



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

ISEL



A gestão do risco associado à negociação de energia eléctrica através de contratos bilaterais e mercado *spot*.

Luís André Batista Ramos
(Bacharel)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Electrotécnica – Ramo de Energia

Orientadores:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa

Júri:

Presidente: Professor Constantino Vital Sopa Soares (ISEL)

Vogais:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa (ISEL)

Professor João José Esteves Santana (IST)

Engenheiro José Alberto de Baptista Allen Lima (EDP)

Setembro 2011

Aos meus pais:

Vitor Luís Cabaço Ramos Batista

Nicia Lentes Batista Ramos

Agradecimentos

Quero em primeiro lugar apresentar o meu sincero agradecimento ao professor Jorge de Sousa por ter aceite orientar o meu trabalho, pelos comentários e pelas sugestões valiosas e enriquecedoras, pelo tempo dispendido, pelo acompanhamento incondicional, e também pela confiança que depositou em mim.

Em especial ao Eng.º Allen Lima, director do departamento de risco da EDP, pela disponibilidade demonstrada, e pelas reuniões proveitosas em torno do desenvolvimento do trabalho, proporcionando-me uma aprendizagem mais abrangente sobre a análise de risco. Quero agradecer igualmente ao Eng.º Rui Jerónimo e à Eng.ª Tânia Silva também do departamento de risco da EDP, pela atenção e apoio prestados.

À Secção de Energia e Sistemas do ISEL/ADESPA, nomeadamente ao Eng.º João Lagarto e Eng.º Sérgio Faias pelos dados que me disponibilizaram.

Aos meus colegas de curso que ao longo destes anos lutaram ao meu lado, em especial ao Sérgio e ao Júlio, mas nunca esquecendo todos os outros que sem dúvida também foram um contributo importante para o meu sucesso.

À minha família, nomeadamente aos meus pais e ao meu irmão pelo apoio emocional e económico.

À Ana pelo carinho e compreensão que teve para comigo.

Resumo

Num mercado de electricidade competitivo onde existe um ambiente de incerteza, as empresas de geração adoptam estratégias que visam a maximização do lucro, e a minimização do risco. Neste contexto, é de extrema importância para desenvolver uma estratégia adequada de gestão de risco ter em conta as diferentes opções de negociação de energia num mercado liberalizado, de forma a suportar a tomada de decisões na gestão de risco. O presente trabalho apresenta um modelo que avalia a melhor estratégia de um produtor de energia eléctrica que comercializa num mercado competitivo, onde existem dois mercados possíveis para a transacção de energia: o mercado organizado (bolsa) e o mercado de contratos bilaterais. O produtor tenta maximizar seus lucros e minimizar os riscos correspondentes, seleccionando o melhor equilíbrio entre os dois mercados possíveis (bolsa e bilateral). O mercado de contratos bilaterais visa gerir adequadamente os riscos inerentes à operação de mercados no curto prazo (mercado organizado) e dar o vendedor / comprador uma capacidade real de escolher o fornecedor com que quer negociar. O modelo apresentado neste trabalho faz uma caracterização explícita do risco no que diz respeito ao agente de mercado na questão da sua atitude face ao risco, medido pelo Value at Risk (VaR), descrito neste trabalho por Lucro-em-Risco (PAR). O preço e os factores de risco de volume são caracterizados por um valor médio e um desvio padrão, e são modelizados por distribuições normais. Os resultados numéricos são obtidos utilizando a simulação de Monte Carlo implementado em Matlab, e que é aplicado a um produtor que mantém uma carteira diversificada de tecnologias de geração, para um horizonte temporal de um ano. Esta dissertação está organizada da seguinte forma: o capítulo 1, 2 e 3 descrevem o estado-da-arte relacionado com a gestão de risco na comercialização de energia eléctrica. O capítulo 4 descreve o modelo desenvolvido e implementado, onde é também apresentado um estudo de caso com uma aplicação do modelo para avaliar o risco de negociação de um produtor. No capítulo 5 são apresentadas as principais conclusões.

Palavras-chave: Contratos bilaterais, despacho económico, fronteira eficiente, mercados de electricidade, lucro esperado, estratégias de cobertura de risco, simulação de Monte Carlo, economia nos sistemas de potência, Lucro-em-Risco, gestão de risco.

Abstract

In a competitive electricity market, generation companies (Gencos) pursue profit maximization strategies, subjected to the minimization of risk, in an uncertainty environment. In this context, it is of utmost importance to develop an appropriate risk management strategy that takes into account the different options of trading electricity in a liberalized market, that supports risk management decision making. This dissertation presents a model for evaluating the optimal strategy of a Genco that trades electricity in a competitive market, where two possible energy transaction markets are considered: the *spot* market and the bilateral contract market. The Genco tries to maximize its profits and minimize the corresponding risks by selecting the optimal balance between the two possible transaction markets (*spot* and bilateral). The bilateral contract market aims at adequately manage the risk inherent to the markets operation in the short term (*spot* market) and give the buyer/seller a real ability to choose the supplier which they want to negotiate with. The model presented in this paper makes an explicit characterization of risk with respect to the market agent under consideration and its attitude towards risk, measured by Value at Risk (VaR) measures, namely the Profit at Risk (PaR). The price and volume risk factors are characterized by a mean value and a standard deviation, and are modeled by normal distributions. Numerical results are obtained using Monte Carlo simulation implemented in Matlab, which is applied to a Genco that holds a diversified portfolio of generation technologies, for a time horizon of one year. This dissertation is organized as follows. In chapter 1, 2 and 3 a state-of-the-art related to the risk management in electricity trading is presented. Chapter 4 describes the model developed and implemented and is also presented a case study with an application of the model to assess the risk of a Genco. In chapter 5 the main conclusions are drawn.

Keywords: Bilateral contracts, economic dispatch, efficient frontier, electricity markets, expected profit, hedging strategies, Monte Carlo simulation, power systems economics, profit-at-risk, risk management.

Índice

AGRADECIMENTOS	II
RESUMO.....	III
ABSTRACT	IV
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 MODELO EM BOLSA.....	3
1.2 CONTRATOS BILATERAIS.....	4
1.3 CONTRATOS DE ÍNDOLE FINANCEIRA	5
1.4 DESCRIÇÃO DA ESTRUTURA DO PRESENTE TRABALHO	6
2 ANÁLISE BIBLIOGRÁFICA	8
2.1 AVALIAÇÃO DE RISCO.....	8
2.2 PREVISÃO DO PREÇO DE LICITAÇÃO EM BOLSA	12
2.3 PREVISÃO DAS CONDIÇÕES DOS CONTRATOS BILATERAIS	15
2.4 CONTRATOS BILATERAIS, FUTUROS E MERCADO ORGANIZADO.....	16
3 DESCRIÇÃO DOS PRINCIPAIS MERCADOS DE ELECTRICIDADE	18
3.1 MIBEL – MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDADE.....	18
3.2 NORDPOOL.....	28
3.3 FRANÇA.....	34
3.4 ALEMANHA.....	37
3.5 INGLATERRA E GALES	41
3.6 ITÁLIA	44
3.7 ÁUSTRIA.....	48
3.8 POLÓNIA.....	49
3.9 AUSTRÁLIA.....	49
3.10 PJM.....	50
3.11 CALIFÓRNIA.....	51
3.12 ANÁLISE COMPARATIVA DOS MERCADOS INTERNACIONAIS.....	53
4 MODELO DE GESTÃO DE RISCO.....	64
4.1 AVALIAÇÃO DE RISCO E O MODELO SIMPLIFICADO.....	64
4.2 CARACTERIZAÇÃO DO MODELO SIMPLIFICADO	68
4.3 MODELO DESENVOLVIDO.....	73
4.3.1 <i>Caracterização do modelo aprofundado</i>	73
4.3.2 <i>Modelização</i>	75
4.4 CASO DE ESTUDO	88
5 CONCLUSÃO	92
6 BIBLIOGRAFIA	95
6.1 ARTIGOS.....	95
6.2 LIVROS	96
6.3 DOCUMENTOS.....	96
6.4 DISSERTAÇÕES	97
6.5 WEB	97
7 GLOSSÁRIO.....	98

8	ANEXO.....	101
---	------------	-----

Índice de Figuras

FIGURA 1 – NÚMERO DE CONSUMIDORES NO MERCADO LIBERALIZADO.	20
FIGURA 2 – VALOR DE ENERGIA RELATIVO A CONSUMIDORES NO MERCADO LIBERALIZADO.	20
FIGURA 3 – GRÁFICO COMPARATIVO ENTRE O PREÇO ENTRE PORTUGAL E ESPANHA – JULHO 2007 A JULHO 2011.....	22
FIGURA 4 – PERCENTAGEM DE CONTRATOS BILATERAIS (2008 A 2011), ESPANHA VS PORTUGAL E MIBEL.....	23
FIGURA 5 – PERCENTAGEM DA POTÊNCIA TOTAL INSTALADA EM PORTUGAL E ESPANHA.	24
FIGURA 6 – PERCENTAGEM DA POTÊNCIA INSTALADA PARA AS DIFERENTES TECNOLOGIAS – PORTUGAL E ESPANHA.	25
FIGURA 7 – CONSUMO PERCENTUAL DE PORTUGAL E ESPANHA.	26
FIGURA 8 – SATISFAÇÃO PERCENTUAL DO CONSUMO NO ANO 2008 DE ACORDO COM O TIPO DE TECNOLOGIA – MIBEL.	27
FIGURA 9 – VOLUMES DO MERCADO ORGANIZADO, COMO PERCENTAGEM DO CONSUMO NA ZONA NÓRDICA PERÍODO 1997 - 2007.....	29
FIGURA 10 - PERCENTAGEM DA POTÊNCIA INSTALADA PARA AS DIFERENTES TECNOLOGIAS – NORDPOOL.	31
FIGURA 11 - CONSUMO PERCENTUAL DA DINAMARCA, FINLÂNDIA, NORUEGA E SUÉCIA.....	32
FIGURA 12 - PERCENTAGEM DOS VOLUMES DE ENERGIA NEGOCIADOS - NORDPOOL.	33
FIGURA 13 - SATISFAÇÃO PERCENTUAL DO CONSUMO NO ANO 2008 DE ACORDO COM O TIPO DE TECNOLOGIA – NORDPOOL.	33
FIGURA 14 - PERCENTAGEM DA POTÊNCIA INSTALADA PARA AS DIFERENTES TECNOLOGIAS – FRANÇA.....	35
FIGURA 15 - SATISFAÇÃO PERCENTUAL DO CONSUMO NO ANO 2008 DE ACORDO COM O TIPO DE TECNOLOGIA – FRANÇA.....	36
FIGURA 16 – PERCENTAGEM DOS VOLUMES DE ENERGIA NEGOCIADOS - FRANÇA.	37
FIGURA 17 - PERCENTAGEM DA POTÊNCIA INSTALADA PARA AS DIFERENTES TECNOLOGIAS – ALEMANHA.	39
FIGURA 18 - SATISFAÇÃO PERCENTUAL DO CONSUMO NO ANO 2006 DE ACORDO COM O TIPO DE TECNOLOGIA – ALEMANHA	40
FIGURA 19 - PERCENTAGEM DA POTÊNCIA INSTALADA PARA AS DIFERENTES TECNOLOGIAS – INGLATERRA E GALES.	43
FIGURA 20 - SATISFAÇÃO PERCENTUAL DO CONSUMO NO ANO 2006 DE ACORDO COM O TIPO DE TECNOLOGIA – INGLATERRA E GALES.....	44

FIGURA 21 – ENERGIA NEGOCIADA EM BOLSA E ATRAVÉS DE CONTRATOS BILATERAIS E OTC VS MÉDIA DO PREÇO ÚNICO NACIONAL (PUN) EM 2007.....	45
FIGURA 22 - PERCENTAGEM DA POTÊNCIA INSTALADA PARA AS DIFERENTES TECNOLOGIAS – ITÁLIA.	46
FIGURA 23 - - SATISFAÇÃO PERCENTUAL DO CONSUMO NO ANO 2007 DE ACORDO COM O TIPO DE TECNOLOGIA – ITÁLIA.	47
FIGURA 24 - PERCENTAGEM DOS VOLUMES DE ENERGIA NEGOCIADOS - ITÁLIA.....	48
FIGURA 25 – GRÁFICO COMPARATIVO (€/MWH VS TEMPO) – DE 08/10/2008 A 31/12/2008.	53
FIGURA 26 – COMPARATIVO DE PREÇOS DOS MERCADOS <i>SPOT</i> – NORDPOOL, ALEMANHA E FRANÇA - DE 01/01/2004 A 31/12/2007	54
FIGURA 27 - COMPARATIVO DE PREÇOS DOS MERCADOS <i>SPOT</i> – ESPANHA (OMEL), ITÁLIA E FRANÇA.....	54
FIGURA 28 – COMPARATIVO DE PREÇOS ENTRE DIFERENTES MERCADOS EUROPEUS. €/MWH VS TEMPO (ANO 2007).....	55
FIGURA 29 – UTILIZAÇÃO DA ENERGIA MUNDIAL TRANSACCIONADA POR TIPO DE FUEL.	55
FIGURA 30 - EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO MUNDIAL DE ELECTRICIDADE POR FONTES	57
FIGURA 31 – PREÇO DO BRENT [\$/BARRIL] E CÂMBIO EURO/DÓLAR - EVOLUÇÃO DE JANEIRO 2006 A JUNHO 2010.	58
FIGURA 32 – DISPERSÃO DE VALORES PREÇO DO BRENT VS CÂMBIO.	59
FIGURA 33 – PREÇO DO BRENT EM EUROS/BARRIL.	60
FIGURA 34 – PREÇO DE FECHO DAS LICENÇAS DO CELE – MERCADO ORGANIZADO E CONTRATAÇÃO BILATERAL (OTC) DE FUTUROS.	62
FIGURA 35 – VOLATILIDADE NOS EUA E A MÉDIA MÓVEL DOS VOLUMES DIÁRIOS (OTC E BOLSAS).....	62
FIGURA 36 – EMISSÃO MUNDIAL DE DIÓXIDO DE CARBONO.	63
FIGURA 37 – VAR PARA UMA DISTRIBUIÇÃO NORMAL.	65
FIGURA 38 – FUNÇÃO DENSIDADE PROBABILIDADE.	66
FIGURA 39 – FUNÇÃO PROBABILIDADE ACUMULADA.....	66
FIGURA 40 – CONJUNTO DE COMBINAÇÕES PARA PRODUÇÃO.	68
FIGURA 41 – FLUXOGRAMA DO FUNCIONAMENTO DO MODELO SIMPLIFICADO.....	70
FIGURA 42 – CURVA GENÉRICA.....	72
FIGURA 43 – SIMULAÇÃO “IN SAMPLE” DO PREÇO <i>SPOT</i> E A RESPECTIVA CORRELAÇÃO LINEAR COM $R^2=0,98$	77
FIGURA 44 – DISTRIBUIÇÃO NORMAL PARA UM DADO VALOR MÉDIO MENSAL DE PREÇO <i>SPOT</i>	77
FIGURA 45 – PREÇO <i>SPOT</i> HORÁRIO PARA O MÊS <i>M</i>	78

FIGURA 46 – MONÓTONA HORÁRIA DA PROCURA TÉRMICA $\left(a^r(h) \right)$	80
FIGURA 47 – DESPACHO ECONÓMICO DAS CENTRAIS TÉRMICAS DE ACORDO COM A ORDEM DE MÉRITO.....	81
FIGURA 48 – ENTRADAS E SAÍDA DO MODELO DE CASSAÇÃO.....	81
FIGURA 49 – DIAGRAMA INPUT E OUTPUT DA PROPAGAÇÃO DO RISCO PARA AS CENTRAIS TÉRMICAS.....	84
FIGURA 50 – DIAGRAMA INPUT E OUTPUT DA PROPAGAÇÃO DO RISCO PARA O RESTANTE MODELO.	84
FIGURA 51 – DISTRIBUIÇÃO NORMAL DO LUCRO PARA O PERÍODO M E PARA UM DETERMINADO CENÁRIO DE QUANTIDADE DE VOLUME POR CONTRATOS BILATERAIS, PARA UM GRAU DE CONFIANÇA $B=5\%$	86
FIGURA 52 – CONSTRUÇÃO DA FRONTEIRA EFICIENTE.	87
FIGURA 53 – DISTRIBUIÇÕES DO LUCRO ANUAL PARA TRÊS CASOS DIFERENTES DE QUANTIDADE A BILATERALIZAR.	89
FIGURA 54 – FRONTEIRA EFICIENTE COM A REPRESENTAÇÃO DA QUANTIDADE DE BILATERAL VS. PAR.	90
FIGURA 55 - FRONTEIRA EFICIENTE COM A REPRESENTAÇÃO DO PAR. VS.LUCRO ESPERADO.	90

Índice de Tabelas

TABELA 1 - POTÊNCIA INSTALADA DE ACORDO COM O TIPO DE TECNOLOGIA EM 31/12/2008 – PORTUGAL E ESPANHA.FONTE: REN E REE	24
TABELA 2 – SATISFAÇÃO DO CONSUMO NO ANO 2008 – PORTUGAL E ESPANHA.	26
TABELA 3 – POTÊNCIA INSTALADA DE ACORDO COM O TIPO DE TECNOLOGIA EM 31/12/2008 - NORDPOOL.	30
TABELA 4 - SATISFAÇÃO DO CONSUMO NO ANO 2008 - NORDPOOL.....	32
TABELA 5 - POTÊNCIA INSTALADA DE ACORDO COM O TIPO DE TECNOLOGIA NO ANO 2008 - FRANÇA.....	35
TABELA 6 - SATISFAÇÃO DO CONSUMO NO ANO 2008 – FRANÇA.	36
TABELA 7 - POTÊNCIA INSTALADA DE ACORDO COM O TIPO DE TECNOLOGIA EM 31/12/2006 - ALEMANHA.	38
TABELA 8 - SATISFAÇÃO DO CONSUMO NO ANO 2006 – ALEMANHA.	39
TABELA 9 – NÚMERO DE OPERADORES DE SISTEMA, TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO – ALEMANHA.41	
TABELA 10 - POTÊNCIA INSTALADA DE ACORDO COM O TIPO DE TECNOLOGIA EM 31/12/2006 - INGLATERRA E GALES.	42
TABELA 11 - SATISFAÇÃO DO CONSUMO NO ANO 2006 – INGLATERRA.....	43
TABELA 12 - POTÊNCIA INSTALADA DE ACORDO COM O TIPO DE TECNOLOGIA EM 31/12/2007 - ITÁLIA.	46
TABELA 13 - SATISFAÇÃO DO CONSUMO NO ANO 2007 – ITÁLIA.....	47
TABELA 14 – MIX DE PRODUÇÃO	88
TABELA 15 – ENERGIA PRODUZIDA DURANTE 12 MESES PARA FONTE RENOVÁVEL E HÍDRICA.	88
TABELA 16 – PERCENTAGEM DE ENERGIA A BILATERALIZAR.	89

1 Introdução

O presente trabalho teve como principal objectivo o estudo do factor risco/retorno em torno da comercialização de energia eléctrica através de dois modos diferentes, mercado organizado e contratos bilaterais. Esta dissertação tem base numa necessidade de pesquisa, proposta pelo departamento de risco da EDP, reflectindo uma preocupação sobre a tomada de decisão de negociação num mercado liberalizado.

A liberalização dos mercados de energia eléctrica colocou novos desafios aos agentes participantes nos mesmos. O presente documento terá como tema principal o estudo do risco e retorno com base em duas formas de negociação de energia eléctrica, os contratos bilaterais e o mercado organizado, para o agente produtor/vendedor a operar nos mercados grossistas.

Os mercados grossistas apresentam diferenças significativas de estrutura nos diversos países onde a liberalização ocorreu. Certos mercados criaram bolsas obrigatórias com vista a garantir liquidez (p.e. o mercado de Inglaterra e Gales, de 1990 a 2001, e o mercado espanhol, de 1998 a 2007), enquanto outros optaram pela possibilidade da contratação bilateral, como seja o MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade, desde Julho de 2007, e a reorganização do mercado inglês – NETA – *New Electricity Trading Arrangements*, desde Março de 2001, sendo substituído pela recente reforma BETTA - *British Electricity Trading and Transmission Arrangements*.

A questão essencial que se coloca no desenho eficiente do mercado é a forma de gerar o equilíbrio entre liquidez e estabilidade. Uma solução adoptada por alguns mercados consiste na existência de um mercado organizado obrigatório, complementado por um mercado organizado de derivados que permite efectuar a cobertura do risco associado à volatilidade dos preços, bem como mitigar o poder de mercado dos agentes vendedores. A solução da contratação bilateral introduz maior estabilidade, uma vez que fixa um preço para o horizonte do contrato e promove uma maior participação dos agentes compradores. No entanto, ao fechar uma posição através de um contrato bilateral é criada uma rigidez, que contrasta com a flexibilidade existente no mercado organizado, onde as posições são fechadas no dia anterior à transacção, sendo ainda permitido refazer posições no próprio dia através do mercado intradiário (este factor tem uma importância acrescida em sistemas com bastante incerteza na produção como é o caso português, onde a produção hídrica e

eólica têm um peso significativo e crescente). O produtor poderá contudo, recorrer ao mercado organizado para satisfazer a sua procura, através de ofertas de compra sempre que o preço em bolsa, esteja abaixo do seu custo marginal. Para além disso, o preço do mercado organizado constitui um referencial para todos os agentes, nomeadamente para a realização dos contratos bilaterais, por ser estabelecido de forma transparente, contrariamente ao preço dos contratos bilaterais que é estabelecido de forma privada entre as partes envolvidas na transacção. Atendendo a estes factores, um modelo de mercado com bastante aceitação baseia-se na coexistência da contratação bilateral com um mercado organizado e de futuros sendo este o caso do MIBEL. Revela-se então necessária a determinação de uma carteira equilibrada entre contractos bilaterais e a compra de energia em mercado organizado, de acordo com o nível de risco que cada uma das partes, produtor e comercializador, estão dispostas a assumir, garantindo assim um compromisso adequado entre o benefício e risco esperado. Para tal terá que se ter em consideração os riscos assumidos pelas partes: o produtor tem riscos associados, por exemplo, ao preço dos combustíveis, às indisponibilidades não programadas dos geradores, à previsão do consumo, ao preço de venda em mercado organizado, à sua produção de origem renovável, entre outros; enquanto que para o comercializador existe o risco de o mercado organizado atingir valores inferiores ao estabelecido no contrato bilateral, ou a energia negociada ser diferente da que necessita para a sua actividade. Neste contexto, colocam-se desafios ao nível do sistema, que deve garantir o desejado equilíbrio entre liquidez e estabilidade, e ao nível dos agentes, que têm de efectuar a afectação óptima da energia que transaccionam em cada um dos segmentos – bilateral, *spot* e futuros.

O presente trabalho tem então como motivação a seguinte principal questão:

Qual a melhor estratégia para alimentar esses clientes numa lógica de retorno/risco tendo em consideração o portfolio de produção da empresa e as diversas formas de negociação possíveis (contratos bilaterais e mercado)?

Deste modo, tomando como dado de partida a base de clientes, irá determinar-se qual a energia que deve ser negociada através de cada uma das formas de negociação existentes, com o objectivo de minimizar o risco para uma dado nível de retorno desejado.

1.1 Modelo em Bolsa

Com a liberalização do sector eléctrico, nem todos os países ou regiões definiram uma organização de mercado idêntica. De uma forma geral, a maioria dos países que têm um mercado liberalizado de electricidade têm implementado um modelo em bolsa. Este modelo pode ainda ser dividido entre obrigatório e livre, dependendo se todas as licitações têm de ser apresentadas à bolsa de energia eléctrica ou não.

Estes mercados são constituídos por mecanismos de curto prazo nos quais se pretende equilibrar a produção e o consumo através de propostas apresentadas pelas entidades produtoras, por um lado, e pelos comercializadores e consumidores por outro. Este tipo de mercados funciona normalmente no dia anterior àquele em que será implementado o resultado das propostas de compra/venda que tiverem sido aceites. É um mercado denominado de *spot*, diário ou intradiário, na literatura existente este tipo de mercado tem ainda a designação de *Day-Ahead Markets*.

As decisões de investimento tomadas neste tipo de mercados de curto prazo estão associadas a considerações que abrangem um horizonte temporal mais alargado. Neste sentido, pretende-se proceder à tomada de decisão de curto prazo de forma a reflectir custos marginais, acrescido das receitas necessárias para cobrir os investimentos efectuados e garantir o nível de rentabilidade exigido pelos accionistas. Devido às naturais alterações diárias do consumo, existe a necessidade de despachar centrais eléctricas com diferentes custos marginais de forma a estas variações de carga serem integradas nos custos de exploração. Assim, o intervalo de tempo de um dia, que é alvo de negociação do dia anterior pode ser discriminado em 24 ou 48 intervalos de uma hora ou trinta minutos respectivamente, e de acordo com as propostas de compra/venda indicadas pelos produtores, comercializadores e/ou consumidores. O mercado a curto prazo administrado pela bolsa pode então ser definido como um mercado grossista de energia eléctrica, tendo por base as propostas de compra/venda em que os preços apresentados pelos produtores tendem a reflectir custos marginais.

Em princípio, o modelo em bolsa deverá ser tão mais competitivo quantos mais agentes actuarem nos segmentos de compra e venda. Para que haja um mercado potencialmente mais competitivo, deverá existir uma determinada diferença entre a capacidade de produção instalada e a potência da carga na ponta, de forma a existir uma

margem de reserva suficiente para inibir qualquer agente de ter um poder de mercado excessivo nas horas de maior procura. Numa situação limite, se essa diferença for muito pequena, a alimentação da carga poderá exigir a aceitação de todas as ofertas de venda. Nestas condições, e assumindo uma procura pouco elástica, o último gerador a ser despachado possui um grande poder sobre o preço de mercado.

A quantidade resultante do encontro de mercado terá de ser sujeita à validação por parte do operador de sistema, que incluirá as suas restrições de natureza técnica. Caso ocorra algum congestionamento será necessária a intersecção entre o operador de mercado e o operador de sistema de modo a eliminar essas situações. Se não forem resolvidos os congestionamentos o operador de sistema terá sempre autoridade para impor alterações aos despachos iniciais. Desta forma o operador de sistema comprará serviços de sistema que visam garantir a estabilidade da rede em tempo real tais como: reserva, regulação de frequência e tensão. Como tal deverão ser estabelecidas regras claras e transparentes de actuação do operador de sistema, uma vez que poderá ter de assumir decisões que, afectando os trânsitos de energia eléctrica, alteram os fluxos financeiros entre as diversas entidades.

1.2 Contratos Bilaterais

Outra forma de negociação de energia eléctrica consiste na contratação bilateral, ou seja, produtores, comercializadores e consumidores estabelecem entre si as condições de entrega de energia – quantidade e preço a que esta é transaccionada. Este tipo de contrato pretende responder de uma forma adequada ao risco inerente ao funcionamento dos mercados a curto prazo e conferir às entidades consumidoras uma capacidade real de eleger o fornecedor com o qual se pretendem relacionar.

Em muitos países os contratos bilaterais coexistem com mecanismos de bolsa, o que revela ser uma forma de manter estabilidade nos preços de mercado, mas com os inconvenientes de diminuir a liquidez do mercado organizado, a não compatibilidade com o despacho optimizado, ou o facto da menor transparência dos preços, uma vez que o negócio entre as partes tem um carácter privado. Este tipo de contrato assume em alguns

mercados, tais como nos mercados, Espanhol (13,9 TWh ou 42%)¹, Francês (395 TWh ou 69% em 2007)² ou Polaco (75,42 TWh ou 61% em 2007)³, uma grande percentagem do volume de compras/vendas de energia eléctrica.

1.3 Contratos de Índole Financeira

O mercado diário e intradiário – ou *spot* – tem uma elevada volatilidade, devido sobretudo à variabilidade e inelasticidade do consumo, às diferenças de custos de produção das diversas tecnologias de produção de energia eléctrica e às estratégias de licitação dos agentes. Desta forma, à medida que a carga aumenta, também o preço da energia aumenta, visto que são despachadas centrais com custos superiores. Isto faz com que o preço da energia eléctrica tenha preços variáveis ao longo do dia, assim como uma variação sazonal.

Desta forma ambas as partes intervenientes na negociação (vendedores e compradores) têm interesse em salvaguardar a sua posição, procurando uma forma eficaz de mitigar o risco de mercado. A existência de mecanismos de índole financeira, permite efectuar a cobertura do risco ou *hedging*, através de diferentes tipos de produtos tais como:

- CfD – Contract for Difference ou Contratos às diferenças, onde se estabelece um preço denominado de “*Price-Target*” ou preço-alvo, o qual serve de referência para o contrato. Sempre que nos intervalos de tempo em que o preço-alvo for superior ao preço de mercado, a entidade consumidora paga à entidade produtora a diferença entre o preço alvo e o preço de mercado, ou então o contrário, ou seja, nos intervalos de tempo em que o preço de mercado for superior ao preço-alvo, a entidade produtora paga à entidade consumidora a diferença entre o preço de mercado e o preço-alvo.
- Futuros, que são contratos standarizados⁴ negociados em bolsa, em que as partes se obrigam a comprar/vender uma determinada quantidade de energia, a um determinado preço e numa data futura pré-determinada.

¹ Conselho de Reguladores, Boletins Mensais MIBEL, Janeiro a Dezembro 2008.

² CRE – Activity Report – Junho 2008.

³ National Report – The president of the energy regulatory office in Poland, 2008.

- Forwards, são semelhantes ao conceito de Futuros, em que as partes se obrigam a comprar/vender uma determinada quantidade de energia, a um determinado preço e numa data futura pré-determinada, mas com a diferença de não ser um produto standard, e permitindo que todos os elementos do contrato sejam negociáveis. Estes são produtos típicos do mercado OTC – Over the Counter, uma vez que são contratos particulares ou fora de bolsa.
- Opções, podem-se dividir em dois tipos, a opção de compra (Call Options) e a opção de venda (Put Options). A opção de compra é um título que confere ao seu detentor o direito de comprar uma dada quantidade do produto subjacente, a um dado preço numa ou até uma dada data futura. Quanto à opção de venda, confere ao seu detentor o direito de vender uma dada quantidade do produto subjacente, a um dado preço numa ou até uma dada data futura.

Todos estes produtos podem ser categorizados como contratos a prazo, uma vez que estabelecem a entrega de energia para uma data futura, ou com uma determinada data de início e fim de contrato.

1.4 Descrição da estrutura do presente trabalho

O presente trabalho divide-se em sete principais capítulos. O capítulo da introdução descreve de um modo geral a motivação e o objectivo do presente trabalho, indicando o contexto histórico dos mercados grossistas que sofreram liberalização, e no qual operam diferentes comercializadores através de diferentes formas de negociação, nomeadamente mercado organizado, contratos bilaterais, e futuros.

O segundo capítulo descreve a análise bibliográfica sob a qual o presente trabalho tem origem e inspiração. A análise bibliográfica assenta sobre a avaliação de risco, previsão do preço em mercado organizado, previsão das condições dos contratos bilaterais

⁴ Entenda-se “contratos standarizados” como um contrato que estabelece quantidades e qualidades normalizadas para todos os participantes do mercado.

e finalmente considerações sobre contratos bilaterais, futuros e mercado organizado. Em ambos os subcapítulos são expostos diferentes pontos de vista consoante os autores, e que servem de base de partida para o presente trabalho.

O terceiro capítulo descreve os principais mercados de energia eléctrica, desde o MIBEL aos principais mercados europeus e americanos. Neste capítulo é feita uma análise à potência instalada das diferentes tecnologias existentes nos vários mercados, assim como a percentagem de utilização de contratos bilaterais versus mercado organizado.

O quarto capítulo trata da modelização da gestão de risco, fazendo a separação entre o modelo simplificado que descreve de uma forma sucinta as principais linhas delineadoras do modelo desenvolvido.

No quinto capítulo têm lugar as considerações finais, e a conclusão sobre o presente trabalho.

O sexto e o sétimo capítulo servem de bibliografia e glossário respectivamente.

Em anexo é apresentado o artigo discutido em conferência com arbitragem científica cuja base de trabalho foi a presente dissertação: L. Ramos, J. Sousa, T. Silva, R. Jerónimo, J. Allen Lima, “*A Risk Management Model for Trading Electricity in the Spot Market and through Bilateral Contracts*”, EEM 10 - 7th International Conference on the European Energy Market, Madrid, Junho 2010

2 Análise bibliográfica

Os mercados de energia têm-se desenvolvido ao longo dos anos, apresentando um carácter cada vez mais complexo. As bolsas de energia eléctrica são semelhantes a qualquer outra bolsa de “*commodities*”, como tal foram adoptadas medidas para cobertura de risco semelhantes às utilizadas nos mercados financeiros, o que corresponde à chamada financeirização do mercado. Os instrumentos de cobertura permitem reduzir o risco de um negócio em mercado organizado, para um determinado valor de lucro ou valor de utilidade, consoante se é vendedor ou comprador. Tal como se referiu no capítulo anterior, cada bolsa de energia pode ter produtos derivados diferentes, sendo que, o mercado organizado é um ponto comum à maioria dos mercados existentes com uma estrutura liberalizada.

Podem considerar-se formas de cobertura de risco os contratos bilaterais, futuros, *forwards*, CfD e opções, tal como descrito no capítulo 1. Torna-se assim necessário compreender os riscos que cada uma das partes intervenientes tem no negócio, para se obter uma eficaz gestão de risco. Estabelecer uma carteira equilibrada com estes métodos de cobertura é fundamental para as empresas que querem tirar partido do melhor negócio. Sabe-se da experiência de alguns mercados, que uma parte da energia é transaccionada através de contratos bilaterais e a restante a partir do mercado organizado. Que risco terá essa carteira de produtos? De que forma é assegurada a estabilidade do sistema com a transacção desse tipo de produtos? De que forma, diferentes tipos de contratos podem trazer problemas de liquidez no mercado organizado? Em resposta a estas questões efectuou-se uma pesquisa bibliográfica, com vista a melhorar e complementar o entendimento dos problemas em questão e perspectivar uma forma de abordagem aos mesmos.

2.1 Avaliação de risco

De uma forma sistemática, a gestão de risco pode ser dividida em três fases:

1. Identificação dos factores de risco, ou seja, em termos de modelização, identificar quais são as variáveis determinísticas e quais são as variáveis estocásticas nas quais está a fonte de risco.

2. Medição ou avaliação do risco, onde são utilizados diferentes métodos. O método mais conhecido e aceite nos mercados financeiros é o VaR – *Value at Risk*, e que passou a ser igualmente utilizado nos mercados de electricidade.

Outro conceito complementar, que não é tão utilizado nos mercados, mas que complementa o método anterior é o CVaR – *Conditional Value at Risk*. A principal diferença entre estes dois métodos está nas conclusões que se podem tirar de ambos. O VaR, mede a potencial perda do investidor para um determinado grau de confiança, num determinado intervalo de tempo. Uma limitação deste método é o facto de não se saber qual a potencial perda que pode existir acima do valor do VaR. É aqui então que o CVaR complementa a lacuna existente. Este método consiste numa média ponderada das perdas com probabilidade superior à definida no VaR.

Se o VaR e o CVaR contabilizam as possíveis perdas, métodos baseados na variância contabilizam na dispersão de valores, não só as perdas mas também os possíveis ganhos.

3. Mitigação ou cobertura de risco (hedging), que consiste na aplicação de produtos no portfolio que permitam diminuir o risco a que o investidor está sujeito, tais como por exemplo futuros, forwards ou CfD, sob os produtos que foram assumidos como variáveis aleatórias ou estocásticas na entrada do sistema.

A forma de abordagem na avaliação de risco é estudada por Kahtib e Galiana (2007), e consideram que, numa carteira com um mix de produtos *spot* e contratos bilaterais, os participantes no mercado podem estabelecer com bastante tempo de antecedência um contrato antes da entrega física da energia, resultando daqui uma estratégia de hedging. Existem ainda assim alguns riscos neste negócio, quer para o vendedor, quer para o comprador. Para o comprador existe o risco do mercado organizado ter um preço inferior ao estabelecido há algum tempo atrás no contrato bilateral. Para o vendedor existe o risco do preço da matéria-prima (combustíveis) subir inesperadamente, não reflectindo no preço o verdadeiro custo da produção de energia, inviabilizando a obtenção da margem inicialmente esperada. É então necessária uma política de constante negociação para que ambas as partes, tirem o maior partido do contrato, contrabalançando os factores risco/proveito. Tipicamente os parâmetros em negociação e que são necessários delinear

são, o tempo de entrega, duração, quantidade e preço. Nesta negociação permanente os agentes deverão definir o grau de incerteza para os diferentes factores de risco, tais como o preço *spot*, preço dos combustíveis e variação de carga, através de uma distribuição probabilística.

A avaliação do risco/benefício pode ser feita de abordagens diferentes:

- Baseado na noção de proveito, ou seja o lucro esperado pela empresa depende da probabilidade do proveito não ser suficientemente bom. Ou de outra forma aquilo que se podia ter ganho se no momento de fechar o contrato bilateral se soubessem “a priori” as condições actuais de mercado.
- Baseado na noção de VaR onde é determinado o mínimo proveito que se consegue ter para uma determinada probabilidade.
- Baseado na noção de dispersão de proveito, onde esta se pode desviar demasiado do valor médio.

Os autores utilizam um modelo baseado numa metodologia iterativa. No modelo foram contemplados diferentes factores quer para o lado da produção, quer para o lado da carga (compradores), tais como, risco e benefícios para o produtor, proveito ideal para o produtor, pior proveito para produtor, risco a que o produtor está sujeito, e proveitos para o produtor. Para a carga o modelo contemplou o melhor proveito para a carga, pior proveito para a carga, risco a que a carga está sujeita, proveitos que a carga terá dependendo do cenário de avaliação de risco/benefício. O modelo é então sujeito a diferentes cenários baseados cada um deles numa avaliação risco/benefício, descrita anteriormente.

Resumidamente, o algoritmo simula a proposta de um dos participantes no negócio, na qual é definido o seu rácio risco / benefício. Necessariamente o preço proposto vai ao encontro da maximização dos seus benefícios, no entanto, deverá ter a flexibilidade necessária para a outra parte responda com uma contraproposta. O outro participante recebe a proposta, e tendo em conta igualmente o rácio risco / benefício que pretende assumir, pode responder de três formas diferentes:

- Se o intervalo de valores que está disposto a aceitar estiver em contrato, então ele aceita a proposta imediatamente;
- Se os dois intervalos de valores não se sobrepõem, então é gerada uma contraproposta que indica um novo preço (superior ou inferior, caso seja geração ou carga respectivamente)
- Se não se chegar a um consenso, entre vendedor e comprador o negócio não se realiza.

A principal conclusão que se retira é que é necessário a cada uma das partes definir o seu risco/benefício, para que se realize o negócio. Existem ainda outras observações pertinentes tais como:

- O aumento da incerteza em qualquer um dos parâmetros faz com que o risco aumente e por sua vez, seja mais difícil concretizar o negócio. Por outro lado se o produtor ou o consumidor soubesse exactamente os valores de entrada, o negócio também não se concretizava uma vez que cada uma das partes saberia precisamente se o proveito que advinha da sua proposta era possível ou não.
- A presença de várias fontes de risco, tais como o preço em mercado organizado e do preço do combustível subir, faz com que a probabilidade de se fazer negócio diminua.

Se não for possível chegar a um acordo entre as partes, uma delas, ou ambas deverão assumir o parâmetro de risco cada vez maior, para que este se concretize.

Caruso, Dicorato, Minoia e Trovato (2006) têm um ponto comum com abordagem anterior, pois utilizam igualmente o VaR para medir o risco, mas com a diferença de agora existir uma maior focagem na parte do produtor que tem de tomar uma decisão sobre preço a licitar em bolsa, ou para um contrato bilateral. Mais uma vez os autores alertam para o facto da existência da volatilidade inerente ao mercado organizado, o que faz com que seja necessário desenvolver uma ferramenta capaz de detectar a rentabilidade e o risco na licitação. Os possíveis ganhos são determinados através da simulação com o método de

“Monte Carlo”, enquanto o VaR, é utilizado para determinar a potencial perda do portfólio do produtor.

A metodologia adoptada tem como base a possível estimação das variações de carga existentes para o dia seguinte de negociação: Uma das formas é por distribuição probabilística, ou então é feita uma estimativa de carga para as próximas 24 horas (diagrama de carga). Os autores prevêem uma abordagem através de uma distribuição da carga não conhecida, assim como as licitações de oferta através de dados históricos.

Para determinar as condições de fecho de mercado é utilizado um algoritmo, que maximiza o bem-estar social. Posteriormente é aplicado o método de Monte Carlo para simular diversos cenários. Finalmente para se ter uma medida de risco a que os produtores estão sujeitos é calculado o VaR e o CVaR.

Para o método de Monte Carlo são consideradas duas variáveis estocásticas, que são as ofertas de outros produtores, e a carga. Os contratos bilaterais são considerados como conhecidos à partida. Após isto são determinadas as condições de mercado, e é calculada a receita e o risco a que os produtores poderão ficar expostos.

A principal desvantagem do modelo proposto é o facto de que a estimativa de lucros esperados assim como a determinação dos valores do VaR, exige uma notável quantidade de dados cuja disponibilidade nem sempre é garantida. Para validar os resultados, o histórico dos preços do mercado, a informação da carga, bem como o preço de licitação dos restantes participantes do mercado são necessários.

2.2 Previsão do preço de licitação em bolsa

As reformas implementadas nos mercados de electricidade permitiram a passagem de um sistema verticalmente integrado, para um sistema liberalizado, sendo um dos principais objectivos a obtenção de uma maior competitividade na produção e comercialização. Desta forma torna-se fundamental a existência de mecanismos que permitam auxiliar os agentes de mercado nas suas decisões.

Com base na teoria dos jogos, o simulador desenvolvido por Sousa, J. e Lagarto, J. (2007) SiMEC – Simulador do Mercado Eléctrico e do Carbono, permite um modo de treino para quantificar as estratégias das empresas, e um modo de simulação que permite

obter os preços de mercado e as quantidades por tecnologia e empresa. Para tal são utilizados *inputs* como o preço dos combustíveis fósseis, preço do mercado de CO₂, capacidade máxima das centrais produtoras, eficiência, tipo de combustível, proprietário, preço do mercado diário, horas de hidraulicidade, entre outros (Sousa e Lagarto, 2007). Com uma abordagem diferente, Sousa, Borges *et al* (2006) desenvolveram um Simulador de Preços em Licitações Ajustadas – SPeLA que consiste na segmentação ajustada das curvas de licitação dos agentes. Para as diferentes curvas de oferta é determinada uma curva representativa que posteriormente servirá para prever o preço no mercado diário.

Existem ainda outros simuladores, tal como o Powerweb que foi concebido para analisar diferentes tipos de mercados. Foram implementadas diferentes formas de licitação de energia, para que seja o mais aproximado possível à realidade. No entanto este simulador não tem em conta o congestionamento das linhas de transmissão. O AMES - *Agent-based Modeling of Electricity Systems* é um simulador multi-agente, que permite estudar mercados com pequena e média dimensão, levando já em linha de conta o congestionamento das linhas de transmissão. Este simulador não permite escolher a estratégia de licitação, focando-se principalmente na aprendizagem dos agentes licitadores.

De forma a avaliar as decisões dos agentes de mercado, principalmente de agentes compradores e vendedores, o simulador MASCEM - *Multi Agent Simulation system for Competitive Electricity Markets*, permite a actuação no modelo em bolsa e através de CBF – Contratos Bilaterais Físicos, confrontando no final dois agentes de com base na teoria dos jogos.

Por fim, refere-se o simulador EMCAS - *Electricity Market Complex Adaptive System*, que apresenta uma estrutura bastante completa, pois é utilizado para estudo de diferentes mercados (Pool e CBF) tendo em conta a participação multi-agente, assim como o congestionamento de linhas de transmissão. Os agentes licitadores possuem aprendizagem explorando as várias estratégias de licitação disponíveis. Através dos parâmetros de retorno de mercado é verificado se a estratégia de licitação adoptada é realmente a melhor, ou se será mais proveitoso experimentar uma diferente.

É com base nestes conceitos de simulação de preços para licitação que Bompard, Carpaneto, Ciwei *et al* (2007), vão ao encontro da resposta de qual o preço mínimo para licitação em bolsa. Para isso, é utilizado um simulador baseado na teoria dos jogos. O simulador modeliza dois aspectos distintos. Um para o despacho de grupos térmicos e

outro a licitação estratégica do preço da energia para cada hora. O simulador é aplicado à análise do comportamento do produtor no primeiro ano do mercado de energia na Itália. O simulador tem em conta a modelização da evolução das centrais geradoras (novos investimentos, assim como a saída de centrais menos rentáveis). As decisões de investimento são tomadas tendo em conta a projecção do preço médio. Este simulador tem a grande diferença de conseguir lidar com informação real, comparativamente a muitos outros simuladores. As centrais térmicas são modelizadas com grande realismo (custos, flexibilidade, manutenção, indisponibilidades), assim como as centrais hídricas (restrições de potência, restrição de energia mensal assim como a utilização nos períodos de ponta). O modelo das ofertas dos produtores é baseado na teoria dos jogos mais concretamente nos modelos de “Forchheimer e Bertrand”.

É utilizado um algoritmo de médio horizonte temporal (MREMS – *Medium Run Simulator*) que tem em conta as diferentes entradas do sistema (*Data Input*) que são a Carga total, Produção hídrica, Transacções energéticas preferenciais (PPT’s – correspondem a energias renováveis), Contratos bilaterais, Centrais térmicas e dados específicos sobre a teoria dos jogos. Neste estudo, os autores consideraram que as centrais hídricas funcionam nos períodos de ponta (*peak-shaving*), e utilizaram a bombagem nos períodos de vazio. Para as centrais térmicas foi feita uma modelização dos seus custos de produção de forma a determinar o preço de licitação, quer à potência mínima, quer à potência máxima. Para determinar o preço de licitação das centrais térmicas existem duas abordagens:

- A oferta de uma quantidade mínima, ao preço 0, mas suficiente para garantir o funcionamento do gerador, ou seja o seu comissionamento.
- Oferta do resto da capacidade de geração, ao preço “p” determinado pelo simulador.

No entanto para inicializar o jogo é necessário licitar outras ofertas que não a zero e que podem ser determinadas de acordo com:

- A média do custo marginal - que possibilita a recuperação dos custos.
- O custo unitário à potência máxima;
- O custo unitário à potência mínima;

- Factor temporal – Que pondera os diferentes horários na transacção de energia;

No simulador existem dois algoritmos diferentes que compreendem a teoria dos jogos:

- Jogo de Forchheimer – para um mercado onde existe uma posição dominante por parte de um operador,
- Jogo de Bertrand – para um mercado com muita competição e baixa concentração.

Para o *Case-Study* efectuado foi utilizado a modelização por Forchheimer, visto que a empresa ENEL é a que tem maior cota de mercado e é a que mais se impõe no mercado Italiano. Das várias opções possíveis para determinar o preço mínimo de licitação, mostrou-se que existe um menor erro para com a realidade, quando se tem em linha de conta apenas a média do custo marginal e o factor temporal.

2.3 Previsão das condições dos contratos bilaterais

Os contratos bilaterais são amplamente utilizados em alguns mercados. Desta forma torna-se necessário estudar as melhores condições, para o estabelecimento das condições entre as partes intervenientes. Palamarchuk (2007) estuda essa problemática. Os contratos bilaterais tendem a estabilizar os preços em mercado organizado reduzindo o risco que advém das flutuações do preço, da energia e da carga. O mercado organizado está correlacionado com os contratos bilaterais na medida em que os agentes têm em consideração o preço de mercado organizado e a perspectiva de evolução. A determinação das condições de contrato é um procedimento sofisticado a partir do momento em que se tem em linha de conta que quer comprador, quer o vendedor estão interessados em montantes de energia diferentes, dependendo do valor do mercado organizado. Quer isto dizer que se a expectativa do preço em *spot* for de subida torna-se mais interessante para o produtor vender a sua energia em mercado organizado num futuro próximo do que se vincular através de contratos bilaterais. Já para o comprador, para esta condição de mercado é preferível transaccionar energia através de contratos bilaterais e reduzindo ao

máximo o comprado através do mercado organizado. No estabelecimento de um contrato bilateral, as partes intervenientes devem proceder em forma de parceria, para que desta forma o proveito seja conjunto e não unicamente para uma das partes. Para o estabelecimento destas condições o autor implementou um algoritmo que tem por base a teoria dos jogos. É considerado que o contrato bilateral é discutido entre dois agentes em que assumem um comportamento cooperativo. Para determinar essas condições e qual o valor aceitável por ambas as partes do contrato, o autor verifica que estes coincidem com o ponto de Nash, e com o ponto de Pareto que permite aos players atingir o maior ganho possível.

2.4 Contratos bilaterais, Futuros e Mercado organizado

Estas três formas de transaccionar energia têm entre elas uma correlação muito forte, em que o equilíbrio do sistema depende da forma e da quantidade que se compra e se vende estes produtos. Termini e Cavallo (2007) debruçam-se sobre a problemática do equilíbrio entre estas três componentes, de forma a garantir o equilíbrio do sistema e liquidez do mercado organizado. A aproximação a este problema é aqui feita de uma forma analítica apenas, sem que se utilize qualquer processo iterativo.

Os contratos bilaterais são amplamente utilizados em alguns mercados que permitem este tipo de negociação, para satisfazer uma grande parte do consumo. Claro que este procedimento trás o inconveniente de reduzir o volume negociado em bolsa e por sua vez diminui a sua liquidez. Para ajudar neste sentido, o facto de haver produtos a prazo standarizados (futuros) faz com que a liquidez aumente uma vez que os especuladores apenas se interessam por este tipo de produtos e não por de tipo OTC como os forwards ou contratos bilaterais. De referir ainda que, a eficiência do mercado organizado, não pode ser garantida quando existem poucas transacções, ou seja, liquidez.

Nos diferentes mercados de electricidade não existe uniformidade. Alguns optam por um mercado organizado obrigatório tais como a bolsa de Inglaterra e Gales antes da publicação do NETA, ou o mercado Australiano; outros permitem a negociação bilateral tal como a NordPool, MIBEL ou a França. Para o caso de um mercado organizado obrigatório, e se os produtos a prazo forem a única ferramenta de *hedging* capaz de

eliminar o risco, então o custo que advém desse hedging pode-se tornar tão elevado que deixa de ser compensatório para com o potencial benefício ao nível dos preços *spot*. Isto faz com que a existência de contratos bilaterais contribua para mitigar a procura desses produtos (futuros) o que por sua vez faz com que haja uma redução na pressão dos preços. O artigo defende o facto de ser necessário modelizar quer a carga, quer o produtor devido ao facto de ambos fazerem parte do negócio.

O comprador em mercado organizado tem geralmente uma exposição inversa à volatilidade, ou seja, quanto maior esta for, menos energia o comprador quer adquirir neste mercado. No entanto, e numa situação limite, caso o mercado organizado corresponda exactamente ao preço dos contratos bilaterais, então o comprador preferirá escolher o mercado organizado uma vez que este apresenta uma maior flexibilidade que contrasta com a rigidez de um contrato bilateral. A procura tem então um papel importante no mercado, uma vez que o impacto do tamanho do mercado na escolha óptima no mercado organizado, depende da correlação existente entre este e o mercado de futuros. Quanto maior for esta correlação maior será a habilidade do mercado de futuros aumentar a liquidez do mercado organizado.

Sobre o comportamento dos produtores as conclusões também são interessantes. Por exemplo, caso o consumidor seja livre de escolher entre o mercado organizado e contratos bilaterais, e os produtores efectuem a cobertura de risco do mercado organizado, então os preços deste tendem a ser mitigados. Desta forma as autoras demonstram que quer com contratos bilaterais, quer com futuros, esses irão contribuir para um preço *spot* mais baixo. Como resposta à questão inicial, conclui-se ainda que o mercado organizado, com um mercado de futuros e possibilidade de contratação bilateral, não é alternativa necessária para gerir problemas de estabilidade, mas a sua co-existência tem efeitos positivos nos preços de mercado, assim como na mitigação do poder de mercado.

3 Descrição dos principais Mercados de Electricidade

A liberalização do sector energético e mais em particular da electricidade, introduziu uma nova estrutura ao mercado, que anteriormente se apresentava verticalizado. Na Europa a publicação da directiva europeia 92/96/CE e nos EUA a publicação do PURPA – *Public Utility Regulatory Policies Act* em 1978 constituíram os primeiros marcos políticos relevantes para a liberalização dos mercados de electricidade. A directiva 92/96/CE foi criada com o principal objectivo de liberalizar o mercado na produção, contudo o mercado a retalho manteve-se em regime de monopólio regulado. O segundo esforço na liberalização dos mercados de electricidade deu-se com a implementação da directiva europeia 2003/54/CE, que teve como principal objectivo efectivar a liberalização dos segmentos grossista e retalhista. O terceiro passo na liberalização dos mercados deu-se pela consagração da directiva europeia 2009/72/CE, que define novas linhas de orientação para o mercado interno de electricidade, tornando clara a posição dos vários intervenientes no mercado, e incrementando assim, o nível de liberalização, mantendo um sistema universal regulado, com acesso aos consumidores finais sob determinadas condições. De acordo com a normalização indicada anteriormente foi adoptado um desenho de mercado particular nos diferentes países ou zonas, alguns dos quais passam a ser seguidamente descritos.

3.1 MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade

Em Portugal e Espanha, entrou em vigor o MIBEL a 1 de Julho de 2007, que passou a permitir que todos os clientes sejam elegíveis, ou seja, possam escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica. Foi adoptada uma estrutura que permite o mercado organizado através de mercados a prazo e *spot*, e através de contratação bilateral, que permite o relacionamento directo entre, nomeadamente produtores e comercializadores, ou produtores e consumidores. A entidade responsável pelos contratos a prazo (Futuros e Forwards) é o OMIP – Operador de Mercado Ibérico pólo Português, que conta com 37 membros registados em Julho de 2011. Os contratos negociados nesta bolsa podem ter períodos de semanas, meses, trimestres ou anos do tipo carga base,

ou carga de ponta. Os contratos futuros podem-se ainda dividir em dois tipos, uns com entrega física e outros com uma liquidação no vencimento puramente financeira.

Quanto ao mercado diário e intradiário, a entidade responsável por este tipo de negociação é o OMEL – Operador de Mercado Ibérico pólo Espanhol.

Na regulação do mercado de electricidade existem quatro figuras independentes, que são a ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e CMVM – Comissão do Mercado de Valores Mobiliários em Portugal, a CNE – *Comisión Nacional de Energía*, e a CNMV – *Comisión Nacional del Mercado de Valores* em Espanha.

No MIBEL existem dois operadores de sistema e transporte de energia, que são a REN – Redes Energéticas Nacionais em Portugal, e a REE – *Red Eléctrica de España*, em Espanha.

A detentora, em grande parte, da rede de distribuição em Portugal é a EDP – Energias de Portugal, enquanto em Espanha existem várias empresas tais como Iberdrola, Endesa, Union Fenosa, HC Energia e Viesgo.

Na comercialização actuam no mercado Espanhol empresas como a Iberdrola, Endesa, Union Fenosa, HC Energia, Viesgo, Hidro Cantábrico, Fevasa e Solanar. Em Portugal a Iberdrola, Endesa, Union Fenosa, HC Energia também estão presentes mas a grande cota de mercado pertence à EDP. De acordo com os relatórios mensais apresentados pelo regulador do mercado energético Português (ERSE), verifica-se que em Dezembro de 2008, apenas 1,8% dos consumidores estavam no mercado liberalizado, ou seja, a EDP detinha uma elevada cota de mercado uma vez que é a única empresa denominada de comercializador de último recurso a operar em Portugal teria a cargo os restantes 98,2% de consumidores. No entanto, regista-se no mercado liberalizado, o valor de 2,8% de aumento anual – de Janeiro a Dezembro de 2008 – e um aumento de cerca de 30% face a Dezembro de 2007. Numa escala de tempo maior, entre Julho de 2004 e Maio de 2011, verifica-se que o maior crescimento relativo do mercado liberalizado está no período 2006/2007 – Figura 1 - devido sobretudo aos consumidores em BTN – Baixa Tensão Normal.

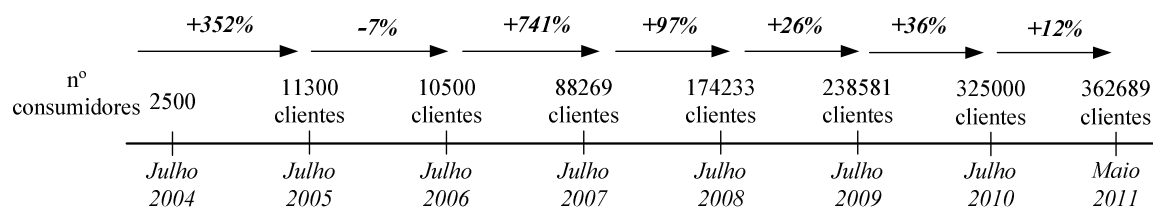


Figura 1 – Número de consumidores no mercado liberalizado.
Fonte: ERSE

Verifica-se ainda que, a taxa de variação relativa ao número de consumidores no mercado liberalizado, não corresponde necessariamente a uma taxa de variação de energia no mesmo sentido – Figura 2. O segmento de consumidor terá então tendência para influenciar o valor de energia negociada em mercado liberalizado.

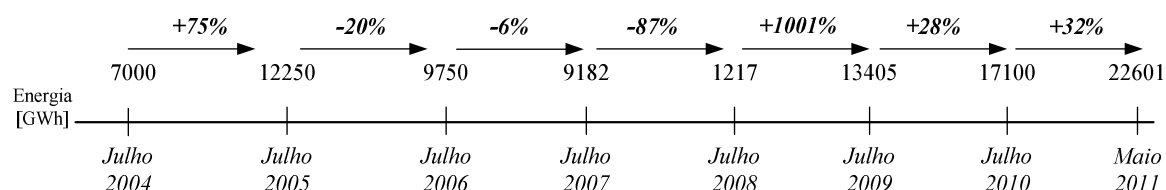


Figura 2 – Valor de energia relativo a consumidores no mercado liberalizado.
Fonte: ERSE

O facto de terem existido poucos consumidores no mercado liberalizado até Dezembro 2008, justifica-se pelo motivo da tarifa regulada ter sido, nos últimos anos, mais atractiva do que a oferta apresentada pelos comercializadores no mesmo segmento de mercado. Em 2009 o mercado deixou de acompanhar essa tendência (1º trimestre) e verificou-se um aumento dos consumidores no mercado liberalizado. Esta reversão deve-se à descida generalizada do preço dos mercados energéticos no final de 2008, o que permite uma margem entre o preço do mercado grossista de electricidade e o fixado pelo regulador para o ano 2009. Desta forma, o preço de referência para o consumidor tem sido a tarifa regulada, que permite decidir entre o mercado regulado ou o liberalizado.

De forma a tornar o mercado mais competitivo, e introduzir cada vez mais consumidores no mercado liberalizado, prevê-se a eliminação gradual das tarifas reguladas,

começando pelos consumidores industriais e acautelando o interesse dos consumidores vulneráveis. A tarifa regulada só estará disponível para os clientes em baixa tensão, a partir de 1 de Janeiro de 2010, e a partir de 1 de Janeiro de 2011 apenas os clientes com uma potência contratada inferior a 50 kVA terão acesso à tarifa regulada⁵.

Ao nível do mercado organizado constata-se um valor superior no preço da energia de Portugal em relação a Espanha – após *Market Splitting* - devido às diferentes tecnologias de produção utilizadas em cada país para cobrir a respectiva procura considerando a capacidade de interligação existente. A Figura 3 mostra o comparativo entre os dois preços, e a energia transaccionada em *spot*, para o período de Julho de 2007 a Julho de 2009. Verifica-se que a partir de Setembro de 2008 o preço Espanhol cai subitamente e Portugal entra em tendência descendente a partir Novembro de 2008. Observa-se ainda que a diferença entre preços é menor nos primeiros 3 meses de 2010, o que significa uma diminuição das ocasiões de *market-splitting*. Dever-se-á esse andamento de mercado, devido a uma queda na procura de electricidade.

⁵ Resolução da Assembleia da República nº17/2009, Artigo 9º, publicado em Diário da República de 23 de Março de 2009.

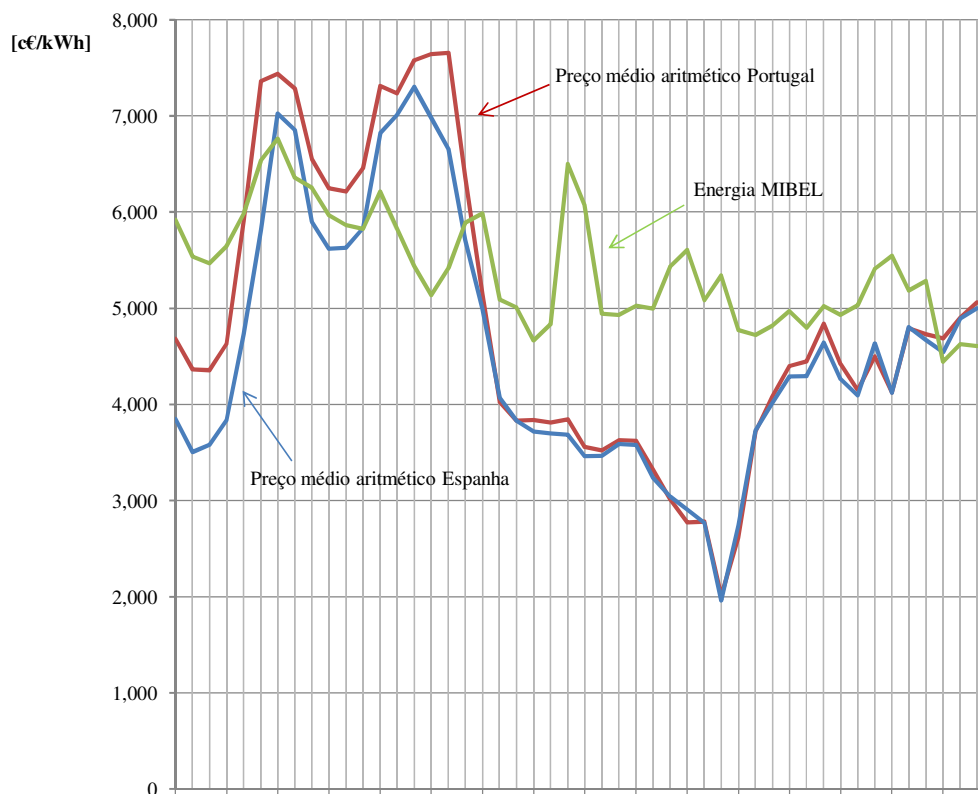


Figura 3 – Gráfico comparativo entre o preço entre Portugal e Espanha – Julho 2007 a Julho 2011.
 Fonte: OMEL

Nos volumes de contratos bilaterais, observa-se uma disparidade entre o negociado (total de vendas) em Portugal e em Espanha, isto porque em Espanha chegaram a ser negociados, em Setembro de 2008, 48% da energia através de contratos bilaterais, enquanto Portugal em Abril de 2008, fica-se por um máximo de 15%. Em termos de volumes mínimos Espanha verifica em Fevereiro de 2008, 36,9%, enquanto Portugal toca num mínimo de 0,5% em Janeiro do mesmo ano. Note-se na Figura 4 a quebra dos contratos bilaterais a partir de Setembro, que foram compensados pelo volume do mercado organizado, até ao início de 2009.

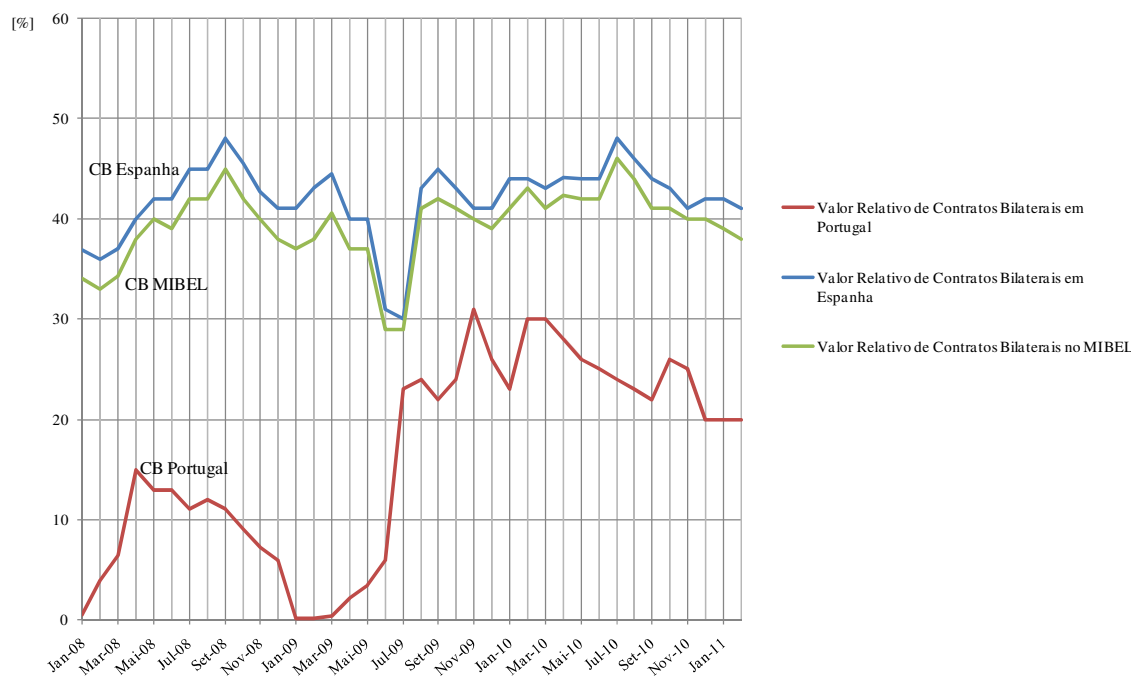


Figura 4 – Percentagem de contratos bilaterais (2008 a 2011), Espanha vs Portugal e MIBEL.
 Fonte: ERSE

Em termos de potência instalada, Portugal ultrapassa os 14 GW, enquanto Espanha tem um valor de aproximadamente 96 GW, o que perfaz um total superior a 110 GW instalados na Península Ibérica - Tabela 1.

		Portugal	Espanha	
Potência instalada Total [MW]		110851		
Potência instalada [MW]		14916	95935	
Potência hídrica instalada [MW]		4578	16658	
Potência térmica instalada	Térmica clássica [MW]	Gás Natural/ Ciclo combinado	2166	23066
		Gasóleo	165	0
		Fuel/Gás Natural	236	7170
		Fuel	1476	0
		Carvão	1776	11869
		Total	5820	42105
	Nuclear [MW]	0	7716	
Potência PRE instalada [MW]	Eólica	2624	16018	
	Outras	1894	13437	

Tabela 1 - Potência instalada de acordo com o tipo de tecnologia em 31/12/2008 – Portugal e Espanha. Fonte: REN6 e REE7

Portugal fica assim com 13% do total instalado, enquanto Espanha fica com os restantes 87% - Figura 5.

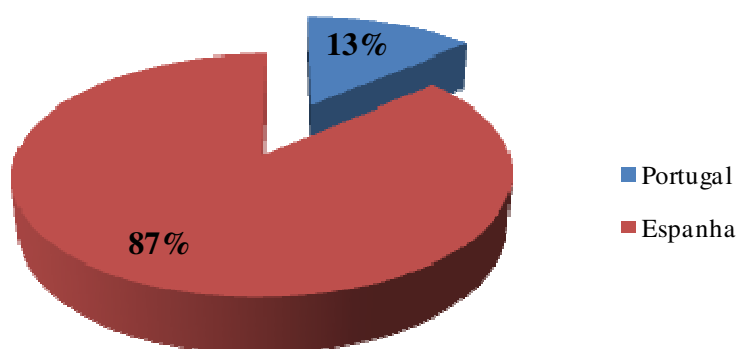


Figura 5 – Percentagem da potência total instalada em Portugal e Espanha.

⁶ REN - Dados Técnicos Electricidade – Valores provisórios 2008.

⁷ REE – El sistema eléctrico español 2008.

As percentagens de potência instalada de acordo com o tipo de tecnologia variam significativamente em alguns casos, conforme se observa na Figura 6.

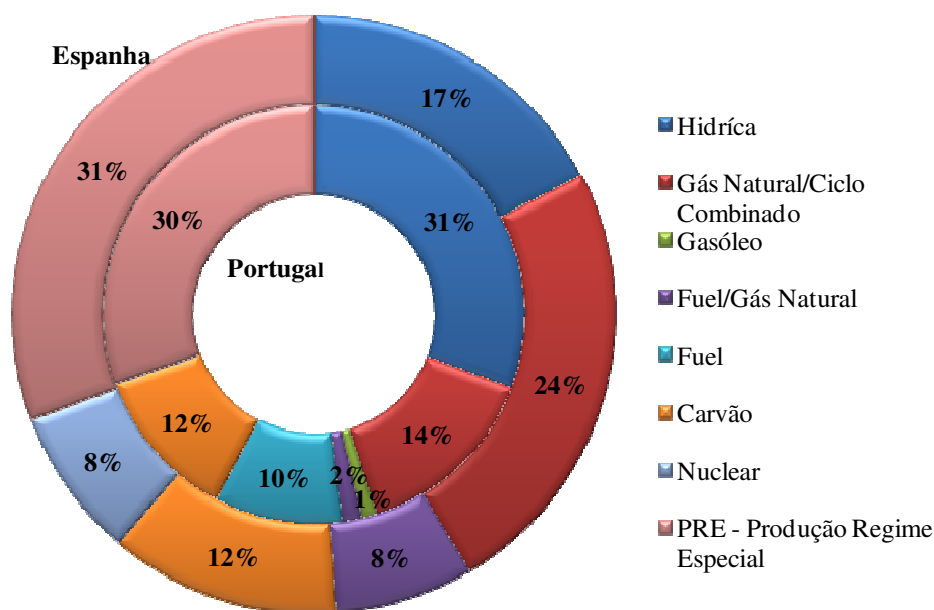


Figura 6 – Percentagem da potência instalada para as diferentes tecnologias – Portugal e Espanha.

Portugal tem a maior percentagem de potência instalada em centrais térmicas com 39% do total instalado, seguindo-se as centrais hídricas com 31%. Espanha tem grande parte da potência instalada em tecnologia térmica clássica com 44% do total instalado, com especial destaque da tecnologia de ciclo combinado, aumentado para 52% se for contabilizada a potência de tecnologia nuclear. A segunda maior potência instalada está na Produção em Regime Especial com 31% do total instalado, onde 54% da PRE é potência eólica, valor próximo ao de Portugal que contabiliza 58%.

De salientar que a nível Ibérico, Portugal tem mais potência hídrica percentual instalada do que Espanha. Nas centrais térmicas, apenas Espanha conta com 8% em tecnologia nuclear e soma mais 10% em gás natural/ciclo combinado que Portugal. A potência da produção em regime especial é aproximadamente igual a nível relativo para os dois países.

Quanto ao consumo de energia eléctrica, constata-se que Portugal ultrapassa os 50 GWh, e Espanha atinge um valor próximo de 280 TWh, totalizando um valor ligeiramente superior a 330 TWh no global do MIBEL - Tabela 2.

			Portugal	Espanha
Consumo Total [GWh]			330442	
Consumo [GWh]			50574 ⁸	279392 ⁹
Fonte Hídrica [GWh]			6436	21428
Fonte térmica	Térmica clássica [GWh]	Gás Natural/ Ciclo combinado	12573	95529
		Fuel/Gás Natural	-	10691
		Fuel/Gasóleo	800	-
		Carvão	10423	49647
		Total	23796	155867
	Nuclear [GWh]	-	58973	
Fonte PRE [GWh]			11551	67153
Saldo importador [GWh]			9431	-11040
Energia contratos bilaterais [GWh]			3522	166875
Energia em mercado organizado [GWh]			43923	222158
Energia em mercado a prazo [GWh]			22442	

Tabela 2 – Satisfação do consumo no ano 2008 – Portugal e Espanha.

Desta forma Portugal representa 15% do total do MIBEL, enquanto a restante percentagem pertence a Espanha - Figura 7.

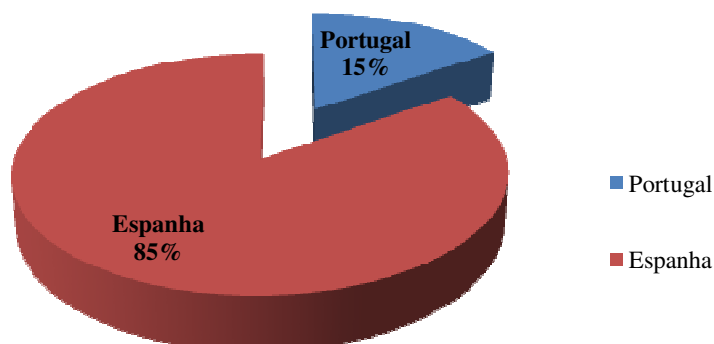


Figura 7 – Consumo percentual de Portugal e Espanha.

⁸ Incluído consumo de 639 GWh em Bombagem.

⁹ Incluído consumo de 3731 GWh em Bombagem e 9258 GWh para consumo de geração.

Ao nível de mercado de electricidade, Portugal tem uma utilização de 16% do total negociado em *spot*, enquanto a restante percentagem de 84% pertence a Espanha. Nos contratos bilaterais Portugal atinge aproximadamente os 21% do total negociado, contra os 79% de Espanha.

Nos produtos a prazo, a Ibéria totaliza 68% do total gerado no ano 2008.

A geração percentual para a satisfação de consumo em Portugal e Espanha diferem com o tipo de tecnologia, tal como sugerido na Figura 8.

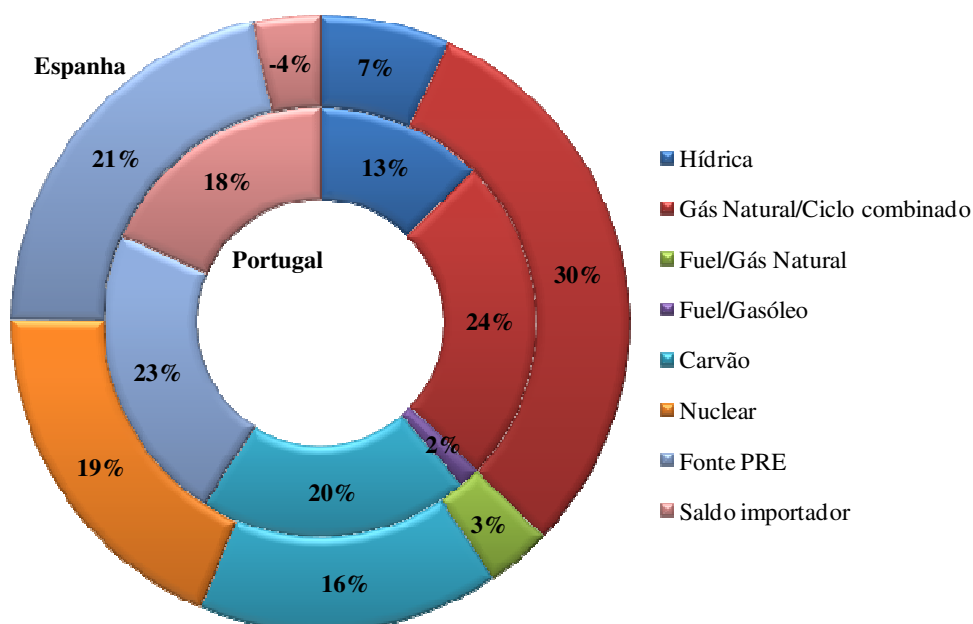


Figura 8 – Satisfação percentual do consumo no ano 2008 de acordo com o tipo de tecnologia – MIBEL.

Em Espanha o consumo é satisfeito em grande parte pela tecnologia a ciclo combinado, seguindo-se a produção em regime especial. Em Portugal a tecnologia a gás natural toma o lugar mais preponderante, seguido igualmente da produção em regime especial.

Em termos de importação/exportação, Espanha assume um carácter exportador, enquanto Portugal um carácter importador, com 18% do consumo satisfeito por este meio. De notar que Espanha, contrariamente a Portugal, apresenta 19% de produção a partir de fonte nuclear.

3.2 NordPool

A NordPool é composta por quatro países nórdicos, transaccionando-se a energia eléctrica para a Noruega, Suécia, Dinamarca e Finlândia. Este mercado teve início na Noruega em 1991, com a publicação de nova legislação tendo em vista re-regulamentar o sector eléctrico. No âmbito desta legislação, foram ainda introduzidos novos esquemas tarifários baseados no conceito de preços nodais. Este foi o segundo mercado liberalizado a ser criado a seguir ao Reino Unido, tendo-se iniciado com a Statnett Marked AS actual NordPool AS. Só em 1996 o mercado Sueco se juntou ao mercado Norueguês e, mais tarde, em 1998, foi a vez de Finlândia estabelecer relações mercantis ao nível da electricidade. Por fim, em 2000, a Dinamarca junta-se a este mercado, constituindo a actual estrutura da NordPool. Em Abril de 2009 existiam 328 *agentes* registados.

Esta bolsa de energia eléctrica apresenta uma vasta oferta de negociações e produtos. A NordPool é assim composta pela *Elspot* e *Elbas* no mercado da electricidade. O *Elspot* é a entidade responsável pela negociação contínua para as 24 horas do dia seguinte (*Day-Ahead*). A *Elbas* é responsável pela negociação em mercado intradiário, até uma hora antes da entrega física. Para a cobertura de risco existe a NordPool Derivatives onde é possível negociar Opções, CfD's – Contract for Difference, e Forwards. Para além destes produtos, é ainda possível estabelecer contratos bilaterais directamente com o produtor.

O mercado organizado tinha em Abril 2008, 328 participantes e verifica-se que desde 1997 a energia negociada em bolsa tem vindo ao aumentar, (com excepção para o ano 2003) atingindo o valor de 74% em 2007. A Figura 9 mostra a crescente oferta em mercado organizado, no decorrer dos anos, e infere-se ainda que, a restante percentagem terá de pertencer a contratos bilaterais/OTC.

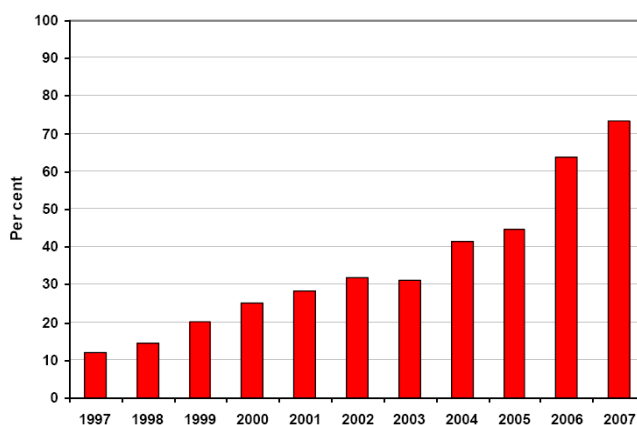


Figura 9 – Volumes do mercado organizado, como percentagem do consumo na zona nórdica período 1997 - 2007.

Fonte: Nordic Energy Regulators

Existem neste mercado quatro entidades reguladoras, que são a DERA – Danish Energy Regulatory Authority da Dinamarca, EI – Energy Markets Inspectorate da Suécia, NVE – Norwegian Water Resources & Energy Directorate da Noruega, e a EMV – Energy Market Authority da Finlândia. Os operadores de sistema\transporte são igualmente quatro, a Energinet, Svenska Kraftnät, Statnett SF e Fingrid, pertencentes à Dinamarca, Suécia, Noruega e Finlândia respectivamente.

Este mercado, comparativamente com outros mercados europeus, apresenta um preço diário em bolsa tipicamente inferior. Isto deve-se em parte à tecnologia usada na produção de electricidade que tem uma forte componente hídrica e nuclear. Segundo o regulador Norueguês, num ano com precipitação normal, é suficiente para a produção de 99% do consumo interno de electricidade que chegam a atingir os 120 TWh. A Noruega é o sexto maior produtor de energia eléctrica a partir de recursos hídricos no mundo, sendo o país pertencente à NordPool que mais cota de produção hídrica tem instalado em 2008 - Tabela 3 - seguindo-se a Suécia. A Dinamarca é o país que menos tem destaque neste tipo de produção pois tem apenas 10 MW instalados no mesmo ano, o que se revela quase residual. A segunda maior fonte de energia é a nuclear, onde a Suécia e a Finlândia se apresentam como principais produtores.

			Dinamarca	Finlândia	Noruega	Suécia
Potência instalada Total [MW]			94624			
Potência instalada [MW]			12618	17036	30789	34181
Potência hídrica instalada [MW]			10	3097	29474	16195
Potência térmica instalada	Térmica clássica [MW]	Turbina a gás	412	840	699	1607
		CHP¹⁰, district heating	7692	4101	142	2955
		CHP, industry	558	3274	49	1194
		Condensing Power	784	2935	0	2271
		Total	9446	11150	890	8027
	Nuclear [MW]		0	2646	0	8938
Eólica			3163	143	425	1021

Tabela 3 – Potência instalada de acordo com o tipo de tecnologia em 31/12/2008¹¹ - NordPool.

Fonte: Nordel.

A nível relativo, no ano 2008 a Noruega atingiu os 96% de potência instalada em tecnologia hídrica e a Suécia 47%. Na tecnologia nuclear a Suécia totaliza 26% da potência instalada enquanto a Finlândia apresentou um valor mais reduzido de 16%. A Dinamarca é o país que mais potência térmica clássica tem instalado, observando-se no mesmo ano um valor em tecnologia de cogeração de 61% - Figura 10.

¹⁰ CHP – Combined Heat and Power ou produção através de cogeração.

¹¹ Nordel - Annual Report 2008.

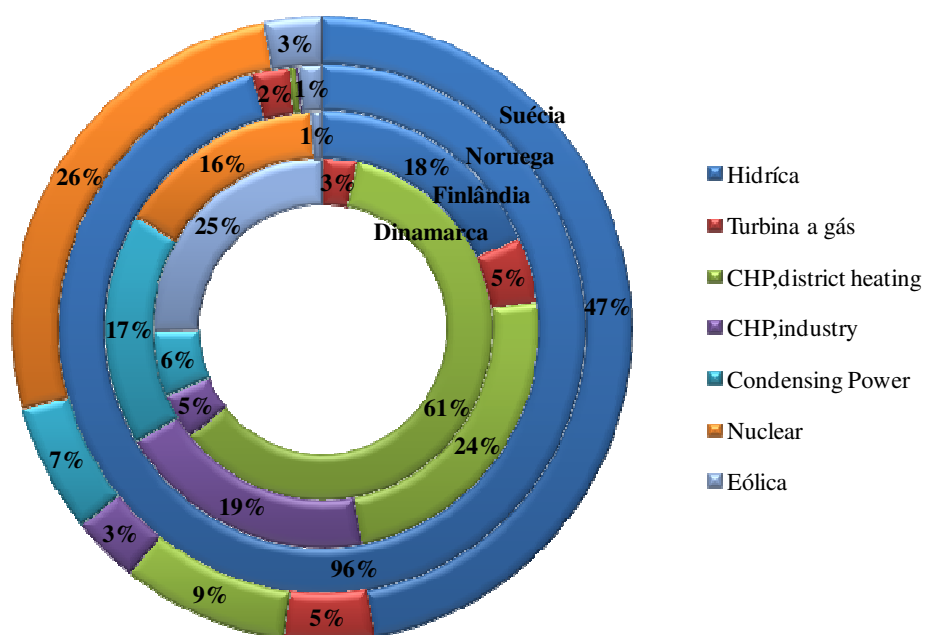


Figura 10 - Percentagem da potência instalada para as diferentes tecnologias – NordPool.

No consumo de energia eléctrica em termos absolutos, a Suécia apresenta o valor mais elevado com 144 TWh, seguindo-se a Noruega com 128 TWh, a Finlândia com 87 TWh e por último a Dinamarca com 36 TWh. Desta forma os quatro países que compõem a NordPool apresentaram um consumo total próximo de 369 TWh em 2008 - Tabela 4.

		Dinamarca	Finlândia	Noruega	Suécia	
Consumo Total [GWh]		396100				
Consumo [GWh]		36100	87000	128900 ¹²	144100	
Fonte Hídrica [GWh]		27	16889	140663	68429	
Fonte térmica	Térmica clássica [GWh]	Turbina a gás	14	6	432	26
		CHP, district heating	14034	14659	119	7209
		CHP, industry	1879	12080	596	6256
		Condensing Power	11718	8203	-	840
		Total	27645	34948	1147	14331
	Nuclear [GWh]	-	22038	-	61266	
Eólica [GWh]		6977	262	917	1995	
Saldo importador [GWh]		1453	12910	-1958	-1471	
Energia contratos bilaterais [GWh]		106000				13
Energia em mercado organizado [GWh]		290000				

Tabela 4 - Satisfação do consumo no ano 2008 - NordPool.

Em termos relativos a Suécia conta com 36% do consumo total da NordPool, seguida da Noruega com 33%, a Finlândia com 22% e a Dinamarca com 9%- Figura 11.

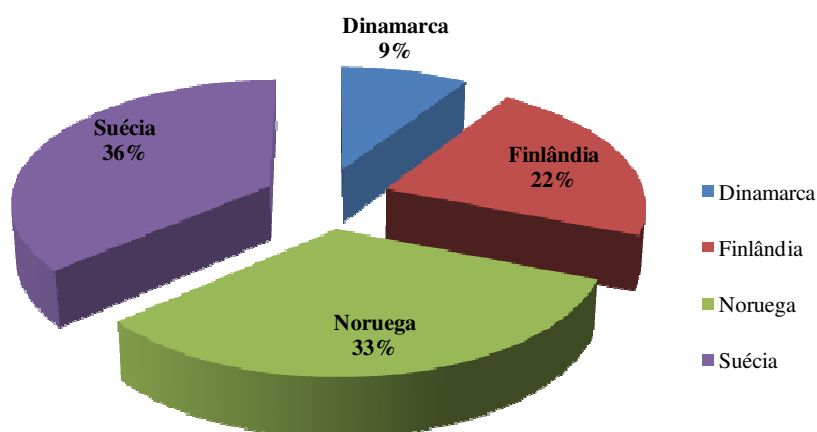


Figura 11 - Consumo percentual da Dinamarca, Finlândia, Noruega e Suécia.

¹² Não está incluída a energia de consumo próprio das centrais.

¹³ NordReg – Nordic Market report 2008; valores de 2007.

A estrutura de negociação de energia divide-se em dois principais tipos, mercado organizado e contratos bilaterais, repartindo-se em 27% e 73% para cada um dos tipos de negociação respectivamente - Figura 12.

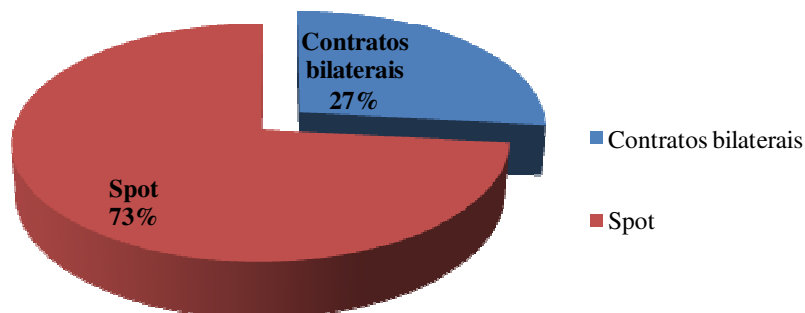


Figura 12 - Percentagem dos volumes de energia negociados - NordPool.

A Dinamarca e a Finlândia satisfazem o seu consumo em grande parte através das centrais térmicas clássicas, com tecnologias de cogeração e condensação tendo como combustível primário o carvão, gás natural, gasóleo e vegetação decomposta (*Peat*), com ressalva para a Finlândia que satisfaz 25% do consumo a partir de tecnologia nuclear - Figura 13.

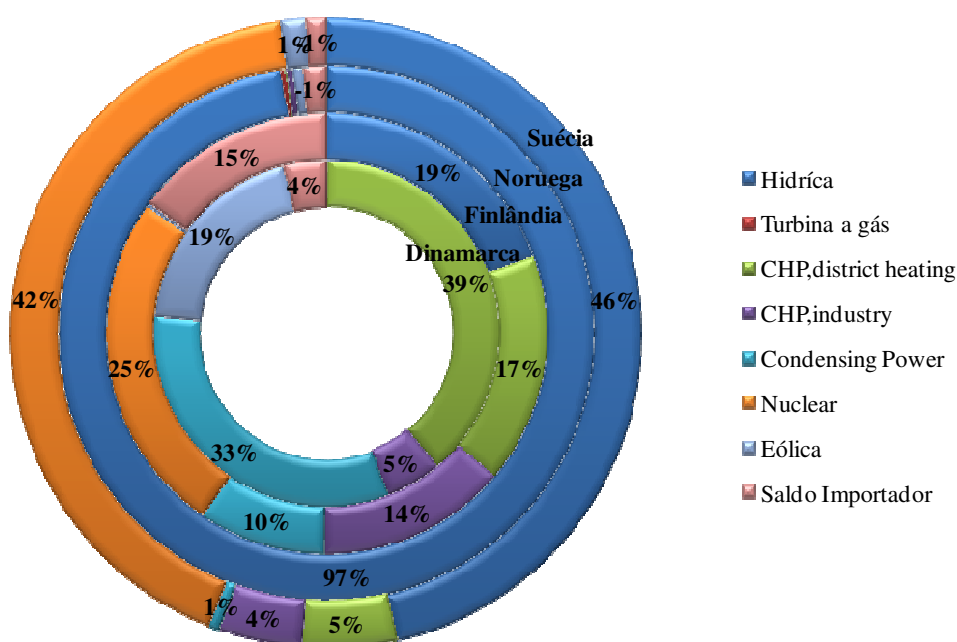


Figura 13 - Satisfação percentual do consumo no ano 2008 de acordo com o tipo de tecnologia – NordPool.

A Noruega e a Suécia são os principais produtores a partir de fonte hídrica, sendo que a Suécia apresenta uma maior dependência aos combustíveis fósseis, comparativamente à Noruega, devido a satisfazer 10% do seu consumo através de fonte térmica clássica. De notar que estes dois países apresentam uma característica de exportação de energia eléctrica, que no entanto não ultrapassa um volume percentual de 2% do consumo interno.

3.3 França

O mercado Francês começou a sua liberalização a partir do princípio do ano 2000, tal como estava estipulado na primeira directiva europeia de 1996.

A regulação do sector é exercida por dois organismos, a CRE – *Commission de Régulation de L'énergie* na pasta da energia, e o AMF – *Autorité des Marchés Financiers* como supervisor do mercado regulado e dos contratos OTC.

Em 30 de Julho de 2001 entrou em funcionamento a Powernext SA, onde pode ser negociada energia em mercado organizado ou através de futuros.

Em França existem vários agentes ao nível da produção e comercialização, mas é de facto a EDF – *Électricité de France* que tem maior poder de mercado nos dois segmentos. Existem sete principais empresas distribuidoras de energia, como sejam a *Electricité de Strasbourg* e a *Gaz et Electricité de Grenoble*, mas é a EDF que mais uma vez tem a maior cota de mercado.

A gestão do sistema, assim como a rede de transporte estão a cargo da RTE – *Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité*.

No ano 2007 foram injectados na rede 572 TWh de energia, dos quais 395 TWh foram directamente negociados entre produtores e consumidores. Quer isto dizer que apenas 31% da energia foi negociada em bolsa.

Ao nível dos mercados de futuros, em 2007, foram negociados 518 TWh que é um valor 10% acima do consumo interno Francês. O maior volume de transacções de contratos negociados é de curto prazo, o que demonstra alguma relutância por parte dos agentes de assumir uma posição de longo prazo.

A França apresenta uma potência instalada ligeiramente superior a 117 TW, contribuindo em grande parte para este valor a tecnologia termonuclear que contabiliza 63300 MW, seguindo-se a térmica clássica e a hídrica com aproximadamente 25 TW instalados respectivamente - Tabela 5.

Potência instalada Total [MW]		117700
Potência hídrica instalada [MW]		25400
Potência térmica instalada	Térmica clássica [MW]	24700
	Nuclear [MW]	63300
Potência renovável	Eólica [MW]	3300
	Outras fontes renováveis [MW]	1000

Tabela 5 - Potência instalada de acordo com o tipo de tecnologia no ano 2008¹⁴ - França.
Fonte: RTE

Este país caracteriza-se pela elevada potência instalada em tecnologia nuclear - Figura 14 - com cerca de 54% do total instalado, seguindo-se a tecnologia hídrica com aproximadamente 22%.

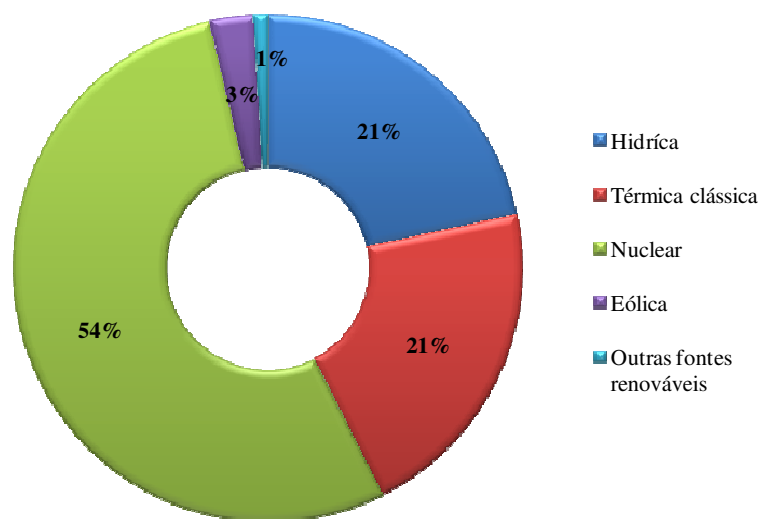


Figura 14 - Percentagem da potência instalada para as diferentes tecnologias – França.

Devido ao valor de potência instalada em tecnologia nuclear, naturalmente grande parte do consumo é satisfeito por este tipo de fonte – Tabela 6.

¹⁴ RTE – Electrical Energy in France in 2008.

Consumo [GWh]		501100 ¹⁵
Fonte hídrica [GWh]		68000
Fonte térmica [GWh]	Térmica clássica	53200
	Nuclear	418300
Energia renovável [GWh]	Eólica	5600
	Outras fontes renováveis	4000
Saldo Importador [GWh]		-48000
Energia contratos bilaterais [GWh]		395000
Energia em mercado organizado [GWh]		177000
Energia em mercado a prazo [GWh]		518000

Tabela 6 - Satisfação do consumo no ano 2008 – França.

A segunda maior fonte de produção de energia é a partir da tecnologia hídrica, seguindo-se a térmica clássica, e quase a nível residual a tecnologia eólica e outras fontes renováveis - Figura 15. Observa-se ainda que a França tem um carácter de exportação de energia eléctrica para mercados como a Itália, Inglaterra, Espanha, Bélgica, Alemanha e Suíça.

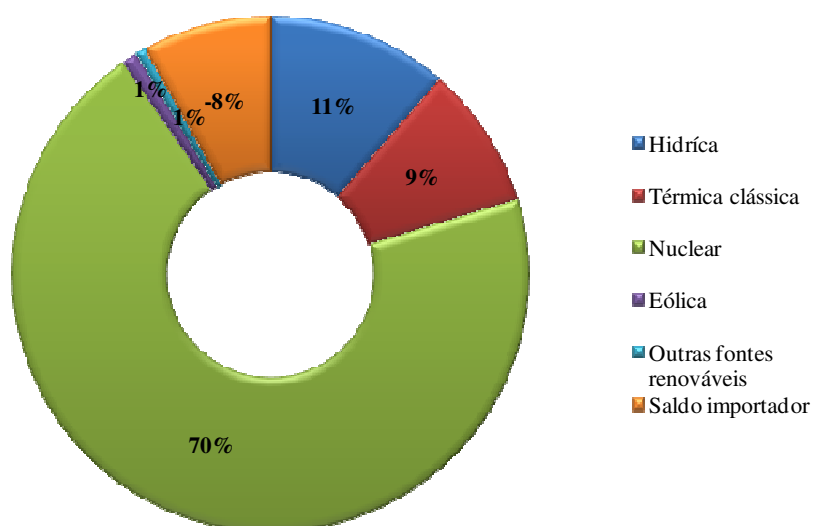


Figura 15 - Satisfação percentual do consumo no ano 2008 de acordo com o tipo de tecnologia – França.

¹⁵ Incluído consumo de 6600 GWh em Bombagem.

¹⁶ CRE – Report 2007.

A dimensão de mercado divide-se em 36% para contratos bilaterais, 16% para o mercado organizado e aproximadamente 48% para o mercado a prazo, tal como sugerido na Figura 16.

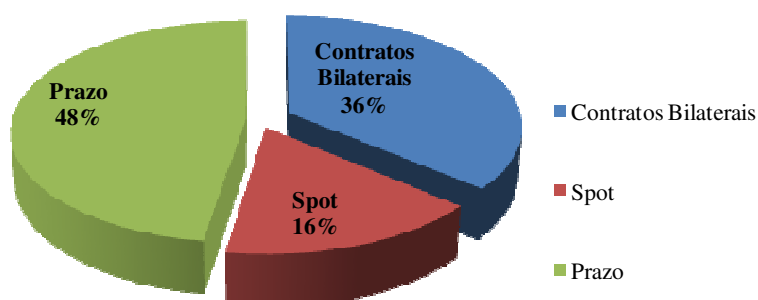


Figura 16 – Percentagem dos volumes de energia negociados - França.

3.4 Alemanha

Na Alemanha, a liberalização dos mercados do gás e da electricidade começaram em 1998, mas só em 2005 com a publicação do new Energy Act foi possível uma liberalização mais efectiva, tendo em conta as directivas europeias.

A transparência do mercado está a cargo do regulador *Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen* – com abreviatura de BNetzA que monitoriza a lei interna alemã sobre os mercados energéticos – *German Energy Act*. O mercado alemão ao nível da geração tem como maiores agentes a RWE e a E.On.

A rede de transporte existente é dividida por quatro operadores de sistema \ transporte que são a Vattenfal Europe Transmission, a RWE – Electricity Transport Grid, E.On Netz e a EnBW Transport Grid.

Em 2002 foi criada a EEX – European Energy Exchange AG. Esta bolsa não só transacciona activos para entrega em território Alemão, mas também em zonas em que o operador de rede seja a RTE (França), a Swissgrid (Suíça), ou a Austrian Power Grid (Áustria). A energia pode ser comprada no mercado diário através de blocos de ofertas com carácter standard para diferentes períodos horários, tal como por exemplo, períodos de “baseload” – carga base para as 24 horas do dia, períodos de “peakload” – carga de ponta, das 9 às 20 horas, período da noite (da 1 às 6 horas da madrugada), período da manhã (das

7 às 10 da manhã), período de almoço (das 11 às 14 horas), período da tarde (das 15 às 18 horas), período da noite (das 19 às 24 horas), período de ponta (das 17 às 20 horas), período de vazio 1 (das 1 às 8 horas), período de vazio 2 (das 21 às 24 horas) e período de negócio (das 9 às 16 horas).

Mais recentemente foi fundada a EEX Derivatives Market (2008), na qual é possível negociar através de futuros e opções. A EEX conta actualmente com 216 agentes registados.

A potência instalada atinge o valor de 131 TW no ano 2006, contribuindo em grande parte para este número a tecnologia térmica clássica, eólica e nuclear com 79 TW, 21 TW e 20 TW respectivamente - Tabela 7.

Potência instalada Total [MW]		131300
Potência hídrica instalada [MW]		8300
Potência térmica instalada	Térmica clássica [MW]	79400
	Nuclear [MW]	20200
Potência renovável	Eólica [MW]	20622
	Outras fontes renováveis [MW]	2743

Tabela 7 - Potência instalada de acordo com o tipo de tecnologia em 31/12/2006¹⁷ - Alemanha.
Fonte:Terna

Em percentagem, a térmica clássica contabiliza o valor de 61% do total instalado, e a um nível quase equitativo estão a tecnologia eólica e nuclear com 16% e 15% respectivamente - Figura 17.

¹⁷ Terna – Statistical Data, International Comparison.

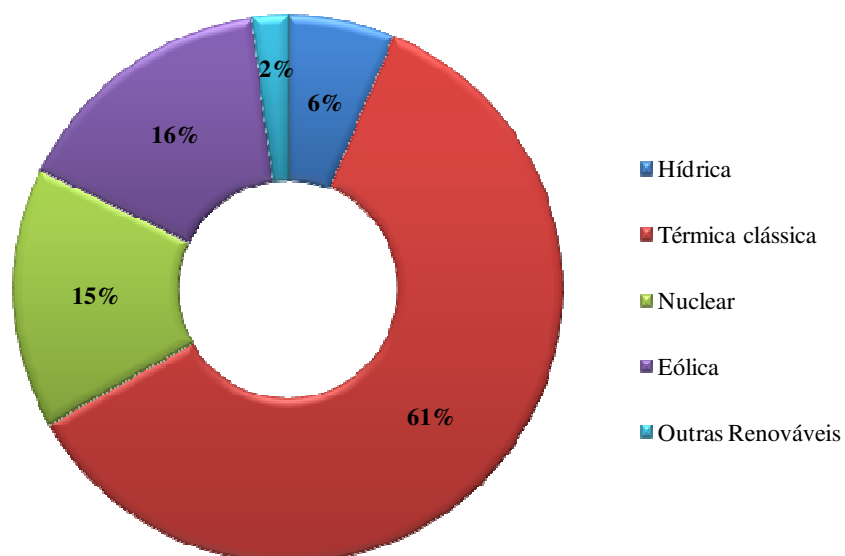


Figura 17 - Percentagem da potência instalada para as diferentes tecnologias – Alemanha.

A Alemanha apresenta um consumo ligeiramente superior a 619 TWh no ano 2006, satisfeito sobretudo pela tecnologia térmica a carvão com mais de 302 TWh, seguida da termonuclear que contribui com cerca de 167 TWh - Tabela 8.

Consumo [GWh]		619784	
Fonte hídrica [GWh]		27304	
Fonte térmica [GWh]	Térmica clássica	Carvão	302297
		Gás	76077
		Gasóleo	9549
	Nuclear		167269
Energia renovável [GWh]	Eólica	30710	
	Outras fontes renováveis	23555	
Saldo Importador [GWh]		-16977	
Energia contratos bilaterais [GWh]		n.a. ¹⁸	
Energia em mercado organizado [GWh]		n.a.	
Energia em mercado a prazo [GWh]		n.a.	

Tabela 8 - Satisfação do consumo no ano 2006 – Alemanha.¹⁹

¹⁸ n.a. – não apurável.

¹⁹ IEA – International Energy Agency.

Percentualmente, a tecnologia térmica a carvão atinge um valor de 46% da energia gerada, seguida da tecnologia termonuclear com 25% - Figura 18.

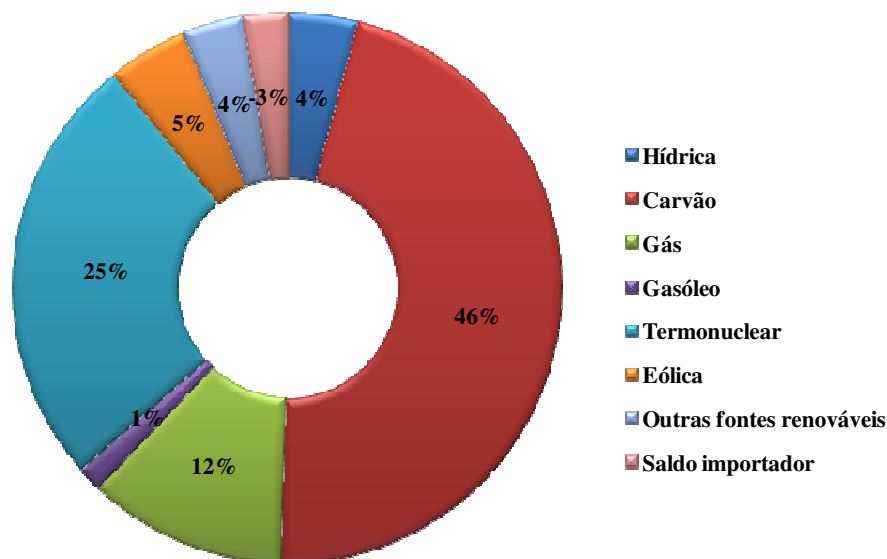


Figura 18 - Satisfação percentual do consumo no ano 2006 de acordo com o tipo de tecnologia – Alemanha

O valor relativo total de energia renovável é de 9%, pertencendo 5% unicamente à energia eólica. A tecnologia a gasóleo é a que menor peso tem na satisfação, apresentando um valor quase residual de 1%. Constata-se ainda que a Alemanha é um país exportador de energia eléctrica.

Pelos valores de energia observados e pelo alargado número de agentes a actuar no retalho conclui-se que o mercado Alemão é o maior da Europa. Para além das principais empresas, como a E.on, RWE, Vattenfall e EnBW, ainda existem centenas de distribuidores regionais, para além das 150 empresas que operam exclusivamente no mercado a retalho, conforme se indica na Tabela 9.

	Data de referência		
	22.05.2006	21.06.2007	12.06.2008
<i>Operadores de transporte (TSO)</i>	4	4	4
<i>Operadores de distribuição (DSO)</i>	876	877	855
<i>Operadores de distribuição com menos de 100000 consumidores</i>	799	799	799

Tabela 9 – Número de operadores de sistema, transporte e distribuição – Alemanha.

3.5 Inglaterra e Gales

Até 1989, o sector eléctrico de Inglaterra e Gales correspondia a um modelo verticalmente integrado e monopolista.

No ano de 1990, foi criada a primeira bolsa a nível mundial onde era possível um encontro do lado da oferta e do lado da procura. Esta bolsa tinha uma organização de tipo obrigatório, ou seja a estrutura era composta por um comprador único, designado na nomenclatura inglesa por *Single Buyer*. Ainda na década de 90 iniciou-se a implementação da liberalização do sector, de forma gradual para os industriais e comerciais, culminando em 1998 com os consumidores domésticos, no entanto, tal medida não se revelou tão eficaz como pretendido no contexto da competitividade de mercado, ficando a descida de preços da energia um pouco aquém do esperado pelos consumidores. O organismo regulador de Inglaterra e Gales – Ofgem – decidiu adoptar medidas no sentido de transformar a estrutura da bolsa num mercado simétrico ou seja, de forma a existir licitações quer de oferta quer de procura, com um carácter voluntário, e com o objectivo principal do aumento da competitividade no mercado grossista, introduzindo em Março de 2001 a nova reforma do sistema eléctrico denominado de NETA – New Electricity Trading Arrangements.

Mais recentemente, a 1 de Abril de 2005 entrou em vigor a reforma BETTA²⁰ - British Electricity Trading and Transmission Arrangements, que estende os objectivos da reforma NETA à Escócia, resultando daí alguns benefícios para os consumidores e produtores de energia eléctrica desse país. A legislação BETTA permite que a Inglaterra, Gales e Escócia tenham um sistema eléctrico uniformizado, deixando a Escócia de ter as duas principais operadoras de transporte “Scottish Power” e a “Scottish and Southern Energy”, para passarem ambos a um único operador de sistema/transporte que é a National Grid Transco, complementado com a rede de distribuição que é dividida por 14 operadores.

Existem duas bolsas em que se pode negociar energia eléctrica. Na ICE – Intercontinental Exchange, podem ser negociados Futuros, Forwards e Opções para a cobertura de risco, enquanto na APX Power UK é negociada energia em mercado organizado.

Em 2006 a potência instalada aproximou-se dos 83 TW, contribuindo em grande parte para este valor a tecnologia térmica clássica que contabiliza quase 65 TW.

Potência instalada Total [MW]		82775
Potência hídrica instalada [MW]		4200
Potência térmica instalada	Térmica clássica [MW]	64700
	Nuclear [MW]	11900
Potência renovável	Eólica [MW]	1961
	Outras fontes renováveis [MW]	14

Tabela 10 - Potência instalada de acordo com o tipo de tecnologia em 31/12/2006²¹ - Inglaterra e Gales.
Fonte:Terna

Verifica-se que Inglaterra e Gales dependem bastante dos combustíveis fósseis para a produção de energia eléctrica, pois a tecnologia térmica clássica ocupa 78% da capacidade instalada conforme sugere a Figura 19.

²⁰ Informação disponível em: www.nationalgrid.com/uk/sys_06/default.asp?action=mnch10_2.htm&sNode=1&Exp=N

²¹ Terna – Statistical Data, International Comparison.

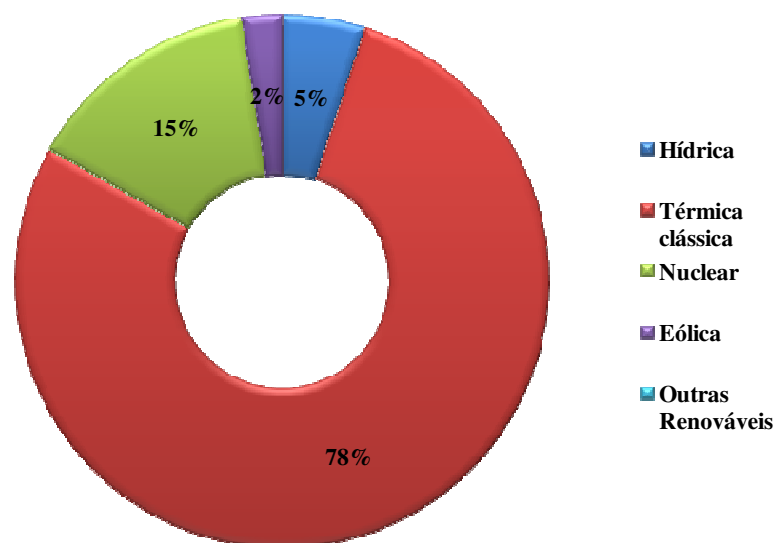


Figura 19 - Percentagem da potência instalada para as diferentes tecnologias – Inglaterra e Gales.

A potencia em tecnologia renovável, ocupa pouco mais que 2%, visto que a parcela de outras renováveis tem um valor percentual muito inferior a 1%, sendo um valor quase desprezável. A tecnologia nuclear contribui ainda com 15% do total instalado, seguida da hídrica com 5%. O consumo de energia eléctrica chega a ultrapassar os 405 TWh no ano 2006, satisfeitos em grande parte pelas tecnologias de carvão e gás que atingem o valor de produção de 151 TWh e 141TWh respectivamente - Tabela 11.

Consumo [GWh]			405844
Fonte hídrica [GWh]			8458
Fonte térmica [GWh]	Térmica clássica	Carvão	151934
		Gás	141343
		Gasóleo	4999
	Nuclear		75451
Energia renovável [GWh]	Eólica		4225
	Outras fontes renováveis		11917
Saldo Importador [GWh]			7517
Energia contratos bilaterais [GWh]			n.a. ²²
Energia em mercado organizado [GWh]			9954 ²³
Energia em mercado a prazo [GWh]			n.a.

Tabela 11 - Satisfação do consumo no ano 2006 – Inglaterra²⁴.

²² n.a. – não apurável

²³ Valores APX Power UK

²⁴ IEA – International Energy Agency.

Em valores relativos, verifica-se que 73% da produção tem origem em tecnologia térmica clássica, e que 19% do total de produção é de tecnologia nuclear - Figura 20.

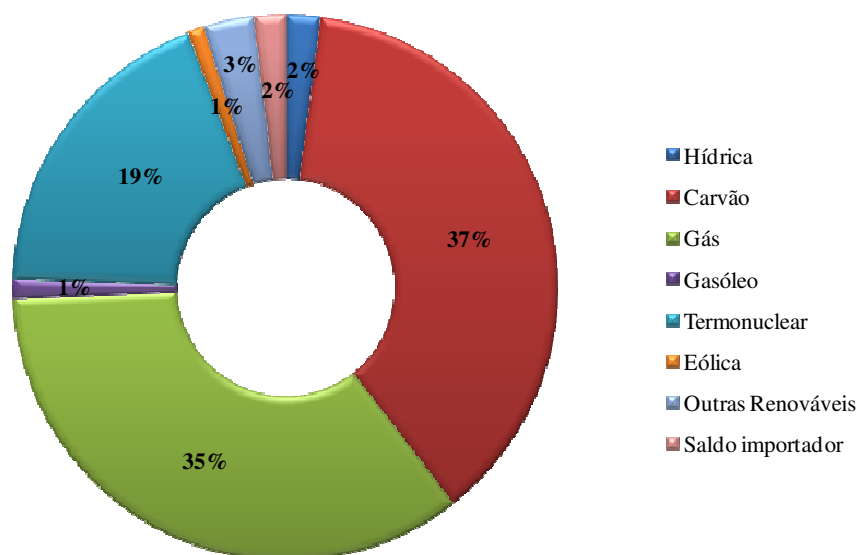


Figura 20 - Satisfação percentual do consumo no ano 2006 de acordo com o tipo de tecnologia – Inglaterra e Gales.

Constata-se ainda que Inglaterra e Gales têm um carácter importador de energia eléctrica, com 2% do total do consumo satisfeito por este meio.

3.6 Itália

Mercado italiano da electricidade resulta de Decreto Legislativo n.º 79 de 16 de Março de 1999 (Decreto Legislativo 79/99), que transpõe a directiva europeia relativa ao mercado interno a electricidade (96/92/CE) para a legislação nacional.

O mercado italiano é dominado predominantemente pelo grupo ENEL, que chega a deter uma cota de 35% da produção. Existem ainda outros *agentes* emergentes tais como a Edison Group (13%), Endesa Italia SpA (8,7%) e o Grupo ENI (9,2%). As importações da França, Suíça, Áustria, Eslovénia e Grécia perfazem um valor de 13% da procura de electricidade. Tem como principal fonte de produção de electricidade a energia térmica, onde cerca de 60% da geração é feita a partir destas tecnologias, o que faz com que este mercado dependa em grande parte dos combustíveis fósseis, e é possivelmente devido a

este factor que se verifica um preço de electricidade em bolsa superior a outros mercados europeus.

A operação do sistema/transporte é assegurada pela *Terna SpA*, e a distribuição está a cargo da *Enel Distribuzione*. A regulação e supervisão de mercado são efectuadas pela AEEG – Autorità per l’energia elettrica e il gas.

Tal como os diversos mercados europeus, também a Itália permite a escolha do fornecedor de energia (comercializador) a todos os consumidores deste Julho de 2007, ainda assim, os consumidores domésticos e pequenos negócios continuam a ser sectores dominados pela ENEL.

A entidade responsável pela negociação de energia é a GME – *Gestore Mercato Elettrico*. Nesta bolsa é possível negociar em mercado organizado ou através de forwards. Actualmente existem 154 empresas registadas como participantes na GME.

A contratação bilateral anual\OTC, tem cerca de 33% do total de vendas de energia no ano 2007. Pela Figura 21 constata-se que esta percentagem é quase sempre constante ao longo do tempo.

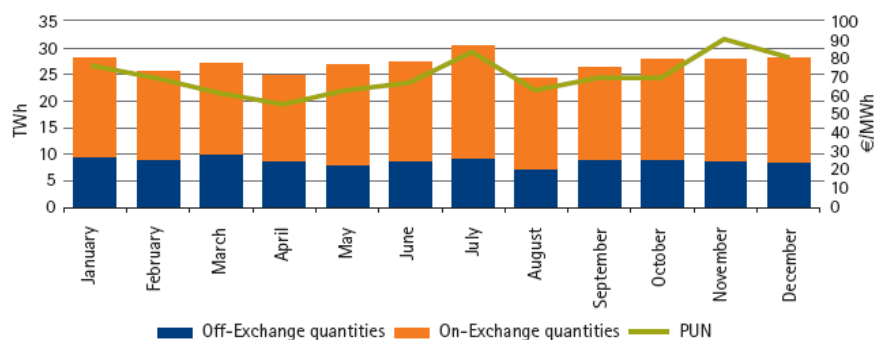


Figura 21 – Energia negociada em bolsa e através de contratos bilaterais e OTC vs média do preço único nacional (PUN) em 2007.

Fonte: *Autorità per l’energia elettrica e il gas*.

Este país caracteriza-se pela potência instalada em tecnologia térmica clássica, que chega a atingir valores superiores a 72 TW - Tabela 12.

Potência instalada total [MW]			116023,0
Potência hídrica instalada [MW]			21475,6
Potência térmica instalada	Térmica clássica [MW]	Turbina a gás	4054,4
		Ciclo combinado	20545,3
		Outras térmicas	47640,2
		Total	72239,9
	Nuclear [MW]		0
Potência renovável instalada [MW]	Eólica	2714,1	
	Outras	19593,2	

Tabela 12 - Potência instalada de acordo com o tipo de tecnologia em 31/12/2007²⁵ - Itália.
Fonte:Terna.

Percentualmente, conta com 41% para as outras tecnologias térmicas, que utilizam outros combustíveis que não o gás e ciclo combinado, seguido da tecnologia hídrica e do ciclo combinado. O valor percentual da térmica clássica perfaz um valor total de 62% - Figura 22.

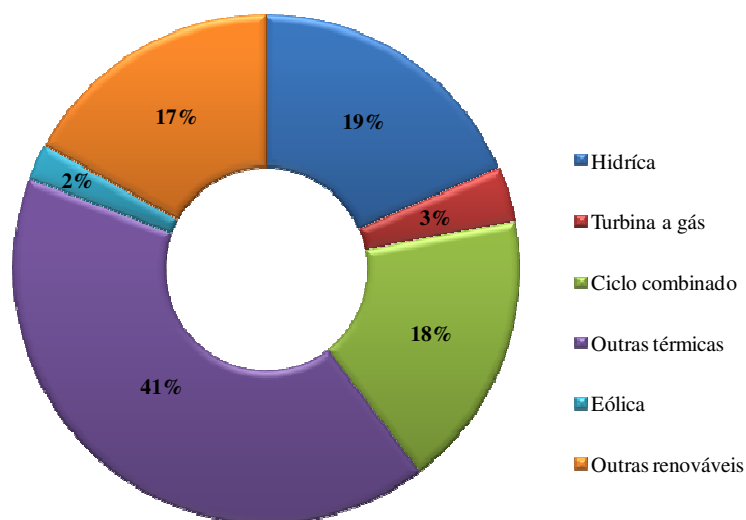


Figura 22 - Percentagem da potência instalada para as diferentes tecnologias – Itália.

²⁵ Terna – *Statistics for Power plants in 2007*.

A potência em tecnologia renovável alcança valores na ordem dos 19% do total da potência instalada, sendo que a potência em tecnologia eólica ocupa 42% da capacidade deste grupo, e apenas 2% da capacidade total.

O consumo contabiliza aproximadamente o valor de 319 TWh, satisfeito sobretudo pela tecnologia térmica clássica com mais de 265 TWh, seguindo-se o saldo importador com 46 TWh.

Consumo total [GWh]		318952,5 ²⁶
Fonte hídrica [GWh]		38481,3
Térmica clássica [GWh]		265764,2
Nuclear [GWh]		-
Fonte renovável [GWh]	Eólica	4034,4
	Outras	5608,1
Saldo importador		46282,8
Energia contratos bilaterais [GWh]		108700
Energia negociada em Prazo + Spot [GWh]		221000

Tabela 13 - Satisfação do consumo no ano 2007 – Itália.²⁷

Percentualmente a tecnologia térmica clássica satisfaz 74% do consumo total - Figura 23 - o que faz da Itália um país bastante exposto às variações de preços dos combustíveis fósseis para produção de energia eléctrica.

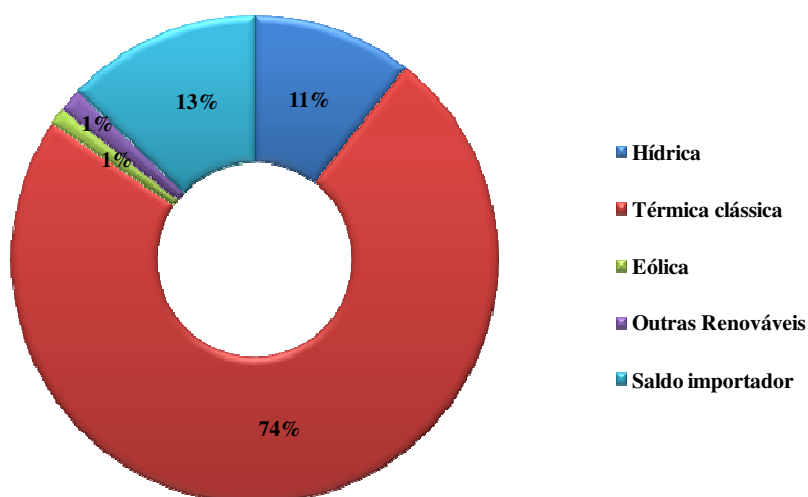


Figura 23 - - Satisfação percentual do consumo no ano 2007 de acordo com o tipo de tecnologia – Itália.

²⁶ Consumo líquido.

²⁷ Terna – *Statistics for Production in 2007*.

Será eventualmente devido à exposição dos combustíveis fósseis, que este país apresenta cerca de 13% de satisfação do consumo a partir do saldo importador, advindo essa importação em grande parte partir de França e Suíça.

O volume de energia negociado reparte-se entre os contratos bilaterais, que ocupam 33% do total, e o mercado a prazo conjuntamente com o mercado organizado, que ocupa os restantes 67%.

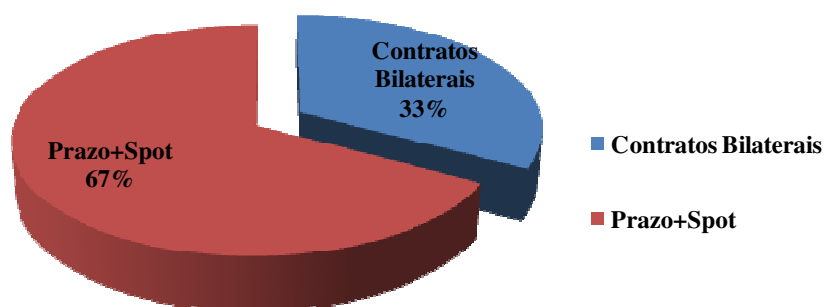


Figura 24 - Percentagem dos volumes de energia negociados - Itália.

3.7 Áustria

Com a liberalização do mercado eléctrico austríaco em 1 de Outubro de 2001 foi necessário algum tempo para que em 19 de Março de 2002 a EXAA – *Energy Exchange Austria*, se afirmasse no mercado europeu de produtos energéticos. O mercado foi iniciado com 12 participantes e, neste momento, EXAA *Spot Trading* inclui mais de 40 *agentes* de mais de 10 países. No ano 2006 foram transaccionados em mercado organizado 1657 GWh, e no ano 2007 ascendeu ao valor 2266GWh.

A E-Control é a responsável pela supervisão do mercado energético, que transportou nas redes de electricidade 66915 GWh no ano 2006. Estes valores demonstram que grande parte da energia não passa através do mercado organizado, possivelmente devido à forte verticalização do sector eléctrico.

Quer a produção, quer a rede de transporte e distribuição é propriedade pública, contrastando com a maior parte dos países que tem estes sistemas geralmente privatizados. A principal empresa de produção é a *Österreichische Elektrizitätswirtschafts-AG* (Verbund), seguindo-se de nove centrais provincianas: *EVN*, *Wien Strom*, *STEWEAG-*

STEG, *EAG OÖ*, *KELAG*, *TIWAG*, *Vorarlberger Kraftwerke AG*, *BEWAG* e a *Linz AG*. Estas pequenas empresas são suficientes para produzirem 95% da electricidade injectada na rede pública.

A rede de transporte é dividida em três zonas, através de três empresas distintas, a APG (100% subsidiária da Verbund), TIWAG Netz AG (100% subsidiária da TIWAG) e a VKW.

As redes de distribuição pertencem a nove empresas que se dividem por diferentes áreas. Existem ainda pequenas redes de distribuição (municípios), o que perfaz cerca de 130 operadores de distribuição em todo o país.

3.8 Polónia

Em 1997 começou a ser publicada a primeira normalização no sentido da liberalização do sector, mas foi só no ano 2000 que se concretizou a implementação de um operador de mercado.

É através da *Towarowa Gielda Energii S.A* que é possível negociar energia eléctrica em mercado organizado e estabelecer contratos futuros. No entanto a energia transaccionada por este meio é quase residual, ficando a maior percentagem para os contratos bilaterais.

O sistema eléctrico assume uma estrutura quase vertical, uma vez que as duas maiores empresas de electricidade do país (PKE SA e a BOT-GiE SA) integram as áreas da produção, transporte, distribuição e comercialização. Ao contrário de outros países da Europa, a Polónia opta por ter o sistema eléctrico maioritariamente nacionalizado.

A Energy Regulatory Office (ERO) é a entidade responsável neste país, pela regulação do sector eléctrico.

3.9 Austrália

A NEMCO – *National Electricity Market Company* foi fundada em 1996, para além de operador de mercado exerce também competências na operação de sistema. O preço do mercado organizado é diferenciado em cinco regiões – Queensland, New South Wales,

Victoria, Tasmania e Sul da Austrália. Neste mercado não são admitidos contratos bilaterais. É assim considerado um mercado obrigatório, uma vez que todas as licitações são dadas à bolsa.

A AER – *Australian Energy Regulator*, é a entidade competente pela supervisão do mercado que transacciona mais de 208 TWh (ano 2007-08) e que depende bastante do carvão e do gás como matéria-prima para a produção de electricidade.

3.10 PJM

A *Pennsylvania Jersey Maryland Interconnection* – PJM é o operador que actua em diversos estados da costa Atlântica dos EUA, nomeadamente Pennsylvania, New Jersey, Maryland, Delaware e Virginia e 13 distritos da Columbia. É actualmente responsável pela alimentação de energia eléctrica a 8,7% da população dos EUA, ou seja, 51 milhões de pessoas através da produção e transporte de mais de 758 GWh/ano (2008)²⁸. Esta empresa foi fundada em 31 de Março de 1997 no âmbito da regulamentação emitida pela *Federal Energy Regulatory Commission* – FERC. Em 1 de Janeiro de 1998 a PJM Interconnection tornou-se num dos primeiros ISO – *Independent System Operator* a funcionarem nos EUA, gerindo o mercado organizado. O elevado número de participantes no mercado (mais de 550 no ano 2008) tornou-o num dos mais líquidos e competitivos do Mundo.

A PJM tem ainda funções de monitorização e controlo do sistema, assim como de planeamento e despacho de geradores de para serviços auxiliares. Devido à grande extensão da rede é calculado o LMP – *Local Marginal Price*, que inclui o custo da energia mais o custo pela ocorrência de congestionamentos. Neste mercado não são admitidos contratos bilaterais. Tal como na Austrália este é também considerado um mercado obrigatório.

Na supervisão dos mercados, estão os respectivos reguladores regionais, denominados de *Public Service Commission*, e a um nível interestadual existe o regulador federal – FERC.

²⁸ PJM 2008 Annual Report

3.11 Califórnia

Após o início do sistema em *bolsa* (Abril 1998), rapidamente este mercado entrou em crise. De acordo com Joskow (2001) tal colapso deveu-se ao preço *spot* ser superior ao permitido para venda aos consumidores finais. O mercado grossista, chegou a atingir uma subida de preço na ordem dos 500%, desde a segunda metade de 1999 até à segunda metade do ano 2000. As duas maiores empresas de electricidade – Pacific Gas & Electric (PG&E) e a Southern California Edison (SCE) entraram em processo de insolvência no ano 2001, uma vez que a compra de electricidade no mercado grossista não lhes possibilitava valorizar o negócio junto do consumidor final (retalho), que comprava essa mesma electricidade abaixo do preço bolsista.

A subida de preços do mercado grossista para além do projectado teve origem em diversos factores, tais como:

- Aumento do preço do gás natural em todo o país, para níveis históricos. Na Califórnia especificamente, o preço do gás chegou a atingir cinco vezes mais que todos os outros estados da América.
- Aumento pronunciado na procura de electricidade na Califórnia, devido a um anormal ano de calor, e ao forte crescimento económico.
- Redução das importações de outros estados. As vagas de calor ao longo desse ano por toda a região provocaram uma diminuição da energia que os outros estados disponibilizavam para exportação, uma vez que tinham de satisfazer primeiro o mercado interno.
- Aumento dos preços dos créditos de emissões de NOx, devido ao aumento na procura de electricidade e consequente aumento de centrais a gás natural que necessitaram de entrar em funcionamento
- Problemas de poder de mercado, devido à enorme procura aliada às apertadas condições de oferta, pois a relação entre a capacidade instalada e energia produzida seria quase unitária, o que permitia aos produtores de energia exercer poder de mercado.

A meio de Dezembro do ano 2000, as empresas retalhistas chegaram a pagar 400 dólares por MWh e a revender aos clientes finais a 65 dólares por MWh, o que levava as

perdas a ascenderem a 50 milhões de dólares por dia. A continuação destas condições levou ao aumento dos incumprimentos financeiros destas mesmas empresas levando inclusivamente à falência a PG&E a 6 de Abril de 2001. A instabilidade do mercado tornou os “*blackouts*” uma consequência inevitável.

Após a crise do mercado eléctrico, o sistema foi reestruturado de forma a admitir dois tipos de relacionamentos. Um através de contratos bilaterais e outro através de mercado organizado. Existe assim o relacionamento directo entre produtores e consumidores e um despacho centralizado onde é determinado o preço *spot*. O organismo responsável por este tipo de mercado tem o nome de *CPXC – California Power Exchange Corporation*.

Para manter a estabilidade do sistema foram criadas diversas entidades denominadas de “Scheduling Coordinators” certificados pelo ISO que tratam da informação relativa aos contratos bilaterais. Quanto ao mercado organizado o CPXC também pode ser considerado um “Scheduling Coordinator” uma vez que informa o ISO sobre o despacho que efectua.

3.12 Análise comparativa dos mercados internacionais

Após a análise individual de alguns mercados de electricidade, será interessante analisar estes mesmos mercados de forma conjugada, tendo em conta as possíveis correlações existentes.

Comparando a NordPool, a Powernext, a EEX, o preço Português e o preço Espanhol, num período de dois meses - Figura 25 - observa-se que a EEX tem um andamento semelhante à Powernext. Espanha consegue sempre um preço inferior a Portugal, tal com já se tinha referido anteriormente, e a NordPool apresenta uma volatilidade e preço inferior, comparativamente a todos os outros. Isto deve-se, à grande produção hídrica e nuclear existente nos países nórdicos, o que permite uma determinada independência destes dos combustíveis fósseis.

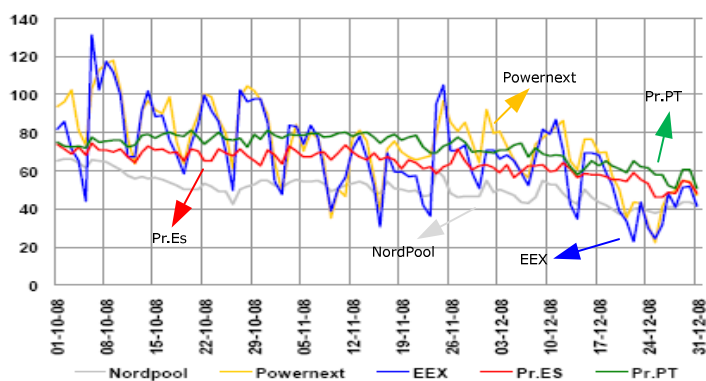


Figura 25 – Gráfico comparativo (€/MWh vs tempo) – De 08/10/2008 a 31/12/2008.

Fonte: ERSE

A Figura 26 reforça a ideia do andamento semelhante entre o mercado Alemão e o mercado Francês, agora para período de tempo de quatro anos. A NordPool mostra mais uma vez a sua característica de uma menor volatilidade comparativamente aos outros mercados. Contudo os baixos preços e volatilidade da NordPool dependerão essencialmente do índice de hidraulicidade, conforme os anos sejam húmidos ou secos.

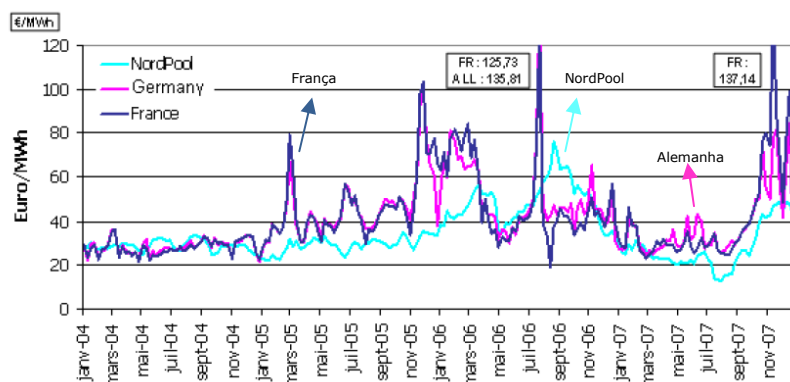


Figura 26 – Comparativo de preços dos mercados *spot* – NordPool, Alemanha e França - De 01/01/2004 a 31/12/2007
 Fonte: CRE

Observando o mercado Espanhol, Francês e Italiano - Figura 27 - verifica-se que este último tem geralmente valores superiores ao OMEL e à Powernext, devido sobretudo ao tipo de tecnologia utilizada. De relembrar que a Itália tem cerca de 62% da potência instalada em centrais térmicas no ano 2007, no entanto não demonstra uma volatilidade tão elevada como a Powernext.

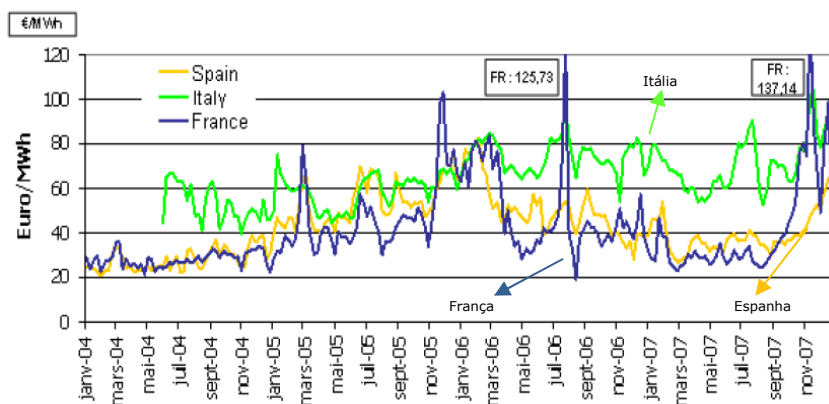


Figura 27 - Comparativo de preços dos mercados *spot* – Espanha (OMEL), Itália e França.
 Fonte: CRE

Pela Figura 28, observa-se ainda que a bolsa de electricidade Italiana IPEX – Italy Power Exchange, tem um preço tipicamente superior às principais bolsas europeias.

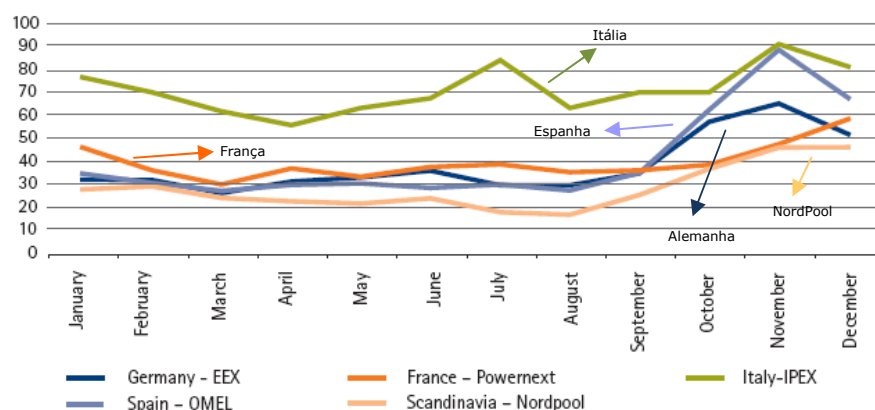


Figura 28 – Comparativo de preços entre diferentes mercados europeus. €/MWh vs tempo (ano 2007).
 Fonte: *Autorità per l'energia elettrica e il gas*

A dinâmica dos mercados de electricidade depende em grande parte do preço dos combustíveis fósseis. Será interessante analisar estes *inputs* tão fundamentais na produção de electricidade

A tendência observada nos últimos anos mostra que o carvão será o combustível com maior taxa de crescimento de consumo - Figura 29.

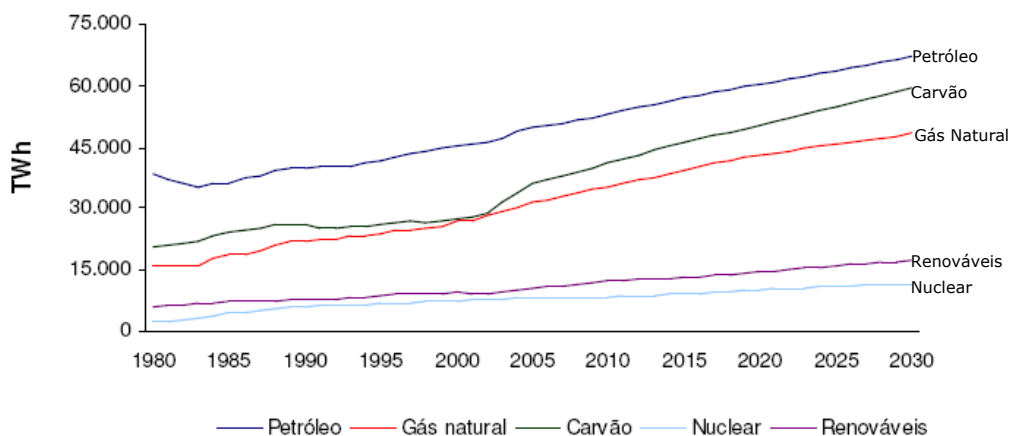


Figura 29 – Utilização da energia mundial transaccionada por tipo de fuel.
 Fonte: REN

Estima-se que este combustível aumentará 65% entre 2006 e 2030, ou seja, cerca de 2% por ano. A sua participação no total do consumo mundial de energia primária deverá passar de 26% para 29%. O sector de produção de energia eléctrica da China e da Índia será responsável por 85% do aumento do consumo mundial de carvão. Na produção de energia eléctrica, o peso do carvão deverá aumentar de 41% para 46%. Apesar da procura de gás natural crescer 1,8% por ano, o seu contributo na estrutura do consumo deverá

permanecer estável, na ordem dos 22%. O sector industrial continuará a ser o maior consumidor de gás natural, representando cerca de 43% do consumo mundial, seguido do sector da produção de electricidade com 35%.

Quanto aos recursos com origem em energias renováveis prevê-se que ao longo do tempo haja uma diminuição percentual na produção de electricidade mundial a partir deste tipo de fontes, de um valor de 18% em 2005, para 15% em 2030. Devido a ser uma tecnologia dispendiosa face às centrais convencionais, há necessidade de criar incentivos ao investimento neste tipo de produção, como sejam tarifas fixas, subsídios, benefícios fiscais, e ainda através de certificados verdes. A estratégia do governo Português é de atingir uma contribuição de 59% das fontes renováveis na produção de electricidade em 2020, assumindo para o efeito, superar os 7000 MW de capacidade hidroeléctrica instalada, aumentar a potência eólica instalada de 5100 MW em 2010 para 8500 MW em 2020, e ainda aumentar a potência instalada em energia solar de 120 MW para 700 MW, para o mesmo período em questão.

Em termos energéticos, sobretudo nos transportes e nas utilizações domésticas, prevê-se que o futuro da humanidade continue ligado à electricidade. Com o progressivo esgotamento dos combustíveis fósseis e com os problemas do aquecimento global, o recurso crescente à energia nuclear parece provável. Ainda tomando as energias renováveis como forma de redução de emissões deve-se ter consciência que estas formas de produção de energia eléctrica (hídrica, eólica, solar) não concorrem nem poderão substituir as chamadas centrais de base, e nestas, as opções no futuro serão possivelmente o carvão e o nuclear.

O consumo mundial de energia eléctrica deverá quase duplicar, entre 2005 e 2030, crescendo a uma taxa média anual de 2,6%. O carvão e o gás natural continuam a constituir as principais fontes de energia primária para a produção de electricidade. A geração com base na queima de gás terá o maior crescimento (3,7% ao ano) sendo que a produção de energia eléctrica com queima de carvão cresce 3,1% em média. No total, estas duas fontes de energia deverão representar cerca de 70% da electricidade produzida no futuro (Figura 30).

O petróleo pode ser considerado um input na produção de electricidade, uma vez que está na base da produção do Fuel-Óleo e Gasóleo utilizado nas centrais eléctricas. Existem

duas principais referências de petróleo no mundo, que são o Brent no mercado Europeu e o WTI no mercado Americano.

O preço do Brent, por exemplo, mostra uma tendência de subida a partir do início do ano 2006, mas é efectivamente em Julho de 2008 - Figura 31- que atinge um máximo histórico de 146 dólares por barril.

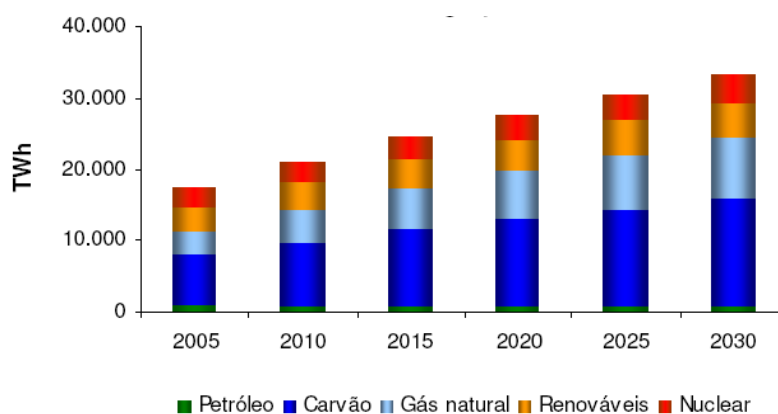


Figura 30 - Evolução da produção mundial de electricidade por fontes de energia primária.

Fonte: REN

Existem diversos factores que influenciam o preço do petróleo. Num caso mais particular do Brent verifica-se que o câmbio euro/dólar é um factor com uma correlação muito forte. A Figura 31 apresenta esse mesmo andamento de mercado no período de 3/01/2006 a 30/06/2010.

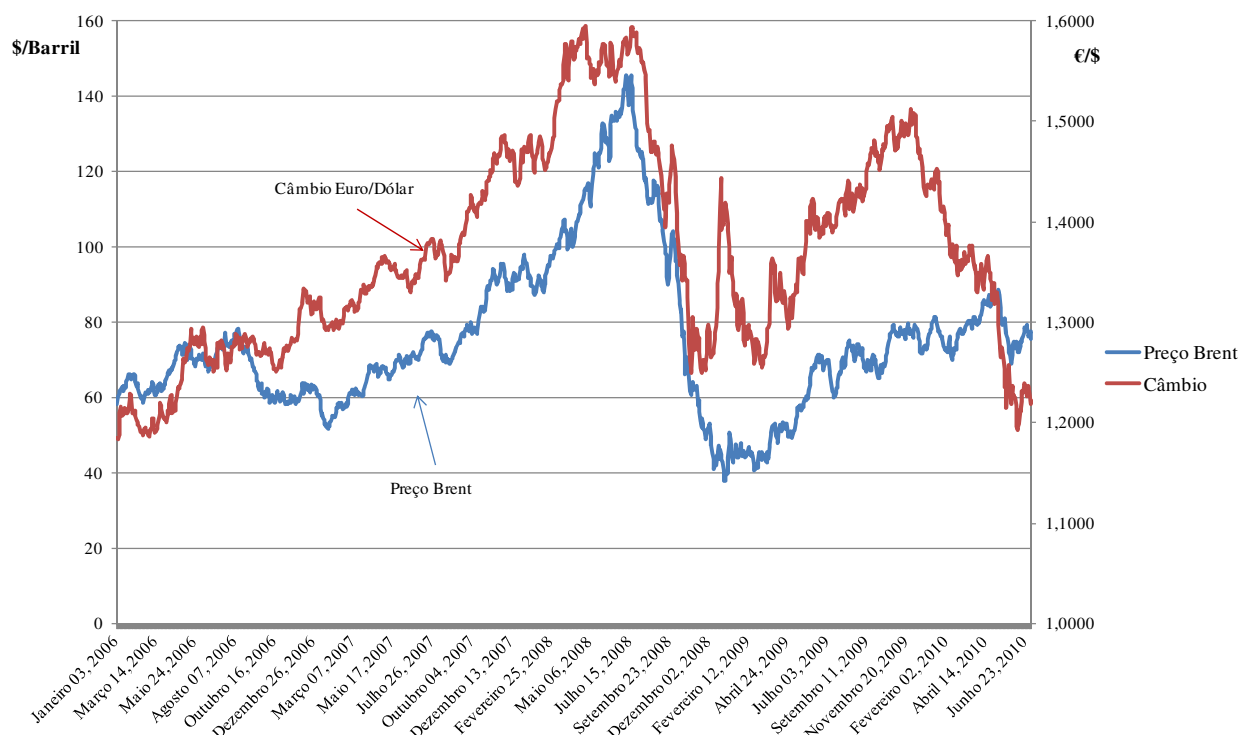


Figura 31 – Preço do Brent [\$/barril] e Câmbio Euro/Dólar - Evolução de Janeiro 2006 a Junho 2010.

Fonte: ICE – Intercontinental Exchange e Banco de Portugal.

Verifica-se ainda que o resfriamento da economia mundial, provocou uma descida do preço da matéria-prima logo após o máximo verificado em Julho de 2008. Estatisticamente o preço do Brent tem uma correlação linear (R) de 0,7381 com o câmbio euro/dólar, e um coeficiente de determinação (R^2) de 0,6714, conforme sugere a Figura 32.

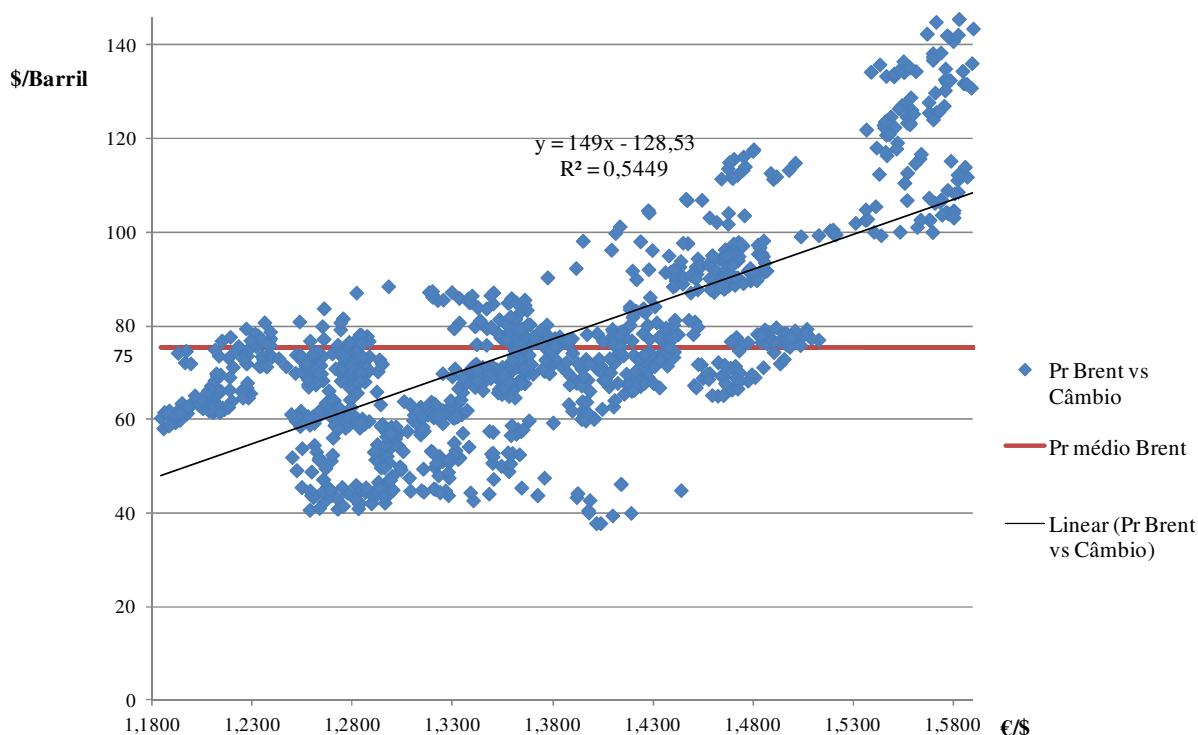


Figura 32 – Dispersão de valores preço do brent vs câmbio.

A média do preço do Brent durante o período em análise (3/01/2006 a 30/06/2011) registou uma média de 75,38 \$/Barril.

Quanto mais o dólar se depreciar face ao Euro mais os investidores podem ter tendência a comprar este bem uma vez que todos os contratos de Brent são efectuados em dólares. No entanto a procura europeia desta matéria-prima tem como moeda de referência o Euro, pelo que o preço do barril de Brent nesta moeda chegou a superar os 92 Euros, conforme exemplifica a Figura 33.

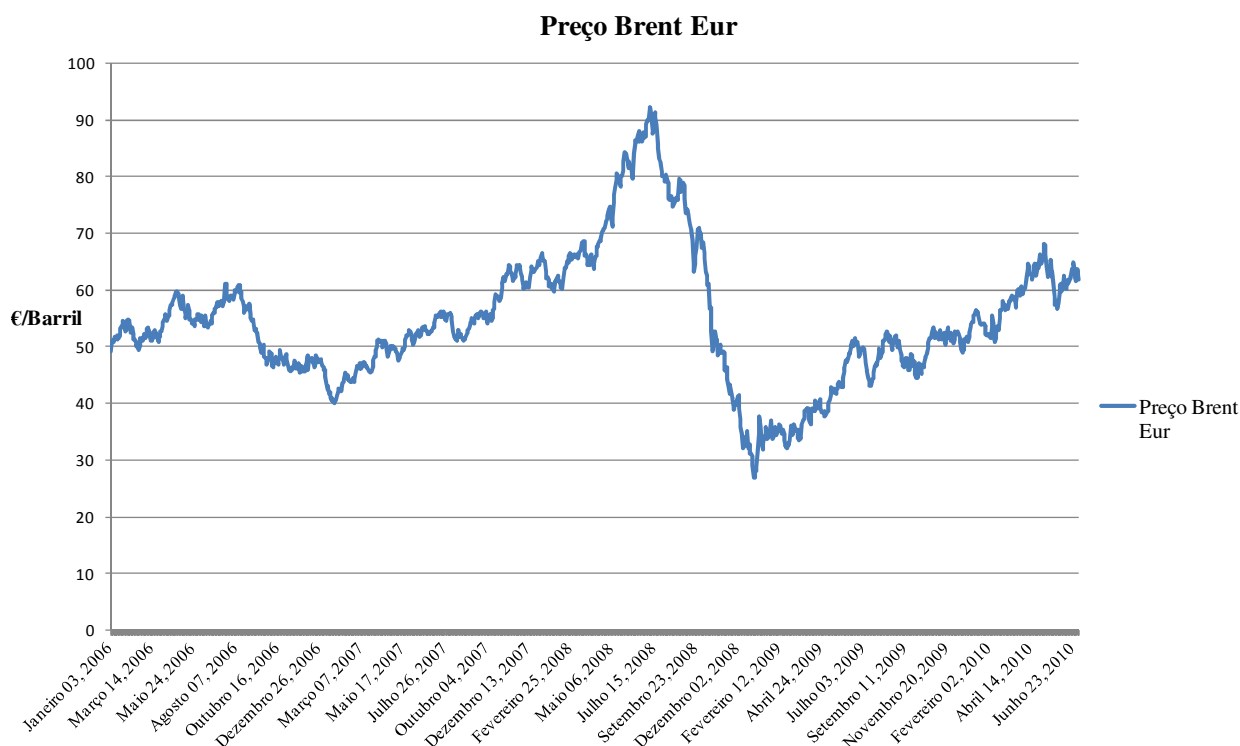


Figura 33 – Preço do Brent em Euros/Barril.

Os mercados de electricidade reagem à movimentação do preço do petróleo, e tendem a acompanhar os preços desta matéria-prima, à qual reagem tipicamente todos os outros produtos energéticos. Os preços da electricidade terão de reflectir não só os custos para com a matéria-prima, mas também o prémio de risco associado a esta. Para cobrir esses riscos, o comprador desta matéria-prima pode adoptar uma estratégia de *hedging*, que permite uma cobertura do risco.

Um outro factor de custo para a produção de electricidade corresponde às emissões de CO₂. Como é sabido em 2005 foi iniciado o mercado europeu de emissões de gases com efeito de estufa (GEE), com base no protocolo de Quioto. Este protocolo visa a redução de emissões de 6 gases com efeito de estufa, responsáveis pelas mudanças climáticas: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), protóxido de azoto (N₂O), hidrofluorcarbonetos (HFCs), perfluorcarbonetos (PFCs) e hexaflureto de enxofre (SF₆).

A directiva 2003/87/CE diz respeito a um mecanismo adicional criado no âmbito da União Europeia, para fazer cumprir o compromisso com o Protocolo de Quioto, e prevê dois períodos para o comércio de licenças de emissão. O primeiro período, de 2005 a 2007, e o segundo período de 2008-2012. No exemplo concreto de Portugal (PNALE - Plano

Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão), foi aprovado pela Comissão Europeia a quantidade total de licenças de emissão a atribuir pelo governo às instalações de 38 161 413 t CO₂, no período de 2005 a 2007.

A internalização dos custos de emissão dos gases com efeito de estufa promove a utilização de tecnologias mais eficientes nos diferentes países que têm limites quantificados. Por exemplo, uma indústria que necessite de uma larga cota de emissões para a produção do seu produto, poderá investir numa tecnologia mais limpa e eficiente, de forma a chegar ao produto final, com baixas emissões de CO₂. O produtor pode então utilizar o excedente para vender no mercado e realizar receita.

O primeiro mercado de emissões de gases de efeito estufa teve lugar no Reino Unido, e actualmente existem mercados deste género na Austrália, Dinamarca, Suécia, França, Nova Zelândia, Noruega, Canadá, Japão e Holanda.

Os mercados de electricidade passaram então a depender do comércio de emissões, uma vez que para se produzir electricidade a partir de uma central térmica (p.e. carvão, ciclo combinado) é necessário possuir licenças suficientes para a emissão de CO₂, para cobrir essa mesma produção. Quando uma empresa produtora esgota toda a sua cota disponível, terá que recorrer ao mercado de emissões para adquirir mais licenças, o que expõe o produtor de electricidade a mais uma fonte de volatilidade e risco, a qual terá que incluir no preço final de licitação. A Figura 34 e Figura 35 demonstram a volatilidade inerente ao mercado de emissões.

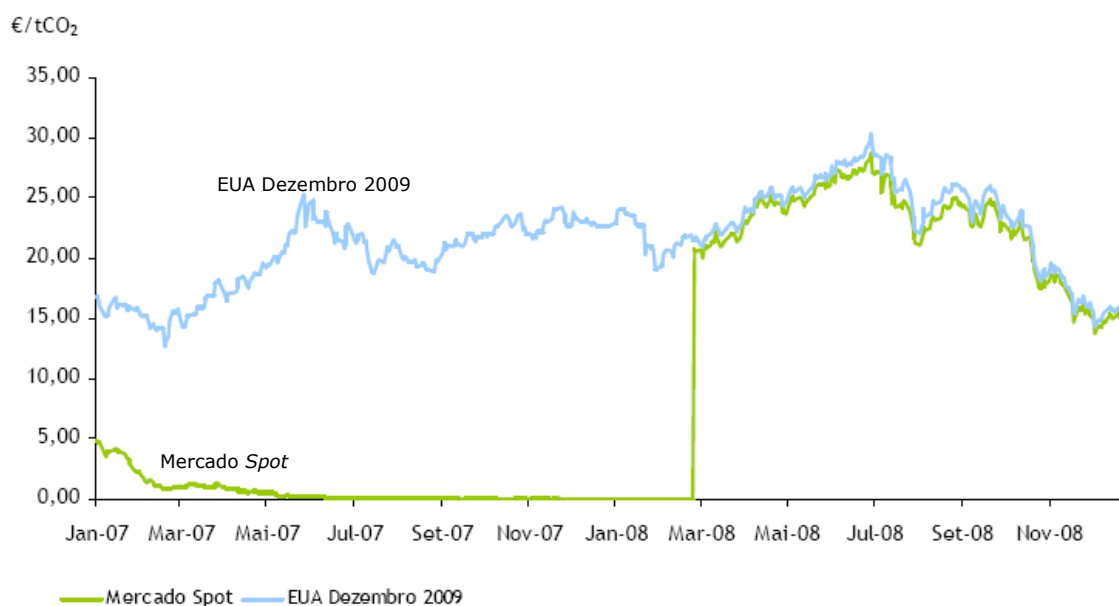


Figura 34 – Preço de fecho das licenças do CELE – Mercado organizado e Contratação Bilateral (OTC) de futuros.
Fonte: REN

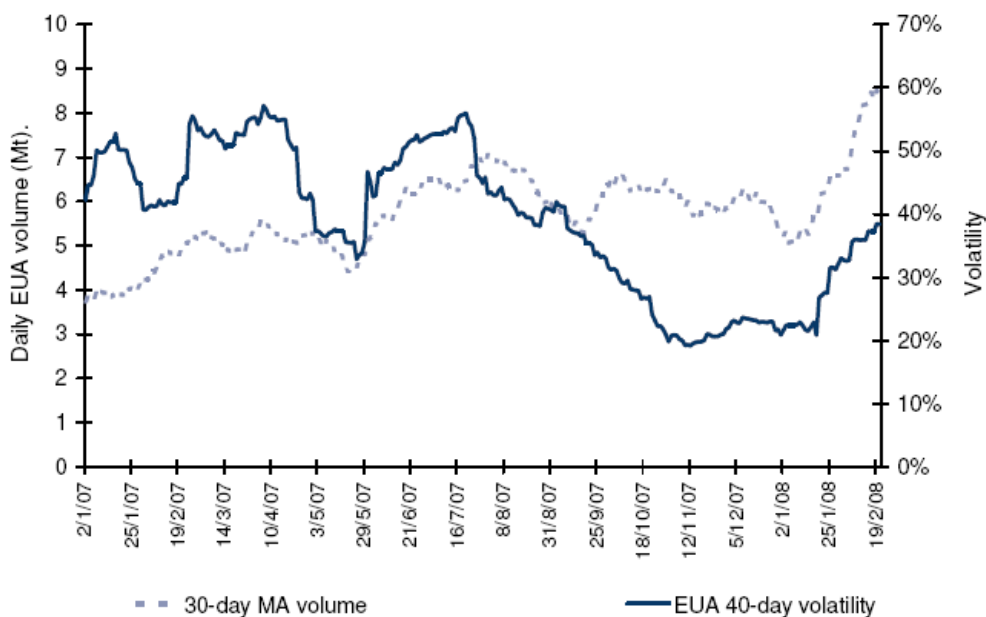


Figura 35 – Volatilidade nos EUA e a Média móvel dos volumes diários (OTC e Bolsas).
Fonte: PointCarbon

Devido ao cenário de evolução da procura mundial de energia, prevê-se que as emissões de CO₂ aumentem cerca de 45% até 2030. Os países que não pertencem à OCDE serão os principais emissores (p.e. China e Índia) e deverão crescer a uma taxa média anual de 2,5%, ou seja, cinco vezes mais que o projectado para os países da OCDE.

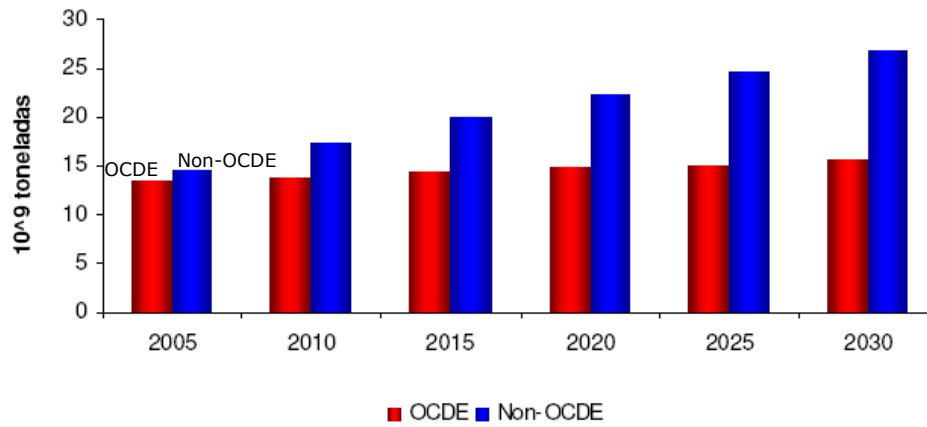


Figura 36 – Emissão mundial de dióxido de carbono.
Fonte: REN

4 Modelo de gestão de risco

O presente capítulo descreve a conceptualização do modelo a implementar, de forma determinar o risco da negociação de energia eléctrica através de contratos bilaterais, mercado organizado e de futuros. Numa primeira abordagem descreve-se um modelo simplificado, necessário à consolidação de conceitos de avaliação do factor receita/risco.

Numa segunda abordagem descreve-se o modelo mais aprofundado, necessário para complementar o primeiro modelo que contempla apenas as linhas mais gerais do problema.

4.1 Avaliação de Risco e o modelo simplificado

A medição ou avaliação de risco pode ser efectuada de diferentes formas. O desvio padrão é a forma mais grosseira para se efectuar essa avaliação, uma vez que este calcula os desvios positivos e negativos, ou seja, inclui as perdas e os ganhos de um universo de amostras, e é dado pela seguinte fórmula sobejamente conhecida:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (\alpha_i - \bar{\alpha})^2} \quad (1)$$

em que:

α_i : Valor i da amostra.

$\bar{\alpha}$: Média.

n : Número de elementos da amostra.

Uma vez que a medida de risco através do desvio padrão é uma medida grosseira utiliza-se outro método. Para contabilizar apenas o número de amostras que poderão fazer o investidor incorrer em perdas, utiliza-se o VaR , este método é bastante utilizado na quantificação do risco nos mercados e indica a potencial perda a que o investidor está sujeito para um determinado portfolio e para determinado grau de confiança, denominado tipicamente por β . É usual utilizar-se o valor de 1% ou 5% consoante o investidor mais ou menos avesso ao risco respectivamente.

Graficamente o VaR é calculado de acordo com o sugerido na Figura 37.

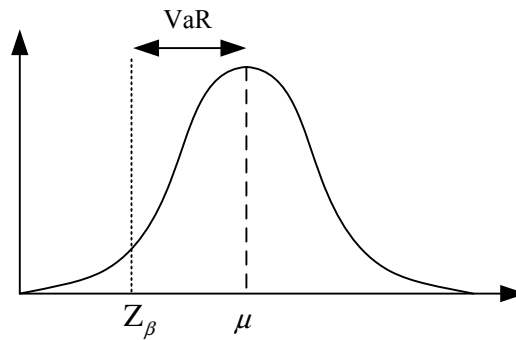


Figura 37 – VaR para uma distribuição normal.

Ou seja,

$$VaR_{(1-\beta)} = \mu - Z_\beta$$

Em que:

μ , corresponde à média esperada,

Z_β , valor esperado consoante o nível de confiança considerado,

Um método que complementa o valor do *VaR* é o *CVaR*, visto que o primeiro não indica o montante de uma potencial perda superior ao seu valor. O *CVaR* é a soma das potenciais perdas superiores ao grau de confiança escolhido.

O *CVaR* é dado pela seguinte equação:

$$\Phi_\beta(x) = \frac{1}{(1-\beta)} \int_{f(x,y)\alpha(x)} f(x,y) \cdot \rho(y) dy$$

em que:

Φ_β : CVaR para o nível de confiança β .

y : Vector das variáveis aleatórias – Incertezas.

x : Vector das variáveis de decisão - Portfolio.

$\rho(y)$: Função densidade.

$f(x,y)$: Função de perdas.

O *CVaR* é representado graficamente pela Figura 38.

agente pode ter uma “posição curta” se tem escassez de energia, não sendo suficiente para satisfazer o consumo para uma determinada data, fazendo com que tenha a necessidade de recorrer ao mercado. Por outro lado, o agente pode ter excedente de produção para a carga que terá de satisfazer em determinada data, ficando assim numa “posição longa”. Desta forma, será com recurso a contratos de índole financeira ou contratos bilaterais que o agente comercializador\produtor terá de recorrer de forma a mitigar o risco, no entanto, quanto menor for a exposição ao risco menor é a probabilidade do valor médio de ganho ser interessante. Os agentes de mercado debatem-se com dois factores que apresentam um sentido contrário, que são o risco e retorno. Um investidor tentará sempre maximizar o seu retorno ao mesmo tempo que minimiza o risco, de forma a alcançar o melhor negócio.

A quantificação do risco não encerra o estudo sobre a gestão do mesmo. Para determinado investimento, que comporta diferentes fontes de risco, existe um risco associado, desta forma, para diferentes cenários existirão diferentes valores de risco. O risco partilha de uma simbiose com a receita ou lucro esperado, pelo que o factor a estudar é o factor receita/risco, em que o investidor terá sempre o objectivo de estabelecer a maior receita pelo menor risco.

Para observar os vários cenários estabeleceu-se a fronteira eficiente. No caso particular do agente comercializador/produtor é necessário estabelecer qual o portfolio de tecnologias que farão parte da sua produção de energia eléctrica. Cada tecnologia terá um risco inerente ao combustível ou recurso utilizado, que dará origem ao produto final, a electricidade. Para cada portfolio haverá uma determinada distribuição probabilística, com determinado valor médio e desvio-padrão. Surge assim a possibilidade de haver uma quantidade infindável de combinações, uma vez que consoante o peso de determinada variável assim resultará um determinado valor de risco e retorno. Estas combinações podem ser dadas por um conjunto de combinações para produção representada na Figura 40.

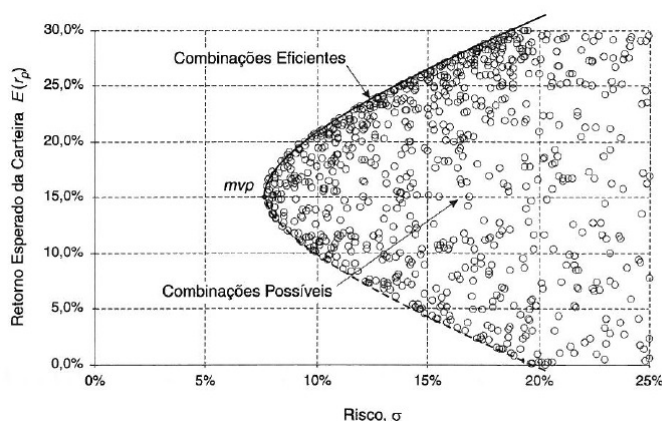


Figura 40 – Conjunto de combinações para produção.

As combinações eficientes encontram-se na chamada fronteira eficiente ou fronteira de Markowitz. Esta fronteira representa as combinações que apresentam um maior retorno esperado para o mesmo nível de risco e um menor risco para um mesmo retorno esperado, no conjunto de combinações para produção. O ponto *mvp* – minimum variance portfolio representa o ponto com menor variância e que corresponde o par de valores de maior retorno para o menor risco.

O modelo simplificado parte da necessidade de sistematizar as ideias anteriormente apresentadas. O primeiro passo na modelização, consiste no desenvolvimento e implementação de um modelo que permite estabelecer as principais relações entre os factores de risco considerados e o valor dos instrumentos de negociação. Este modelo contribui para o aumento do conhecimento sobre a forma como os instrumentos reagem às variações dos factores de risco, permitindo assim retirar relações de carácter geral e auxiliar na adaptação do modelo aos dados reais.

4.2 Caracterização do modelo simplificado

No modelo simplificado explica as variáveis a que o agente vendedor com produção própria de energia eléctrica está sujeito. O modelo simplificado resume-se à identificação dos factores de risco que dão origem a uma receita e ao respectivo risco sobre essa mesma receita. A aproximação simplificada fica-se pela aproximação grosseira de um sistema muito mais complexo com necessidade de uma refinação dos factores de risco que influenciam a receita e o risco global do negócio. Desta forma os factores de risco para um

produtor vendedor serão o preço *spot*, o custo da produção térmica, a energia renovável produzida (Hídrica, Eólica, Solar, etc). O produtor poderá vender a sua energia através de mercado organizado ou como cobertura de risco a venda através de contratos bilaterais, que irão fixar um valor para o preço da electricidade.

De acordo com as considerações feitas anteriormente as variáveis dos factores de risco são dadas por:

ps - preço *spot*

qren - energia renovável produzida

ctrm – custo da produção térmica

Para a medição ou avaliação de risco são utilizados os seguintes métodos:

VaR - Value at Risk,

CVaR - Conditional Value at Risk,

Finalmente, para a mitigação do risco a única variável determinística é dada por:

qblt - energia negociada através de contratos bilaterais,

Para um melhor entendimento deste modelo simplificado, a

Figura 41 sugere um fluxograma com a indicação dos inputs, parâmetros e outputs do sistema:

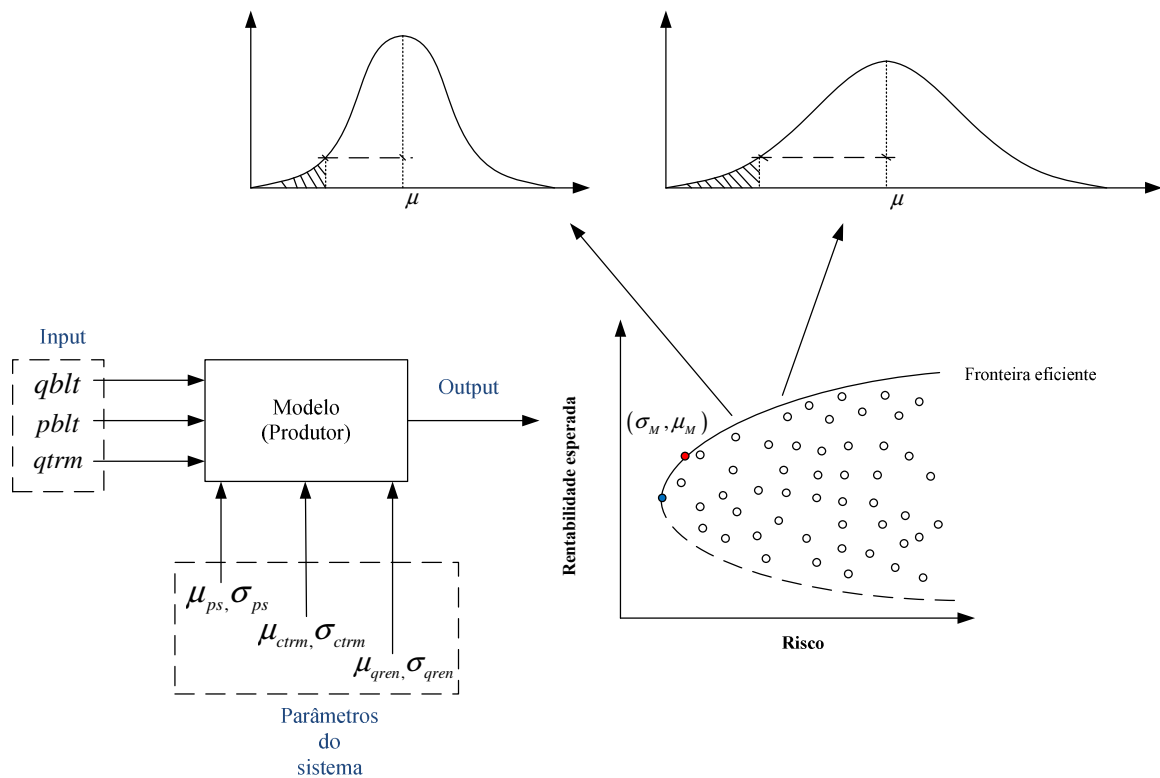


Figura 41 – Fluxograma do funcionamento do modelo simplificado.

No modelo simplificado o utilizador pode definir qual a quantidade de contratos bilaterais que quer vender, qual o preço unitário de venda desses contratos bilaterais e qual a quantidade térmica, independentemente da tecnologia, que pretende produzir para um determinado horizonte temporal.

Como parâmetros do sistema estão a média do preço *spot*, uma vez que o produtor vende neste mercado mas pode igualmente recorrer a este tipo de negociação para satisfazer a sua procura. Está ainda incluída a média do preço dos combustíveis e a média da quantidade de energia renovável. Associado a cada este parâmetro estão os respectivos desvios-padrão.

O output do modelo dará a curva eficiente, com base na escolha do utilizador e de acordo com o valor dos parâmetros, ou seja médias e desvios-padrão das variáveis aleatórias que podem por em risco os potenciais ganhos do agente vendedor.

A cada ponto da fronteira eficiente corresponderá uma distribuição probabilística, com maior ou menor risco e com maior ou menor retorno respectivamente.

Desta forma o modelo anteriormente descrito pode ser modelizado pelas seguintes equações:

$$\begin{cases} \tilde{\pi} = \tilde{\lambda}^{spot} \cdot \tilde{E}^{spot} + \lambda^{qblt} \cdot E^{qblt} - \tilde{c} \\ \tilde{E}^{spot} = \tilde{E}^{PRE} + E^{trm} - E^{qblt} \end{cases} \quad (2)$$

em que,

$\tilde{\lambda}^{spot}$: Preço *spot*,

λ^{qblt} : Preço de venda da energia através de contratos bilaterais,

\tilde{E}^{PRE} : Quantidade renovável,

\tilde{c} : Custo da produção térmica,

são as variáveis aleatórias, e:

E^{qblt} : Quantidade de energia vendida através de contratos bilaterais,

E^{trm} : Quantidade de energia a produzir por fonte térmica,

são as variáveis determinísticas.

O lucro (π) é dado pelo preço de venda no mercado organizado multiplicado pela quantidade, mais o preço fixado para os contratos bilaterais multiplicado pelo volume vendido. As estas duas parcelas terá de ser descontado o custo decorrente da eventual produção térmica. Tendo em conta que o vendedor só tem como forma de negociação o mercado organizado e os contratos bilaterais, então a soma da quantidade renovável mais a quantidade por fonte térmica produzida terão de ser iguais a quantidade vendida nestas duas formas de negociação.

No modelo simplificado não é considerada a análise das diferentes tecnologias de produção térmica, e a produção em regime especial é tomadas com um total, independentemente da fonte de energia. O horizonte temporal para a venda da energia também não é definido, assumindo-se assim um horizonte unitário.

Do modelo descrito anteriormente resulta a fronteira eficiente, e a variação do *VaR* para diferentes quantidades de contratos bilaterais, onde é possível verificar a quantidade de contratos bilaterais que minimizam o risco. A figura abaixo sugerida é apresentada sem unidades concretas, sendo que este caso se pode aplicar a um cenário genérico.

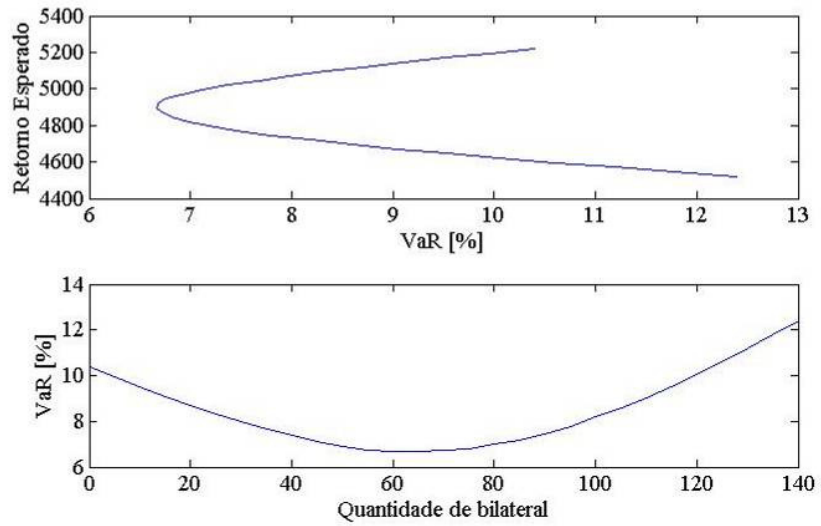


Figura 42 – Curva genérica.

4.3 Modelo desenvolvido

O segundo passo na modelização consiste na procura de um modelo que introduza novos conceitos, sob o ponto de vista do risco de preço e de volume, podendo desta forma obter resultados mais refinados. Neste modelo são discriminados os custos por tecnologia de central térmica, onde cada um dos combustíveis tem o seu risco inerente. Foi introduzida a separação quanto às fontes não térmicas, existindo a fonte hídrica e a fonte em regime especial. A introdução de um despacho económico onde participam diferentes empresas permite adicionar uma dinâmica de mercado, onde a entrada de determinada central depende do custo unitário e da procura térmica total. Em suma, o modelo desenvolvido vai ao encontro de uma abordagem mais abrangente e detalhada sobre a temática de retorno/risco.

4.3.1 Caracterização do modelo aprofundado

O modelo aprofundado está implementado de forma a simular o agente vendedor com produção própria de energia eléctrica, em que esta se pode negociar a partir de contratos bilaterais e de mercado organizado.

Comparativamente ao modelo simplificado o risco deixa de estar apenas no custo de produção a um nível generalizado, para ser refinado conforme a tecnologia da central. O preço *spot* passa a ter neste modelo indexação com diferentes variáveis de mercado que poderão influenciar o seu valor, e é ainda introduzido a noção de risco de volume.

Podemos dividir este novo modelo em cinco blocos principais:

1. Definição dos factores de risco,
2. Despacho de produção,
3. Cálculo do preço *spot*,
4. Cálculo do lucro sob condições de mercado,
5. Definição da fronteira retorno/risco,

Para a definição dos factores de risco são introduzidos os valores médios e desvios padrão das variáveis de risco, a potência instalada por tecnologia e por agente e ainda o rendimento das centrais (média por tecnologia) e o poder calorífico inferior (PCI) dos combustíveis.

É no bloco de despacho de produção que é introduzido o conceito de risco de volume, isto porque ao consumo médio de cada mês (que é um factor de risco) é subtraída a produção hídrica e a PRE média do mês, (que também é um factor de risco) obtendo-se a procura residual térmica média mensal. Esta produção térmica mensal é multiplicada por uma monótona adimensional média, de produção horária térmica, de onde resulta a potência horária a satisfazer pela produção térmica. A potência térmica instalada é despachada por ordem de mérito, que é dada pelos custos variáveis de produção obtidos com base no rendimento das centrais, no poder calorífico do combustível utilizado e no preço do combustível (que é um factor de risco). Deste modo obtém-se a produção por tecnologia e por agente em cada mês. Por outro lado, calcula-se a receita térmica numa base horária, onde se valoriza a produção de cada hora ao preço *spot* horário (assume-se que as horas de preço mais alto correspondem às hora de maior produção térmica).

Para determinar o preço *spot* horário foi implementado um modelo utilizando o método de correlação canónica entre os factores de risco e o preço *spot*, numa base média mensal, estimado com base num histórico de 12 ou 24 meses. Este preço médio mensal é depois multiplicado por uma monótona adimensional média de preços horários, para se poder valorizar diferentemente as diversas tecnologias em função da sua produção horária. Os factores de risco para o cálculo da correlação canónica podem ser escolhidos pelo utilizador, estando disponíveis os seguintes factores: consumo, produção térmica, produção hídrica, produção em regime especial, Carvão, Brent, Fuel, Gás e CO₂.

Em consonância com o modelo anterior, existem duas possibilidades de negociar energia eléctrica, através de mercado organizado ou bilateral. Tendo em conta que existem estas duas formas de negociação da energia determina-se o lucro para diferentes valores de bilateralização. O lucro de uma dada empresa é dado pela receita térmica em mercado organizado, pela receita renovável em mercado organizado e pela energia negociada através de contratos bilaterais. A esta receita é descontado o custo com a respectiva produção térmica. Este lucro é calculado para diferentes valores de energia vendida através de contratos bilaterais o que permitirá obter a fronteira eficiente no plano retorno/risco.

A incerteza associada aos factores de risco é simulada através de simulação de Monte Carlo representando-se cada variável aleatória por uma distribuição normal com média e desvio padrão dados. Deste modo obtém-se uma distribuição de lucro para cada valor da energia bilateralizada, a partir da qual se calcula o lucro médio (como medida de retorno) e o lucro em risco - *PaR* (como medida de risco) que são então representadas no plano retorno/risco dando a fronteira de Markowitz.

4.3.2 Modelização

A presente secção tem por objectivo definir o modelo anteriormente descrito, sendo separado em diferentes subsecções onde se define partes do modelo. Serão definidas as variáveis de risco, desde os combustíveis que servem para produção de energia até às variáveis que introduzem risco de volume. Na segunda subsecção é introduzido o despacho de produção, onde se define a dinâmica das centrais térmicas que estão naturalmente sujeitas ao risco de volume de produção. Por último é definido em que condições é calculado o lucro sobre incerteza e a ligação entre os vários sub-blocos que compõem todo o modelo.

4.3.2.1 Variáveis de risco

Comparativamente ao modelo anterior as variáveis de risco são agora mais detalhadas, comportando desta forma quer o risco de preço quer o risco de volume.

Para o risco de preço existem diferentes variáveis. Podem-se definir como variáveis de entrada uma vez que são a matéria-prima para a produção de electricidade, e por conseguinte definem o custo unitário de energia eléctrica. Existe ainda a variável preço *spot* que define a receita subjacente à venda neste tipo de mercado. No total, as variáveis de risco de preço são as seguintes:

- Carvão,
- Brent,
- Fuel,
- Gás,

- CO₂,
- *Spot*,

No modelo existe ainda um segundo tipo de risco que é o risco de volume. As alterações na procura e na oferta de energia eléctrica acarretam igualmente um risco preconizado pelas seguintes variáveis:

- Consumo,
- Procura térmica,
- Produção hídrica,
- Procura PRE,

Para estimar o valor do preço *spot* médio mensal, utilizou-se a função da correlação canónica. Através deste método é possível correlacionar o preço *spot* mensal, considerado variável dependente, com cada uma das variáveis independentes -factores de risco. O preço *spot* médio estimado é então dado pela seguinte equação:

$$\lambda_m^{spot} = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot P_m + \alpha_2 \cdot E_m^{hi} + \alpha_3 \cdot E_m^{RE} + \alpha_4 \cdot \lambda_m^{carvão} + \alpha_5 \cdot \lambda_m^{gás} + \alpha_6 \cdot \lambda_m^{Fuel} + \alpha_7 \cdot \lambda_m^{CO_2} + \mathcal{E} \quad (3)$$

Em que α_n , $n=0, \dots, 7$ são os coeficientes estimados pela correlação canónica para uma amostra anual, P_m é a procura média, E_m^{hi} é a energia gerada por fonte hídrica no mês m , E_m^{RE} é a energia gerada em regime especial no mês m , $\lambda_m^{carvão}$ é o preço do carvão no mês m , $\lambda_m^{gás}$ é o preço do gás no mês m , λ_m^{Fuel} é o preço do fuel no mês m , $\lambda_m^{CO_2}$ é o preço do CO₂ no mês m , e \mathcal{E} é uma distribuição normal com média e desvio-padrão igual à diferença entre o preço real e o preço simulado para um caso *in sample*.

Os coeficientes da correlação canónica são determinados uma vez, usando os valores mensais médios históricos (Junho 2008 a Junho 2009) dos factores de risco. Os factores utilizados que correspondem à melhor aderência entre o preço *spot* estimado e o preço *spot* real para uma simulação *in sample* foram: a procura média total, geração média hídrica, geração média em regime especial, preço médio do carvão, preço médio do Brent, preço

médio do gás e o preço médio do CO₂. A Figura 43 demonstra a aderência entre os valores de preço *spot* estimado e o preço *spot* real para a simulação *in sample*.

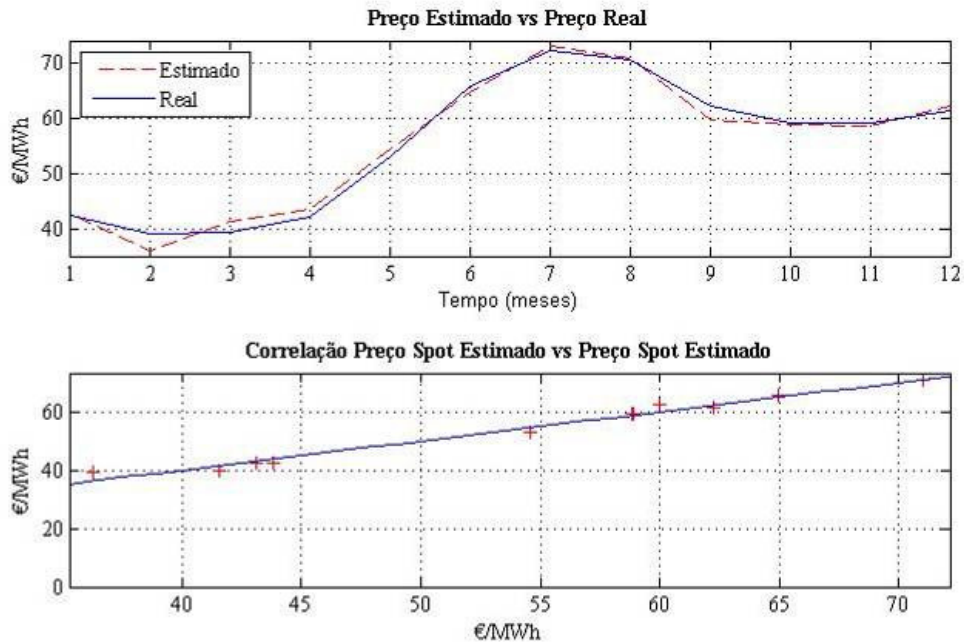


Figura 43 – Simulação “in sample” do preço *spot* e a respectiva correlação linear com $R^2=0,98$.

O resultado do preço *spot* médio estimado para determinado mês é demonstrado na Figura 44. A média e o desvio padrão do preço *spot* médio estimado são resultado das variáveis independentes consideradas, após a aplicação da equação (3).

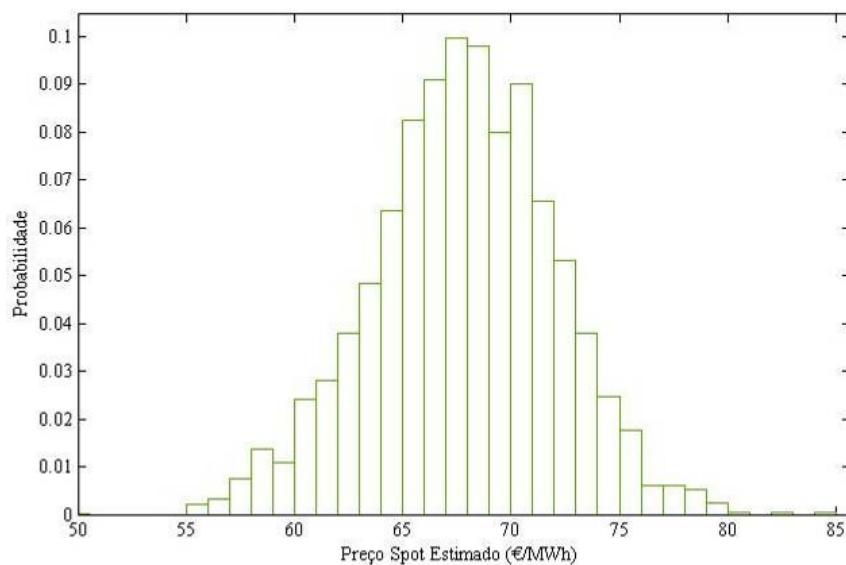


Figura 44 – Distribuição normal para um dado valor médio mensal de preço *spot*.

Os valores do preço *spot* horário são dados pela média do preço *spot* obtido através da equação (3), sendo posteriormente multiplicados por uma curva adimensional resultante do preço *spot* histórico, desta forma, o resultado do preço *spot* na hora h , e mês m , é dado pela seguinte equação:

$$\lambda_{h,m}^{spot} = a^{spot}(h) \cdot \lambda_m^{spot} \quad (4)$$

Onde, $a^{spot}(h)$ é a curva média mensal horária adimensional do preço *spot*, e λ_m^{spot} é o preço médio mensal no mês m .

O resultado da equação (4) é representado na figura seguinte:

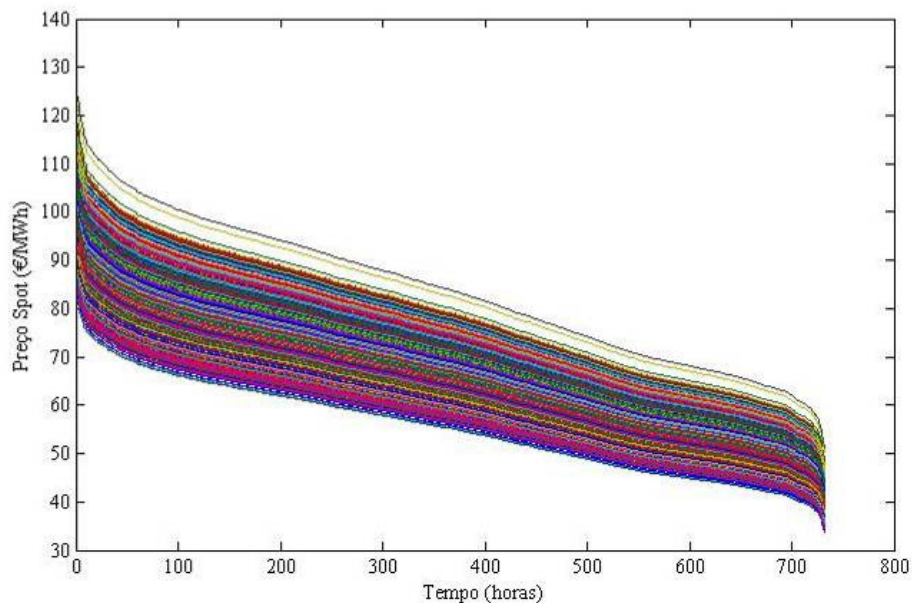


Figura 45 – Preço *spot* horário para o mês m .

4.3.2.2 Despacho de produção

O modelo de despacho de produção tem como base o despacho económico das centrais térmicas, de acordo com o mérito de cada central, o qual se define através do custo unitário de produção cada central i respectivamente para cada hora h de cada mês m da simulação, e que é dado pela seguinte equação:

$$\begin{aligned}
& \min_{\{E_{i,h,m}^{tr}\}} \sum_i c_{i,m} \cdot E_{i,h,m}^{tr} \\
& s.t. \quad \sum_i E_{i,h,m}^{tr} = E_{h,m}^{tr} \\
& \quad \quad 0 \leq E_{i,h,m}^{tr} \leq \overline{E_{i,h,m}^{tr}}, \quad \forall_i
\end{aligned} \tag{5}$$

Onde,

$E_{i,h,m}^{tr}$ que traduz a energia gerada através de fonte térmica pela central i na hora h do mês m . $E_{h,m}^{tr}$ corresponde à energia total gerada através de fonte térmica na hora h do mês m , e $\overline{E_{i,h,m}^{tr}}$ traduz a energia máxima de saída da central térmica i na hora h do mês m . Os custos variáveis são dados por $c_{i,m}$ e incluem os custos com o combustível ($c_{i,m}^k$) e os custos com as emissões de CO₂ ($c_{i,m}^{CO_2}$), para cada central térmica i com o seu respectivo combustível k (carvão, gás, fuel) e que é dado pela seguinte expressão:

$$c_{i,m} = c_{i,m}^k + c_{i,m}^{CO_2} \tag{6}$$

Onde,

$$c_{i,m}^k = \frac{\lambda_m^k}{\eta_i \cdot PCI_k} \tag{7}$$

e,

$$c_{i,m}^{CO_2} = \frac{\lambda_m^{CO_2} \cdot e^{CO_2,k}}{\eta_i \cdot PCI_k} \tag{8}$$

Estes custos são determinados no modelo através do rendimento da central η_i , através do tipo de combustível PCI_k , assim como pelas emissões de CO₂ para cada tipo de combustível $e^{CO_2,k}$, pelo custo das emissões no mês m $\lambda_m^{CO_2}$, e pelo custo do combustível k no mês m .

Desta forma, a quantidade de energia a produzir por fonte térmica no mês m é resultado da produção hídrica e da produção em regime especial subtraído à procura no mês m , resultando na seguinte expressão:

$$E_m^{tr} = P_m - E_m^{hi} - E_m^{RE} \quad (9)$$

De forma a determinar a procura residual térmica que satisfaz cada hora, a procura térmica foi modelizada através de uma monótona horária, que é construída a partir de dados históricos, e de acordo com a equação acima descrita.

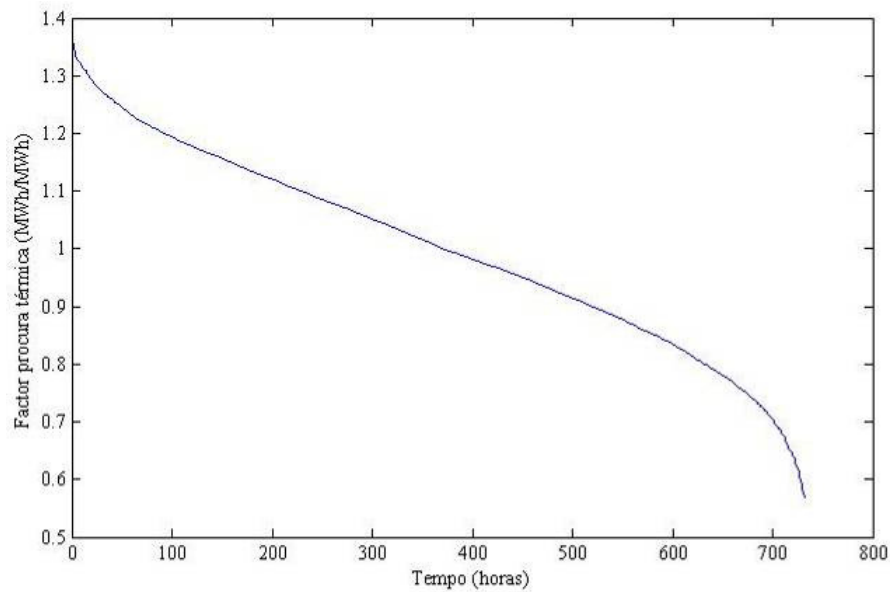


Figura 46 – Monótona horária da procura térmica $\left(a^{tr}(h) \right)$.

A monótona horária é multiplicada pelas várias médias calculadas pelo modelo $\left(E_m^{tr} \right)$, conforme a seguinte equação:

$$E_{h,m}^{tr} = a^{tr}(h) \cdot E_m^{tr} \quad (10)$$

Existem tantas médias quantos números de Monte Carlo escolhidos pelo utilizador. Uma vez que as médias são calculadas aleatoriamente e de acordo com um desvio-padrão todas as médias de procura térmica podem ser arrançadas segundo uma curva de distribuição normal. O resultado final será uma multiplicação da curva adimensional de procura térmica pela distribuição normal de médias de procura térmica conforme se pode verificar na Figura 47. Na figura seguinte apresenta-se o resultado do despacho para um

dado mês e para diferentes valores de procura térmica, em que os quadrados na figura representam o número das várias centrais a operar no sistema.

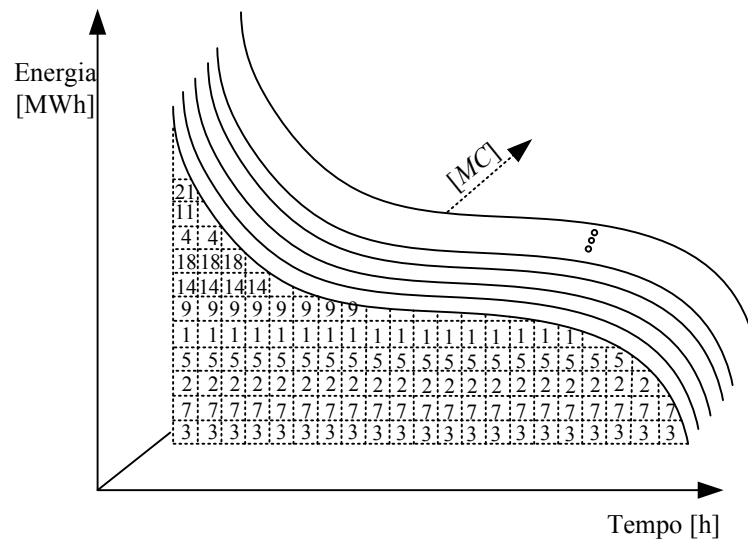


Figura 47 – Despacho económico das centrais térmicas de acordo com a ordem de mérito.

O modelo de cassação apresenta na base de cálculo o risco de preço e de volume, na parte do risco de preço, uma alteração no preço do input de um determinado tipo de centrais pode implicar uma subida ou descida na ordem de mérito. Na parte do risco de volume, conforme (7), a alteração da procura total ou a alteração das restantes fontes de energia levam a uma alteração da procura térmica. De forma a sistematizar o descrito anteriormente apresenta-se a seguinte figura abaixo:

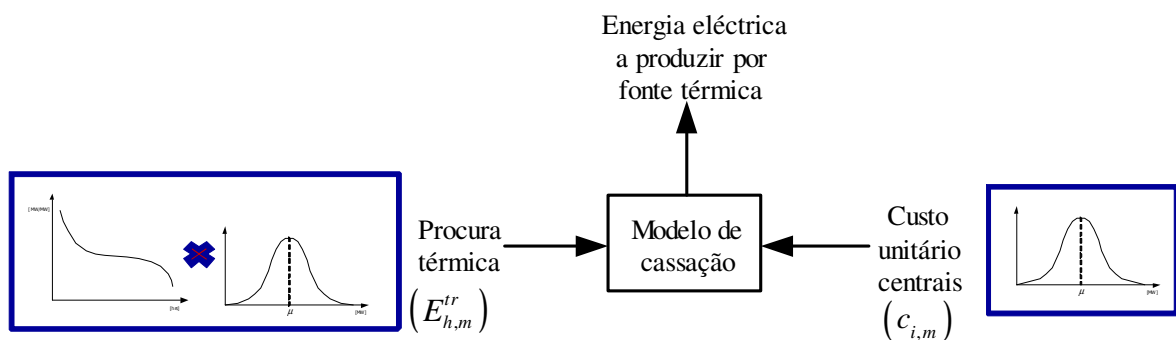


Figura 48 – Entradas e saída do modelo de cassação

A receita que advém de fonte térmica resume-se à multiplicação entre a energia eléctrica a produzir por cada central e monótona de preço *spot* estimado (Figura 45). Desta

forma a receita é sensível ao volume de energia a produzir, e à variação de preço *spot* estimado o que corresponde a um modelo que inclui o risco de volume e preço na determinação da receita.

A energia a produzir por fonte térmica é ainda agregada por empresa j no mês m , uma vez que esta pode ter várias centrais térmicas no seu portfolio, e é dada pela seguinte equação:

$$E_{j,m}^{tr} = \sum_h \sum_{i \in J} E_{i,h,m}^{tr} \quad (11)$$

Onde, J representa o conjunto de índices das centrais térmicas pertencentes à empresa j .

Para a energia a produzir por fonte hídrica e por fonte em regime especial foi assumido que cada uma das empresas tem determinada cota de mercado e que toda essa energia é comprada em mercado.

4.3.2.3 Avaliação do lucro sob incerteza

Este capítulo descreve como é calculado o lucro de um produtor de energia eléctrica com um mix de produção com fonte térmica, hídrica e em regime especial, sob um cenário de incerteza. A energia a produzir tem duas formas de ser negociada, através do mercado organizado ou através de contratos bilaterais.

Considerando que o produtor subscreve a venda de determinada quantidade de energia E_j^{ft} , a um preço fixo λ^{ft} , por um período de M meses, a equação que determina o lucro é a seguinte:

$$\pi_j = \sum_m \lambda_m^{spot} \cdot (E_{j,m}^{hi} + E_{j,m}^{RE}) + \sum_m \sum_h \lambda_{h,m}^{spot} \sum_{i \in J} E_{i,h,m}^{tr} + (\lambda^{ft} - \lambda^{spot}) \cdot E_j^{ft} - \sum_m \sum_{i \in J} c_{i,m} \cdot \sum_h E_{i,h,m}^{tr} \quad (12)$$

Em que λ_m^{spot} é a média do preço *spot* para os contratos bilaterais para o período de tempo M dado por:

$$\lambda^{spot} = \frac{1}{M} \cdot \sum_m \lambda_m^{spot} \quad (13)$$

$E_{j,m}^{hi}$ é a energia a produzir por fonte hídrica pela empresa j no mês m , $E_{j,m}^{RE}$ é a energia a produzir através de fontes em regime especial pela empresa j no mês m , $\lambda_{h,m}^{spot}$ é o preço *spot* na hora h no mês m , $E_{i,h,m}^{tr}$ é a energia a produzir por fonte térmica através da central i na hora h do mês m , λ^{spot} é o preço médio esperado para o intervalo de tempo M , E_j^{ft} é a quantidade de energia contratada através de contratos bilaterais pela empresa j , $c_{i,m}$ são os custos variáveis da central i no mês m e $E_{i,h,m}^{tr}$ é a energia a produzir por fonte térmica através da central i na hora h do mês m .

A equação (10) é resolvida pelo método de Monte Carlo em que cada variável assume um valor de acordo com a função distribuição. O valor final do lucro π_j é composto pelos vários resultados dados pelo preço dos contratos bilaterais λ^{ft} e pela quantidade de energia a subscrever E_j^{ft} , e que é dado por:

$$\tilde{\pi}_j = \tilde{\lambda}_m^{spot} \cdot (\tilde{E}_{j,m}^{hi} + \tilde{E}_{j,m}^{RE}) + \sum_m \sum_h \tilde{\lambda}_m^{spot} \sum_{i \in J} \tilde{E}_{i,h,m}^{tr} + (\lambda^{ft} - \tilde{\lambda}^{spot}) \cdot E_j^{ft} - \sum_m \sum_{i \in J} \tilde{c}_{i,m} \cdot \sum_h \tilde{E}_{i,h,m}^{tr} \quad (14)$$

A propagação do risco no modelo dá-se de diferentes formas, podendo-se dividir o modelo em três grupos, um associado ao risco da produção térmica, outro que associado ao risco da produção hídrica mais regime especial, e outro associado ao risco à fixação de uma posição sobre os contratos bilaterais. O risco inerente à produção térmica tem duas origens, uma no preço dos combustíveis e outra na quantidade a produzir. O preço dos combustíveis propaga o risco ao preço *spot*, tendo impacto na receita, e propaga o risco ao custo marginal unitário para produção com impacto nos custos de produção, por sua vez a quantidade de energia a produzir por fonte térmica propaga o risco directamente à receita e aos custos de produção. A propagação do risco associado à produção térmica é indicada de forma resumida na figura seguinte:

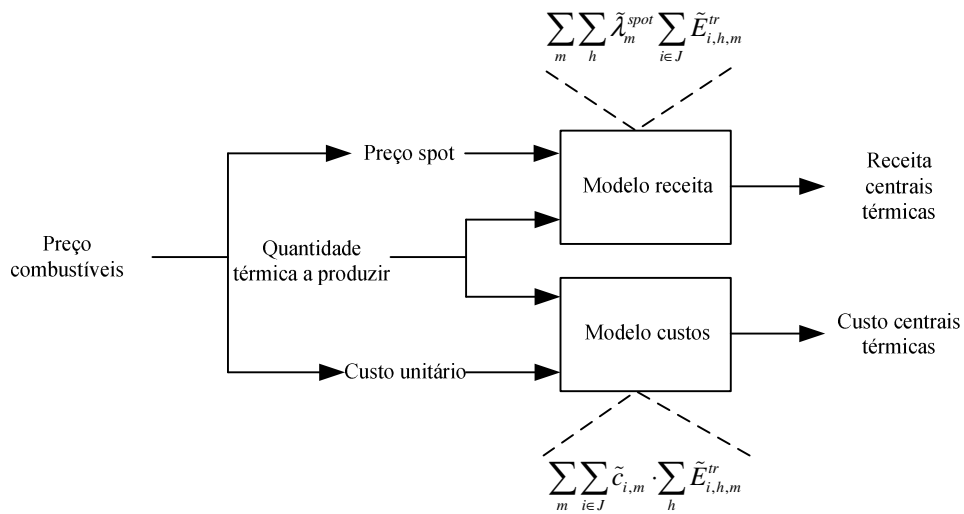


Figura 49 – Diagrama input e output da propagação do risco para as centrais térmicas.

A propagação do risco não finda na produção térmica. A produção hídrica e em regime especial são por natureza variáveis no tempo impondo assim incerteza ao sistema. A propagação do risco destas duas variáveis transmite-se à quantidade térmica a produzir, por sua vez a receita inerente a estas fontes de energia estão sujeitas à incerteza do preço *spot*.

O terceiro bloco insere risco no modelo devido à quantidade de energia a negociar entre o mercado organizado e os contratos bilaterais. A origem do risco neste bloco tem origem na estimação do preço *spot* durante o período de tempo M para o qual duram os contratos bilaterais fixos a um preço λ^{ft} . A propagação do risco associado à produção hídrica, em regime especial e por contrato financeiro é indicada de forma resumida na figura seguinte:

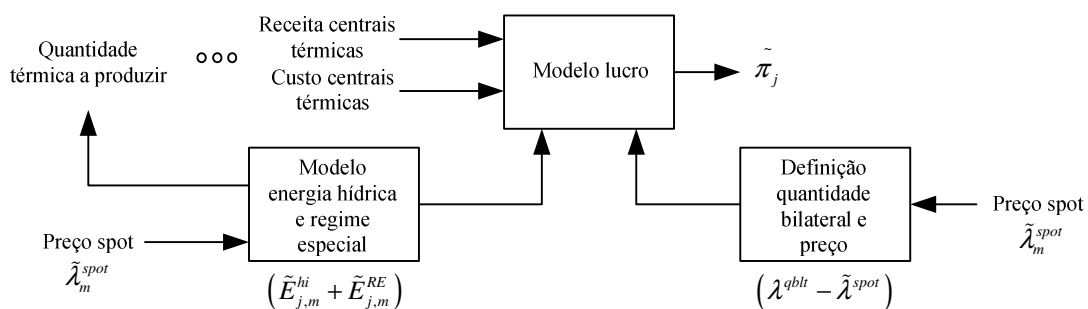


Figura 50 – Diagrama input e output da propagação do risco para o restante modelo.

O cálculo do lucro apresenta assim sensibilidade às variações de preço dos inputs para produção de energia assim como sensibilidade ao volume de energia a produzir. Uma vez que o lucro resulta numa variável, dependente das várias entradas, o resultado para o período M é modelizado por uma distribuição probabilística. Desta forma o lucro π é caracterizado pela dependência às variáveis de decisão (energia a negociar por contratos bilaterais), e pela dependência às variáveis aleatórias ρ , ou seja $\pi(x, \rho)$. Dado a função $f(\rho)$ que é a função de densidade de probabilidade ρ , o valor de lucro em risco (PaR) é calculado para um grau de confiança β da seguinte forma:

$$PaR_{(1-\beta)} = E[\pi(\chi, \rho)] - \pi_{\beta}(\chi, \rho) \quad (15)$$

Em que $E[\pi(\chi, \rho)]$ é o lucro médio esperado e $\pi_{\beta}(\chi, \rho)$ é o lucro mínimo para um grau de confiança β e que é dado por:

$$\pi_{\beta}(\chi, \rho) = \left\{ \alpha \in \mathfrak{R} : \int_{\pi_{\beta}(\chi, \rho) \leq \alpha} f(\rho) d\rho = \beta \right\} \quad (16)$$

Já o $CPaR$ é dado pela seguinte equação:

$$CPaR_{(1-\beta)} = E[\pi(\chi, \rho)] - \int_{\pi(\chi, \rho) \leq \pi_{\beta}} \pi(\chi, \rho) f(\rho) d\rho \quad (17)$$

O PaR e o $CPaR$ são exemplificados na figura abaixo para um grau de confiança $\beta = 5\%$:

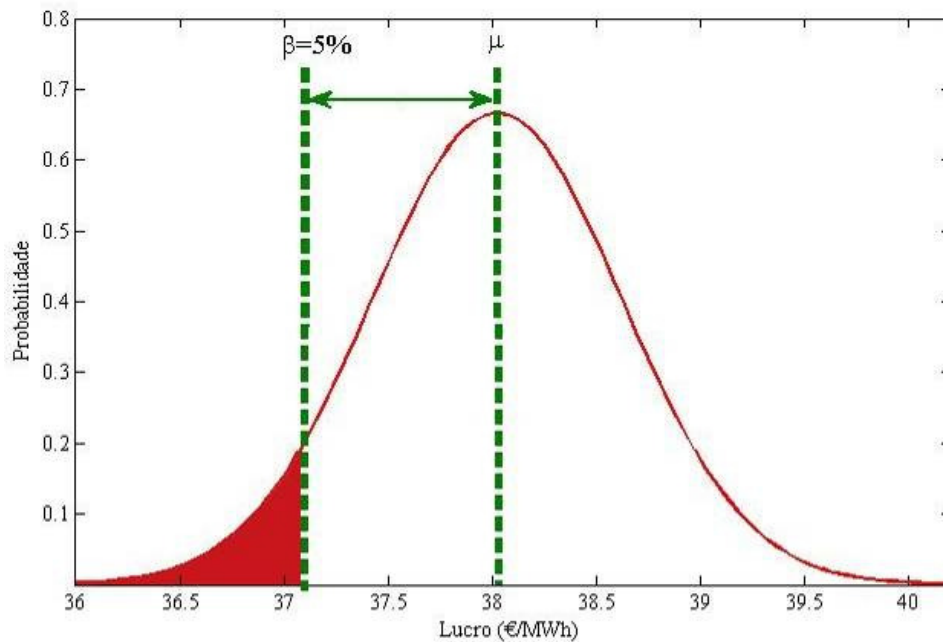


Figura 51 – Distribuição normal do lucro para o período M e para um determinado cenário de quantidade de volume por contratos bilaterais, para um grau de confiança $\beta=5\%$.

O presente modelo calcula o lucro para diferentes cenários de quantidade de contratos bilaterais. Desta forma a quantidade de contratos bilaterais para o período de tempo M varia de 0% a 150% da produção total para esse período para cada uma das empresas. O lucro médio esperado $E[\pi(\chi, \rho)]$, juntamente com a medida de risco PaR ou $CPaR$, permite construir a curva eficiente, em que cada ponto (x, y) da curva corresponde ao valor de PaR e $E[\pi(\chi, \rho)]$ respectivamente para cada um dos cenários.

A fronteira eficiente baseada na teoria de Markowitz representa o ponto óptimo de Pareto que indica o máximo lucro esperado para o menor risco. Com a curva eficiente pretende-se adquirir resultados que ajudem na decisão da bilaterização de energia tendo em linha de conta o risco que se corre para o lucro que se espera ter.

A fronteira eficiente é construída através de várias distribuições de lucro para o período de tempo M , consoante o aumento ou a diminuição de energia vendida através de contratos bilaterais. A figura seguinte esquematiza o descrito anteriormente:

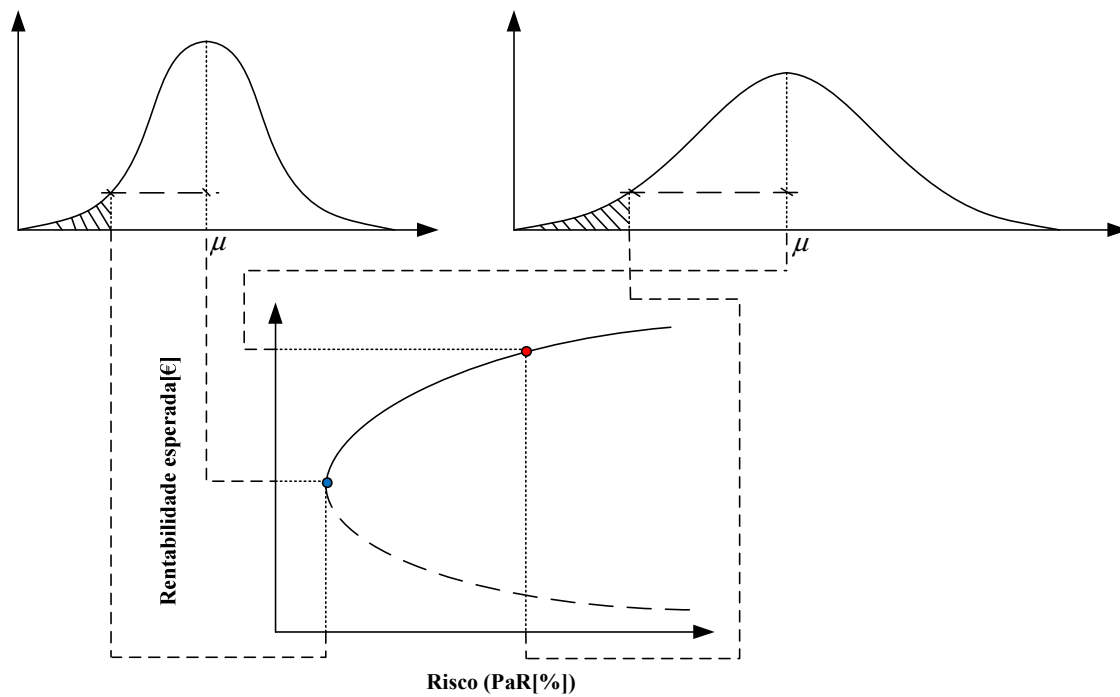


Figura 52 – Construção da fronteira eficiente.

Cada ponto da curva eficiente representa determinada quantidade de energia bilateralizada sendo a restante vendida em mercado organizado. Desta forma cada ponto da curva é caracterizado com dois valores, média e desvio padrão.

4.4 Caso de estudo

De forma a simular o modelo explicado nos capítulos anteriores aplicou-se um caso de estudo, sendo neste caso uma empresa produtora de energia eléctrica com o mix de produção apresentado na Tabela 14. O caso de estudo apresentado foi feito para um período de um ano.

	Capacidade Instalada [MW]
Nuclear	2583
Carvão	1530
CCGT	6574
Fuel	2932
Total	13619

Tabela 14 – Mix de produção

Considerou-se ainda que o produtor gera uma cota de 30% através de produção hídrica num total de mercado e produz 10% em produção renovável num total de mercado. A média produzida a cada mês e o desvio-padrão são apresentados:

Month	Renovável [MWh]		Hídrica [MWh]	
	μ	σ	μ	σ
1	530	91	934	252
2	555		689	
3	507		578	
4	516		720	
5	607		590	
6	577		536	
7	638		587	
8	562		423	
9	801		411	
10	752		944	
11	558		1155	
12	585		1094	

Tabela 15 – Energia produzida durante 12 meses para fonte renovável e hídrica.

A simulação foi executada através de 1500 corridas de Monte Carlo, necessitando de um tempo de computação de 95 minutos. Assumiu-se um preço para os contratos bilaterais de 2,5€/MWh abaixo do preço *spot* anual médio expectável. Assumiu-se ainda um volume

comercializado através de contratos bilaterais que variável de 0% a 150% do total máximo da produção da respectiva empresa.

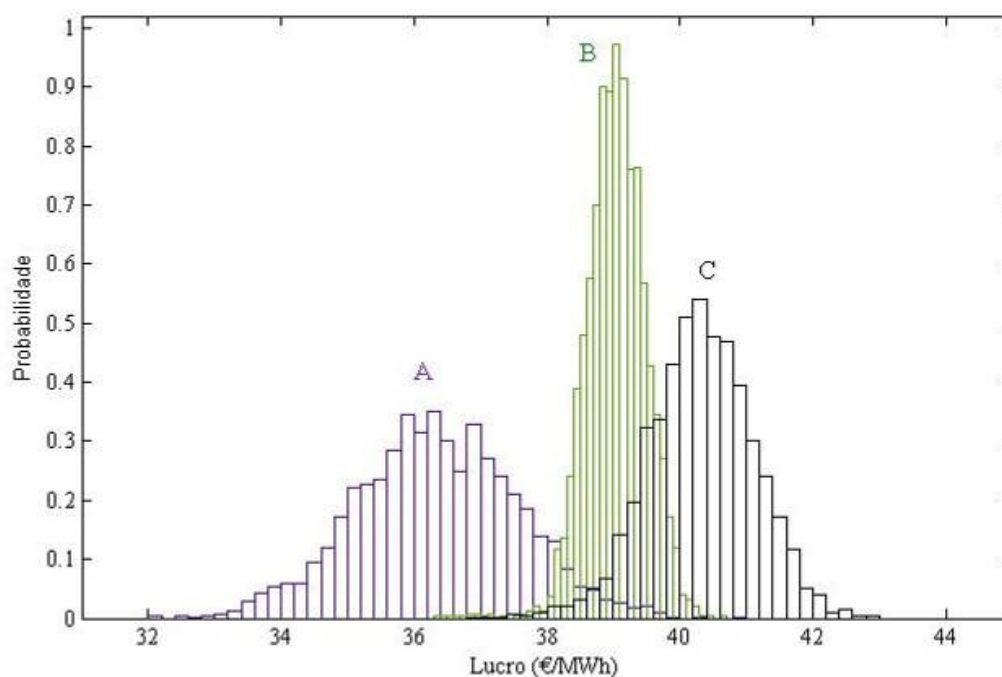


Figura 53 – Distribuições do lucro anual para três casos diferentes de quantidade a bilateralizar.

As três distribuições representam diferentes quantidades de energia eléctrica vendida através de contratos bilaterais. Desta forma a distribuição A corresponde à venda de toda a energia em mercado organizado, sendo que a distribuição C representa a venda de 150% da geração através de contratos bilaterais. A distribuição B corresponde à quantidade de energia vendida em bilateral que minimiza o risco. A Tabela 16 indica a percentagem de energia a bilateralizar de acordo com a Figura 53:

	Bilateral (%)
A	0
B	95
C	159

Tabela 16 – Percentagem de energia a bilateralizar.

A cada quantidade de bilateral corresponde uma distribuição caracterizada pela mediado lucro e *PaR* (risco). O cálculo da bilateralização de 0 a 150% do total de energia permite a construção da fronteira eficiente de acordo com as figuras seguintes:

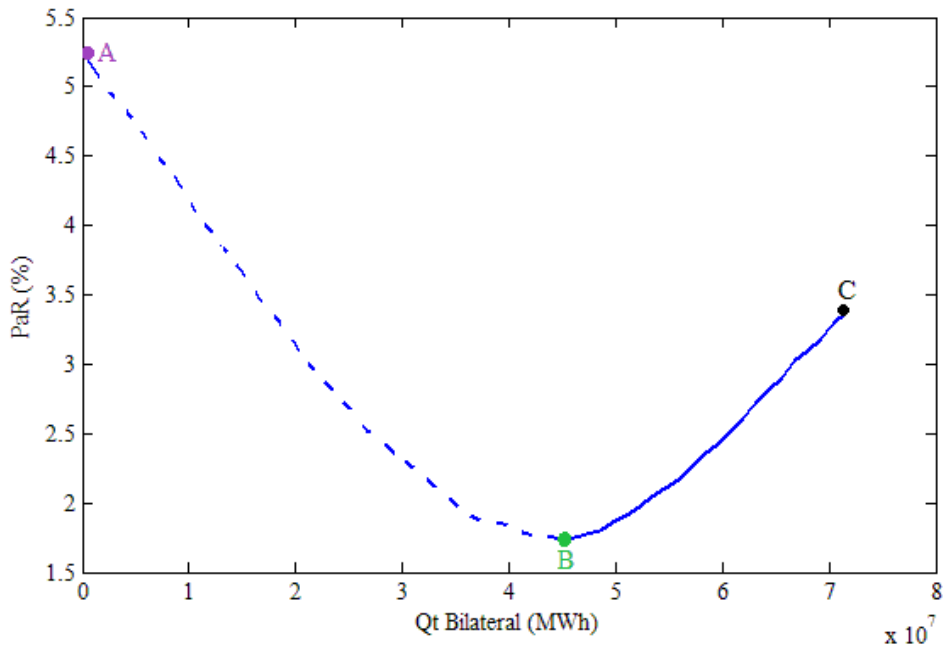


Figura 54 – Fronteira eficiente com a representação da Quantidade de bilateral vs. PaR.

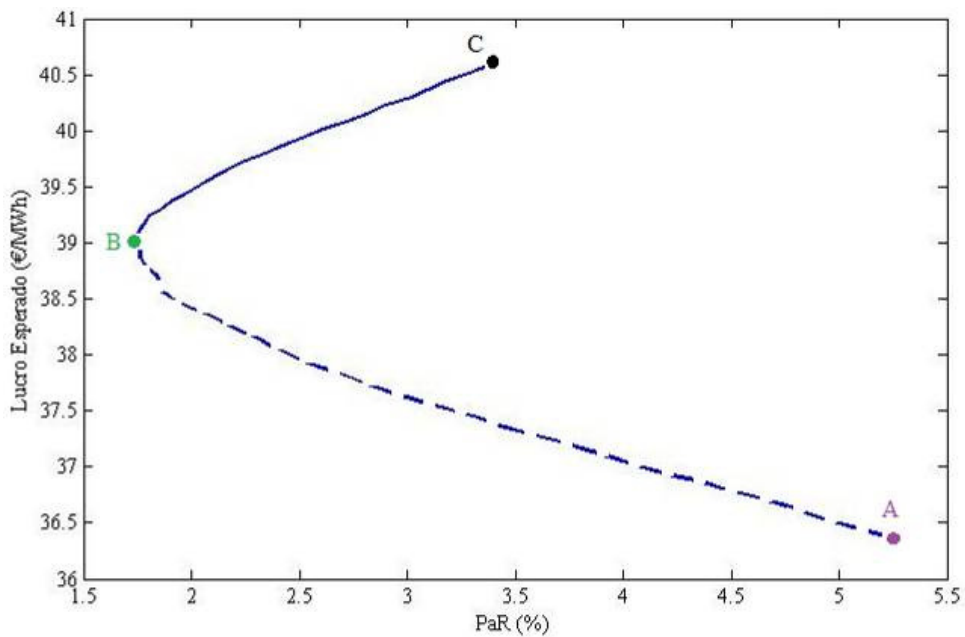


Figura 55 - Fronteira eficiente com a representação do PaR. vs. Lucro Esperado.

Os resultados demonstram um aumento do lucro esperado com o aumento da venda de energia através de contratos bilaterais. Este comportamento é expectável uma vez que se sabe à partida que o preço do contrato bilateral tem um valor superior à média anual esperada para o preço *spot*. Tendo em conta a análise de risco verifica-se que a situação B

é a que minimiza o risco para um determinado valor de lucro. O risco diminui à medida que se aumenta o volume vendido de através de contratos bilateral até atingir os 95% (ponto B), a partir deste ponto o risco volta a aumentar até chegar ao ponto C (150%). Este aumento de risco deve-se ao facto do produtor estar numa posição curta resultando uma necessidade de recorrer ao mercado organizado de forma a compensar a energia que não tem disponível na geração própria, desta forma o produtor fica exposto ao mercado organizado e ao seu risco inerente.

5 Conclusão

A liberalização dos mercados grossistas de energia eléctrica veio dar maior ênfase à forma como se negocia a energia eléctrica. Desde o mercado organizado diário, ao mercado de futuros com vários prazos, a contratos bilaterais, o comercializador/produzidor de energia eléctrica debate-se com a necessidade de definir a melhor estratégia de forma a otimizar o seu negócio para o maior lucro com o menor risco.

A gestão do risco é composta por diferentes fases, consistindo a primeira na identificação dos factores de risco que estão na base do negócio. No caso de um produtor um dos riscos está no combustível que serve de fonte de energia primária, onde a oscilação de preço trás volatilidade ao preço do produto de saída, que é neste caso a electricidade. Se se tratar de um puro comercializador de energia então um dos riscos directos poderá ser o preço de mercado organizado, onde este mesmo comercializador irá comprar electricidade para vender de seguida. A segunda fase consiste na medição ou avaliação do risco, onde são utilizados diferentes métodos. Um dos mais conhecidos métodos dos mercados financeiros e que passou a ser utilizado nos mercados de electricidade é o VaR – *Value at Risk*. Um outro método, complementar ao VaR, mas menos utilizado que este é o CVaR – *Conditional Value at Risk*. A última fase da gestão de risco assenta sobre a mitigação ou cobertura de risco que é também conhecido por *hedging*. Nesta fase é importante escolher um conjunto de produtos que permitam diminuir o risco a que o agente está sujeito, tal como futuros, forwards ou CfD sob os produtos que foram assumidos como variáveis aleatórias de entrada no sistema.

O presente trabalho descreve o modelo que avalia a melhor estratégia para cobertura de risco para um produtor que tem de negociar a energia eléctrica produzida em mercado organizado ou através de contratos bilaterais. Neste tipo de mercado o produtor tenta encontrar o ponto óptimo de Pareto minimizando o risco e maximizando o lucro através destas duas possibilidades de venda de energia. O produtor está então sujeito a riscos de mercado que se podem subdividir entre risco de preço e risco de volume.

O risco de preço advém do valor em mercado das matérias-primas necessárias para a entrada do sistema, ou seja, são substancialmente os combustíveis para produção de energia eléctrica. Um outro risco de preço prende-se com a compra de energia em mercado organizado. O risco de volume surge da procura térmica de energia, uma vez que esta fonte

de energia depende da procura total, e depende da produção de outras fontes de energia tais como a hídrica, ou fontes em regime especial onde se insere a energia eólica, solar, biomassa, mini-hídrica, co-geração entre outras.

O modelo que foi desenvolvido e implementado no âmbito deste trabalho permite correlacionar o preço *spot* com as diferentes variáveis independentes, donde resulta uma possibilidade de estudar a cobertura natural do risco através das variáveis que compõem o preço *spot*. A correlação entre as diferentes variáveis é obtida pelo método da correlação canónica através de valores históricos reais, no entanto o modelo estende-se a uma abordagem mais integrada, estudando não só as entradas que definem o preço *spot*, mas também as entradas que definem os custos com determinada tecnologia de produção de energia eléctrica. Assim a receita que advém de fonte térmica é contabilizada, contemplando tecnologias como o carvão, CCGT e fuel, retirando deste resultado os custos com a mesma produção. De forma a ser criado um modelo mais real foi implementado um despacho económico, onde é possível estabelecer o comissionamento das centrais mais eficientes e que permitem um preço de mercado mais baixo. Para além disso é possível adaptar a produção à procura térmica a cada mês, sendo que é neste ponto do modelo que é introduzido o risco de volume. No modelo a receita que advém das fontes em regime especial é também quantificada. Este ponto é também fonte de incerteza uma vez que a produção deste tipo de fontes de energia eléctrica apresenta variabilidade ao longo do período de estudo, pelo que a receita também sofre alteração. Os resultados do lucro são analisados para diferentes quantidades de contratos bilaterais, pelo que a cada resultado de lucro está associado um risco. Estes valores são então transpostos para a curva eficiente que apresenta os vários resultados e onde é possível analisar os vários cenários, identificando o ponto de lucro máximo para o menor risco.

Os resultados numéricos foram obtidos através da simulação do método de Monte Carlo utilizando o Matlab, para um produtor com um portfolio diversificado de produção de energia e para o prazo de um ano. O produtor em estudo contempla as tecnologias de nuclear, carvão, CCGT, fuel, 30% de cota de produção hídrica e ainda 10% em produção em regime especial num total de mercado. Dos resultados retira-se a conclusão que o produtor consegue reduzir o risco do negócio aumentando até aos 95% a venda da produção através de contratos bilaterais. No caso de uma posição curta, o produtor terá necessidade de recorrer ao mercado organizado, voltando assim a incrementar o risco. O

modelo mostrou-se bastante adequado a identificar a estratégia óptima em termos de equilíbrio entre o mercado organizado e contratos bilaterais e que permite assim reduzir o risco associado ao negócio. Os resultados demonstram então que o produtor de energia pode ter vantagens em ambos os mercados, *spot* e contratos bilaterais.

6 Bibliografia

6.1 Artigos

- Dahlgren, R. and Liu, C.C.(Maio – 2003). “Risk assessment in energy trading”, IEEE Transactions on Power Systems,vol.18, no.2.
- Denton, M., Palmer, A., Masiello, R., Skantze, P. (Maio - 2003). “Managing Market Risk in Energy”, IEEE Transactions.on Power Systems., vol. 18, no.2.
- Galiana, F.D., Kockar, I., and Franco, P.C. (Fevereiro -. 2002). “Combined pool/bilateral dispatch. I. Performance of trading strategies, IEEE Transactions on Power Systems, vol.17, no.1.
- Sousa, J.,Borges, J., Gomes, J., Coutinho, A. (2006). “Previsão do preço de electricidade da OMEL através de segmentação ajustada das curvas de licitação dos agentes”, IST Forum Energia – Inovação na Produção e Transporte de Energia Eléctrica.
- Caruso, E., Dicorato, M., Minoia, A. and Trovato, M. (Maio - 2006). “Supplier risk in the day-ahead electricity market” IEE Proceedings.- Generation, Transmission &. Distribution., Vol. 153, No. 3.
- Sousa, J., Lagarto, J. (Maio 2007). “How market players Adjusted their strategic behaviour taking into account the CO2 emission costs – Na application to the Spanish electricity market” 4th International Conference – The European Electricity Market. EEM-07.
- Bompard, E. , Carpaneto, E. , Ciwei, G. , Napoli, R. , Benini, M. , Gallanti, M. , Migliavacca, G. (Março - 2007) “A game theory for assessing the performances of competitive electricity markets”, Science Direct – Electric Power Systems Research.
- Palamarchuk, S.I. (2007). “Bilateral Contract for Electricity Delivery Scheduling and Arrangement”, IEEE PowerTech
- Bower, J., Bunn, D. (Maio - 1999). “A Model-Based Comparison of Pool and Bilateral Market Mechanisms for Electricity Trading”, London Business School – Energy Markets Group.
- Termini, V., Cavallo, L. (Fevereiro - 2007). “*Spot*, Bilateral and Futures Trading in Electricity Markets. Implications for Stability”, IEM – International Energy Markets, Fondazione Eni Enrico Mattei.
- Khatib, E.S., Galiana, F.D. (Maio - 2003). “Negotiating Bilateral Contracts in Electricity Markets”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no.2.

Sousa, J. e Lagarto, J. (2007). How market players adjusted their strategic behavior taking into account the CO₂ emission costs - An application to the Spanish electricity market . In European Electricity Market, 2007. EEM 2007. 4th International Conference on.

6.2 Livros

Hull, J. (1997). Options, Futures and Other Derivatives Securities, Prentice-Hall.

Saraiva, J.P.Tomé , Pereira da Silva, J.L.P. , Ponce de Leão, M.T. (2002). Mercados de Electricidade – Regulação e Tarifação de Uso das Redes. FEUP Edições.

Paiva, J.P.Sucena (2005). Redes de energia eléctrica – uma análise sistémica. IST Press.

Pinho, Carlos e Soares, Isabel (2008). Finanças – Mercados e Instrumentos, 2ªEdição. Edições Sílabo.

6.3 Documentos

ERSE (2008).,MIBEL Conselho de Reguladores, Boletim Mensal MIBEL Março 2008, Lisboa: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE (2008). Resumo Informativo Mercado Liberalizado situação a Dezembro de 2008, Lisboa: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE (2008a). Resumo Informativo Mercado Liberalizado situação a Julho de 2008, Lisboa: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

CRE (2007). Monitoring Report – French Wholesale Market and natural-gas market in 2007, Paris: Commission de Régulation de L'Énergie.

NordReg (2006). Nordic Market Report 2006, Nordic Energy Regulators.

Federal Network Agency (2007). Annual Report 2006.

Federal Network Agency (2008). Annual Report 2007.

E-Control (2008). Annual Report 2007, Vienna: Energie-Control GmbH.

EXAA (2008). Annual Report 2007, Vienna: EXAA Energy Exchange Austria AG.

CNE (2008). El consumo eléctrico en el Mercado peninsular en el año 2007, Clasificación de los consumidores según actividad Económica, bandas de precios y características del suministro. Dirección de Relaciones Externas y Documentación. Madrid: Comisión Nacional de Energía.

Autorità per l'energia elettrica e il gas (2008). Annual Report On The State Of Services And The Regulatory Activities. Milano.

6.4 Dissertações

Sousa, J.A.M. (Maio 2005). “Integração de Mercados Liberalizados de Energia Eléctrica com Aplicações ao MIBEL”, Tese de Doutoramento, FEUNL.

Marques, P.A.S. (Novembro 2008). “Simulador Multi-Agente para o mercado eléctrico”, Dissertação para obtenção do grau de mestre, ISEL.

6.5 Web

www.ren.pt – REN - Redes Energéticas Nacionais

www.erse.pt – ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

www.omip.pt – OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português

www.ree.es – REE – Rede Eléctrica Espanhola

www.omel.es – OMEL – Operador de Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol,S.A.

www.cne.es – CNE - Comissão Nacional de Energia

www.cre.fr – CRE – Comissão de Regulamentação de Energia

www.powernext.fr – Powernext S.A. – Operador de Mercado França

www.energy-regulators.eu – EER – Reguladores Energéticos Europeus

www.eex.com – EEX – Bolsa de Energia Alemã.

www.apxgroup.com – APX – Bolsa de Electricidade de Amesterdão

www.mercatoelettrico.org – GME - Gestor do Mercado Eléctrico

www.exaa.at – EXAA – Bolsa de energia Austríaca

www.nemmco.com.au – NEMMCO – Operador de Sistema e Mercado Australiano

www.caiso.com - CAISO – Operador de Sistema Californiano

www.pjm.com – PJM – Pennsylvania Jersey Maryland Interconnection

7 Glossário

Ask Price – Preço de Oferta, significa o preço mais baixo que o vendedor licita por um determinado bem.

Bid Price – é o preço mais alto que um comprador está disposto a pagar para ter esse bem.

Brent Crude– Denominação do petróleo originário do Mar do Norte, e que serve de referência ao mercado Europeu.

Contract for Difference (CfD) – As partes devem determinar um preço denominado de “*Price-Target*” ou preço-alvo, o qual serve de referência para o contrato, sendo que nos intervalos de tempo em que o preço-alvo for superior ao preço de mercado, a entidade consumidora paga à entidade produtora a diferença entre o preço alvo e o preço de mercado, ou então o contrário, ou seja, nos intervalos de tempo em que o preço de mercado for superior ao preço-alvo, a entidade produtora paga à entidade consumidora a diferença entre o preço de mercado e o preço-alvo.

Contratos Bilaterais – São instrumentos que não tem uma característica tão standard como os futuros transaccionados em bolsa, sendo as cláusulas de contrato estabelecidas de forma privada entre vendedor e comprador, os quais determinam qual a quantidade, tempo e preço a que a energia é vendida.

São caracterizados pelo elevado tempo que se estabelece em contrato, da entrega de energia ao cliente – 1 ano ou mais. Para os contratos bilaterais o mercado organizado é muito importante, na medida em que este estabelece a referência do valor para o qual o contrato deve otimizar a receita e a utilidade das partes intervenientes no negócio.

Day-Ahead Markets – ou *spot market*, significa um mercado onde se integram ou administram mecanismos de curto prazo. Este tipo de mercados funciona normalmente no dia anterior àquele em que será implementado o resultado das propostas de compra/venda que tiverem sido aceites.

DSO – *Distribution System Operator* - entidade que coordena a actividade de distribuição e coordenação técnica.

Forwards – Semelhante ao conceito de Futuros, em que as partes se obrigam a comprar/vender uma determinada quantidade de energia, a um determinado preço e numa data futura pré-determinada, mas com a diferença de não ser um produto standard, e permitindo que todos os elementos do contrato sejam negociáveis.

Futuros – É um contrato negociado em bolsa, em que as partes se obrigam a comprar/vender uma determinada quantidade de energia, a um determinado preço e numa data futura pré-determinada.

Estes contratos podem ter períodos de quinzenas, meses, trimestres ou anos. No caso do mercado ibérico de electricidade, é o pólo Português (OMIP) o responsável por este tipo de contratos.

Hedging – Estratégia que se adopta para cobertura do risco.

ISO – *Independent System Operator* – esta entidade tem funções de coordenação técnica da exploração, do sistema de transporte. Para esse efeito deverá receber informação relativa aos contratos bilaterais em termos de nós da rede e das potências envolvidas, bem como informação sobre os despachos económicos resultantes da actividade dos mercados centralizados.

Market Clearing Price – Preço de encontro de mercado.

Mercado organizado – Termo equivalente a *Day-Ahead Markets*.

Opções – Podem-se distinguir dois tipos de opções. A opção de compra (Call Options) e a opção de venda (Put Options). A opção de compra é um título que confere ao seu detentor o direito de comprar uma dada quantidade do produto subjacente, a um dado preço numa ou até uma dada data futura. Quanto à opção de venda, confere ao seu detentor o direito de vender uma dada quantidade do produto subjacente, a um dado preço numa ou até uma dada data futura.

Pool – ou bolsa, é mecanismo existente para encontrar vendedores com compradores. Corresponde ao mercado organizado centralizado.

TSO – *Transmission System Operator* – entidade que coordena a actividade de transporte e coordenação técnica.

Market Clearing Quantity – Quantidade de energia eléctrica que corresponde ao preço de encontro de mercado.

Single Buyer – Comprador único.

Ofertas simples – Significa que não se admite qualquer interacção temporal entre as propostas transmitidas por uma mesma entidade. Nestas condições, a proposta apresentada para um intervalo de tempo é independente das que se possam apresentar para intervalos de tempo anteriores e posteriores.

Ofertas complexas – Podem estar associadas à existência de um valor mínimo de produção, de taxas de tomada ou diminuição de carga em centrais térmicas, ou à existência de diversas centrais hídricas no mesmo curso de água e em que as albufeiras possuem pouca capacidade. Estas propostas, do ponto de vista de despacho são consideradas mais morosas e pesadas computacionalmente.

OTC – *Over The Counter*. Este tipo de negociação contrasta com a negociação em bolsa (*exchange*), que é composta por produtos standarizados. Este tipo de contrato tem a característica de *taylor made*, uma vez que as condições se adaptam às necessidades de cada comprador ou vendedor.

MIBEL – Mercado Ibérico da Electricidade.

Volatilidade dos preços – aplicado à bolsa de electricidade, à medida que a carga aumenta há necessidade de despachar centrais possuindo custos de produção mais elevados, pelo que as ofertas de compra e venda estão associadas a preços mais elevados. Isto significa que os preços de mercado irão progressivamente aumentar desde os períodos de vazio até aos períodos de horas cheias e de ponta.

WTI – *West Texas Intermediate* , também conhecido por *Texas Ligth Sweet* é um tipo crude que serve de referência para o mercado Norte-Americano.

8 Anexo

Artigo em conferência com arbitragem científica: L. Ramos, J. Sousa, T. Silva, R. Jerónimo, J. Allen Lima, “*A Risk Management Model for Trading Electricity in the Spot Market and through Bilateral Contracts*”, EEM 10 - 7th International Conference on the European Energy Market, Madrid, Junho 2010