

Vítor Manuel Ferreira Marques

Fundamentos do Mercado Ibérico de Energia Eléctrica

Uma análise do mercado grossista espanhol
desde a sua criação até Junho de 2007

Volume I

Dissertação de Doutoramento em Economia na especialidade de
Desenvolvimento e Política Económica orientada pelo Senhor
Professor Doutor Adelino Fortunato e pela Senhora Professora
Doutora Maria Isabel Soares, apresentada na Faculdade de Economia
da Universidade de Coimbra

Setembro de 2010

• U • C •



UNIVERSIDADE DE COIMBRA

RESUMO DA DISSERTAÇÃO

Os primeiros mercados grossistas de energia eléctrica foram criados há cerca de 20 anos na Europa e há quase 30 anos em todo o mundo (se for considerado o caso particular do Chile), estando sujeitos desde então a constantes suspeitas de exercício de poder de mercado. É, de um modo geral, consensual que o risco de exercício de poder de mercado nestes mercados está, entre outras causas, associado à sua estrutura, designadamente ao seu elevado grau de concentração. A forte concentração que caracteriza a maioria dos mercados de energia eléctrica tem a sua origem na combinação de vários factores económicos, tecnológicos, bem como sociais e políticos. No quadro exposto, o mercado grossista do Mercado Ibérico de Energia Eléctrica (Mibel) é também um potencial “espaço” de exercício de poder de mercado. Antes dos dois mercados ibéricos serem liberalizados e integrados no Mibel, o mercado *spot* espanhol de compra e venda de energia eléctrica era o único mercado grossista de energia eléctrica na Península Ibérica. Os pontos em comum entre o anterior mercado grossista de energia eléctrica espanhol e muitos outros mercados europeus actualmente em operação, tais como o mercado *spot* do Mibel são vários:

- A organização e as regras de funcionamento.
- A elevada concentração.
- A forte intervenção regulatória.

Desta forma, o anterior mercado grossista espanhol de energia eléctrica constitui um excelente “laboratório” de análise dos possíveis comportamentos dos produtores de energia eléctrica em mercados com características semelhantes. Tendo em conta a multiplicidade de factores que condicionam o comportamento dos agentes nos mercados grossistas de energia eléctrica, esta percepção é a principal motivação da pesquisa desenvolvida. Assim, com base no anterior mercado grossista de energia eléctrica espanhol a dissertação pretende contribuir para responder à seguinte questão:

- Podem os agentes desenvolver comportamentos competitivos num mercado grossista de energia eléctrica criado sem reunir à partida as características básicas de um mercado concorrencial e qual o efeito do papel do Estado no evoluir destes comportamentos?

Registe-se que mais do que nos objectivos, é na metodologia aplicada que esta dissertação se diferencia de outros trabalhos que também incidiram sobre o anterior mercado grossista espanhol. A maioria desses trabalhos não faculta um quadro explicativo completo das relações económicas existentes. Isto não se verifica no caso presente, tendo em conta que a maior parte da investigação efectuada recorre a

um modelo estrutural. Este tipo de modelos proporciona uma explicação causal, enquadrada pela teoria económica, das relações existentes entre os diferentes agentes. Ao estimar o poder de mercado recorrendo a um modelo estrutural esta dissertação pretende criar um quadro explicativo completo, “heurístico”, em termos económicos do funcionamento do mercado analisado. Para esse fim, foi necessário enquadrar previamente com rigor esse mercado de modo a definir: as suas regras de funcionamento; os factores externos que o condicionam; as variáveis explicativas da procura e da oferta de energia eléctrica.

Quantos aos resultados da análise efectuada, estes permitem mostrar que no anterior mercado grossista espanhol, criado sem reunir as condições para funcionar de um modo competitivo, ocorreram estratégias anti-competitivas, apesar das diversas intervenções por parte do Estado. Contudo, numa segunda leitura mais aprofundada desses resultados, outra conclusão importante é extraída: o potencial existente para o exercício de poder de mercado não se materializou num exercício com uma dimensão proporcional ao esperado face a algumas das características do mercado, designadamente ao elevado grau de concentração e à rigidez da elasticidade. Este facto, já observado, por exemplo, no anterior mercado grossista da Inglaterra e do País de Gales (ver Wolfram, 1999) deve-se a duas ordens de razões inter-relacionadas, mas com efeitos contrários. Por um lado, a produção de energia eléctrica baseia-se em estratégias “anti-competitivas” mesmo para níveis de concentração relativamente baixos, devido às suas características (elasticidade preço da procura inferior à unidade; dificuldade de armazenar o produto; sector capital-intensivo, com longos períodos de retorno do investimento que favorece a concentração). Por outro lado, a “natural” tendência de exercício do poder de mercado nesta actividade que deriva dessas características conjugada com o facto da energia eléctrica ser um bem “essencial”, tornam a produção de energia eléctrica extremamente regulada. As acções dos agentes económicos são por isso limitadas, por vezes por antecipação de intervenções futuras dos reguladores, evidenciando assim a importância do papel destes últimos.

SUMMARY OF THE DISSERTATION

The first wholesale electricity markets were established nearly 20 years ago in Europe (and almost 30 years in the all world if we consider the Chilean case), being subject to constant suspicion of market power exercise since then. It is in general agreed that the risk of exercise of market power in wholesale electricity markets is, among other causes, associated with its structure, in particular with its high degree of concentration. The highly concentration which characterizes most of the electricity markets has its origins in the combination of various economic, technological, as well as social and political factors. In that context, the Iberian electricity wholesale market (Mibel) is also a potential "space" for the exercise of market power. Before the two Iberian markets are liberalized and integrated into the Mibel, the Spanish electricity wholesale market was the only market of this kind in Iberia.

The commonalities between the former Spanish electricity wholesale market and many other European markets currently in operation, such as Mibel's spot market are many:

- Organization and operating rules.
- Highly concentrated market.
- Strong regulatory intervention.

Thus, the former Spanish electricity wholesale market is an excellent "laboratory" for the analysis of the possible behavior of electricity producers in markets with similar characteristics. Given the multiplicity of factors which affect the behavior of agents in the wholesale markets for electricity, this perception is the main motivation of the research developed. Therefore, based on the former wholesale Spanish electricity market the dissertation aims at contributing to answer the following question:

- Can the agents develop competitive behaviors in a wholesale electricity market of created from the outset without meeting the basic characteristics of a competitive market and to what extent can the State intervention help this to happen?

It has to be noted that more than in the objectives, is the methodology applied in this work which differs from others which also focused themselves on the analysis of the former Spanish wholesale market.

Most of the other works does not always provide a complete explanatory framework of economic relations. This has not occurred in this dissertation, because the estimation of market power is based on a structural model. This type of model provides a causal explanation, framed by economic theory, for the relationship existing between the different players.

In estimating the market power using a structural model this thesis therefore seeks to create a complete explanatory framework, "heuristic" in economic terms of the market analysis. To this end, it was

necessary to previously accurately describe this market in order to determine: the operating rules of the market, the external factors that condition it, the explanatory variables of demand and supply of electricity.

In what concerns the results of the analysis, these show that in the former Spanish wholesale market, established without meeting the conditions to operate in a competitive manner, anti-competitive strategies occurred, despite several State interventions. However, in a second more thorough reading of these results, another important conclusion is drawn: the potential for the exercise of market power didn't materialize in an exercise with a dimension proportional to what would be expected considering some of the characteristics of the market, namely the high degree of concentration and the rigidity of the demand elasticity. This fact, already noted, for example in the former wholesale electricity market of England and Wales (see Wolfram, 1999) is due to two reasons interrelated, but with opposite effects. On the one hand, the production of electricity tends to follow anti-competitive strategies, even for relatively low levels of concentration, due to its characteristics (price elasticity of demand below the unity, the difficulty of storing the electricity, a capital-intensive sector with long periods of return on investment what encourages concentration). On the other hand, the "natural" tendency for the exercise of market power in this sector that derives from these characteristics, and especially the fact that electricity is a commodity of "public interest ", make the electricity production regulated, even when carried on under the market. The actions of economic agents are therefore limited, sometimes in anticipation of future actions by regulators.

Conteúdo

1	INTRODUÇÃO	13
2	ENQUADRAMENTO	23
2.1	Processos de liberalização na Europa	23
2.1.1	Conjunto das indústrias de rede	23
2.1.2	A liberalização dos sectores eléctricos.....	26
2.2	O sector eléctrico espanhol antes da criação do MIBEL	36
2.2.1	Período anterior à liberalização	36
2.2.2	Liberalização do mercado e os CTC.....	40
3	CARACTERÍSTICAS DO ANTERIOR MERCADO GROSSISTA ESPANHOL	65
3.1.1	Funcionamento de um mercado UPA.....	65
3.2	O quadro teórico para definição da variável estratégica.....	69
3.3	Comportamento esperado no mercado analisado	71
3.3.1	Funcionamento do mercado diário espanhol e estimativa do comportamento dos agentes	72
3.3.2	Quadro explicativo do comportamento dos agentes: superjogos.....	81
3.3.3	Comentário final.....	83
4	ANÁLISE DO PODER DE MERCADO NO QUADRO DOS MODELOS ESTRUTURAIS	85
4.1	Metodologias empregues na identificação do poder de mercado.....	85
4.2	O modelo estrutural.....	87
4.2.1	Principais questões metodológicas	88
4.2.2	Aplicação do modelo estrutural ao mercado grossista espanhol	91
4.2.3	Abordagens da análise empírica	97
4.3	Equação da função procura de energia eléctrica.....	100
4.3.1	Breve análise do mercado no período compreendido entre Janeiro 1999 e Julho de 2007.....	100
4.3.2	Definição da função procura	101
4.3.3	Resultados no quadro do modelo estrutural_ Função procura linear.....	119
4.3.4	Teste à forma funcional	123
4.4	Segunda equação do modelo e definição do factor comportamental	129
4.4.1	Apresentação	129
4.4.2	Variáveis da função custo	132
4.4.3	Estimativa do factor comportamental	139
4.4.4	Índice de lerner no período 1999-2003	142
4.5	Definição do factor comportamental fora do modelo estrutural.....	143

4.5.1	Apresentação	143
4.5.2	Definição da função custo variável associada à tecnologia/tipo de central marginal	145
4.5.3	Índice de Lerner.....	155
4.5.4	Definição da variável comportamental no período 1999-2003	160
4.5.5	Consideração dos CTC	161
4.6	Conclusões	164
5	ELASTICIDADE PROCURA RESIDUAL: ÓPTICA DE CURTO PRAZO.....	169
5.1	Motivações e conceitos.....	169
5.2	Metodologia.....	171
5.2.1	Modelo base.....	171
5.2.2	Aplicação ao sector eléctrico	173
5.3	Aplicação da metodologia.....	177
5.3.1	Análise dos resultados.....	178
5.4	Conclusões	188
6	CONCLUSÃO	191

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Proporção do mercado de energia eléctrica com acesso ao mercado em 2004	28
Figura 2-2 – Organização do mercado após a liberalização do mercado.....	30
Figura 2-3 – Peso dos três maiores produtores na produção total dos seus respectivos países em 2008.....	33
Figura 2-4 - Peso das diferentes tecnologias nas centrais ordinária.....	57
Figura 2-5 – Cobertura da ponta por tecnologia.....	58
Figura 2-6 – Peso da Endesa e da Iberdrola na produção de energia eléctrica e na potência instalada em Espanha em 2002.....	59
Figura 2-7 – Peso da Endesa e da Iberdrola na produção de energia eléctrica e na potência instalada em Espanha em 2006.....	60
Figura 2-8 – Peso da Endesa e da Iberdrola na produção de energia eléctrica e na potência instalada em Espanha em 2002 por tipo de tecnologia (centrais em regime ordinário).....	62
Figura 2-9 – Peso da Endesa e da Iberdrola na produção de energia eléctrica e na potência instalada em Espanha em 2006 por tipo de tecnologia (centrais em regime ordinário).....	63
Figura 3-1 Remuneração dos vendedores num mercado do tipo UPA.....	66
Figura 3-2 – Optimização da estrutura tecnológica de produção.....	68
Figura 3-3 – Diagrama de carga e evolução do preço marginal no dia 15 de Março de 2005.....	69
Figura 3-4 - Efeito da retirada de capacidade num mercado do tipo UPA com função crescente e convexa.....	78
Figura 3-5 – Curva da oferta das quantidades casadas às 12h dos dias 22/07 e 18/08 de 2004	79
Figura 3-6 – Peso das tecnologias nas ofertas com os preços 0 às 12h dos dias 22/07 e 18/08 de 2004.....	80
Figura 3-7 – Peso das tecnologias nas ofertas com os preços acima do percentil 75% às 12h dos dias 22/07 e 18/08 de 2004	80
Figura 4-1 – Procura mensal e transacções nos mercados diários e intra-diários.....	102
Figura 4-2 – Evolução das quantidades de gasóleo rodoviário consumido e de energia eléctrica transaccionada Base 100 Janeiro 1999	104
Figura 4-3 – Sazonalidade das quantidades transaccionadas nos mercados diários e intra-diário.....	105
Figura 4-4 – Evolução das quantidades de energia eléctrica transaccionadas e das variáveis que definem a sazonalidade.....	106
Figura 4-5 – Evolução comparativa das quantidades e do preço nos mercados diário e intra-diário.....	111
Figura 4-6 – Variáveis que caracterizam o custo marginal.....	132
Figura 4-7 – Evolução da hidraulicidade e das suas médias móveis	133
Figura 4-8 – Evolução da variável hidraulicidade integrada desfasada a 3, 6 e 12 meses.....	134

Figura 4-9 – Evolução do índice de Herfindahl.....	143
Figura 4-10 – Evolução do preço de mercado e dos custos de produção (critério 1).....	156
Figura 4-11 – Evolução do preço de mercado e dos custos de produção (critério 2).....	156
Figura 4-12 – Evolução do índice de Lerner (critério 1)	158
Figura 4-13 – Evolução do índice de Lerner (critério 2)	158
Figura 5-1 – Curva da procura residual	171
Figura 5-2 – Maximização dos lucros perante a procura residual	177
Figura 5-3 – Preço horário nos meses de Julho e índice de Lerner médio estimado nesses meses.....	186
Figura 5-4 – Preço horário nos meses de Agosto e índice de Lerner médio estimado nesses meses .	186
Figura 5-5 – Quantidades transaccionadas por tipo de contratação	188

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1– Repartição dos CTC por empresas	44
Quadro 2-2 – Peso dos principais accionistas no capital das maiores empresas espanholas	50
Quadro 4-1 – Teste Wald à eliminação das variáveis.....	107
Quadro 4-2 – Coeficiente de correlação das variáveis.....	109
Quadro 4-3 – Estatística descritiva das variáveis	109
Quadro 4-4 – Testes ADF às variáveis da função procura -95 observações.....	110
Quadro 4-5 – Testes ADF às variáveis da função procura - 79 observações.....	110
Quadro 4-6 – Testes ADF às variáveis da função procura integradas de ordem 1-95 observações	112
Quadro 4-7 – Testes ADF às variáveis da função procura integradas de ordem 1-79 observações	112
Quadro 4-8 – Critérios de informação para o desfasamento do modelo VAR	115
Quadro 4-9 – Estatística do valor próximo máximo (86 observações) para um modelo VAR de ordem 1	115
Quadro 4-10 – Estatística do traço (86 observações) para um modelo VAR de ordem 1	115
Quadro 4-11 – Teste T_2 Wu Hausman e teste à existência dos resíduos.....	117
Quadro 4-12 – Estatísticas do modelo OLS entre o preço de mercado e as variáveis instrumentais (série Jan-99;Fev-2006)	118
Quadro 4-13 – Teste ADF às variáveis instrumentais PIB e Produção industrial	119
Quadro 4-14 – Estatísticas e testes aplicados	121
Quadro 4-15 – Comparação dos resultados da regressão dos “modelos 1 e 2”para o período escolhido (Janeiro de 1999 a Dezembro de 2003)	122
Quadro 4-16 – Estatísticas e testes aplicados	125
Quadro 4-17 – Regressão escolhida	125
Quadro 4-18 – Estatísticas e testes aplicados	126
Quadro 4-19 – Estatísticas e testes aplicados	126
Quadro 4-20 – Regressão escolhida	126
Quadro 4-21 – Estatísticas e testes aplicados	127
Quadro 4-22 – Regressão escolhida	127
Quadro 4-23 – Elasticidades preço da procura	128
Quadro 4-24 – Coeficiente de correlação das variáveis.....	134
Quadro 4-25 – Estatística descritiva das variáveis	135
Quadro 4-26 – Testes ADF às variáveis da função custo - 102 observações.....	136
Quadro 4-27 – Testes ADF às variáveis da função custo - 86 observações.....	136
Quadro 4-28 – Testes ADF às variáveis da função custo integradas de ordem 1- 101 observações ...	136
Quadro 4-29 – Testes ADF às variáveis da função custo integradas de ordem 1- 85 observações.....	136

Quadro 4-30 – Estatística do valor próximo máximo (86 observações) para um modelo VAR de ordem 1	137
Quadro 4-31 – Estatística do traço (86 observações) para um modelo VAR de ordem 1	137
Quadro 4-32 – Teste T_2 Wu Hausman e teste à existência dos resíduos	138
Quadro 4-33 – Estatísticas e testes aplicados	140
Quadro 4-34 – Regressão escolhida	140
Quadro 4-35 – Resultados da aplicação do modelo logarítmico base	141
Quadro 4-36 – Estatísticas e testes aplicados ao modelo logarítmico base	141
Quadro 4-37 – Estatística descritiva	152
Quadro 4-38 – Correlação entre os custos marginais	153
Quadro 4-39 -Testes ADF aos custos marginais - 86 observações	154
Quadro 4-40 -Testes ADF aos custos marginais integradas de ordem 1 - 85 observações	154
Quadro 4-41 - Teste ADF à estacionaridade dos resíduos - 60 observações	155
Quadro 4-42 – Valores dos índices de Lerner por pressupostos considerados	159
Quadro 4-43- Resultados apurados	160
Quadro 4-44 – Variável comportamental por estimativa de custos para função procura linear período 1999-2003	161
Quadro 4-45 – Variável comportamental por função produção e função procura considerando os CTC período 1999-2003	163
Quadro 5-1 – Inversa da procura residual	180
Quadro 5-2 – Regressão da inversa da elasticidade procura residual para a Iberdrola face ao preço de mercado, Julho Agosto 2004 e respectivos testes estatísticos	182
Quadro 5-3 – Regressão da inversa da elasticidade procura residual Endesa face ao preço de mercado, Julho Agosto 2004	182
Quadro 5-4 – Regressão da inversa da elasticidade procura residual da Iberdrola face ao preço de mercado, Julho Agosto 2005	183
Quadro 5-5 – Regressão da inversa da elasticidade procura residual da Endesa face ao preço de mercado, Julho Agosto 2005	183
Quadro 5-6 – Regressão da inversa da elasticidade procura residual da Iberdrola face ao preço de mercado, Julho Agosto 2006	184
Quadro 5-7 – Regressão da inversa da elasticidade procura residual da Endesa face ao preço de mercado, Julho Agosto 2006	184

Agradecimentos

Esta dissertação ilustra bem que, muito provavelmente, nenhum homem é uma ilha. Sem o apoio da minha família, dos meus amigos, dos meus colegas e, evidentemente, dos meus orientadores, este trabalho não se teria realizado. A esse apoio, acresce igualmente toda a mais-valia, essencial em qualquer processo criativo como este, que surgiu da interacção com as pessoas que me estão próximas.

Entre estas, quero agradecer em particular à minha família: a minha mulher, Graça, pela sua disponibilidade, pela força e pelo apoio que me deu; as minhas filhas, Beatriz e Madalena, nascidas durante o período de realização do Doutoramento, por serem a minha principal motivação; os meus pais, por tudo.

Importa sublinhar o papel importante dos meus orientadores na concretização deste projecto: a Professora Isabel Soares que, para além de me desafiar para a realização do Doutoramento, me deu alento ao longo destes anos e orientou-me no mais rigoroso sentido da palavra; o Professor Adelino Fortunato, cujo suporte científico aliado ao seu sentido crítico contribuíram fortemente para a qualidade do trabalho final.

Apesar da realização da dissertação ser apenas da minha responsabilidade e iniciativa e, por isso, ter sido efectuada em regime pós laboral, ela beneficiou em diversos momentos das facilidades concedidas pela minha entidade laboral, a ERSE. Quero, por isso, agradecer aos membros dos Conselhos de Administração e Directores-Gerais, actuais e passados, desta instituição.

Agradeço igualmente a todos com quem me cruzei na minha vida profissional que, pelas suas sugestões, contribuíram, directa ou indirectamente, para a realização deste trabalho, em especial ao Professor João Santana, ao Professor Pedro Pitta Barros, ao Eng^o Henrique Moreira e ao Eng^o António Leite Garcia.

Finalmente, quero agradecer ao Eng^o António Costa pela ajuda prestada na programação informática necessária para esta investigação.

A todos e desculpando-me aqueles que não mencionei, em especial os meus amigos, um muito obrigado.

1 INTRODUÇÃO

Quatro actividades são, geralmente, identificadas ao longo da cadeia de valor do sector eléctrico: a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de energia eléctrica. As características técnicas de cada uma destas actividades condicionam a forma como são organizadas. De facto, é comum na Europa que o transporte e a distribuição sejam regulados por entidades reguladoras independentes por serem considerados monopólios naturais, enquanto a produção e a comercialização são exercidas por vários agentes em regime de mercado concorrencial. Nesse caso, a energia eléctrica é vendida pelos produtores em mercados grossistas, nos quais os compradores são geralmente comercializadores. A maior parte dos mercados grossistas de energia eléctrica são mercados de preço único¹ (*Uniform Price Auction, UPA*). Nestes mercados, o preço num determinado período resulta do cruzamento da oferta agregada e da procura agregada para esse período, sendo igual para todos os produtores (compradores) que tenham efectuado ofertas de venda de energia eléctrica a preços iguais ou inferiores (superiores) ao preço de encontro. Esta forma de organização dos mercados assenta no pressuposto do funcionamento eficiente dos mesmos, tanto a curto como a longo prazo (ver Caramanis, 1982). Assim, as escassas tentativas de alteração de mercado do tipo UPA para outros tipos, nomeadamente para mercados organizados com base em leilões de preços discriminatórios², conhecidos por *Pay-As-Bid-Auction*, foram sempre bastante contestadas³, apesar da aplicação dos mercados de preço único também não estar isenta de controvérsia (ver, por exemplo, Evans e Green (2003), Fabra, von der Fehr e Harbord (2003) e Hästö e Hölmberg, (2005)). Porém, independentemente das provas empíricas que apontam para um maior ou menor risco de exercício de poder de mercado decorrente da forma como são organizados estes mercados, é, de um modo geral, consensual que este risco esteja principalmente associado à sua estrutura, designadamente ao seu elevado grau de concentração (ver por exemplo, Wolfram (1999) e Fabra, von der Fehr e Harbord (2002)).

A forte concentração que caracteriza a maioria dos mercados de energia eléctrica tem a sua origem na combinação de vários factores económicos, tecnológicos, bem como sociais e políticos. Ainda na década de 80 do século passado, a forma de organização mais comum dos sectores eléctricos nos países ocidentais baseava-se em monopólios que integravam as diferentes actividades ao longo da cadeia de valor, de capital público ou privado. Este facto advinha principalmente, por um lado, da actividade de

¹ Ver Hölmberg, Newbery e Ralph (2008).

² Neste caso, em cada período existem vários preços de energia, consoante as ofertas de cada produtor.

³ Ver Wolfram (1999) para a mudança concretizada no mercado da Inglaterra e do País de Gales, e Kahn et al (2001) para a tentativa infrutífera na Califórnia.

produção de energia eléctrica ser capital intensiva e, por outro lado, desta fonte de energia ser vital para o funcionamento das economias modernas. Entretanto, as alterações das condições tecnológicas e macroeconómicas diminuíram os custos de investimentos, tendo esta tendência coincido com a propagação das ideologias liberais. A conjugação desses factores conduziu à liberalização dos sectores eléctricos e ao desmantelamento dos monopólios existentes, nomeadamente na actividade de produção. Não obstante estas tendências, os mercados de energia eléctrica mantêm-se bastante concentrados, o que, conjugado com a elevada rigidez da procura (ver, Borenstein, Bushnell e Knittel, (1999)) e a impossibilidade de armazenamento da energia eléctrica, propicia o exercício de poder de mercado pelos produtores. Deste modo, apesar da liberalização ocorrida nos sectores eléctricos, é comum a intervenção dos Estados na organização e no funcionamento dos seus respectivos mercados grossistas. Assim na Europa, a monitorização por parte das autoridades da concorrência e dos reguladores sectoriais dos mercados grossistas de energia eléctrica não impede, por exemplo, que a Comissão Europeia⁴ suspeite do exercício de poder de mercado.

Neste contexto, as consequências da criação de mercados de energia eléctrica e a respectiva intervenção do Estado têm suscitado um vasto debate com posições bastante diferenciadas. Por um lado, a existência e a manutenção dos mercados é posta em causa tendo em conta que estes não se têm revelado eficientes (ver, por exemplo, para o caso americano, Blumsack, Perekhodtsev e Lave (2002)). Por outro lado, outros autores defendem que a existência de poder de mercado neste tipo de mercados, como em muitos outros, causa menos ineficiências a longo prazo do que a intervenção do Estado, nomeadamente se a ausência de barreiras à entrada estiver garantida (ver Borenstein, 1999). Entre estas duas posições extremadas existe um conjunto vasto de outras posições que não põem em causa nem a existência dos mercados grossistas de energia eléctrica⁵, nem a necessidade de regulação dos mesmos, sujeitando ambas à reunião de um conjunto de pré-requisitos. Importa sublinhar que a grande maioria dos autores não questiona as virtudes desses mercados, sendo que os resultados positivos mais evidentes se têm revelado na diminuição dos custos de produção (ver Fabrizio, Rose e Wolfram, 2007).

No âmbito do debate anteriormente referido, alguns autores defendem que o Estado deve intervir directamente no funcionamento dos mercados grossistas de energia eléctrica quando ocorram suspeitas de comportamentos anti-competitivos. Nesse sentido, Newbery (2002) sustenta que a concentração e a falta de reserva de capacidade disponível conduzem naturalmente ao exercício de poder de mercado,

⁴ DG Competition report on energy sector inquiry (SEC(2006)1724, 10 January 2007).

⁵ Entende-se mercados grossistas de energia eléctrica num sentido lato, que inclui todas as formas de contratação em regime de mercado livre.

dando o exemplo do mercado italiano criado apesar de integrar, à partida, condições propícias a esse exercício. Para resolver situações dessa natureza, este autor defende a possibilidade dos reguladores intervirem directamente nos preços de energia eléctrica sempre que se verifica suspeitas de práticas anti-competitivas, dando como exemplo o regulador federal Norte-Americano para o sector eléctrico, *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), com essa competência. Outros autores propõem em certas situações uma intervenção directa do Estado na gestão das empresas, por exemplo Abbot (2002), que alega que uma entidade pública independente deveria intervir na gestão das centrais de modo a libertar capacidade de produção, sempre que haja suspeita de exercício de poder de mercado.

Porém, outros defendem, pelo contrário, que o “desenho” inicial do mercado é essencial, sendo que a regulação “*a posteriori*” deve ser diminuta. Hass e Hauer (2006) apontam neste sentido, sublinhando a importância de garantir que os mercados tenham um determinado conjunto de características para não serem verificadas práticas anti-concorrenciais, especificamente: desverticalização da actividade, investimentos suficientes nas redes, adequada reserva de capacidade produtiva, existência de mercados *spot* de curto prazo e de futuros (de modo a diminuir os riscos associados à volatilidade dos primeiros). Acresce a estas características, a necessidade do Estado não intervir em excesso no funcionamento dos mercados. Registe-se também que estes autores diferenciam as consequências de uma ampla acção regulatória do Estado, que consideram nefastas, das consequências da existência de capital público nas empresas, que não consideram forçosamente negativo. Mais focado no caso Norte-americano, Hogan (2007) sublinha igualmente a importância que se deve atribuir ao desenho inicial dos mercados⁶, sustentando também que a regulação deve evitar ser demasiado pró-activa e precisa nas regras estabelecidas, devendo privilegiar, pelo contrário, um enquadramento mais flexível e adaptável à evolução do mercado.

No quadro exposto, o mercado grossista do Mercado Ibérico de Energia Eléctrica (Mibel) é também um potencial “espaço” de exercício de poder de mercado. Antes dos dois mercados ibéricos serem liberalizados e integrados no Mibel, o mercado *spot* espanhol de compra e venda de energia eléctrica, operado pela OMEL⁷, era o único mercado grossista de energia eléctrica na Península Ibérica.

⁶ Este autor realça o pagamento de reserva de capacidade, o investimento em redes, a existência de contratos de futuros e em preços nodais (diferenciados por zonas, reflectindo os custos respectivos custos marginais devidos às limitações do sistema, tais como os congestionamentos).

⁷ Que à data correspondia à Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad

Os pontos em comum entre o anterior mercado grossista de energia eléctrica espanhol e muitos outros mercados europeus actualmente em operação, tais como o mercado *spot* do Mibel, OMIE⁸ são vários:

- A organização e as regras de funcionamento são muito semelhantes, tendo por base um mercado do tipo UPA.
- Um pequeno número de grandes concorrentes detém a maior parte da quota de mercado. No caso do OMIE, a integração do mercado português no mercado espanhol não alterou esta situação, tendo em conta que o primeiro é dominado por uma empresa, a EDP que, no contexto ibérico, é uma empresa de média dimensão.
- Tal como no caso espanhol, os Estados têm desenvolvido uma forte intervenção regulatória. Podem ser apresentados dois exemplos:
 - Ressarcimento dos custos ociosos dos produtores decorrentes da liberalização dos mercados, que se concretiza na garantia do nível de remuneração dos produtores existente antes da liberalização do mercado e que criam barreiras à entrada.⁹
 - Defesa de interesses nacionais¹⁰.

Desta forma, o anterior mercado grossista espanhol de energia eléctrica constitui um excelente “laboratório” de análise dos possíveis comportamentos dos produtores de energia eléctrica em mercados com características semelhantes na Europa, tais como o próprio MIBEL. Esta percepção foi a principal motivação do trabalho de pesquisa desenvolvido.

As consequências das características de um mercado deste género nas estratégias das empresas são, à partida, imprevisíveis, atendendo ao facto de que estes mercados são, por um lado, bastante concentrados e a elasticidade preço da procura é rígida, mas, por outro, são bastante regulados (como mostra Wolfram (1999) para o caso do anterior mercado da Inglaterra e do País de Gales).

⁸ OMIE: Operador do Mercado de energia eléctrica, pólo espanhol (a OMEL, Operdor del Mercado Ibérico de Energía Polo Español, SA, é a designação comercial da empresa. O pólo português, OMIP, é o mercado de derivados onde se transaccionam contratos de futuros).

⁹ Os processos de liberalizações dos mercados de Espanha e de Portugal tiveram como contrapartida a criação de mecanismos de ressarcimento dos custos ociosos aos produtores anteriormente instalados, que criam barreiras à entrada. Porém, enquanto este facto já não se verifica em Espanha desde meados de 2006, cerca de um ano antes da entrada em funcionamento do MIBEL (Julho de 2007), o ressarcimento dos custos ociosos na Produção em Portugal ocorreu precisamente com a integração do mercado português e espanhol em Julho de 2007, estando ainda em vigor.

¹⁰ No caso espanhol, destaca-se para além da defesa dos interesses nacionais, a coexistência de diferentes identidades regionais.

Em suma, o presente trabalho pretende contribuir para responder a duas questões:

- Podem os agentes desenvolver comportamentos competitivos num mercado grossista de energia eléctrica criado sem reunir à partida as características básicas de um mercado concorrencial?
- Em que medida a intervenção activa do Estado no funcionamento dos mercados grossistas de energia eléctrica pode contribuir para que tal se verifique?

Este contributo concretiza-se com as respostas a um conjunto de outras questões decorrentes da investigação efectuada com vista à identificação de possíveis comportamentos anti-competitivos no anterior mercado grossista de energia eléctrica espanhol.

Sublinhe-se que a análise do exercício do poder de mercado nos mercados oligopolistas é, porventura, uma das preocupações mais importantes da Economia Industrial. Alguns autores, tais como Church e Ware (2000), resumem mesmo a Economia Industrial ao estudo do poder de mercado, isto é, à capacidade de aumentar de uma forma duradoura o preço acima do custo marginal nas suas diferentes facetas (criação, exercício, manutenção e consequências do poder de mercado). Apesar de ser aparentemente redutora, esta visão abrange grande parte dos mercados oligopolistas. A possibilidade de estabelecer preços acima do custo marginal ocorre naturalmente com o abandono de qualquer um dos pressupostos dos mercados de concorrência pura e perfeita (homogeneidade dos produtos, atomização dos agentes, informação perfeita, entre outros). O estudo do poder de mercado num oligopólio é, então, o corolário de um trabalho de percepção da estrutura, do funcionamento e da natureza desse mesmo mercado.

Neste quadro conceptual a primeira questão, cuja resposta decorre dos resultados da investigação efectuada, é a de se saber se se verificou ou não exercício de poder de mercado durante um período alargado no anterior mercado de energia eléctrica espanhol.

Não obstante existirem pré-condições para o exercício do poder de mercado no anterior mercado grossista de energia eléctrica espanhol, poucos trabalhos referenciados o comprovam. Nesse sentido,

destacam-se os trabalhos¹¹ de García Diaz e Marin (2003), Kühn e Machado (2004), Fabra e Toro (2005) e Ciarreta e Espinosa (2009)¹².

Saliente-se que ao contrário do trabalho de Ciarreta e Espinosa (2009), os três restantes trabalhos pretendem ir além da definição do exercício de poder mercado, visando essencialmente determinar quais foram as estratégias desenvolvidas pelos produtores. Porém, em todos estes trabalhos o âmbito das análises é o curto prazo¹³. Kühn e Machado (2004) analisam as estratégias das empresas com base em dados horários, para o período compreendido entre Maio de 2001 e Dezembro de 2001. García Diaz e Marin (2003) analisam as estratégias para o ano de 1998, mas neste caso simulando (por falta de dados) o funcionamento do mercado com base no modelo de von der Fehr e Harbord (1993). Fabra e Toro (2005) analisam o mercado espanhol no ano de 1998, também com dados horários.

O presente trabalho diferencia-se dos restantes, ao pretender definir as estratégias de longo prazo dos produtores. Neste quadro, acresce à primeira, com a qual está interligada, a questão de se saber que estratégia de longo prazo foi observada no mercado analisado.

Contudo, mais do que nos objectivos, é na metodologia aplicada que a dissertação se diferencia dos restantes. A maior parte das restantes investigações nem sempre facultam um quadro explicativo completo das relações económicas existentes, apesar de serem complexas, tais como o são as investigações efectuadas por Kühn e Machado (2004) e Fabra e Toro (2005), que integram modelos dinâmicos com vista a definir as estratégias competitivas das empresas. Na análise efectuada a estimativa do poder de mercado recorre a um modelo estrutural¹⁴. Este tipo de modelo proporciona uma explicação causal, enquadrada pela teoria económica, das relações existentes entre os diferentes agentes.

Note-se que a aplicação de modelos estruturais foi efectuada tardiamente nos sectores eléctricos. No caso do mercado inglês, um dos mercados eléctricos mais estudados, tanto quanto sabemos esta

¹¹ Poder-se-ia igualmente referir o relatório da Comissão Europeia (2007) que analisa vários países europeus, entre os quais a Espanha, para o período compreendido entre 2003 e 2005, e que consegue demonstrar ter existido algum poder de mercado. Porém, a abordagem seguida é puramente descritiva não apresentando qualquer explicação sobre os motivos que justificarão, e deste modo possam interpretar, o facto do preço ser superior ao custo marginal.

¹² Outros trabalhos apresentados em conferências ou seminários também apresentam conclusões neste sentido embora de forma bastante menos sustentada, ver por exemplo o trabalho de García-Alcalde et al. (2002) ou ainda de Lagarto, Sousa e Lie (2006).

¹³ Registe-se que o trabalho de Ciarreta e Espinosa (2009) tem um horizonte de análise mais alargado, que corresponde ao período compreendido entre 2002 a 2005.

¹⁴ Registe-se que Kühn e Machado (2004) também aplicam um modelo estrutural, mas nestes caso apenas para uma óptica de curto prazo.

metodologia foi aplicada pela primeira vez através do modelo de Bresnahan-Lau por Wolfram (1999), em complemento à determinação do poder de mercado através da estimativa directa dos custos marginais. A aplicação tardia dos modelos estruturais aos sectores eléctricos deve-se provavelmente à dificuldade em inferir, recorrendo a esses modelos, duas das principais variáveis que definem o poder de mercado: a elasticidade preço da procura e os custos marginais.

Ao estimar o poder de mercado recorrendo a um modelo estrutural esta dissertação pretende criar um quadro explicativo completo, “heurístico”, em termos económicos do funcionamento do mercado analisado. Para esse fim, é necessário definir antecipadamente: as regras de funcionamento do mercado; os factores externos que o condicionam; as variáveis explicativas da procura e da oferta de energia eléctrica. Surge assim, naturalmente, um conjunto de questões cujas respostas advêm da aplicação do próprio modelo estrutural e que se prendem à determinação: das variáveis que definem a procura de energia eléctrica; da elasticidade preço da procura; das variáveis que definem o custo marginal do sistema.

Finalmente, importa analisar outra particularidade do anterior mercado grossista de energia eléctrica espanhol e que decorre deste ter sido sujeito a uma forte intervenção regulatória. A intervenção do Estado ocorreu de diferentes formas, com prováveis consequências não só nas estratégias de longo prazo das empresas, como também nas suas estratégias de curto prazo. Nesse contexto, surge a última análise empírica, efectuada fora do âmbito do modelo estrutural, que procura avaliar o impacte nas estratégias de curto prazo dos principais produtores das alterações regulatórias ocorridas.

Apresentados os objectivos e as motivações da dissertação, importa descrever a sua estrutura. Esta é subdividida genericamente em duas partes: o enquadramento do mercado grossista, que corresponde aos capítulos 2 e 3, e as análises empíricas efectuadas, apresentadas nos capítulos 4 e 5.

Cada parte segue duas abordagens em termos temporais. No que diz respeito às análises empíricas, a sua natureza obriga a uma delimitação clara do período. Estas situam-se entre o mês de Janeiro de 1999, por ser este o mês a partir do qual se obtiveram os dados necessários para a construção de séries consistentes, e Julho de 2007, mês em que o mercado grossista de energia eléctrica espanhol é alargado ao âmbito ibérico. Por seu lado, o enquadramento abrange um período maior do que o definido para as análises empíricas, de modo a se entender “o antes e o depois”, isto é, as causas e as consequências dos comportamentos analisados.

O enquadramento do mercado analisado, apresentado nos capítulos 2 e 3, cumpre duas funções. Em primeiro lugar, permite compreender os motivos que suportam as imperfeições de mercado (o elevado grau de concentração, as barreiras à entrada, a informação incompleta, entre outros...), sendo a análise

do contexto em que as empresas desenvolvem as suas actividades, de um modo genérico, uma componente importante das análises desenvolvidas no âmbito da Economia Industrial. Em segundo lugar, define o quadro económico explicativo das relações existentes entre os agentes, como requer a aplicação do modelo estrutural. De facto, o enquadramento possibilita a definição dos modelos que melhor se adaptam às estratégias de médio e de longo prazo, bem como às estratégias de curto prazo, separando estes dois horizontes temporais. Registe-se finalmente que o entendimento das particularidades do sector eléctrico espanhol permite não só definir os modelos, como também interpretar os resultados obtidos.

O capítulo 2 inicia-se com a descrição dos motivos e das formas como se sucederam os processos de liberalização nos sectores eléctricos europeus no final do século passado. As particularidades do processo de liberalização do sector eléctrico espanhol são posteriormente apresentadas em detalhe, evidenciando-se os papéis importantes que o Estado tem assumido desde a abertura do mercado, bem como a complexidade das relações existentes entre os diferentes intervenientes. Os CTC, *Costes de Transición a la Competencia*, compensações aos produtores pelos custos “ociosos” decorrentes da liberalização do sector eléctrico, que vigoraram entre 1998 e 2006, são exemplos da complexidade do enquadramento regulatório do mercado grossista espanhol no período que antecedeu o arranque do MIBEL. A estrutura empresarial e tecnológica do mercado espanhol é igualmente descrita, dando particular atenção à sua elevada concentração. Antes da apresentação das análises empíricas, o enquadramento termina com a análise do “desenho” do mercado, isto é, a sua organização efectuada no capítulo 3. Neste capítulo, demonstra-se também que a tendência para o exercício de poder de mercado ainda é mais significativa num mercado com esta estrutura produtiva, no qual as curvas de oferta são tendencialmente convexas e crescentes, sobretudo nas horas de ponta (maior procura)¹⁵. Porém, como refere Wolak (2001), é praticamente impossível para um observador externo comprovar que a retirada de capacidade se deve a uma estratégia com vista a exercer poder de mercado e não se deve a qualquer outra razão, como por exemplo de ordem técnica. Por esse motivo, as análises empíricas da dissertação focam-se no exercício do poder de mercado que incide directamente no *mark-up*.

¹⁵ Nesse mercado, a produção das centrais nucleares tem um peso importante, fornecendo grandes quantidades ofertadas a um preço muito baixo por precisarem de funcionar durante um grande número de horas por motivos técnicos e para cobrir os seus elevados custos fixos. Este comportamento pode, em menor medida, ser também associado às centrais térmicas a carvão. As ofertas com preço muito mais elevados das centrais térmicas a fuelóleo, de ciclo combinado a gás natural ou ainda dos aproveitamentos hidroeléctricos definem o preço do sistema, sendo que estas centrais oferecem quantidades mais pequenas, por serem mais flexíveis tecnicamente e não precisarem de funcionar tantas horas para cobrirem os seus custos fixos.

A análise empírica inicia-se com o capítulo 4. Nesse capítulo estimam-se, para o conjunto da indústria, o tipo de estratégias de médio e longo prazo desenvolvido entre Janeiro de 1999 e Julho de 2007. Este exercício efectua-se no quadro conceptual “dos modelos estruturais”, o que leva a definir, tanto a função procura do mercado, como a função de maximização dos lucros. A opção tomada de aplicar um modelo estrutural deve-se à complexidade do mercado espanhol. Ora esta metodologia possibilita um vasto leque de resultados, não apenas relativos à identificação do tipo de estratégia de longo prazo associado à indústria, como também à definição de algumas variáveis que caracterizam o mercado. A elasticidade preço da procura e os custos marginais de produção são exemplos de variáveis endógenas do próprio modelo. O comportamento dos agentes é interpretado no quadro do modelo das variações conjecturais, sendo que a variável estratégica é a variável “quantidades”.

Não obstante os modelos estruturais terem a vantagem de facultar um modelo global explicativo das relações analisadas, a sua aplicação não está isenta de incertezas (ver Corts (1999)), que se prendem com os pressupostos seguidos. Deste modo, para ultrapassar qualquer dúvida que possa surgir da aplicação do modelo estrutural, os resultados obtidos com esse modelo são testados, pressupondo várias formas funcionais para as funções procura (no seguimento do trabalho de Genesove e Mullin (1998)) e custo. Paralelamente, estima-se directamente os custos marginais fora do modelo estrutural, o que permite comparar as estimativas obtidas com e sem o modelo estrutural, das estratégias desenvolvidas pelos produtores no mercado grossista de energia eléctrica.

Na parte final do capítulo 4, é integrada na análise a principal característica regulamentar do mercado espanhol no período analisado, os CTC que garantem a recuperação dos custos ociosos dos produtores. Para esse efeito, a função de maximização dos lucros é alterada (adaptando a abordagem de Fabra e Toro, 2005), permitindo testar quais as implicações desta medida regulatória na estratégia de longo prazo dos produtores.

Finalmente, no capítulo 5 são estimados os impactes dos CTC, bem como de outras formas de intervenção do Estado, nas estratégias de curto prazo das empresas para os dois principais produtores, a Endesa e a Iberdrola¹⁶. A análise baseia-se na definição da elasticidade procura residual, no seguimento dos trabalhos de Baker e Bresnahan (1988) e de Wolak (2000). Esta metodologia subentende que as empresas desenvolvem estratégias de oferta de preços e de quantidades para maximizarem os seus ganhos, tendo em conta a procura residual expectável. No caso presente, a

¹⁶ Que representam cerca de ¾ da energia transaccionada

aplicação desta metodologia visa apurar se o comportamento dos agentes se afastou do esperado para esse tipo de mercado, devido às intervenções do Governo no mercado grossista de energia eléctrica.

No capítulo final, procura-se extrair as devidas conclusões dos resultados obtidos com a investigação efectuada, de modo a responder às principais questões que motivaram a realização deste trabalho: apurar se os agentes podem desenvolver comportamentos competitivos num mercado criado sem reunir, à partida, as características básicas de um mercado concorrencial e avaliar de que modo a intervenção activa do Estado no funcionamento do mercado pode contribuir para que tal se verifique.

2 ENQUADRAMENTO

2.1 PROCESSOS DE LIBERALIZAÇÃO NA EUROPA

2.1.1 CONJUNTO DAS INDÚSTRIAS DE REDE

MOTIVAÇÕES

A partir da década de 80 do século passado, em muitos países da Europa ocidental, o Estado começou a retirar-se de uma forma contínua dos sectores onde participava directa ou indirectamente no processo produtivo. Entre estes sectores, destacam-se os que agrupam as chamadas indústrias de rede, por estes serem tradicionalmente bastante reguladas. As indústrias de rede são empresas que se caracterizam por:

- Prestação de um serviço de interesse económico geral.
- Obrigatoriedade de fornecimento do produto ou serviço.
- Existência de interligações físicas entre o fornecedor e o cliente.
- Dificuldade em armazenar o produto.
- Grandes variações da procura ao longo do dia.

Os sectores da água, electricidade, telefones (rede fixa), gás natural, são os principais sectores integrados nesta categoria. Em muitos aspectos, o Reino Unido liderou o processo de liberalização (ver por exemplo Cowan (2001)) a nível europeu, tendo este processo sido posteriormente alargado ao resto da Europa.

As razões subjacentes a este movimento de recuo do Estado da actividade económica deveram-se, em primeiro lugar, a motivos de ordem económica. Após o primeiro choque petrolífero, os governos ocidentais em geral, e europeus em particular, depararam-se com a deterioração das condições macroeconómicas das suas economias e, paralelamente, com défices orçamentais. Esta situação agravou-se no início da década de 80 do século passado, com o segundo choque petrolífero de 1979-1989. Assim, estes choques descapitalizaram os Estados, levando-os a ter de recorrer a receitas extras, nomeadamente através das privatizações. Em segundo lugar, surgem os motivos de ordem ideológica. Alguns sectores da opinião pública e política da generalidade destes países começaram a associar às empresas públicas maior ineficiência e pior qualidade comparativamente com as empresas privadas (ver por exemplo Parker (2004), para o caso inglês).

A influência de factores que extrapolam o racional económico nas decisões tomadas pelo poder político é também conhecida (ver por exemplo trabalho de Bel e Warner (2008)).

Para além de motivos económicos, ideológicos ou ainda de pressão de grupos de interesses (quanto a este último aspecto ver Noll (1988)), podem-se ainda apontar os motivos de ordem tecnológica que, designadamente no caso dos sectores eléctricos, como é apresentado mais adiante, facilitaram o investimento com recurso a capital privado, assim como a própria dinâmica da integração europeia, sob orientação da Comissão Europeia. Nesse âmbito, Clifton, Comin e Díaz Fuentes (2006) não associam as privatizações ocorridas na Europa continental a uma tendência de imitação dos processos surgidos inicialmente no Reino Unido, que por sua vez estariam principalmente baseados em motivos ideológicos ou financeiros. Estes autores preferem associar estes processos à integração económica dos diferentes países que fazem parte da União Europeia, no quadro da criação de um mercado único, sob a orientação das Directivas europeias sectoriais¹⁷¹⁸.

CONSEQUÊNCIAS

As motivações das privatizações, que, como se viu, extrapolam o carácter meramente económico, justificam, para Hall (1997), que a transferência da propriedade do sector público para o privado tenha sido feita abaixo do valor dos activos em vários países europeus, tais como o Reino Unido, Espanha ou ainda França. Neste contexto, Newbery (1997)¹⁹ sustenta que as privatizações ocorridas na Inglaterra resultaram no curto prazo no aumento do consumo e na possibilidade de diminuição dos impostos, não tendo propriamente provocado um decréscimo da dívida pública, sendo esta uma das suas principais motivações iniciais. Por seu lado, Parker (2004) mostra, na sua compilação de análises a nível empresarial e sectorial para o caso inglês, que as privatizações não garantem por si só benefícios para a sociedade. Tal como vários autores o fizeram anteriormente (por exemplo, Vicker e Yarrow (1997)²⁰, Bishop e Green (1995)²¹, e Newbery, (1997)), aquele autor associa os benefícios das privatizações a processos mais profundos de reestruturação e liberalização dos mercados. Análises efectuadas em sectores em que as privatizações não foram acompanhadas de liberalização, tais como os sectores

¹⁷ Apesar destas primeiras Directivas não serem peremptórias quanto à necessidade dos sectores serem privatizados.

¹⁸ Sujeito igualmente às particularidades da tradição europeia, nomeadamente no que diz respeito à defesa do conceito de Serviço Público.

¹⁹ Danado um maior enfoque ao caso inglês e sobretudo ao sector eléctrico.

²⁰ Com análise para três países: Reino Unido, Polónia e Chile.

²¹ Que efectua uma análise à evolução da produtividade de várias empresas inglesas antes e depois da sua privatização.

privatizados das águas e dos esgotos a nível local²², reforçam esta ideia ao demonstrarem que as privatizações nesses sectores não provocaram, de um modo geral, ganhos de eficiência (ver trabalho de Bel e Warner (2008)²³).

Porém, outros autores e a generalidade das instituições económicas internacionais, tais como o Banco Mundial ou a OCDE, consideram que as privatizações são políticas decisivas com o objectivo de aumentar a eficiência e a qualidade de serviço (como refere Saba (1998) num artigo publicado pela OCDE) ou permitem melhorias dos resultados financeiros ou operacionais facultando benefícios fiscais e macroeconómicos (ver Kiteri e Nellis (2002) num *Working Paper* publicado pelo Banco Mundial). Para o caso concreto do Reino Unido, Pollit (1999) defende que as privatizações contribuíram nesse país para a melhoria da qualidade de serviço, o aumento da oferta e a redução dos preços.

Em suma, a nível europeu ainda é cedo para se fazer um balanço definitivo das consequências das privatizações. Os resultados mais conclusivos, sendo no entanto não unânimes, dizem respeito ao caso britânico, devido à experiência acumulada no Reino Unido.

Contudo, não se pode deixar de notar que o sucesso do processo da saída do Estado das *indústrias de rede* está muito provavelmente associado à capacidade do próprio Estado para criar as condições necessárias para que haja um mercado concorrencial. Como Coase²⁴ afirma: *"It's not without significance that these exchanges (...commodity and stock exchanges...), often used by economists as examples of a perfect market competition, are markets in which transactions are highly regulated (and this quite apart from any government regulation that there may be). It suggests, ..., that for anything approaching perfect competition to exist, an intricate system of rules and regulations would normally be needed"*.

Assim, no quadro teórico institucionalista, Levi-Faur (2003) sublinha que os processos de privatização dos sectores eléctricos e das telecomunicações na Europa foram rapidamente acompanhados de reformas regulatórias que visaram reforçar o papel do Estado, especificamente enquanto promotor da concorrência. Este autor não desvaloriza o carácter ideológico dos processos de liberalização. Pelo contrário, ele defende que a reestruturação dos sectores liberalizados na Europa correspondeu à resposta e à capacidade de aprendizagem dos Estados europeus face à ideologia liberal. Esta resposta

²² Outros casos poderiam ainda ser apontados como os dos transportes ferroviários ingleses.

²³ Que compilam os resultados de estudos efectuados em vários países europeus e nos Estados Unidos e que tem a vantagem de oferecer amostras grandes tendo em conta que têm por base empresas que fornecem ao nível municipal.

²⁴ Coase, R., 1988. *The Firm, The Market, and The Law*. The University of Chicago Press, 1988

concretizou-se na capacidade da Europa para organizar as suas instituições, em oposição ao verificado na maioria dos processos de liberalização ocorridos nos países da América Latina (sob os quais incide igualmente esse estudo). Este autor apresenta, então, a criação de entidades reguladoras independentes como exemplo desta capacidade.

2.1.2 A LIBERALIZAÇÃO DOS SECTORES ELÉCTRICOS

As particularidades técnicas, sociais e económicas associadas à energia eléctrica, tornam os sectores eléctricos paradigmáticos das fortes interacções existentes entre os Estados e as entidades privadas ao longo do processo de liberalização, como se verá de seguida.

2.1.2.1 PROCESSO DE LIBERALIZAÇÃO

O sector eléctrico é exemplo da liberalização ocorrida a partir dos anos 80 nos sectores produtivos detidos pelo Estado. Esse sector tinha-se organizado décadas antes, entre os anos 20 e 50 do século XX, à volta de grupos que integravam as diferentes actividades da cadeia de valor do sector e que estavam, directa ou indirectamente, controlados pelo Estado. Segundo a OCDE (em: *The OECD Report On Regulatory Reform (1997)*), a forma de organização seguida pelos Estados para os seus respectivos sectores eléctricos visava captar o capital necessário para a electrificação dos seus territórios. Além desse, são igualmente apontados os seguintes motivos:

- Explorar as economias de escala e de gama resultantes da integração vertical das actividades de produção, transporte e distribuição.
- Regular centralmente os monopólios, pelo regime de propriedade pública, de modo a poder utilizá-lo também, como instrumento de política industrial, social e económica.
- Proteger o sector de abusos de posição dominante.

Assim, foi criado a seguir à Segunda Guerra Mundial um conjunto de empresas públicas verticalmente integradas, das quais se destacam: Electricité de France (EDF) em França; Central Electricity Generating Board (CEGB) no Reino Unido; Electricidade de Portugal (EDP) em Portugal; Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL) na Itália (ver UNESA em “*El Sector através de UNESA 1944-2004*” (2005)).

Tal como sucedeu nas restantes *indústrias de rede* a partir dos anos 80, a liberalização deveu-se a uma conjugação de motivos ideológicos e económicos. Porém, esse processo apresentava no sector eléctrico algumas particularidades tecnológicas (*The OECD Report On Regulatory Reform (1997)*), designadamente o desenvolvimento tecnológico das centrais de ciclo combinado a gás natural e a perda de interesse pela energia nuclear.

Esses dois aspectos justificam a disponibilidade dos investidores privados para entrarem no mercado da electricidade, devido à diminuição da escala mínima eficiente para a produção de energia eléctrica.

A dinâmica de liberalização dos sectores eléctricos na Europa iniciou-se em vários países antes, e de uma forma independente, do processo desencadeado pela União Europeia na década de 90 do século passado. Porém, esse processo foi bastante importante para alargar a liberalização do sector eléctrico ao conjunto dos países europeus. Essa dinâmica europeia foi orientada pelas Directivas sectoriais. A primeira Directiva, 96/92/CE, contribuiu fortemente para a liberalização:

- Permitindo que a construção de novos centros electroprodutores possa ser realizada por qualquer empresa, através de um sistema de autorização ou de um sistema de concurso público²⁵.
- Garantindo o acesso à rede nacional a terceiros, de modo a permitir-lhes o transporte de electricidade dos produtores para os consumidores²⁶.
- Impondo separação das contas das empresas verticalmente integradas nas actividades de produção, transporte e distribuição, de forma a evitar distorções da concorrência e subsídios cruzados entre actividades reguladas e não reguladas²⁷.
- Impondo um calendário de abertura do mercado à concorrência.

A abertura ao mercado pode ser medida pela liberdade facultada aos consumidores para serem fornecidos fora do quadro regulamentar de tarifas definidas administrativamente (mesmo definidas por uma entidade independente). Como se vê a partir da figura seguinte, em 2004²⁸ muitos países da Europa ocidental permitiam a abertura total dos seus respectivos mercados.

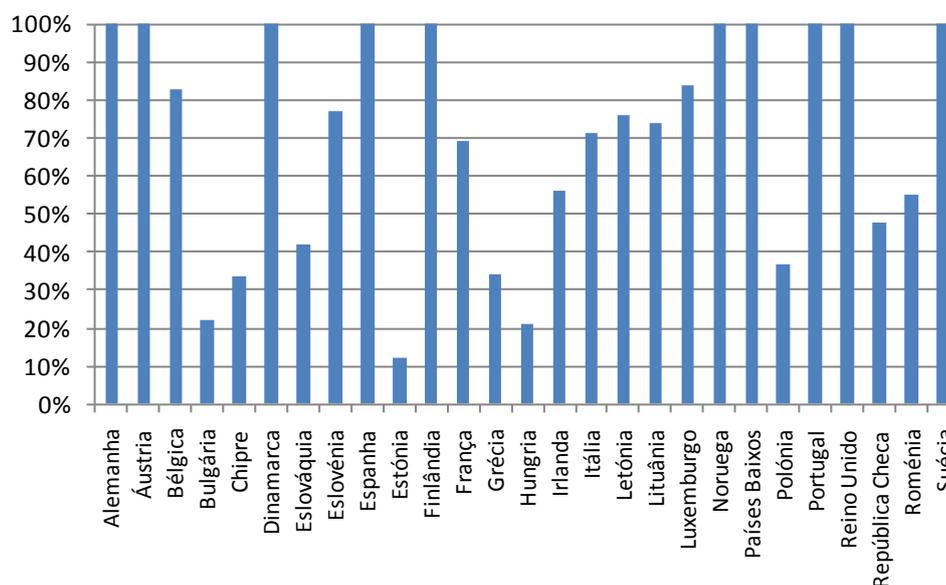
²⁵ Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do conselho de 19 de Dezembro de 1996, artigos 4º a 6º

²⁶ Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do conselho de 19 de Dezembro de 1996, artigos 16º a 22º

²⁷ Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do conselho de 19 de Dezembro de 1996, artigos 13º a 15º

²⁸ A escolha desse ano deve-se ao facto de se encontrar no meio do período analisado na parte empírica do trabalho.

Figura 2-1 – Proporção do mercado de energia eléctrica com acesso ao mercado em 2004



Fonte: CEER (Conselho de Reguladores Europeus de Energia)

O processo de liberalização do sector eléctrico europeu, impulsionado pela Comissão Europeia, tem continuado, segundo Pollit (2009), com quatro vectores inter-relacionados: 1) privatização das empresas do sector; 2) abertura dos mercados à concorrência; 3) separação contabilística e organizativa das actividades consideradas monopólios naturais (de transporte e de distribuição de energia eléctrica); 4) criação de reguladores independentes.

A principal motivação subjacente ao processo de liberalização do sector eléctrico na Europa tem sido a criação do Mercado Interno da Energia. Neste sentido, a Comissão Europeia no seu *Green Paper* de 2006 (COM (2006) 105 final) justifica a criação do Mercado Interno de Energia competitivo com o seu contributo para a diminuição dos preços, assim como para a maior segurança de abastecimento, devido ao reforço das transacções inter-fronteiriças e à aplicação do princípio de solidariedade entre Estados-Membros. A criação do Mercado Interno de Energia tem assim uma motivação política, que obriga ao acordo das diferentes partes envolvidas. As Directivas europeias têm-se focado nos três últimos vectores apresentados por Pollit, deixando de parte a questão da privatização. Todavia, as pressões para separarem as actividades e para ser introduzida a concorrência dificultam cada vez mais a manutenção de empresas públicas nas actividades sujeitas a concorrência, como refere Pollit (2009).

A descrição dos principais desenvolvimentos do sector eléctrico europeu permitiu evidenciar a existência de um entendimento generalizado quanto à evolução dos processos de liberalização. De um

modo geral, é aceite que a evolução dos processos de liberalização assente em dois pilares: a retirada do Estado do processo produtivo e a reorganização do sector pelo próprio Estado.

A título ilustrativo da forma como este processo decorreu na maior parte dos países europeus, recordem-se as etapas da liberalização do sector eléctrico português no período compreendido entre 1994 e 1997:

- 1994, ocorre a reorganização da EDP com a criação de empresas pertencentes ao grupo que desempenhavam respectivamente as actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.
- 1995, é definido um novo enquadramento jurídico para o sector eléctrico (decretos-lei nº 182/95 a nº 185/95) que possibilita a existência de um sector com relações comerciais livres, em paralelo com um sector regulado, assim como a existência de uma entidade reguladora independente.
- 1996, é publicada a Directiva 96/92/CE.
- 1997, entra em função a entidade reguladora independente (ERSE), com responsabilidades na definição das tarifas de acesso às redes de transporte e distribuição e de venda a clientes finais, assim como na definição de um conjunto de regulamentos que enquadram vários aspectos do sector eléctrico. Inicia-se o processo de privatização do grupo EDP.

2.1.2.2 ORGANIZAÇÃO DOS SECTORES ELÉTRICOS

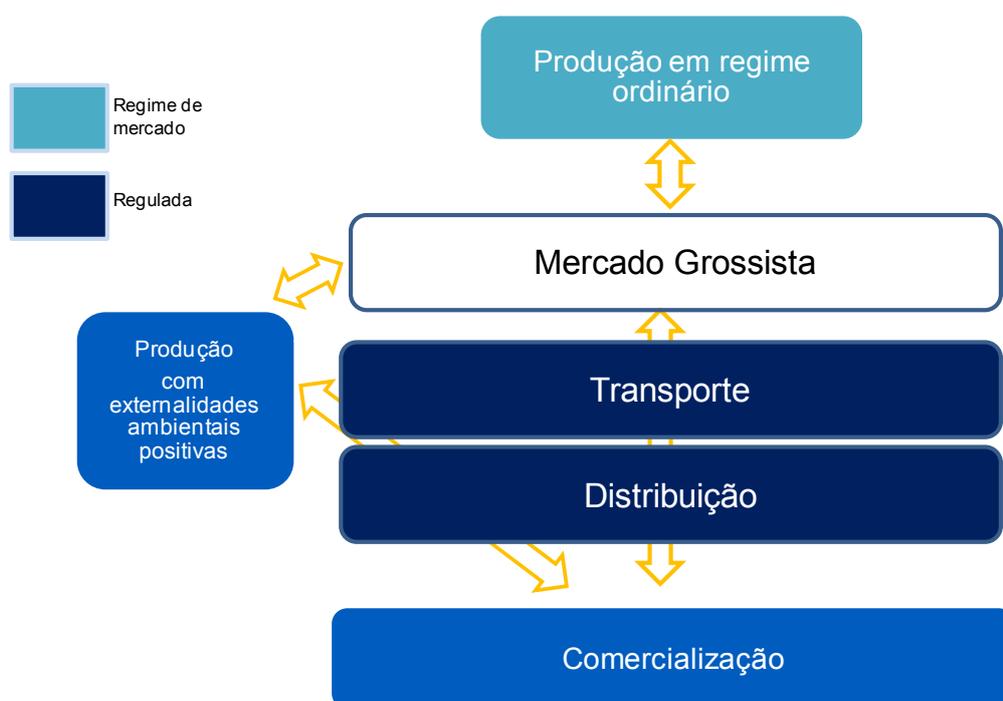
Tradicionalmente, o sector eléctrico era constituído por empresas verticalmente integradas que desenvolviam as seguintes actividades: i) Produção de energia eléctrica; ii) Transporte de energia eléctrica e gestão do sistema; iii) Distribuição e comercialização de energia eléctrica.

Com a abertura do sector à concorrência, surgiram na Europa, paralelamente a esta organização vertical, outras formas de organização, com geometrias variadas, fruto da liberalização dos mercados e dos avanços tecnológicos. Assim, a comercialização pode estar economicamente ligada à produção e ao transporte de energia eléctrica, sem estar ligada à distribuição. Quanto à produção de energia eléctrica, nomeadamente de pequenas centrais, pode estar directamente ligada à distribuição, sem estar ligada ao transporte de energia eléctrica. Neste novo quadro, a produção de energia eléctrica é revendida em mercados grossistas e comprada directamente por comercializadores ou mesmo por grandes clientes. Poder-se-ia ainda separar a actividade de compra e venda de energia no mercado grossista da actividade de comercialização no mercado retalhista²⁹.

²⁹ Como sugere o relatório da DG da concorrência ao sector energético SEC(2006)1724, 2007

Antes de apresentar em detalhe cada actividade, a Figura 2-2 ilustra, de uma forma simplificada, como pode estar organizado um mercado de energia eléctrica na Europa em fase de liberalização, com base nos casos ibéricos.

Figura 2-2 – Organização do mercado após a liberalização do mercado



ACTIVIDADES A MONTANTE

- **PRODUÇÃO**

A produção de energia eléctrica situa-se a montante da cadeia de valor do sector eléctrico. De um ponto de vista físico, a energia eléctrica pode ser obtida principalmente através da energia térmica, através da energia cinética ou ainda através da energia solar fotovoltaica. No primeiro caso, encontra-se, por exemplo, a combustão de combustíveis fósseis e de resíduos urbanos ou industriais e a cisão nuclear. No segundo caso, agrupam-se a produção de energia eléctrica através de queda de água nas centrais hidroeléctricas, do vento nas centrais eólicas, das marés, entre outros.

Nos anos 60 e 70, a exploração de economias de escala conduziu ao investimento em centros electroprodutores cada vez maiores e a um aumento do peso dos custos com capital nos custos totais da energia eléctrica fornecida. Estes factos dificultavam a abertura da produção de electricidade à concorrência. Esta tendência inverteu-se no início da década de 80, quando o progresso tecnológico

conjugado com a abundância de gás natural possibilitou a construção de centrais de menor dimensão, permitindo, assim, a abertura desta actividade à concorrência.

A procura da sustentabilidade ambiental levou a apoiar o desenvolvimento de tecnologias baseadas em fontes de energia renováveis (vento, sol, marés, geotermia) ou que se consideram ter importantes externalidades ambientais (cogeração, resíduos urbanos), tendo sido fortemente subsidiadas na maioria dos países ocidentais desde o final do século passado. Esta subsidiação justifica-se pela imaturidade das tecnologias e pelas externalidades ambientais e económicas (independência energética) que daí poderiam advir. O peso destas tecnologias na produção de energia eléctrica tem vindo a crescer fortemente, com um conseqüente aumento dos seus custos no conjunto dos custos da energia eléctrica fornecida (ver por exemplo trabalho de Canton e Lindén (2010) para a Comissão Europeia). A produção de energia eléctrica tem um peso muito importante no custo total da energia fornecida ao consumidor final, ao representar mais de 50% ³⁰ destes custos. O aumento dos custos dos combustíveis fósseis, a internalização dos custos com as licenças de emissão de CO₂ e o aumento da produção subsidiada por motivos ambientais³¹ têm conduzido ao aumento do peso dos custos da produção na cadeia de valor do sector eléctrico.

A consideração desta actividade como estando sujeita às regras de mercado é assumida pela União Europeia ao instigar a introdução da concorrência. Assim, grande parte da produção é revendida em mercados grossistas.

- **Actividade de compra e de venda de energia eléctrica nos mercados grossistas**

Nos mercados grossistas de energia eléctrica, os produtores vendem a compradores, geralmente comercializadores, que, por sua vez, revendem a clientes finais, ou grandes clientes, um produto homogéneo, a energia eléctrica, cujo processo produtivo é capital intensivo.

As formas de aquisição de energia eléctrica são variadas. Podem ser feitas em mercados organizados segundo regras de leilões de ofertas, para o dia seguinte ou o próprio dia (mercados spot ou à vista) ou ainda para prazos mais longos (mercados de futuros), e através de contratos bilaterais entre comprados e vendedores. À primeira vista, estes mercados reúnem as condições necessárias para serem competitivos desde que sejam compostos por um número suficientemente elevado de participantes.

³⁰ Consoante a tecnologia utilizada, esta percentagem pode variar entre 30 e mais de 60%, The OECD Report on Regulatory Reform, Volume I: Sectorial Studies, OCDE 1997 p158.

³¹ Nos últimos anos, os custos de produção (com subsídios) têm representado quase 60% dos custos totais em Portugal, como se pode observar dos documentos publicados pela ERSE, nomeadamente os “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços”.

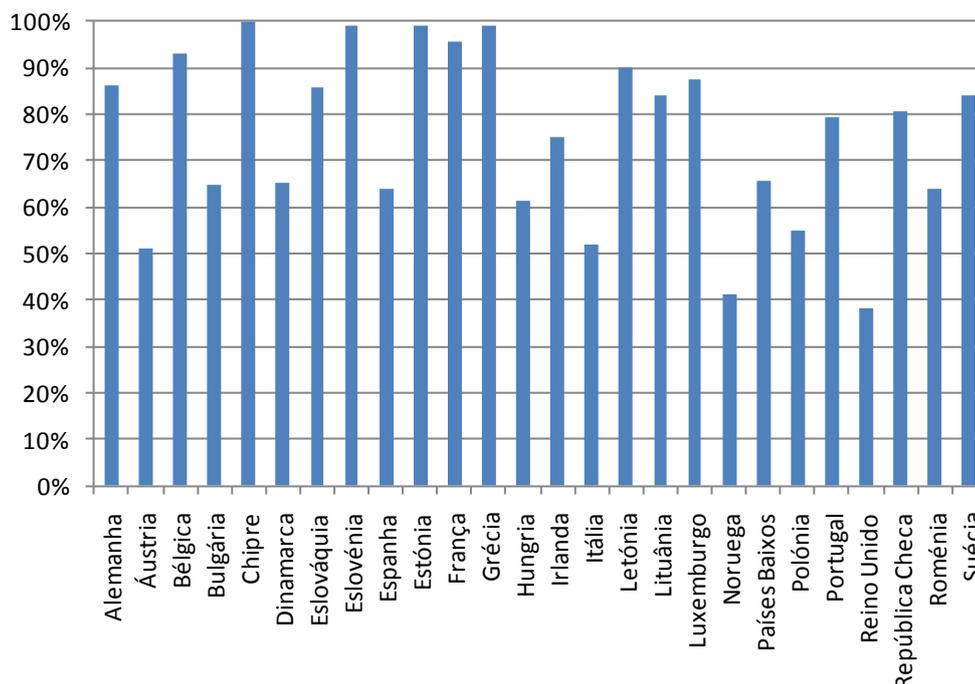
Registe-se que a produção de energia eléctrica recorre a tecnologias estandardizadas³². Assim, os custos de produção são, aparentemente, conhecidos, sendo que o preço deve reflectir os custos marginais de produção. Não se esperaria que exista muita margem para serem desenvolvidas estratégias anti-competitivas baseadas na diferenciação do produto ou na retenção de ganhos competitivos decorrentes de uma maior eficiência produtiva. Assim, as virtudes dos mercados de concorrência perfeita deveriam naturalmente emergir. Contudo, duas ordens de problemas estão associadas a este tipo de mercados. Por um lado, a venda da energia eléctrica ao custo marginal de curto prazo não garante forçosamente a remuneração dos encargos fixos do conjunto dos centros electroprodutores. Esta capacidade dependerá de um conjunto de pressupostos relativos (Ver por exemplo Joskow (2006) ou Andersson & Bohman (1985)) à indivisibilidade do investimento, à vida útil da central, à sua utilização, entre outros. Por outro lado, estes mercados têm um conjunto de características que permitem aos produtores exercerem poder de mercado: existe uma forte tendência para a concentração, de forma a explorar economias de escala; a elasticidade preço da procura é inferior à unidade; a electricidade é muito dificilmente armazenável.

A Figura 2-3 mostra como em 2008, vários anos após o início de liberalização dos sectores eléctricos na maior parte dos países europeus, o peso dos três maiores produtores na produção total dos seus respectivos países é superior a 50% na quase totalidade dos países europeus³³. O Reino Unido e a Noruega constituem a excepção, com um peso na produção total de cerca de 40% da energia produzida das 3 maiores empresas.

³² Estas são facultadas por um pequeno número de fabricantes para todo o mundo.

³³ Com base em dados obtidos nos relatórios de diferentes países na página do CEER (Conselho de Reguladores Europeus de Energia), disponível ao público em: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/ANNUAL%20REPORTS.

Figura 2-3 – Peso dos três maiores produtores na produção total dos seus respectivos países em 2008



Fonte: CEER

O exercício de poder de mercado materializa-se pela retirada de capacidade ou pelo aumento da margem sobre os custos, como é reconhecido pela própria Comissão Europeia (Ver relatório da DG da concorrência ao sector energético SEC(2006)1724, (2007)).

De tudo isso, resulta que estes mercados têm de ser bastante regulados, tanto através de regras estabelecidas *ex-ante*, como através da monitorização efectuada *ex-post* pelas autoridades administrativas.

RESTANTES ACTIVIDADES

- **Transporte e gestão do sistema**

O transporte de electricidade consiste no encaminhamento da energia eléctrica em muito alta tensão, a partir de 110 kV, desde os centros electroprodutores até às redes de distribuição, a partir das quais a electricidade será fornecida aos consumidores, ou directamente até alguns muito grandes consumidores industriais. O transporte de electricidade diferencia-se, assim, da distribuição pelo nível de tensão em que é feito o encaminhamento. O encaminhamento em muito alta tensão permite que a energia eléctrica percorra grandes distâncias com menos perdas. A complexidade do transporte de energia eléctrica é notória. A energia eléctrica caracteriza-se por não poder ser armazenável a longo prazo e poder seguir todos os caminhos disponíveis para chegar ao seu destino, sem poder ser facilmente

dirigida (leis de Kirchhoff). Deste modo, associada ao transporte de energia eléctrica existe outra actividade que lhe pode estar ou não acoplada, a gestão técnica do sistema. Essa actividade tem de garantir que a procura de energia eléctrica seja satisfeita quase instantaneamente pela oferta, controlando e monitorizando todo o sistema a montante e a jusante do transporte de energia eléctrica.

Num contexto de liberalização, os serviços de sistema podem ser fornecidos em regime de mercado, isto é, com preços decorrentes da lei da oferta e da procura, pelos centros electroprodutores e pelos restantes agentes económicos, enquadrados pelo gestor de sistema.

Pelos motivos referidos, as actividades de transporte de energia eléctrica e de gestão do sistema são bastante importantes para a segurança do sistema. Esta importância não tem equivalência nos seus custos. Estes representam, geralmente, menos de 10% do conjunto dos custos da energia eléctrica.

Os custos de transporte de electricidade advêm, na sua grande maioria, dos investimentos, e da manutenção dos equipamentos, que correspondem grosso modo às redes de transporte (geralmente aéreas mas também subterrâneas) e das subestações. Esta actividade é tida como monopólio natural, porque as empresas que a desenvolvem têm custos médios decrescentes até ao ponto em que fornecem todo o mercado, citando Kahn (1988, Vol. II, p. 125): "as long as the tendency prevails for unit costs to decline with an increasing volume of business, because of economies of scale internal to the firm, it is more efficient, other things being equal, to have one supplier than several."

Uma vez efectuado o investimento na rede de transporte, o encaminhamento de um kWh adicional de electricidade de um centro electroprodutor para um ponto de consumo não conduz a nenhum aumento significativo do custo marginal. Por ser considerada monopólio natural, esta actividade não é sujeita a um regime de concorrência. Todavia, pela sua importância, esta actividade pode também ser um travão ou, pelo contrário, um forte apoio à liberalização dos sectores eléctricos. Neste quadro, as empresas verticalmente integradas do sector eléctrico europeu que integram actividades de transporte devem garantir o livre acesso à sua rede às restantes empresas e devem igualmente apresentar contas separadas por actividade. Como já se referiu, estas obrigações surgiram com a Directiva 96/92/CE, sendo que o princípio de separação da actividade aprofundou-se de forma a garantir a separação em termos organizativos, se não de propriedade, com a última Directiva publicada: 2009/72/CE.

O carácter monopolista da actividade de transporte de energia eléctrica levou a que esta seja regulada na maior parte dos países europeus por entidades públicas tendencialmente independentes dos poderes legislativo e executivo, impulsionada pela União Europeia ou por iniciativa dos próprios estados. De um modo geral, a regulação garante o livre acesso à rede de transporte, preservando a viabilidade económico-financeira da actividade. A regulação considera igualmente outros factores

essenciais ao bom funcionamento do mercado, tais como a qualidade de serviço, a garantia de abastecimento e ainda a divulgação de informação a todos os agentes económicos.

- **Distribuição**

A distribuição de energia eléctrica consiste no transporte de energia eléctrica em média ou baixa tensão, isto é, abaixo de 50 kV, até aos consumidores finais. Tradicionalmente, a rede de distribuição está ligada à rede de transporte de energia eléctrica, não estando directamente ligada à produção de energia eléctrica. Com o incremento da produção distribuída com base em centrais de pequena dimensão, a rede de distribuição de energia está, por vezes, directamente ligada ao centro electroprodutor. A produção distribuída está geralmente associada a tecnologias com externalidades ambientais positivas³⁴.

A distribuição física de electricidade tem características económicas muito semelhantes à actividade de transporte de electricidade, realçando-se a importância dos investimentos em redes no conjunto da sua estrutura de custos. Por isso, também a distribuição física de electricidade é tratada como monopólio natural, não sendo sujeita à concorrência. Deste modo, os princípios da separação contabilística das actividades e de livre acesso de terceiros às redes são aplicados no quadro do estabelecido pelas Directivas comunitárias. Por esses motivos, esta actividade tem sido igualmente sujeita a regulação independente. Os custos com a rede de distribuição são muito superiores aos custos com a rede de transporte, situando-se entre os 30% e 40% dos custos totais, porque de um modo geral a rede de distribuição é muito mais ampla devido à dispersão dos pontos de consumo, com um grande predomínio de zonas urbanas.

- **Comercialização retalhista**

A comercialização de energia eléctrica agrupa um conjunto de actividades a jusante da cadeia de valor: a contratualização do fornecimento, o pagamento e a facturação, a medição, etc. Esta actividade é o interface entre os consumidores e todo o sector eléctrico. Tradicionalmente, esta actividade estava associada à distribuição. Por força das Directivas europeias e da liberalização dos sectores, esta actividade separou-se das restantes actividades. Em vários países coexistem comercializadores, que fornecem os consumidores com tarifas reguladas, com outros comercializadores cujas tarifas são liberalizadas (com excepção, das componentes relativas ao transporte e à distribuição de energia eléctrica). Os custos associados à comercialização têm diminuído com o advento das tecnologias de

³⁴ Fontes de energia renováveis, cogeração, biomassa, entre outras.

informação, sendo esta a actividade com menor relevo no custo total da energia eléctrica fornecida, apesar de ser uma actividade estratégica para a liberalização do sector eléctrico³⁵.

2.2 O SECTOR ELÉCTRICO ESPANHOL ANTES DA CRIAÇÃO DO MIBEL

Analisa-se neste ponto o anterior mercado espanhol de energia eléctrica. Apesar deste mercado ter muitas semelhanças com os dos restantes países europeus, insere na sua génese um percurso particular, que o afasta do processo de liberalização tipificado para o resto da Europa. Assim, enquanto no resto da Europa assistiu-se nos anos 90 do século passado a uma diminuição, embora não generalizada, da influência do Estado, no sector eléctrico espanhol ocorreu nesse período um reforço da influência do Estado, tradicionalmente relativamente ausente, não no processo produtivo, mas pelo contrário em termos organizativos e regulatórios. Deste modo, para além de constituir um bom laboratório dos comportamentos expectáveis dos agentes económicos no MIBEL, as particularidades deste mercado constituem um paradigma de muitos dos problemas e “contradições” que se podem observar num mercado desse género.

2.2.1 PERÍODO ANTERIOR À LIBERALIZAÇÃO

2.2.1.1 PRINCIPAIS ACORDOS

Em 1944, foi criada a UNESA, associação que reunia as principais empresas do sector eléctrico espanhol. Na sua génese, esta organização agrupava 17 empresas de âmbito regional, na maioria de capital privado, que se foram concentrando ao longo do tempo. Esta organização foi criada com o beneplácito do regime franquista, tendo por principal função a organização e coordenação do sector eléctrico em Espanha. A sua criação visava dar respostas às necessidades de crescimento do sector que, tal como nos restantes países da Europa, eram prementes após a II Grande Guerra Mundial. Porém, esta resposta não seguiu a tendência verificada nos principais países europeus, não tendo levado à criação por parte do Estado de grandes empresas públicas monopolistas e verticalmente integradas. Foram as próprias empresas que tomaram esta iniciativa, tendo posteriormente, em 1953, o Estado atribuído oficialmente à UNESA a responsabilidade de desenvolvimento e coordenação do sector (UNESA (2005)³⁶). As responsabilidades da UNESA incluíam a coordenação e planeamento do sector, a negociação da aquisição dos combustíveis com os fornecedores para toda a indústria, o aconselhamento financeiro e económico e investigação e desenvolvimento (segundo OCDE em “Spain - Regulatory Reform in the

³⁵ Ver os documentos publicados pela ERSE, nomeadamente os “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços”.

³⁶ Publicação: El Sector através de UNESA 1944-2004.

Electricity Industry – 1999”). Existia obviamente na UNESA um forte carácter de *lobby* das empresas privadas junto do poder central (ver Garrués-Irurzun e López-García, 2009). 1944 foi igualmente o ano de criação da empresa pública Endesa pelo Estado espanhol.

Assim, em meados dos anos setenta do século passado, o sector eléctrico encontrava-se controlado por um conjunto de empresas, funcionando num regime próximo da auto-regulação. A maioria destas empresas correspondia a empresas de capital privado. Este sistema de auto-regulação do sector eléctrico por empresas maioritariamente privadas não era um caso único na Europa. Na Alemanha, este foi o sistema que vigorou até há pouco tempo (Kahn, 1996). Todavia, após o advento da democracia em Espanha e, principalmente após 1977, várias vezes se levantaram pondo em causa o papel abusivo que detinham as empresas no sector eléctrico espanhol (Garrués-Irurzun e López-García, 2009). A mudança política ocorrida em 1982 deu mais peso a estas vozes e incentivou a reestruturação total do sector, nomeadamente com vista a partilhar os benefícios do sector entre os consumidores e as empresas (ver Garrués-Irurzun e López-García, 2009).

Esta reestruturação iniciou-se (e guiou-se) com a assinatura de um protocolo (sucedido de vários outros posteriormente) entre o Governo espanhol e as empresas em 1983, que abrangia 3 áreas: o planeamento do sector, a rede de transporte e, finalmente, as tarifas e o financiamento do sector. O primeiro fruto deste acordo apareceu no ano seguinte, com a *Ley 49/84*, que unificou a gestão do sector. Esta lei teve duas importantes consequências: i) foi criado o gestor do sistema espanhol, a Red Eléctrica de España, SA, em Janeiro de 1985; ii) foi também determinada a transferência de activos entre as diferentes empresas do sector eléctrico, negociada em 1985, cujo processo durou durante mais de uma década.

O planeamento do sector estava muito ligado à estratégia nuclear. A seguir à democratização de Espanha, a UNESA participou na formulação do primeiro plano de investimento do sector (o PEN, Plano Energético Nacional) para o período de 1974-1985. Este plano procurava incrementar o aproveitamento dos recursos nacionais e reforçar a energia nuclear, em resposta ao primeiro choque petrolífero. Posteriormente foram revistas estas opções. O forte sentimento anti-nuclear levou ao cancelamento de investimentos já iniciados ou projectados, nomeadamente por duas empresas do Norte de Espanha, a Hidrola (principalmente da Catalunha) e a Iberduro (do País Basco), que acabaram por se fundir em 1991, criando a Iberdrola. Os custos decorrentes da política nuclear, nomeadamente do cancelamento destes investimentos, dificilmente poderiam ser unicamente suportáveis só pelas empresas, tendo, por conseguinte, sido repartidos pelo conjunto do sistema através das tarifas, com a chamada “moratória

nuclear”. Os investimentos realizados no âmbito do PEN seguinte, válidos para o período 1983-1992³⁷ implicaram: i) O abrandamento da construção de centrais nucleares, acompanhado da criação de uma “moratória nuclear”; ii) A aceleração da construção de centrais a carvão.

No que concerne às actividades de transporte e de distribuição de energia eléctrica, o crescimento das redes foi atribuído aos monopólios já existentes. Assim, sempre que a rede de distribuição crescesse para uma determinada área ainda não atribuída a nenhuma das empresas existentes, a rede seria repartida pelo Estado entre os diferentes monopólios das áreas adjacentes.

Porém, em meados da década de 80 do século passado, as empresas mostraram depressa o seu descontentamento face à perda de autonomia e ao aumento da intervenção regulatória do Estado, sendo que o aumento de dimensão das empresas através de aquisições foi uma das suas principais respostas. Este processo de concentração teve uma contra-resposta no mesmo sentido por parte do Estado, através da Endesa (ver Garrués-Irurzun e López-García, 2009). Neste período, as empresas privadas tinham maior presença ao nível da distribuição da energia eléctrica, enquanto a empresa pública apresentava mais peso na produção.

Na segunda metade da década de 80, o Estado compreendeu que o sector eléctrico precisava de ganhar estabilidade e que, para este fim, necessitava do apoio da UNESA (ver Garrués-Irurzun e López-García, 2009). Neste sentido, foi definido o Marco Legal Estable (MLE) em 1988, elaborado em colaboração com a UNESA.

2.2.1.2 REFORÇO DA REGULAÇÃO: CRIAÇÃO DA REE E MARCO LEGAL ESTÁVEL

Como reconhecem Garrués-Irurzun e López-García (2009), a criação da REE em 1985 foi, paralelamente com a definição das tarifas (através do MLE) e o aumento do poder da empresa pública (a Endesa), o principal instrumento de regulação do Estado. Como a própria REE assume no seu livro comemorativo dos seus 20 anos de existência, a REE surge quando o Governo se sente suficientemente forte para controlar um bem público, que é a rede de alta tensão (REE, 2005)³⁸.

A introdução gradual da REE como gestor de sistema eléctrico espanhol e responsável pela rede de transporte de toda a Espanha permitiu transformar um conjunto de vários sub-mercados regionais, controlados pelas diferentes empresas verticalmente integradas, num mercado nacional, em que os

³⁷ Antecipando o final do anterior PEN

³⁸ Aquando da sua criação a maioria do seu capital era público, sendo o restante pertencente às empresas privadas do sector. Posteriormente, nos anos 90 do século passado, o capital público tornou-se minoritário, tendo-se restrito a participação de qualquer agente privado a 10% do capital. A sua cotação em bolsa iniciou-se em 1999. Actualmente 20% do capital é do Estado (SEPI), estando o restante cotado em bolsa em regime de *free float*.

excedentes de energia eram geridos centralmente pela nova empresa pública. Esta gestão possibilitou, assim, que a minimização dos custos do sistema fosse transferida de uma óptica regional, para uma óptica nacional. A criação da REE enquanto gestor de sistema independente separado das actividades de produção, a montante da cadeia de valor, e de distribuição, a jusante, foi pioneira na Europa (Kahn, 1996). A afectação da transferência de energia entre as várias redes já se efectuava num mercado de excesso de energia, no qual o preço médio da energia transaccionada resultaria da ponderação dos custos marginais mais elevados de cada empresa.

A REE não acabou com o exercício do poder de mercado ao nível regional, mas permitiu, como afirmam Garrués-Irurzun e López-García (2009), controlar em parte este exercício e, sobretudo, acabar com parte da assimetria de informação que existia até aquele momento entre o Estado e as empresas. Este novo cenário possibilitou que o Estado definisse um conjunto de custos de referência que sustentaram a aplicação do novo sistema de tarifas definido no MLE.

Entre 1988 e 1997, o sector eléctrico espanhol esteve legalmente enquadrado pelo MLE. O MLE visava remunerar os investimentos correctamente, assim como criar incentivos à sua gestão eficiente. Através dos Decretos Reais n.º 1538/1987 e n.º 40/1994, os centros electroprodutores espanhóis tinham garantido a cobertura de todos os seus custos pela tarifa de electricidade, calculada para cada centro com métodos normalizados de determinação dos custos.

O mecanismo definido no MLE era bastante complexo e implicava, de modo genérico, que uma empresa envolvida na produção e/ou na distribuição de energia eléctrica recebesse proveitos correspondentes aos seus custos padrões de produção (fixos e variáveis) acrescidos de uma remuneração do investimento. Este mecanismo contemplava uma redistribuição do conjunto das receitas facturadas pelas empresas, tendo por base os custos padrões definidos por actividade para cada empresa. Deste modo, esse mecanismo incorporava incentivos à eficiência produtiva, porque qualquer ganho de eficiência não levava a uma diminuição das receitas das empresas. Alguns estudos demonstraram que houve um acréscimo da produtividade das empresas durante este período (Ver Crampes e Fabra (2004)). A aplicação deste mecanismo originou uma diminuição dos custos, mas a maior parte dos ganhos obtidos não foram segundo Kahn (1996) redistribuídos com os consumidores.

2.2.1.3 A ESTRUTURA DO SECTOR ANTES DA LIBERALIZAÇÃO

Antes de se iniciar a liberalização do sector eléctrico espanhol em 1996, cerca de 36% da energia eléctrica produzida era de origem nuclear, 40% de origem térmica convencional e 24,1% de origem hidroeléctrica. Contudo, em termos de potência instalada o peso das centrais hidroeléctricas era muito

superior, mais de 36% do total, o que é típico de um país que, tal como Portugal, tem um regime hidrológico instável.

O mercado espanhol estava bastante concentrado em torno de 4 empresas verticalmente integradas: Endesa, Iberdrola, União Fenosa e Hidrocántabrico. Em 1996, as duas maiores empresas eram, tal como agora, a Endesa com capital público e a Iberdrola. O Estado iniciou o processo de privatização da Endesa em 1988. Em 1996, cerca de 2/3 do capital da Endesa ainda era público. Apenas em 1998, o Estado passou a ser minoritário nessa empresa. Após a aquisição da maioria do capital da FECSA e da Sevillana em 1996, a Endesa passou a representar 52% da produção e 40% da distribuição no mercado espanhol, enquanto a recém-criada Iberdrola representava cerca de 29% da produção de energia eléctrica e 38% da distribuição de energia eléctrica. A União Fenosa, que resultava da fusão em 1983 da Union Eléctrica e da Fenosa, representava cerca de 15% da produção de energia eléctrica e 13% da distribuição. Finalmente, a Hidrocántabrico produzia 6% da energia eléctrica espanhola e distribuía 5% da sua energia.

Importa referir que para as empresas privadas, o crescimento da empresa pública Endesa através de aquisição de outras empresas era suportado por tarifas que a beneficiavam face aos seus concorrentes. Esta foi uma das razões pelas quais as empresas privadas apoiaram a liberalização do mercado que ocorreu com a publicação da *Ley 54/97* (ver Domínguez-Luis, 2005).

2.2.2 LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO E OS CTC

2.2.2.1 LEY 54/1997

Ainda em 1994, com a publicação do novo quadro regulamentar LOSEN (*Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional*, criada pela *Ley 40/1994*), verificaram-se alguns passos no sentido da liberalização do mercado. No seguimento desta lei, foi criada a CSEN, uma entidade reguladora independente. Foi também permitida a existência de um sistema “independente” para os agentes (produtores, comercializadores ou consumidores) que não se quisessem sujeitar ao sistema regulado, assim como foi instituída a separação formal entre as actividades de transporte e as restantes actividades. A criação deste sistema independente logo gerou o receio por parte das empresas existentes no sistema regulado de que pudessem ocorrer perdas de receitas garantidas, isto é, que houvesse a necessidade das empresas serem compensadas por custos ociosos³⁹ (*stranded costs*) (Kahn, 1998)⁴⁰.

³⁹ Assim traduzido para português em vários fóruns, nomeadamente nos documentos oficiais da União Europeia.

Perfilava-se já um dos principais problemas que a liberalização, de facto, do sector em Espanha levantaria: a conciliação da introdução de regras de mercado e a compensação pela perda de receitas garantidas por parte dos agentes. O próprio MLE já levantava dúvidas aos agentes privados quanto à sua capacidade de recuperar os seus custos. Assim, apesar da determinação dos custos padrão definido no MLE não ter apenas seguido critérios de gestão, tendo sido igualmente fruto de negociações entre o governo e as empresas, rapidamente as empresas privadas criticaram o facto do MLE favorecer o sector público e de criar deficit tarifário (Garrués-Irurzun e López-García, 2009).

O MLE terminou com a transposição por parte do Governo espanhol da Directiva 96/92/CE através da *Ley 54/1997*, de 27 de Novembro, que entrou em vigor no dia 1 de Janeiro de 1998 e que aprofundava as medidas tomadas na LOSEN no sentido de liberalizar o mercado. A nova lei recriava os princípios do Protocolo de 11 de Dezembro de 1996 assinado entre o Governo e as principais empresas espanholas (Endesa, Iberdrola, Fecsa e Sevillana, que já faziam parte do grupo Endesa, e Unión Fenosa, ao qual aderiu depois a Hidroeléctrica del Cantábrico), que supunha a concretização de um desenho de um modelo de transição de sistema centralizado e burocrático para um sistema liberalizado. Em vários aspectos, a *Ley 54/1997* transpunha para o mercado algumas das atribuições do Estado. Assim, a noção de serviço público e a gestão centralizada e otimizada do sistema foram abandonados. Porém, no último caso a planificação estatal do sistema manteve-se na rede de transporte.

A cadeia de valor do sector eléctrico foi repartida por diferentes actividades pela *Ley 54/1997*, com regulamentação e tratamento específico, consoante as capacidades de se desenvolverem num ambiente de mercado. As actividades assim criadas foram: i) Produção de energia eléctrica; ii) Transporte de energia eléctrica; iii) Distribuição de energia eléctrica; iv) Comercialização de energia eléctrica.

No que diz respeito à produção de energia eléctrica, reconheceu-se o direito ao livre acesso, sendo organizada segundo as regras da livre concorrência, em que a retribuição da actividade se baseia na organização de um mercado grossista. O princípio da remuneração através de custos de investimento padrão é abandonado.

No que concerne ao transporte e à distribuição de energia eléctrica, generalizou-se o livre acesso às redes a terceiros, sujeito ao pagamento de tarifas definidas anualmente para todo o território nacional.

⁴⁰ Segundo Kahn (1998), os custos ociosos dizem respeito a custos afundados ou irreversíveis (*sunk costs*) remunerados no âmbito de um mercado regulado, mas que não podem ser recuperáveis por o mercado ter sido aberto à concorrência.

A consideração destas duas actividades como sendo monopólios naturais obrigou à sua regulação, com, por exemplo, a fixação administrativa das suas tarifas. Porém, a fixação das tarifas manteve-se na esfera do governo. Ao regulador sectorial, *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico*, é-lhe atribuído como principal papel o controlo do exercício de abuso de posição dominante. Como foi referido, a CNSE tinha sido criada anteriormente através da LOSEN, sendo que a *Ley n.º 54/1997* mantém o seu papel limitado, principalmente consultivo (ver relatório da OCDE, 1999). Esta atribuição diferiu do que ocorreu nos restantes países europeus que iniciaram a criação de entidades desta natureza a partir dos anos 90, em paralelo com a liberalização dos seus sectores eléctricos. Nesses países, o tipo de regulação aplicada é principalmente vocacionada para a regulação das actividades sujeitas a monopólios naturais, definindo, entre outras coisas, as suas remunerações.

No que diz respeito à comercialização da energia eléctrica, esta foi considerada uma actividade autónoma. Associada a esta actividade foi estabelecida a liberdade de contratação por parte dos consumidores e a liberalização progressiva da comercialização de energia eléctrica em 10 anos. O processo de liberalização iniciou-se com os consumos em Alta Tensão, alargando-se, posteriormente, aos níveis de tensão mais baixos.

O diploma criou ainda o conceito de operador do mercado grossista, responsável pela gestão económica do sistema de ofertas de compra e de venda de energia eléctrica. Do mesmo modo, o diploma criou o operador do sistema, como responsável da gestão técnica do sistema, sendo que a sua actividade dever-se-á realizar em coordenação com o operador de mercado.

Assim, no seguimento desta lei, todos os produtores cuja potência instalada ultrapassasse 50 MW e que não fossem produtores em regime especial⁴¹ passaram a apresentar as suas ofertas num mercado de leilão à vista do tipo “preço único” (*Uniform Price Market*). Neste mercado, o preço definido em cada hora pela tecnologia marginal, isto é, que permite cruzar as ofertas de compra e de venda, é o preço que remunera toda a energia eléctrica transaccionada nessa hora. Deste modo, os centros electroprodutores espanhóis perderam a garantia da remuneração dos seus investimentos permitida pelo MLE (já de si questionada) e que tinham sido efectuados no seguimento do definido nos diferentes PEN.

As diferentes partes, empresas e governo, concordavam que a liberalização do mercado não podia pôr em causa as condições económicas que enquadravam a actuação do mercado até à data. Como afirmava a própria CNSE: “a transição para o sistema liberalizado precisava de ser gradual e as empresas tinham de ser ajudadas a adaptar-se à nova situação” (ver Crampes e Fabra, 2004). Neste contexto, foi

⁴¹ Pequenos produtores cuja energia é produzida através de fontes de energia renovável ou através de cogeração.

definido um regime transitório de recuperação dos *Costes de Transición a la Competencia* (CTC), já conceptualizado no Protocolo de 1996.

2.2.2.2 CTC

DETERMINAÇÃO DOS MONTANTES

A *Ley 54/1997* integrou, então, um regime transitório de recuperação dos custos ociosos associados à liberalização, chamados de *Costes de Transición a la Competencia* (CTC), por se considerar estar em risco a viabilidade económico-financeira das empresas (Pérez-Arriaga, 2005).

Este regime permitiu às empresas titulares de centros electroprodutores que em 31/12/97 estavam abrangidas pelo MLE, receberem uma compensação parcial sobre a perda de rendimentos durante um período máximo de 10 anos (até 31/12/2007). Esta compensação provinha da diferença entre a tarifa de electricidade garantida anteriormente e os preços esperados para o mercado liberalizado. Deste modo, o quadro transitório criado permitia aos produtores incumbentes terem três formas de receitas: os CTC, as receitas de mercado e o pagamento da garantia de abastecimento (Crampes e Fabra, 2004)⁴².

Os CTC eram compostos por duas parcelas: uma relativa às compensações tecnológicas (CTC tecnológicos), outra respeitante a compensações para a produção de energia eléctrica a partir de carvão espanhol.

As compensações tecnológicas foram calculadas com base nos custos de produção de cada central, para o tempo médio anual de exploração por tecnologia, incluindo os investimentos que serviram de base à definição das tarifas durante o MLE. Recorda-se que a determinação destes custos padrão resultou de negociações entre as empresas e o governo espanhol, facto que tinha sido criticado pela falta de transparência na sua definição (Crampes e Fabra, 2004). O valor final das compensações tecnológicas foi apurado pela diferença, actualizada a uma taxa de 5%, entre os custos padrão e o preço de mercado de referência, de 6 ESP/kWh (36,1 €/MWh). Este preço representava o custo de uma nova entrada no mercado eléctrico espanhol, ou seja, o custo marginal de longo prazo, tendo sido definido de uma forma bastante controversa (ver Crampes e Fabra, 2004, que sublinham a subjectividade da definição deste preço) pela entidade reguladora, a CNSE.

⁴² O preço de mercado da energia eléctrica incorporava uma parcela fixa de 1,3 ESP/kWh (cerca de 7,8 €/MWh), que remunerava a garantia de abastecimento dos centros electroprodutores. Esta parcela visava garantir o pagamento dos custos fixos, e garantir assim o pagamento dos custos de investimento, que pudessem não ser recuperados através do mercado.

Foi previsto um montante máximo destinado aos CTC tecnológicos de 10,2 mil milhões de euros⁴³. Como já foi referido, às compensações tecnológicas, acrescentaram-se as compensações pela produção com carvão espanhol, perfazendo, assim, as compensações máximas de 11,9 mil milhões de euros.

A tabela que se segue apresenta a repartição destes montantes residuais pelas diferentes empresas produtoras de electricidade⁴⁴.

Quadro 2-1– Repartição dos CTC por empresas

ENDESA (inclui Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A.)	41,03%
IBERDROLA, S.A.	27,10%
Unión Eléctrica Fenosa, S.A.	12,90%
Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.	5,70%
Restantes empresas	13,27%

Registe-se que algumas das empresas que compõem o grupo “restantes empresas” foram, posteriormente, englobadas na Iberdrola e, sobretudo, na Endesa.

Em cada ano a compensação máxima era deduzida dos montantes pagos no ano anterior, sendo este valor actualizado a uma taxa de juro de curto prazo, inicialmente a MIBOR. Cada ano, os montantes a receber de CTC seriam deduzidos/adicionados das receitas excedentárias/deficitárias obtidas com a venda da energia no mercado grossista, quando o preço médio de venda anual de um produtor fosse superior/inferior a 36,1 €/MWh. Os montantes pagos de CTC aos produtores em cada ano corresponderiam assim à diferença entre as receitas das tarifas e os restantes custos do sector (custos das actividades reguladas da distribuição e do transporte, os subsídios ao carvão nacional e os custos de aquisição da energia). Como refere Pérez- Arriaga (2005), o recebimento dos CTC por diferença face aos valores obtidos pela tarifa visava por parte do governo, apoiado pela CNSE, mitigar potenciais efeitos decorrentes de exercício de poder de mercado.

⁴³ Este valor foi posteriormente diminuído pela *Ley 50/1998* para 8664 M€, a recuperar até 31 de Dezembro de 2010.

⁴⁴ Definida consoante o Real Decreto 2017/1997.

AVALIAÇÃO DOS CTC PELOS PRODUTORES E PELO GOVERNO

Volvido o primeiro ano de aplicação dos CTC, depressa os produtores consideraram incerta a recuperação destes montantes, o que se repercutiu nas suas estratégias de oferta no mercado grossista (ver Vives, 2006). Em primeiro lugar, devido ao facto da aceitação e da consideração dos CTC como recuperação de custos ociosos pela Comissão Europeia, e não como apoio indevido ao sector, não terem sido automáticas. O pedido de autorização de recuperação dos custos ociosos do sector eléctrico à Comissão não foi exclusivo de Espanha, embora apresentasse maior relevo no caso espanhol. Assim, no seguimento da publicação da Directiva 96/92/CE, a Espanha, tal como outros países (Áustria, Dinamarca, França, Países Baixos e Reino Unido), apresentou à Comissão um pedido de derrogação dessa Directiva alegando, entre outros motivos, a existência de custos ociosos. A 8 de Julho de 1999, a Comissão rejeitou todos os pedidos de derrogação⁴⁵. Mas, passados dois anos, a 25 de Julho de 2001, a Comissão acabou por autorizar o ressarcimento destes custos à Espanha, à Áustria e aos Países baixos⁴⁶. Em segundo lugar, a intervenção do governo na definição das tarifas impediu logo a partir de 2000 que as empresas vissem ressarcidos todos os seus custos, criando um deficit tarifário, por serem os montantes a receber de CTC os últimos montantes que os produtores poderiam recuperar através das tarifas. Consequentemente, estes montantes foram integrados no deficit tarifário. Segundo Pérez-Arriaga (2005), a manipulação do mercado grossista pelos produtores devido aos CTC atingiu nesse ano a sua maior intensidade. Os deficits tarifários foram-se repetindo e acumulando desde então⁴⁷, sendo actualmente um dos maiores problemas do sistema eléctrico espanhol.

O grau de incerteza e o próprio desenho do mecanismo associado aos CTC tinham repercussões no comportamento dos produtores, afastando-os de um comportamento que seria de esperar num mercado competitivo. A relação inversa existente entre a recuperação dos CTC e a evolução do preço de mercado incitava, de um modo geral, os produtores a ofertarem a energia eléctrica abaixo do seu custo marginal (Pérez-Arriaga, 2005). Porém, a repartição dos CTC pelas empresas não correspondia exactamente às suas respectivas quotas de mercado, tendo esta repartição beneficiado algumas empresas, tais como a Endesa, em detrimento de outras empresas, nomeadamente da Iberdrola. Este facto levava a que os produtores desenvolvessem estratégias diferentes para maximizarem os seus

⁴⁵ No âmbito do artigo 24º da Directiva 96/92/CE que dissessem respeito a custos ociosos na produção de energia eléctrica, remetendo para a alínea c) do nº 3 do artigo 87º do Tratado de Roma a análise posterior destes custos.

⁴⁶ Estas autorizações estão enquadradas pelo referido na comunicação (Comissão Europeia, “Comunicação da Comissão Relativa à Metodologia de Análise dos Auxílios Estatais Ligados a Custos Ociosos”, Julho 2001.) sobre metodologia a aplicar às ajudas estatais ligadas aos custos ociosos e também publicada a 25 de Julho de 2001.

⁴⁷ Este deficit representa em 2010 um enorme montante de cerca de 20 000 milhões de euros.

ganhos. Os produtores eram levados a ofertarem a energia eléctrica a um preço abaixo do seu custo de produção quando a quota de CTC fosse superior à sua respectiva quota de mercado (ver Crampes e Fabra (2004) e Vives (2006)). Nos restantes casos, os produtores ganhariam com um aumento do preço de mercado. Acresce que as diferentes estruturas produtivas e de custos também distinguiam as empresas quanto à capacidade de recuperar os CTC, por resultarem em *mark-ups* diferentes para cada empresa (Pérez-Arriaga, 2005).

Apesar dos CTC terem repercussões diferentes nas estratégias dos produtores, o mercado espanhol caracterizou-se inicialmente por uma certa estabilidade, onde períodos com estratégias concertadas das empresas, com vista à definição dos preços, alternavam com guerras de preços esporádicas⁴⁸. Esta estabilidade decorria em grande parte do elevado grau de concentração do mercado espanhol, bem como do seu quadro regulatório.

O mecanismo de recuperação dos CTC não era apenas posto em causa pelas suas consequências no comportamento dos agentes, como também, como anteriormente, pela sua falta de clareza. Esta era mais evidente nos pressupostos associados aos cálculos dos ociosos como sejam a vida útil das centrais, as horas de funcionamento ou ainda a evolução dos custos de produção durante o período de aplicação do mecanismo. Deste modo, as empresas que menos beneficiaram com os CTC, caso da Iberdrola, ou às quais não foram aplicadas esta metodologia por terem aparecido no mercado posteriormente, caso da Gás Natural, começaram a partir de 2003 a questionar se os montantes obtidos através dos mercados não estariam a ser recuperados mais depressa do que o previsto. Neste sentido, argumentou a Iberdrola perante a CNE em 2003 para justificar o fim do pagamento dos CTC.

Estas posições diferenciadas das empresas face aos CTC voltaram na ordem do dia em 2004 após a denúncia da Iberdrola e da Gás Natural à CNE de que a Endesa manipulava os preços no mercado grossista no sentido de os fazer descer abaixo dos custos marginais, por beneficiar dos CTC. A Endesa contra-atacou perante a CNE, acusando a Iberdrola de manipular as quantidades ofertadas das suas centrais hídricas para aumentar os preços no mercado.

Estas acusações mútuas apareceram num período iniciado por volta de 2004, a partir do qual a Iberdrola começou a ganhar mais importância face ao seu rival, a Endesa, com a entrada em exploração de várias centrais de ciclo combinado a gás natural detidas por essa empresa, que aumentaram a sua quota de mercado e diminuíram ainda mais a influência dos CTC nos seus resultados (como se verá no ponto

⁴⁸ Este cenário de “paz entrecortada por momentos de guerra” foi demonstrado por Fabra e Toro (2005) para o ano de 1998.

2.2.2.4). Mas quatro anos antes, a consciência das debilidades do mercado espanhol, mais especificamente da existência de períodos de estratégias concertadas, que era do conhecimento do Estado (Rodríguez-Romero, 2006), levou-o a actuar de forma a promover a concorrência⁴⁹.

2.2.2.3 MEDIDAS DE PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

INTERVENÇÃO DO ESTADO NOS PROCESSOS DE CONCENTRAÇÃO

O grau de concentração existente no mercado espanhol não se modificou logo após a sua liberalização. De facto, no ano de 2000 nenhuma nova central tinha sido construída e os pedidos de licenciamento de novas centrais tinham sido apresentados por empresas já instaladas (Romero (2006)). A consciência desta situação levou o poder político a introduzir legalmente restrições à concentração. Assim, o *Real Decreto-Ley 6/2000* impedia que as empresas com quotas de mercado acima de 40% na produção de energia eléctrica pudessem nos 5 anos seguintes à sua publicação, aumentar a sua potência instalada.

A tendência de concentração no sector eléctrico espanhol espelhava o que sucedia na maior parte dos países europeus, como resposta à globalização e à criação do Mercado Interno de Energia. Esta tendência surgia naturalmente por iniciativa das empresas ou dos próprios Estados europeus, incitados a promoverem os chamados “campeões nacionais”, sendo o Reino Unido a excepção mais notória a esta tendência europeia. No espaço de 4 anos, entre 1998 e 2002, ocorreram 24 fusões ou aquisições entre empresas europeias cotadas em bolsas e cerca de 70 operações desta natureza entre empresas não cotadas dos sectores eléctrico e do gás (Lasheras, 2006). Em Espanha, esta tendência era reforçada devido à forte participação cruzada que caracterizava, e caracteriza, a estrutura accionista: o sector financeiro, o sector eléctrico e os sectores do petróleo e do gás natural (ver OCDE, (1999)). Esta inter-relação entre os sectores financeiro e energético leva ainda hoje a que o controlo da gestão destas empresas se centre nas mãos de algumas instituições financeiras, como refere Jiménez (2006). Por

⁴⁹ Note-se igualmente que os efeitos decorrentes, por um lado, das suspeitas dos CTC afectarem as estratégias dos agentes no mercado e, por outro lado, associados à dificuldade dos CTC serem recuperados através das tarifas levaram o Estado, logo nos primeiros anos, a apresentar avanços e recuos na aplicação dessa metodologia. Um ano após o início do pagamento dos CTC, o governo espanhol decidiu diminuir o montante máximo que lhes era atribuído, mas, em contrapartida, decidiu garantir igualmente que 80% desse montante fosse recuperado através da aplicação de uma taxa de 4,5% sobre as tarifas. Os restantes 20% seriam obtidos por diferença com as receitas obtidas através das tarifas, como inicialmente estipulado. Esta decisão visava desligar a recuperação dos CTC da evolução dos preços de mercado. Porém, a medida foi fortemente criticada, nomeadamente pelo regulador sectorial, porque garantia a recuperação de um montante máximo cuja definição sofria de falta de transparência (ver Pérez-Arriaga, 2005). Em 2001 através do *Decreto-Ley 2/2001*, o Governo voltava atrás, anulando a recuperação garantida dos CTC, mas mantinha a redução do montante máximo.

consequente, tal como na restante Europa, onde se verificavam tensões entre as políticas industriais e concorrenciais, em Espanha também se observaram tensões semelhantes (ver Lasheras, (2006))⁵⁰.

A tentativa de fusão entre a Endesa e a Iberdrola em 2000 é exemplo disso. Esta iniciativa efectuou-se através de um protocolo. Este protocolo procurava contornar as restrições à concentração impostas pelo novo diploma com a venda e a troca de activos de ambas as empresas, por forma a manter uma quota de mercado na produção de energia após a operação igual à cota da maior das duas empresas, a Endesa. Ao nível da distribuição, o protocolo não perspectivava a necessidade de transferência de activos, por este negócio ser regulado. As condições de desinvestimento impostas pelo Governo eram de tal modo rigorosas, como refere Vives (2006) (no *mix*⁵¹ de produção, na distribuição de energia eléctrica, na gestão e na venda de activos, nos CTC), que as partes desistiram da operação.

As virtudes da actuação do Estado para a protecção da concorrência não são claras para todos os autores. Enquanto para alguns esta iniciativa correspondeu à degradação das condições de mercado como defende Romero (2006) ou ainda Atienza, Quinto e Watt (2000), para outros permitiu criar um conjunto de empresas de dimensão média, aumentando assim a concorrência neste mercado Vives (2006).

Porém, as limitações impostas pelo Estado à tendência natural para a concentração em Espanha não se limitaram ao quadro legal. Em 2000, a União Fenosa, 3ª em dimensão no mercado espanhol, tenta tomar o controlo da Hidrocántabrico, 4ª em dimensão. O Governo opôs-se após a recomendação do TDC - Tribunal de Defensa de la Competencia, apesar dessa operação não impedir que a Endesa e Iberdrola se mantivessem destacadamente as duas principais empresas. O Governo considerou que esta operação retirava um concorrente agressivo e independente do mercado espanhol e, por conseguinte, aumentava as hipóteses de conluios. Todavia esta opção não é consensual. Para Vives (2006) uma simples análise baseada no modelo de Cournot permitia sustentar o reforço da concorrência no seguimento desta operação, porque criaria um 3º operador mais forte⁵².

Posteriormente, duas outras importantes operações de fusão foram tentadas. A primeira ocorreu em 2003, com a Gas Natural a tentar adquirir a Iberdrola. Esta operação foi chumbada pelo regulador espanhol, a CNE, por este considerar que as actividades reguladas e estáveis da Iberdrola poderiam

⁵⁰ Contudo, o caso espanhol é particularmente complexo, devido a existência de diferentes interesses que por vezes se opõe no seio do próprio Estado.

⁵¹ Entende-se por *mix* de produção, a combinação de tecnologias necessárias á produção.

⁵² Poder-se-ia também referir as duas tentativas de fusão ocorridas ainda em 1999 entre a Repsol, a Iberdrola e a Gas Natural e entre a Gas Natural e a Iberdrola.

passar a subsidiar actividades mais arriscadas, ligadas ao gás natural. A segunda ocorreu em 2005, quando a Gas Natural tentou uma OPA hostil sobre a Endesa. O governo, socialista desde as legislativas de 2004, deu o seu acordo, apesar do parecer desfavorável do TDC, mas com o apoio da CNE.

Vale a pena alongarmo-nos um pouco mais sobre este último caso, sendo este um exemplo da mistura dos interesses, políticos e financeiros que tem caracterizado até à actualidade o sector eléctrico espanhol. A Gas Natural é a principal empresa de gás espanhola, sendo mais pequena do que a Endesa. A Gas Natural está sediada na Catalunha, o seu principal accionista é o grupo financeiro catalão La Caixa. Quando ocorreu a tentativa de OPA, encontrava-se na agenda política espanhola um projecto de lei apoiado pelo partido socialista catalão e pelo partido socialista espanhol, que pretendia reforçar a autonomia da Catalunha. Este projecto era combatido pelo principal partido da oposição, o PP. Durante a sua permanência no poder, o PP impulsionou a privatização da Endesa. Por esse motivo, à data da realização da OPA hostil, os dirigentes desta empresa eram muito próximos do PP. Acresce que, em 2005, o principal accionista da Endesa era a Caja Madrid, com 10% do capital, sendo esta instituição fortemente ligada à Comunidade Autónoma de Madrid, governada pelo PP (Ver Buñuel, 2006). Neste contexto, não é surpreendente ter sido a própria Endesa, a seguir à OPA da Gas Natural, a propor à EON adquirir cerca de 25% do seu capital. Foi também a Endesa que apresentou queixa à Comissão Europeia da OPA da Gas Natural. No seguimento desta acção, a Comissão deu um parecer negativo à OPA hostil. Em contrapartida, a OPA da EON sobre a Endesa foi autorizada pela Comissão. Por seu lado, o governo espanhol reagiu à tentativa da EON, alterando o quadro legal de modo a permitir à CNE avaliar a aquisição de activos “estratégicos” por instituições estrangeiras. Posteriormente, a CNE impôs como condição à realização da OPA da EON a venda de activos “estratégicos” da Endesa, em particular algumas centrais nucleares, assim como impossibilitou à EON gerir as centrais nucleares que deteria em parte com outras empresas espanholas. Com duas empresas, uma espanhola e outra alemã, a tentarem abertamente o controlo da principal empresa de energia eléctrica espanhola, foi uma terceira, a ENEL, participada pelo Estado italiano, que conseguiu tomar o controlo da Endesa. Em 2007, a oferta da Gas Natural é retirada face à maior oferta da EON, porém esta última retirar-se-á também da corrida passados dois meses, em favor da italiana ENEL e da espanhola ACCIONA, em troca da tomada de posição de um conjunto de activos em Espanha, bem como da Viesgo que pertencia à ENEL. Registe-se que a aquisição da Endesa pela Enel tinha sido precedida por encontros ao mais alto nível entre o primeiro ministro espanhol, o socialista José Luis Zapatero, e o primeiro ministro italiano em exercício, Romano Prodi, igualmente socialista. Sem o apoio do governo espanhol, seria de esperar que a tentativa da EON fracassasse, como já referia em 2006 M. Buñuel (2006). Os estatutos da Endesa que impediam que qualquer accionista detivesse mais de 10 % do seu capital foram alterados em 2007. Esta alteração

teve a autorização prévia do Governo espanhol, enquanto accionista da Endesa. Em 2009, a Acciona sai da Endesa, em troca dos seus activos na área das renováveis, passando a ENEL a deter mais de 90% das acções da Endesa.

O caso da Endesa assemelha-se a um corolário da afirmação de Joskow e Roses (1989, pp. 1455-1456)⁵³: “The introduction of price and entry regulation, as well as its structure, operation over time, and effects, reflect a complex interplay among interest groups that stand to gain or to lose from different types of regulatory intervention...”.

Como se viu no caso das tentativas de OPA à Endesa, as interligações entre o sector financeiro e o sector energético extravasam a realidade espanhola. O quadro seguinte, baseado em de Trillas (2006) com dados da CNE, para 1996 e 2006, ilustra este facto. Na verdade, o caso de Endesa é também o caso mais visível do interesse que vários fundos de capitais estrangeiros e empresas estrangeiras têm tido pelas empresas eléctricas espanholas⁵⁴.

Quadro 2-2 – Peso dos principais accionistas no capital das maiores empresas espanholas

	1996	2006
Endesa	SEPI (Estado) 66,69 %	Caja Madrid 9,936 % Chase Nominées Ltd. 5,732 % Axa, S.A. 5,35 % State Street Bank & Trust Co 5,038 %
Iberdrola	BBV 10,01 % Cía. de Carteras e Inversiones, S.A. 9,971 % Franklin Resources Inc. Delaware 5,678 % The chase Manhattan 5,17 %	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. 5,46 % State Street Bank & Trust Co 5,929 % Bilbao Bizkaia Kutxa Aurr. Kut. Bah 5,01 %
Hidrocántabrico	“La Caixa” 10,51 % Banco Herrero 10,02 % Caja Ahorros Asturias 10 %	EDP 95,7 % Cajastur 3,1 %
União Fenosa	Arbujuelo 14,995 % Caja Ahorros Madrid 0,86 %	ACS 34,51 % PR Pisa, S.A. 32,07 % Caja de Ahorros de Galicia 10 %

Fonte: F. Trillas (2006)

Nos últimos anos, as empresas estrangeiras têm sido bem sucedidas na concretização dos seus intentos. Registe-se, por exemplo, que alguns anos antes da aquisição da Endesa pela ENEL, essa empresa

⁵³ The effects of economic regulation. Em *Handbook of Industrial organization*, vol (2), MIT, 1989. Cap. 25

⁵⁴ Por seu lado, as empresas espanholas também investiram fortemente no estrangeiro, em especial na América Latina e no Reino Unido.

espanhola vendeu a Viesgo à ENEL em 2002, que por sua vez a revendeu à EON em 2008. Por seu lado, a Hidrocantábrico passou a ser controlada pela EDP em 2004, dois anos depois da empresa portuguesa ter entrado no seu capital.

Não se pode deixar igualmente de referir que as *Cajas*, presentes nas principais empresas espanholas, como mostra o Quadro 2-2, são instituições de âmbito regional de carácter público, mas também com capital privado, geridas pelo poder instalado nas respectivas regiões. Como refere Ortiz (31-05-2010, jornal “expansión”) sobre os diferentes problemas que enfrentam as *Cajas*: *“El tercer problema es su creciente politización autonómica. Ante el vacío creado por su falta de dueño, los partidos políticos, que se supone son los representantes de los intereses colectivos, las han invadido hasta hacer que el mapa de las cajas coincida exactamente con el mapa político electoral.”*

Este último facto contribui para adensar ainda mais a complexidade das relações entre os vários intervenientes no sector eléctrico espanhol, que justificam movimentações e estratégias que, por vezes, não se enquadram no racional económico ou no intuito de preponderância nacional. Pelo contrário, espelha os inúmeros vectores ao nível regional e nacional que caracterizam a vida socioeconómica espanhola e que podem levar os governantes espanhóis, tal como no caso da Endesa, a procurarem aliados fora da fronteira espanhola⁵⁵.

ALARGAMENTO DO MERCADO

Para vários autores, a origem das dificuldades no mercado espanhol prender-se-ia exclusivamente com a concentração da estrutura empresarial em Espanha⁵⁶. A criação do Mercado Interno da Energia iniciado com as Directivas de 1996 poderia ser uma forma da Espanha, como os restantes países europeus que se caracterizam igualmente por um grau de concentração elevado, contornar este obstáculo ao criar um mercado maior, com mais concorrentes. Pondo de parte as questões relacionadas

⁵⁵ Interessante notar que para o caso mais próximo dos interesses portugueses, a aquisição da Hidrocantábrico pela EDP, o governo regional asturiano chegou a confrontar-se com o governo central espanhol, contrário à operação, e tinha como motivações segundo Trillas (2006, p. 516) :” la entrada de una fuerte empresa que aspira a ser un agente importante del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) junto con las grandes empresas españolas, con lo que ello implica de potenciales ganancias para los consumidores; y la garantía de colaboración con objetivos «estratégicos» de política industrial y de empleo, tal como son interpretados por el Gobierno autonómico asturiano”.

⁵⁶ Segundo Ortiz (2006): “El origen de este problema del mercado no se encuentra en sus reglas El origen del problema se encuentra en una estructura empresarial que, aunque ha mejorado en los últimos tiempos, sigue siendo excesivamente concentrada para alumbrar un verdadero mercado mayorista cuyas dimensiones se siguen circunscribiendo en la práctica a España peninsular (el Mibel no acaba de llegar)”; Privatizaciones y liberalizaciones energéticas: balance de situación, p.475, Energia del monopolio al mercado. CNE, Diez años en perspectiva.

com as operações de concentração que se têm verificado em toda a Europa, criando-se grupos empresariais cuja dimensão tem crescido a um ritmo semelhante ao da criação do mercado único, os principais problemas identificados prendem-se de facto com as grandes diferenças organizativas existentes entre os diferentes países europeus.

A implementação do Mercado Interno de Energia iniciou-se com as Directivas sectoriais de 1996. Estas, porém, deixavam a cada país um grau de discricionariedade na organização dos seus respectivos mercados, que poderia dificultar a criação de um verdadeiro mercado único no futuro. Esta observação levou rapidamente a Comissão a criar um mecanismo de coordenação dos diferentes mercados, em 1998 em Florença o Fórum Europeu de Regulação da Electricidade, ou “Forum de Florença”⁵⁷. Esta organização teve como principal resultado imediato a activação de um mecanismo de suporte ao comércio transfronteiriço, cuja implementação ocorreu de facto em 2003⁵⁸.

Para além das diferenças regulatórias e estruturais, que dificultam a integração no mercado interno da energia eléctrica, no caso espanhol são sobretudo as barreiras geográficas que dificultam tal processo. A escassez da capacidade de interligação entre Espanha e França, isto é, entre a Península Ibérica e o resto da Europa, leva a que as transacções, exportações e importações não ultrapassem 3 a 5 % da produção em Espanha (Romero, 2006), sendo este valor ainda de actualidade⁵⁹. Esta situação tem-se arrastado devido a impedimentos de ordem ambiental⁶⁰. Resta, então, aos poderes políticos a integração com Portugal, país com um mercado de energia eléctrica cerca de 5 vezes inferior ao de Espanha⁶¹. Porém, a integração total destes dois mercados não alteraria substancialmente o grau de concentração do

⁵⁷ A criação do Forum de Florença levou igualmente à necessidade de criação por parte dos reguladores sectoriais a organizarem-se numa estrutura que permitisse coordenar as suas acções. Foi assim criado em 2000 o Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER). Entretanto foram dados vários passos no sentido de uniformização do quadro organizativos dos vários mercados de energia eléctrica na Europa, tendo sido a publicação da Directiva 2003/54/EC em 2003 e, pelos passos dados na separação das actividades, na independência dos reguladores e na criação formal de uma agência europeia de coordenação dos reguladores europeus, ACER, sobretudo a publicação da Directiva 2009/72/EC em 2009, marcos importantes neste sentido.

⁵⁸ O mecanismo pretendia ser simples e de baixo custo, devendo ser um suporte ao comércio transfronteiriço de energia eléctrica na Europa, que permitisse a compra e venda entre agentes pertencentes a mercados com estruturas organizativas e regulatórias bastantes distintas. Este mecanismo foi implementado em 2003 (ver, Vasconcelos, 2006).

⁵⁹ Com cerca de 500 MW como valor máximo no sentido exportador e 1400 MW no sentido importador (dados REE (Atienza 2010)).

⁶⁰ Os últimos dados disponíveis apontam para um recomeço do projecto de interligação com França em 2010.

⁶¹ Tomando por referência 2006, um ano e meio antes da entrada em funcionamento oficial do MIBEL, a população em Espanha era cerca de 45 M, enquanto em Portugal, 10,6 M de habitantes, a potência instalada 78,3 GW e em Portugal 13,6 GW, o consumo em ponta de 42,2 GW e de 8,8 GW em Portugal e o consumo era de 259,9 TWh e em Portugal de 49,2 TWh (dados REE, *Informe 2006*).

mercado espanhol, tendo em conta que a maior empresa portuguesa, a EDP, tem uma dimensão inferior à da terceira empresa espanhola, a Unión Fenosa. Acresce que o processo de integração dos dois mercados, chamado de Mercado Ibérico de Electricidade, MIBEL; decidido em 1998 sofreu vários adiamentos⁶². Oficializado em Julho de 2007, momento a partir do qual os produtores portugueses passaram a transaccionar directamente no mercado grossista ibérico tal como os produtores espanhóis, o mercado ibérico surgiria de facto apenas quando os preços ao nível do mercado grossista dos dois países se aproximaram substancialmente, por estarem poucas vezes separados devido às restrições das interligações, conhecidas por *market splitting*. O número de horas em *market splitting* foi diminuindo ao longo do tempo. No final 2009 os mercados português e espanhol estavam já praticamente integrados⁶³. Esta situação resulta do esforço nos investimentos em interligações entre os dois países, que permitiu que a capacidade da interligação entre Portugal e Espanha representasse quase 15% da ponta do consumo de energia eléctrica em Portugal.⁶⁴ Apesar da concretização do MIBEL, o mercado espanhol mantém-se para muitos uma espécie de ilha, onde, como refere Quadra-Salcedo (2006), os benefícios da criação do mercado interno de energia apenas se verificarão quando as restrições na interligação entre França e Espanha foram resolvidas.

A somar a este problema, importa igualmente referir o facto de que o mercado eléctrico espanhol é constituído por vários sub-mercados regionais, dominados por uma determinada empresa. Cada uma das grandes empresas espanholas está mais presente numa determinada região. Recorde-se que a REE resulta da agregação das redes de alta tensão que pertenciam às grandes empresas de electricidade. Existem assim vários “sub-mercados”, onde podem ocorrer congestionamentos, embora

⁶² Este processo exigia o reforço das interligações físicas entre estes dois países, uma harmonização regulatória, nomeadamente ao nível da produção e da criação ou reestruturação de estruturas e instituições que funcionassem num âmbito ibérico. Este esforço de integração decorreu dos trabalhos conjuntos dos reguladores sectoriais português, ERSE, e espanhol, CNE, assim como dos operadores dos sistemas português, REN, e espanhol, REE. Foi definido que o MIBEL corresponderia ao nível do mercado grossista a um mercado bipolar, com um pólo para o mercado *spot*, de negociações para o dia seguinte e para o próprio dia, em Espanha, e com um pólo para o mercado a prazo em Portugal. Porém, apenas em Julho de 2006 arrancou o OMIP, o operador português do mercado ibérico para os produtos derivados de futuros, sendo que o OMIE, o pólo espanhol já existia, correspondendo às transações no mercado à vista (*spot*). Considera-se que o MIBEL arrancou de facto em Julho de 2007, quando os centros electroprodutores portugueses, cuja energia estava enquadrada por contratos de aquisição de longo prazo celebrados com a REN, passaram a funcionar em regime de mercado, transaccionando nos pólos do mercado *spot* e a prazo. Paralelamente, as interligações entre Portugal e Espanha foram aumentando de capacidade. Assim, enquanto no final dos anos 90 situavam-se entre em um valor máximo de 850 MW no sentido exportador e de 1050 MW no sentido importador, em 2006, situavam-se em 1400 MW no sentido importador e 1200 MW no sentido exportador.

⁶³ Em 2009, a separação de mercado devido a congestionamento desceu para 25% das horas do ano, face a 63% no ano anterior. (REN (Rui Cartaxo), 2010).

⁶⁴ Os planos existentes apontam para uma duplicação da capacidade nos próximos três anos.

ocasionalmente⁶⁵. Nestas situações, observa-se uma restrição da oferta nesses sub-mercados, facilitando o exercício do poder de mercado às empresas presentes nas zonas afectadas pelos congestionamentos. Registe-se que em 2001, o TDC aplicou uma multa à Endesa, à Ibedrola e à União Fenosa por abuso de posição dominante por exercerem poder de mercado quando a rede esteve congestionada.

Para finalizar a apresentação das medidas destinadas a promover a concorrência no mercado grossista de energia eléctrica, resta referir um conjunto de alterações regulamentares nesse mercado, que surgiram na parte final do período analisado e que mostram bem a forma como o governo espanhol agiu muito por reacção, e não só por antecipação, na procura da promoção e defesa da concorrência. Para o efeito, o governo espanhol não se coibiu de alterar as regras do jogo que pré-estabeleceu.

REVISÃO DO ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO DO MERCADO GROSSISTA E FIM DOS CTC

Como foi mencionado, as críticas ao funcionamento do mercado grossista foram-se avolumando, não só devido ao seu grau de concentração, como também devido ao quadro regulamentar que enviesaria o comportamento dos seus agentes, destacando-se neste sentido o mecanismo de recuperação dos CTC.

Assim, a partir de 2003, iniciou-se um período em que as condições vigentes aquando da publicação da *Ley 54/97* se foram esbatendo. Este facto ocorreu não só pela alteração da estrutura produtiva do mercado espanhol⁶⁶, como também por terem sido postas em causa, de uma forma cada vez mais aberta, as suas regras de funcionamento. O governo espanhol, assaz interventivo no sector eléctrico, reagiu com a publicação de um conjunto de diplomas. Alguns deles visavam reforçar o funcionamento concorrencial do mercado, aumentando a sua liquidez ou diferenciando os agentes consoante a capacidade que tinham em influenciar o seu funcionamento. Outros correspondiam a medidas avulsas destinadas a impedir regulamentarmente o exercício do poder de mercado ou ainda a pôr cobro ao mecanismo de recuperação dos CTC.

Neste sentido, destacam-se as seguintes medidas legislativas:

- Real Decreto 436/2004, que permite aos produtores em regime especial⁶⁷ vender a energia a uma tarifa regulada ou vendê-la nos mercados à vista, nos mercados a prazo ou ainda através de

⁶⁵ Oficialmente este não é um problema em Espanha. Basta analisar os relatórios anuais da REE, para verificar que este facto é pouco ou nada referido.

⁶⁶ Deste modo, o peso das centrais abrangidas pelos CTC diminuiu.

⁶⁷ São produtores que produzem energia através de fontes de energia renováveis (inclui biomassa e resíduos urbanos) e produtores que produzem através de co-geração, com potência instalada até 50 MW (pouco de fora as grandes hídricas). Pese embora, se procure introduzir paulatinamente regras de mercado na fixação dos

contratos bilaterais, recebendo nesses casos, para além da receita decorrente da venda de energia eléctrica, um subsídio.

- Real *Decreto-Ley* 5 /2005, que define o fim da obrigação de comércio da electricidade nos mercados diários e intra-diários dos distribuidores (tal como para os comercializadores desde 2000), atrasa a recuperação dos CTC para 2006, cria o conceito de operador dominante⁶⁸ e alterou algumas normas, de modo a preparar o MIBEL que se pensava ter início ainda em 2005.
- Real *Decreto-ley* 3/2006, que definiu, provisoriamente, que a energia comercializada no mercado à vista entre as empresas pertencentes ao mesmo grupo seja tratada como energia transaccionada através de contratos bilaterais, com preços limitados a 42,35 €/MWh. Como já previa em Julho de 2006 Fabra (2006), este diploma incitaria as empresas, a retirar capacidade do mercado diário, se não directamente, para não levantar a suspeita de exercício de poder de mercado, provavelmente através de ofertas desajustadas tanto no sentido da oferta (preços demasiados elevados), como da procura (preços demasiados baixos). A energia retirada do mercado *spot* seria posteriormente colocada no processo de restrições técnicas⁶⁹. Verificou-se que algumas empresas, nomeadamente a Iberdrola, retiraram capacidade de produção do mercado diário: mas esta empresa (através da sua subsidiária para a distribuição, Iberdrola Distribuição) retirou as suas ofertas do mercado diário, assumindo deliberadamente a sua oposição à aplicação desta norma, numa clara afronta ao poder. Como refere a própria CNE (2006), a situação criava riscos para a segurança do sistema eléctrico espanhol. Como seria de esperar, o governo voltou atrás, tendo o diploma sido revogado em Janeiro de 2007, com a publicação da legislação que enquadrou a negociação dos contratos bilaterais com entregas físicas.
- Real *Decreto-ley* 7/2006, que definiu o fim dos CTCs. Esta medida era esperada, por todos os motivos já expostos, mas também porque o preço do mercado grossista encontrava-se a um nível muito superior ao do preço de referência dos CTC, 36 €/MWh. Contudo, algumas vezes levantaram-se, questionando o facto das empresas, provavelmente, terem recebido montantes

preços, a energia produzida por estes produtores tem uma remuneração garantida e antecipadamente conhecida dos produtores.

⁶⁸ Produtores com quotas de mercado acima de 10% que ficam impossibilitados de importar ou exportar energia eléctrica.

⁶⁹ Que consiste simplesmente no ajuste final entre oferta e procura, sendo que apenas os produtores estão envolvidos neste processo ou retirando as ofertas quando a oferta excede a procura, ou colocando novos produtores, quando se verifica uma situação inversa. O preço é definido pelo mercado.

de CTC superiores aos montantes máximos estipulados, devendo por isso devolvê-los (ver, Fabra, 2006)⁷⁰.

Como se verá nos capítulos seguintes, a conjugação destas medidas com a alteração da estrutura produtiva alteraram as expectativas dos agentes económicos quanto ao funcionamento do mercado e, conseqüentemente, também o seu comportamento.

2.2.2.4 ESTRUTURA DE MERCADO APÓS A LIBERALIZAÇÃO

À primeira vista, a estrutura do mercado de produção de energia eléctrica em Espanha não se alterou significativamente após a sua liberalização. Neste sentido, Jiménez (2006) refere, que apesar da liberalização, o sector eléctrico espanhol manteve-se relativamente estável no que respeitava ao seu elevado grau de concentração, onde a Endesa e a Iberdrola representavam mais de dois terços do mercado, e no que concerne à forte integração vertical.

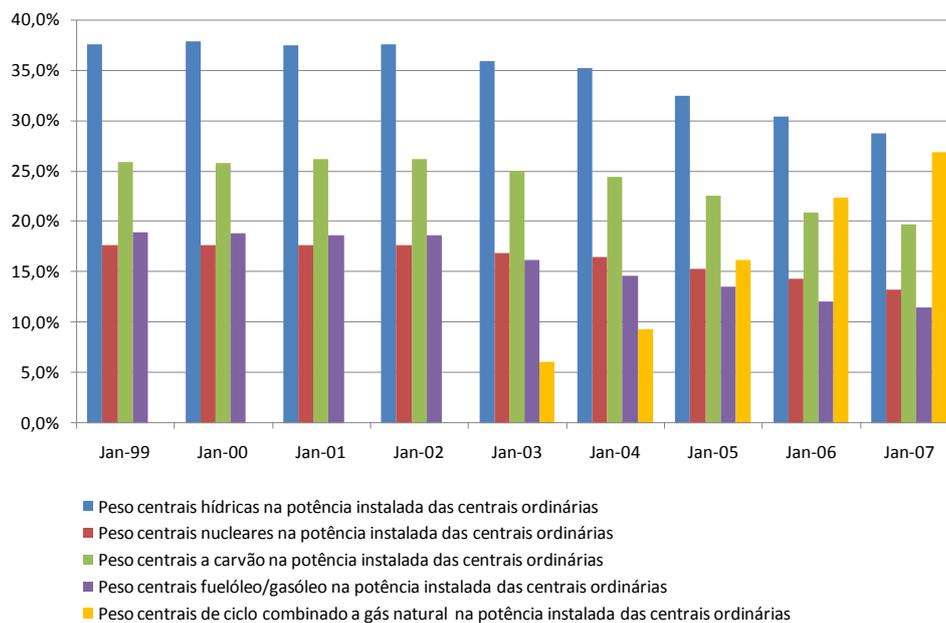
Todavia, uma análise mais detalhada do mercado grossista permite evidenciar alterações da estrutura produtiva. Estas alterações dizem respeito à alteração do *mix* produtivo, isto é, à composição da produção por tipo de tecnologia, com a introdução do gás natural a partir do final 2003 e, acompanhando esta tendência, com a entrada de novos produtores no mercado grossista espanhol.

As figuras que seguem mostram a mudança da estrutura produtiva durante o período analisado⁷¹, associada ao aparecimento das centrais de ciclo combinado a gás natural, que se tornam a partir de 2006 a segunda tecnologia em termos de potência instalada. Este facto contribuiu para a diminuição do peso das centrais térmicas com tecnologias mais antigas e enquadradas pelos CTC.

⁷⁰ É interessante notar que passado um ano e meio, com o Real Decreto-Ley 11/2007, o governo espanhol impôs a devolução dos ganhos supostamente obtidos pelos produtores de energia eléctrica por terem interiorizado nas suas ofertas de mercado o valor das licenças de emissão de CO₂ que lhe tinham sido dadas.

⁷¹ O período analisado no trabalho empírico está compreendido ente Janeiro 1999 a Julho de 2007

Figura 2-4 - Peso das diferentes tecnologias nas centrais ordinária

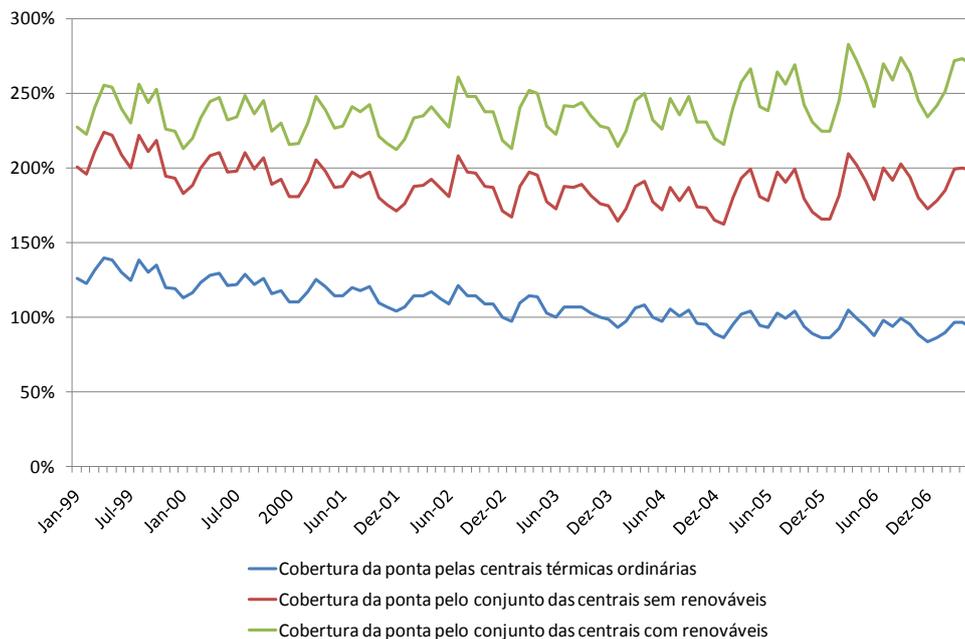


Fonte: REE

Registe-se que a cobertura da ponta pelo conjunto das centrais em regime ordinário⁷², isto é, que realizam as suas transacções em mercado e deste modo podem exercer estratégias não competitivas, diminuiu ligeiramente ao longo do período, destacando-se neste caso as centrais térmicas, cujo peso decresceu mais significativamente do que as restantes.

⁷² Em contraposição ao regime especial.

Figura 2-5 – Cobertura da ponta por tecnologia



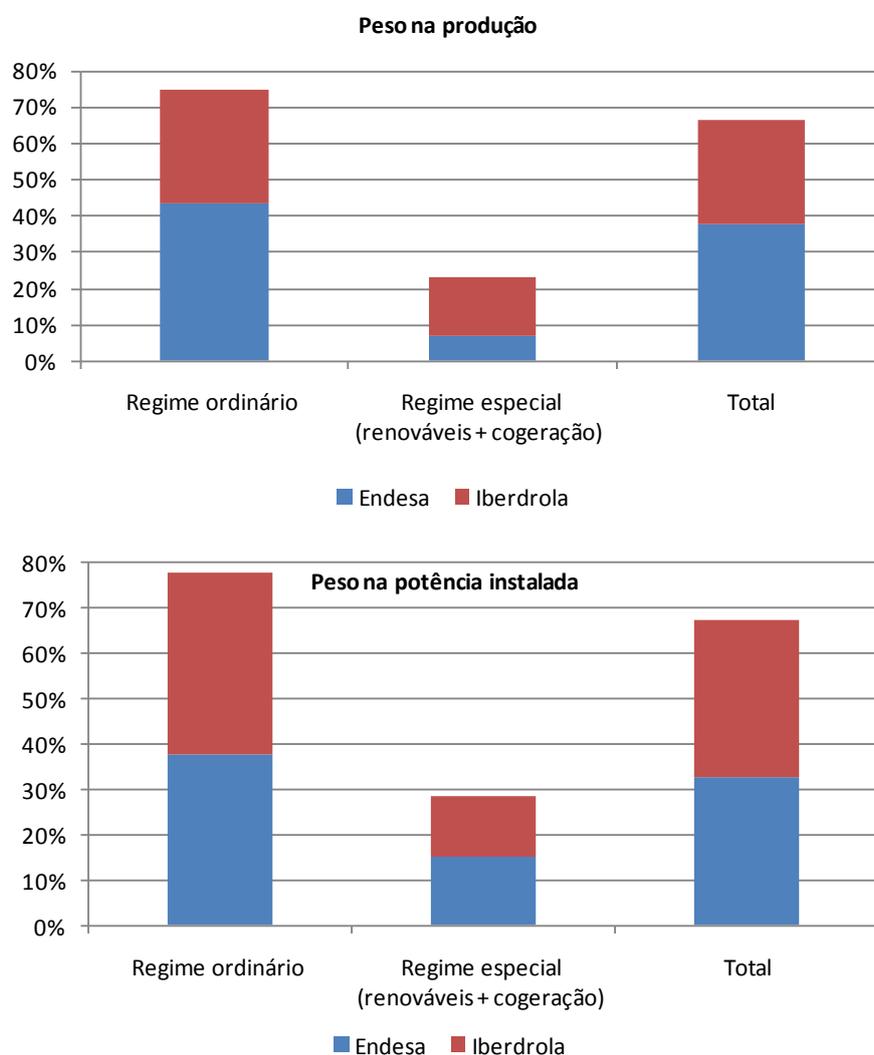
Fonte: REE

Os vários indícios de exercício de poder de mercado no mercado grossista espanhol que conduziram às alterações legislativas com impacte nesse mercado sustentavam-se, entre outros motivos, na estrutura de mercado oligopolista do sector eléctrico espanhol, onde dominava duas empresas verticalmente integradas, a Endesa e a Iberdrola.

EVOLUÇÃO DO PESO DA ENDESA E DA IBERDROLA NA ESTRUTURA DO MERCADO ELÉCTRICO ESPANHOL

De modo a evidenciar o impacte das alterações da estrutura, quase duopolista do mercado grossista espanhol, comparam-se a participação da Endesa e da Iberdrola na produção de energia eléctrica e na potência instalada do conjunto das centrais em dois momentos, 2002 e 2006. A escolha desses anos não é aleatória. Apesar de em 2002 terem passado mais de quatro anos depois da liberalização do mercado, ainda não se tinham registado grandes impactes na sua estrutura produtiva. Desta forma, tanto a produção em regime especial, como a produção com centrais de ciclo combinado não tinham ainda ganho uma expressão significativa. Em 2006, esta situação altera-se.

Figura 2-6 – Peso da Endesa e da Iberdrola na produção de energia eléctrica e na potência instalada em Espanha em 2002

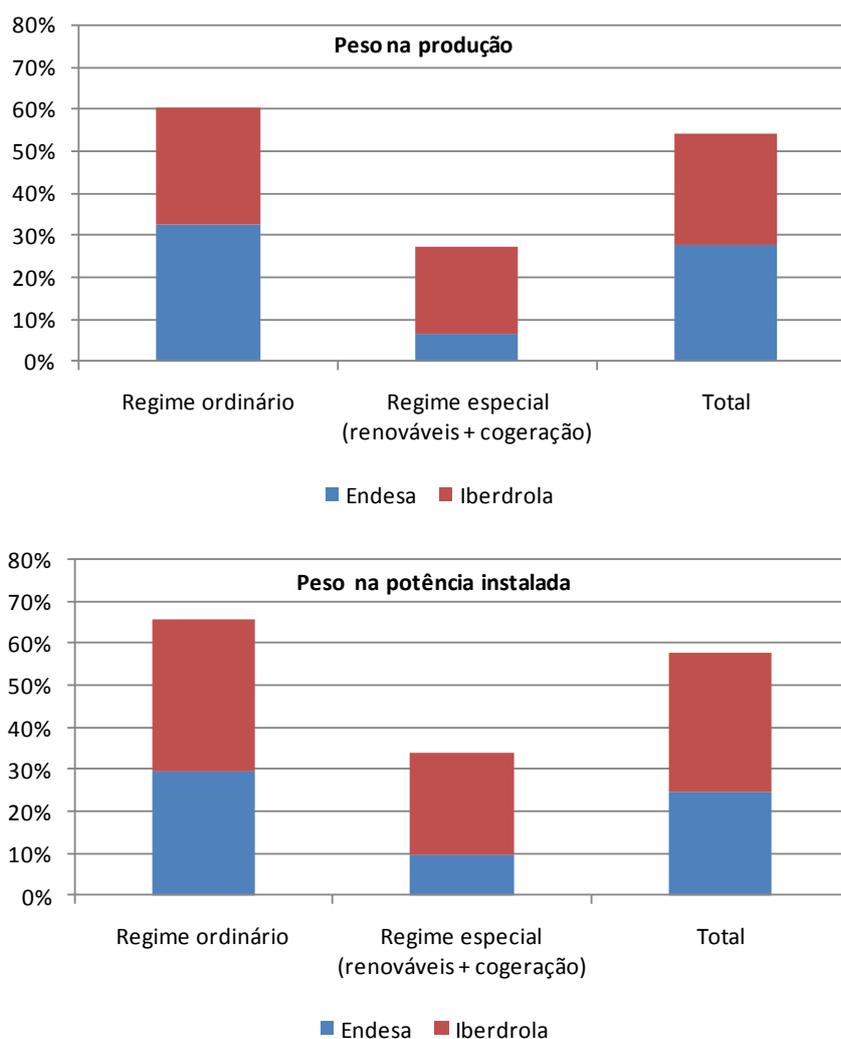


Fonte: Endesa, Iberdrola, REE

Em 2002, a Endesa e a Iberdrola em conjunto representavam cerca de 75 % da produção em regime ordinário e 23% da produção em regime especial. Nesse ano, a Endesa destacou-se da Iberdrola por somar quase 44% da produção total em regime ordinário, enquanto a Iberdrola representou 31% desse conjunto. Porém, esta diferença deveu-se ao maior peso dos aproveitamentos hidroeléctricos no *mix* produtivo da Iberdrola, dependentes do regime hidrológico. No que diz respeito à potência instalada das centrais, a Iberdrola apresenta um maior peso, com 40 % do total, do que a Endesa, com 38%. O peso conjunto da Endesa e da Iberdrola na potência instalada do mercado espanhol é ainda maior na produção em regime ordinário, quase 79%. No conjunto dos dois regimes, especial e ordinário, a

produção da Endesa e da Iberdrola correspondeu a dois terços da produção total e a 68% da potência instalada.

Figura 2-7 – Peso da Endesa e da Iberdrola na produção de energia eléctrica e na potência instalada em Espanha em 2006



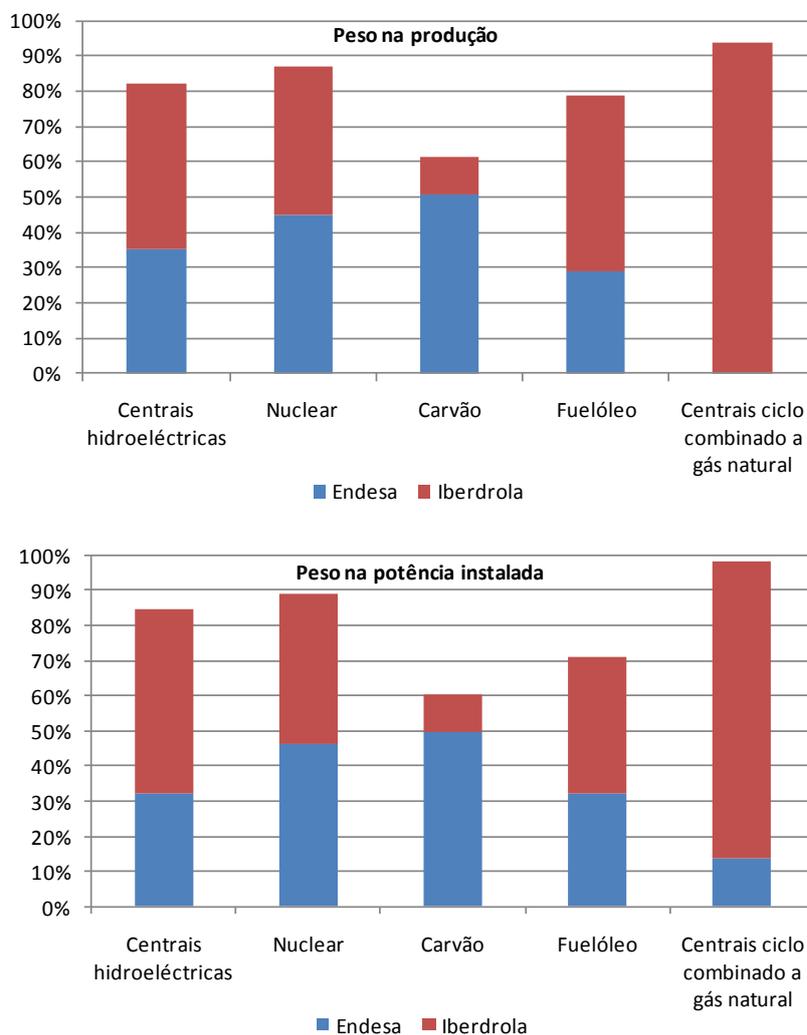
Fonte: Endesa, Iberdrola, REE

As alterações ocorridas em 2006 face a 2002 na estrutura da produção em Espanha evidenciam três tendências. Em primeiro lugar, o peso conjunto da Endesa e da Iberdrola diminuiu na produção em regime ordinário, tendo passado para 60% da produção de energia eléctrica e para quase dois terços do total da potência instalada. Em segundo lugar, observou-se um aumento do peso da produção em regime especial, que passou a representar 25% da potência instalada em Espanha, contra 20% quatro anos antes. Finalmente, assiste-se a um aumento do peso da Iberdrola face à Endesa na produção de

energia eléctrica. Este reforço observa-se não só na produção, que poderia estar influenciado pelo regime hidrológico do ano, como também na potência instalada, o que reflecte um maior dinamismo por parte da Iberdrola nos investimentos em novos centros electroprodutores. Desta forma, não obstante a Endesa manter a liderança na produção em regime ordinário em 2006, com 32,5% do total, verifica-se que a Iberdrola, apesar de diminuir o seu peso no conjunto do mercado, aproximou-se da Endesa com cerca de 28% da produção em Espanha. Quanto à potência instalada, a diminuição do peso das duas empresas é mais significativa no caso da Endesa do que da Iberdrola, sendo que esta última representou cerca de 36% do total em 2006, enquanto a Endesa aproximadamente 30%.

A análise mais detalhada da evolução do peso da Endesa e da Iberdrola por tecnologias em regime ordinário permite mostrar quais são as tecnologias em que estas empresas: i) têm mais presença; ii) diminuíram a sua importância face às restantes empresas.

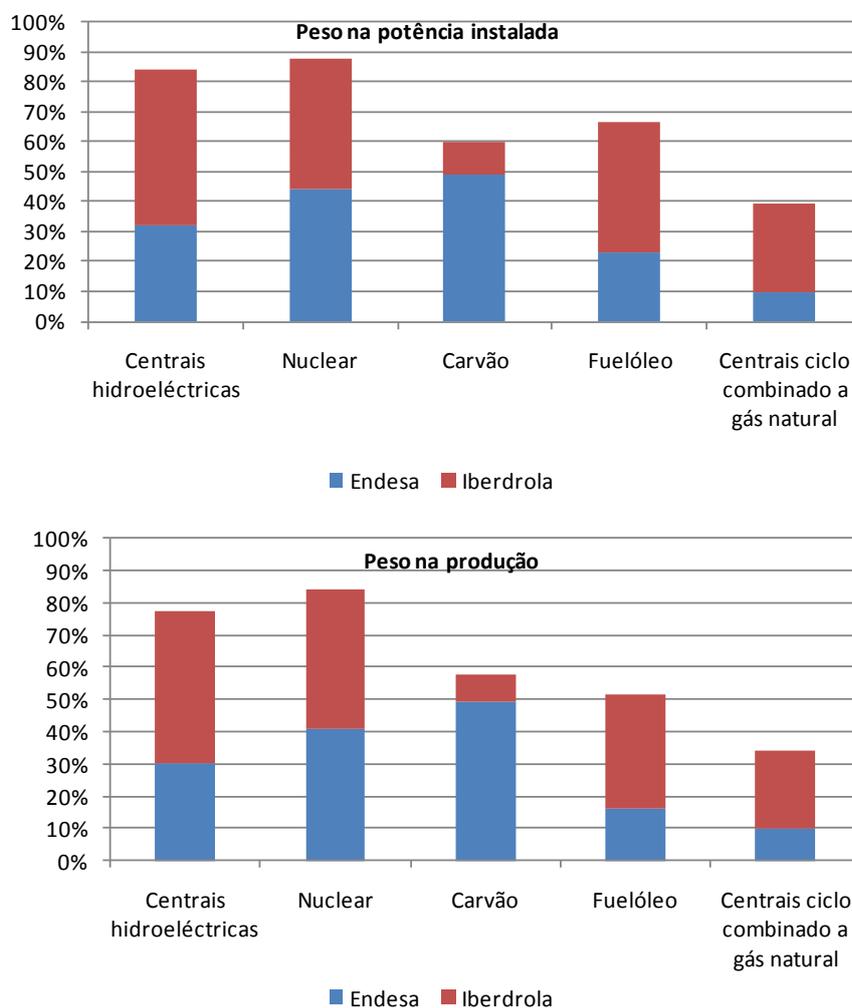
Figura 2-8 – Peso da Endesa e da Iberdrola na produção de energia eléctrica e na potência instalada em Espanha em 2002 por tipo de tecnologia (centrais em regime ordinário)



Fonte: Endesa, Iberdrola, REE

Em 2002, as duas principais empresas representavam mais de 80% da produção e da potência instalada das centrais nuclear e hidroeléctricas. Neste último caso, registe-se que a Endesa correspondia a 32% do total e a Iberdrola a mais de 52% do total. Curiosamente, a diferença é menor no que diz respeito à produção. Nos casos das centrais a carvão e a fuelóleo, os pesos relativos da Endesa e da Iberdrola, embora importantes, são inferiores, destacando-se contudo o facto das centrais a carvão da Endesa valerem 50% da produção e da potência instalada das centrais do mesmo género em Espanha, enquanto o peso da Iberdrola é quase residual. Finalmente, em 2002 as centrais de ciclo combinado a gás natural da Iberdrola correspondiam à quase totalidade das centrais existentes em Espanha.

Figura 2-9 – Peso da Endesa e da Iberdrola na produção de energia eléctrica e na potência instalada em Espanha em 2006 por tipo de tecnologia (centrais em regime ordinário)



Fonte: Endesa, Iberdrola, REE

O peso conjunto da Endesa e da Iberdrola nos aproveitamentos hidroeléctricos e nas centrais nuclear e a carvão manteve-se quase igual em 2006 face a 2002. Verificou-se uma ligeira diminuição do peso destas duas empresas nas centrais a fuelóleo, nomeadamente no caso da Endesa, que se deve, muito provavelmente, à venda da Viesgo à Enel. Observa-se contudo uma forte diminuição do peso destas duas empresas nas centrais a ciclo combinado a gás natural. Assim, em 2006 a produção das centrais de ciclo combinado da Iberdrola representou cerca de 29% do total, enquanto as da Endesa menos de 10%. Em suma, podem-se retirar as seguintes conclusões quanto às tendências observadas entre 2002 e 2006:

- As duas maiores empresas continuam dominantes no sector eléctrico espanhol, apesar de terem diminuído o seu peso relativo.

-
- A diferença em termos de importância na produção de energia eléctrica entre a Endesa e a Iberdrola diminuiu, tendo-se estas duas empresas tornado em 2006 empresas de dimensão quase igual em termos de produção de energia eléctrica.
 - A Endesa é mais presente nas centrais de base (com custos variáveis mais baixos)⁷³, carvão e nuclear, do que nas centrais de ponta (mais caras). Enquanto a Iberdrola é, de um modo geral, mais presente nas centrais que definem o preço em horas de ponta e intermédia (mais caras), as centrais hídricas, a fuelóleo e de ciclo combinado a gás natural.
 - Os concorrentes da Endesa e a Iberdrola reforçaram a sua posição, investindo em centrais de ciclo combinado a gás natural no panorama espanhol.
 - A produção em regime ordinário, embora ainda importante, perdeu peso face à produção em regime especial, onde a Iberdrola e, sobretudo, a Endesa não estão tão presentes quanto estão no regime ordinário.

⁷³ No capítulo 4.5, serão apresentadas em detalhe as questões relacionadas com os custos de produção.

3 CARACTERÍSTICAS DO ANTERIOR MERCADO GROSSISTA ESPANHOL

Apresentadas as especificidades do mercado de energia espanhol, quanto ao seu contexto regulamentar e económico, bem como relativamente às inter-relações existentes entre os diferentes agentes, importa expor as suas características em termos de organização e de funcionamento, de modo a entender quais são os comportamentos expectáveis dos produtores neste tipo de mercado e qual o “jogo” que se espera possam desenvolver.

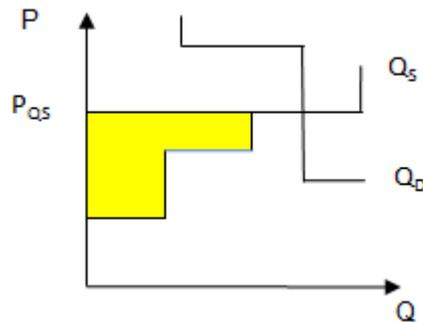
3.1.1 FUNCIONAMENTO DE UM MERCADO UPA

A maioria dos mercados grossistas de electricidade, criados desde a última década do século XX na Europa, está organizada segundo leilões de preço uniforme (*Uniform Price Auction, UPA*). O mercado grossista de energia espanhol não é excepção.

Nos mercados grossistas de energia eléctrica, os agentes vendedores (compradores) fazem em cada hora ofertas de quantidades e de preços de venda (compra) de energia eléctrica. Nos mercados UPA, as ofertas de venda de energia eléctrica de cada vendedor são organizadas por ordem crescente de preço e as ofertas de compra de energia eléctrica de cada comprador são organizadas por ordem decrescente de preço. É a oferta de venda (compra) de energia eléctrica ao preço mais alto (mais baixo) que iguala a oferta de compra (venda) ao preço mais baixo (mais alto), que define o preço marginal do sistema. Este preço remunera todas as ofertas efectuadas pelos vendedores (compradores) a preços mais baixos (mais altos).

A figura que se segue ilustra o referido. A área a amarelo representa a remuneração dos vendedores acima dos preços ofertados. No caso presente, assume-se que os vendedores correspondem aos produtores de energia eléctrica.

Figura 3-1 Remuneração dos vendedores num mercado do tipo UPA



Os mercados do tipo UPA baseiam-se na teoria dos preços spot ou à vista (Caramanis, 1982). Esta teoria defende que os mercados grossistas à vista (*spot*) de electricidade podem proporcionar resultados eficientes, tanto no curto como no longo prazo. Supondo que os preços oferecidos pelos produtores são iguais ou muito próximos dos seus respectivos custos marginais, o preço oferecido pelo centro electroprodutor marginal pode ser suficientemente elevado para cobrir os custos fixos e os custos variáveis das restantes centrais que ofertaram a preços mais baixos nessa hora. Este facto deve-se à circunstância do preço marginal do sistema ser definido por uma tecnologia de produção de energia eléctrica com custos fixos mais baixos do que os restantes (podendo ser próximos de zero)⁷⁴ e com custos variáveis mais elevados, porque, de um modo geral, as centrais com custos fixos mais baixos, também têm custos variáveis mais elevados do que as restantes. Este aspecto é desenvolvido em detalhe, mais adiante.

Neste quadro teórico, qualquer pico de preços (*spike*) decorrente de excesso de procura face à oferta ou decorrente de estratégias⁷⁵ anti-competitivas deverá atrair novos investimentos, caso não existam barreiras à entrada. Os rendimentos para os produtores decorrentes destes picos de preços são chamados de rendas de escassez (*scarcity rent*). Neste quadro, é expectável que estratégias anti-concorrenciais não se mantenham a médio ou a longo prazo.

Assim, a crença nas virtudes deste tipo de mercado face a outras formas de organização não terá sido alheia ao facto da maioria dos mercados da electricidade grossistas criados na Europa a partir da última década do século passado serem UPA, com a excepção do mercado de excedentes de energia (balancing) da Grã Bretanha (British Electricity Trading and Transmission Arrangements - BETTA⁷⁶)

⁷⁴ Dependendo do período horário em que se efectuou a oferta.

⁷⁵ Registe-se que no quadro conceptual da teoria dos jogos, entende-se por estratégia a acção de um jogador, condicionada pelas acções dos restantes jogadores.

⁷⁶ Antigo NETA, New Electricity Trading Arrangement, para o País de Gales e Inglaterra.

organizado em leilões a preços ofertados (*Pay As Bid Auctions* (PABA)). Nos mercados do tipo PABA, a energia não é paga ao vendedor ao preço de fecho do mercado de uma determinada hora, isto é ao preço mais alto da oferta casada, mas ao preço constante na sua respectiva oferta de venda de energia eléctrica para aquela hora. Kahn, Cramton, Porter e Tabors (Kahn e tal, 2001) alegam que as ofertas num mercado do tipo PABA se aproximam das expectativas dos produtores para o preço marginal do sistema, tornando a curva de oferta quase plana em cada hora. Na prática, cada produtor procura oferecer a um preço próximo do custo variável da central marginal dessa hora. No entanto, como o montante perdido (a recuperação dos custos fixos) resultante de uma eventual não selecção é maior para as centrais de base, estas tenderão a oferecer preços ligeiramente mais baixos. Deste modo, enquanto num mercado grossista organizado como um PABA cada produtor deverá no mínimo oferecer um preço igual ao seu custo marginal de longo prazo⁷⁷, num mercado do tipo UPA os preços implícitos nas ofertas podem ser inferiores aos custos marginais de curto prazo, principalmente no caso das centrais de base nas horas cheias e de ponta⁷⁸. As centrais de base são centros electroprodutores com custos variáveis muito baixos e custos fixos muito elevados, precisando por isso de funcionar o maior número possível de horas para que os ganhos decorrentes das suas vendas possam cobrir os seus custos fixos. As ofertas destas centrais estão na base da curva de ofertas horária, organizada, como referido, por ordem crescente de preços ofertados. Para estes produtores o risco desta estratégia deverá ser mínimo, porque os produtores prevêem que o preço marginal do sistema cobrirá tanto os seus custos marginais de curto prazo, como os seus custos marginais de longo prazo.

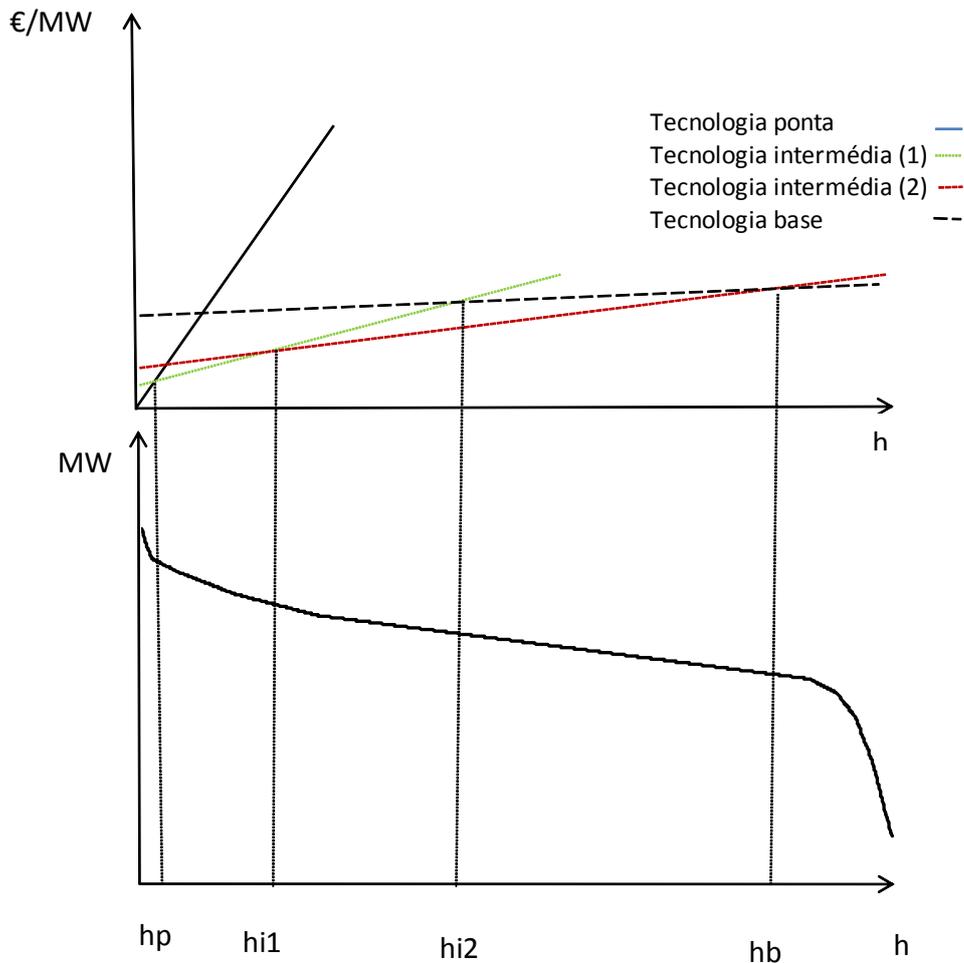
A optimização da estrutura produtiva implica que as centrais com custos fixos mais elevados (baixos) e custos variáveis mais baixos (altos) funcionem mais (menos) horas do que as restantes centrais. A figura que se segue, baseada numa figura publicada pelo regulador sectorial CNE (2008) ilustra o referido e permite ter uma ideia da gama de utilização económica de cada tipo de central. Este conceito é anterior à existência dos mercados. Até ao aparecimento dos mercados grossistas, as empresas verticalmente integradas definiam a produção de energia eléctrica de forma a racionalizar economicamente, isto é

⁷⁷Entende-se por longo prazo o momento a partir do qual todos os custos, incluindo os decorrentes do estabelecimento da capacidade produtiva e da mudança de processos produtivos, são variáveis.

⁷⁸A procura de energia eléctrica tem um perfil relativamente constante ao longo do dia, permitindo dividir em três períodos horários o dia. As horas de vazio correspondem ao período de menor procura, geralmente associado à noite, entre as 23h e as 7h da manhã durante os dias úteis, sendo mais alargado nos feriados e no fim-de-semana. As horas de ponta correspondem ao período de maior procura associado na Península Ibérica ao final da manhã e ao princípio da tarde (11h-15h), assim como ao final da tarde e princípio da noite (18h-21h) durante os dias úteis. Este período é mais curto ou quase inexistente nos feriados e nos fins-de-semana. O período de ponta não está exactamente associado às mesmas horas no Verão e no Inverno. O terceiro período horário, horas cheias, corresponde às restantes horas com um nível intermédio de procura.

planear, a exploração das suas centrais. Assim, o planeamento ou o mercado induzirá uma estrutura ou mix de produção que ajuste as utilizações esperadas às economicamente desejáveis.

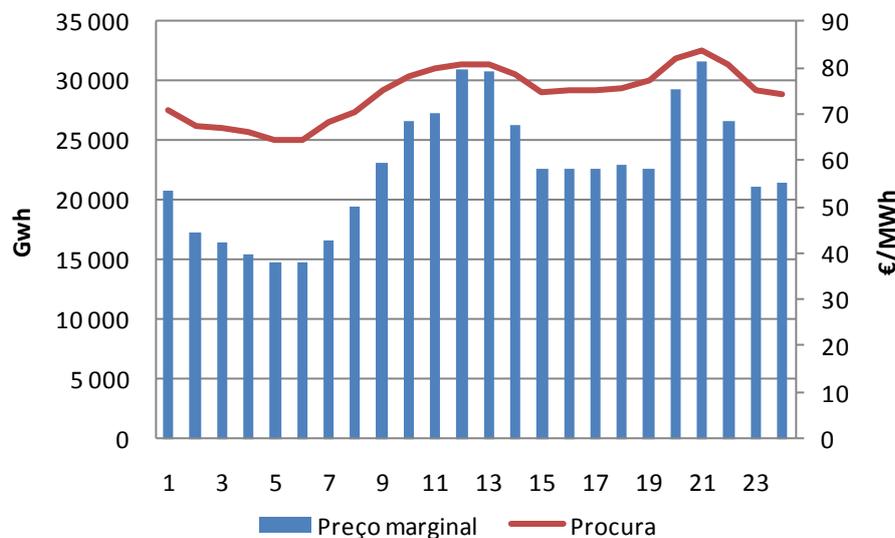
Figura 3-2 – Optimização da estrutura tecnológica de produção



Fonte. Autor com base em figura CNE

Diariamente, a procura de energia eléctrica apresenta um perfil semelhante. A figura seguinte apresenta para o dia 15 de Março de 2005 o diagrama de carga horário em Espanha, bem como os preços marginais definidos no mercado diário.

Figura 3-3 – Diagrama de carga e evolução do preço marginal no dia 15 de Março de 2005



Fonte:OMEL

3.2 O QUADRO TEÓRICO PARA DEFINIÇÃO DA VARIÁVEL ESTRATÉGICA

Nos mercados grossistas de energia eléctrica, as estratégias dos produtores conjugam as variáveis quantidade e preço de forma semelhante ao modelo apresentado por Klemperer e Meyer (1989). Nesse modelo, as empresas escolhem uma função óptima de oferta⁷⁹ que relaciona as quantidades oferecidas e o preço de mercado, o que está muito próximo do que sucede nos mercados grossistas de energia eléctrica. Porém, este modelo não garante uma única solução de equilíbrio. Acresce que num mercado do tipo UPA, as quantidades oferecidas (ou capacidade) influenciam mais o preço marginal do sistema do que os preços das ofertas, como apontaram por exemplo Wolak e Patrick (1997).

Sendo assim, poder-se-ia assumir que as estratégias dos produtores nestes mercados são próximas do comportamento à Cournot (com a excepção de que é o produtor marginal que define o preço, e não o leiloeiro), tendo em conta que a variável estratégica dos produtores são as quantidades.

Registe-se que mesmo se as estratégias desenvolvidas nesses mercados forem consideradas jogos à Bertrand com restrições de capacidade⁸⁰, os resultados são semelhantes aos jogos à Cournot, como mostram os anteriores trabalhos de Kreps e Scheinkman (1983). Estes dois autores demonstraram que numa indústria com restrições de capacidade, se a procura residual (procura total deduzida das ofertas

⁷⁹ Modelo conhecido como *supply function equilibria*.

⁸⁰ Como Armstrong, Cowan e Vickers (Armstrong, et al (1994)) interpretaram o antigo Mercado grossista de energia eléctrica de Inglaterra e do País de Gales. Sublinhe-se que nenhum centro electroprodutor pode satisfazer toda a procura, tendo uma oferta limitada à sua capacidade.

dos concorrentes) for definida através da regra de racionamento eficiente (*efficient rationning rule*) ocorre um jogo de dois períodos, no qual, no primeiro período, os produtores definem a capacidade e, num segundo período, definem os preços. Segundo a regra de racionamento eficiente, o consumidor que estiver disposto a pagar mais por um bem ou serviço é servido pela empresa com custo mais elevado em situação de escassez. Portanto, o resultado é semelhante ao resultado de um jogo à Cournot com um período (one-stage Cournot Game). Nos mercados grossistas de energia eléctrica, semelhantes ao mercado existente em Espanha no período analisado, existem restrições de capacidade, porque nenhum centro electroprodutor pode satisfazer todo o mercado. Assim, mesmo se os produtores desenvolverem um jogo à Bertrand, com as restrições de capacidade existentes neste mercado (tal como noutros mercados congéneres), os resultados dever-se-ão assemelhar aos de um jogo à Cournot.

Segundo Tirole (1988), as empresas têm um incentivo para aumentar os preços acima do preço resultante de um jogo do tipo Cournot, quando o pressuposto da regra de racionamento eficiente é posto de parte, sendo a regra de racionamento, por exemplo, a proporcional. Nesse caso, qualquer consumidor que ofereça a um preço igual ou superior ao preço mínimo tem uma hipótese igual de ser fornecido. Esta regra está mais próxima do que ocorre nos mercados grossistas de electricidade, porque num mercado de preço único todos os compradores pagam o mesmo pela energia eléctrica adquirida desde que tenham oferecido um preço acima ou igual ao preço de fecho. Isto sucede independentemente do que estariam dispostos a pagar. Portanto, num mercado de restrição de capacidade, como o mercado grossista de electricidade, o preço de mercado resultante das estratégias desenvolvidas poderá ser superior ao de um jogo do tipo Cournot, mesmo quando a variável comportamental for o preço⁸¹.

Tomando⁸² a condição de primeira ordem do modelo de Cournot para a maximização do lucro do produtor i , o produtor irá produzir unidades adicionais até se verificar:

$$P(Q) - Cmg_i(Q_i) + Q_i Pmg(Q) = 0 \quad (3.1)$$

Onde:

- Q é a totalidade das quantidades vendidas/produzidas⁸³ no mercado.

⁸¹ Recorde-se que um jogo à Bertrand com restrições de capacidade (em duas jogadas) tem por resultado um jogo à Cournot de uma só jogada.

⁸² A dedução baseia-se em Tirole (1988).

⁸³ Tendo em conta o âmbito dos mercados grossistas de energia eléctrica, assume-se a simultaneidade entre a venda e a compra de energia eléctrica.

-
- Q_i são as quantidades vendidas pela empresa i .
 - $C_{mg,i}$ é o custo marginal da empresa i .
 - P_{mg} é o preço marginal do mercado.

O terceiro termo da equação, P_{mg} , calcula o impacto da venda de uma unidade extra sobre a rentabilidade das unidades que já foram produzidas (ou “inframarginais” numa situação de simultaneidade, como é o caso do mercado grossista de energia eléctrica), tendo em conta que a produção de uma unidade extra conduz a uma diminuição de P_{mg} . O terceiro termo está ligado à existência de estratégias de quantidade, que não se verificariam num mercado grossista da electricidade competitivo, porque os produtores seriam tantos e tão pequenos que não poderiam influenciar os preços do mercado.

Num mercado com poucos produtores, como é o caso da maioria dos mercados europeus de energia eléctrica este terceiro termo será diferente de 0.

No presente trabalho procurar-se-á aprofundar esta questão, exemplificando com o mercado grossista de energia eléctrica do tipo UPA em vigor em Espanha até Junho de 2007 (antes da criação do MIBEL). Registe-se que o desenho do mercado grossista de energia eléctrica no âmbito do MIBEL, que corresponde ao mercado espanhol alargado a Portugal, herdou, de um modo geral, o desenho definido para o anterior mercado espanhol de energia eléctrica.

3.3 COMPORTAMENTO ESPERADO NO MERCADO ANALISADO⁸⁴

Num mercado do tipo UPA como o anterior mercado grossista de energia eléctrica de Espanha e o actual MIBEL, podem ser desenvolvidas estratégias anti-concorrenciais sem aumentar o *mark-up*, isto é, com o preço de fecho a evoluir paralelamente com o custo marginal da central de fecho. O facto de cada produtor receber o preço marginal do sistema permite que os produtores possam aumentar o preço de mercado quando não oferecem toda a potência disponível nos mercados dos seus grupos geradores⁸⁵ porque a procura é satisfeita por centrais com custos marginais mais elevados e, conseqüentemente, estabelecem um preço de mercado mais elevado. Este tipo de estratégias pode trazer claros benefícios para os produtores integrados em grupos económicos com vários centros electroprodutores a actuarem

⁸⁴ A apresentação mais detalhada do funcionamento do mercado grossista de energia eléctrica será efectuada no ponto 4.3.1, da análise empírica efectuada no quadro dos modelos estruturais.

⁸⁵ As ofertas efectuam-se por potência para cada hora. Assim uma central com três grupos com potência de 300 MW cada, se oferecer a potência máxima dos seus três grupos, estará a propor vender 900 MWh (300x3) de energia eléctrica naquela hora.

no mercado com diferentes estruturas de custos. Os centros electroprodutores com custos mais elevados poderão definir o preço de mercado, após a diminuição de produção de centrais com custos de produção mais baixos. Essa estratégia permite aumentar significativamente os rendimentos acima do nível concorrencial para todos os produtores que participaram no mercado (ver por exemplo o trabalho de Harvey e Hogan (2001 (a)) que explicitam as consequências deste tipo de estratégias para o mercado californiano). Porém, registre-se que a estratégia de redução de capacidade é mais compensadora para centrais de elevados custos variáveis e pequenos custos fixos, mas não é tão compensadora para as centrais de base, com uma relação oposta entre custos fixos e variáveis. As centrais de base não têm à partida interesse em seguir este tipo de estratégia, mas não se opõem e ganham mais se ela for seguida pelas centrais intermédias e de ponta, como se verá mais adiante.

Registre-se que a retirada de capacidade pode ser económica ou física. Entende-se por retirada de capacidade económica a que resultar de ofertas efectuadas com um preço que tanto é superior aos custos totais de produção, como é superior ao preço de fecho do mercado. Contudo, podem existir várias situações que incitem os produtores a não terem qualquer ganho em desenvolver estratégias deste género ou efectuarem-no sem qualquer intuito de exercer poder de mercado (ver Hogan e Harvey, 2001 (b)). Estas situações podem dever-se a motivos técnicos (reservas de capacidade, arranques de grupos, funcionamento com carga mínima, congestionamento da rede⁸⁶, risco de falha de abastecimento, entre outros) ou resultar de motivos económicos ou de organização do mercado (incerteza da procura ou gestão da sua capacidade ao longo do dia).

De modo a mostrar como pode ser incentivada a retirada de capacidade num mercado do tipo UPA, a relação entre os preços marginais do sistema e as quantidades fornecidas e ofertadas tem de ser explanada.

Em primeiro lugar, são expostas as regras de funcionamento no mercado diário espanhol em vigor no período analisado, depois são deduzidos os comportamentos esperados dos produtores nesse mercado e, finalmente, explica-se porque motivo o comportamento dos produtores neste mercado enquadra-se no conceito de superjogo.

3.3.1 FUNCIONAMENTO DO MERCADO DIÁRIO ESPANHOL E ESTIMATIVA DO COMPORTAMENTO DOS AGENTES

Neste ponto descreve-se com mais pormenor o funcionamento do mercado diário.

⁸⁶ Os custos de produção deverão incluir os custos resultantes de congestionamentos.

O operador de mercado cruza as ofertas económicas de compra e de venda de energia eléctrica através do método de encontro simples ou “casamento” simples. Este “casamento” é, inicialmente, independente do preço marginal, determinando para cada período horário de programação, o volume de energia eléctrica que se aceita para cada unidade de produção e de aquisição. Este método é, posteriormente, adaptado através de algoritmos matemáticos para incluir no procedimento a possibilidade, por parte dos vendedores, de realizarem ofertas para cada unidade de produção. O preço em cada período horário de programação é igual ao preço da última parcela de oferta de venda da última unidade de produção, cuja aceitação tenha sido necessária para responder à procura que tenha sido casada.

Assim, este procedimento segue os seguintes passos:

- **Estabelecimento da ordem de precedência económica das ofertas de venda.** Para isso, o operador de mercado estabelece, para cada período horário de programação o horizonte diário de programação, a ordem de precedência económica das ofertas de venda partindo das mais baratas, até chegar à mais cara necessária para cobrir a procura de energia eléctrica nos respectivos períodos horários. Caso haja o mesmo preço para uma determinada parcela de energia, as ofertas ordenar-se-ão tendo em conta:
 - Data, hora e minuto de inserção, do mais cedo ao mais tarde.
 - Volume de energia da parcela do menor ao maior.
 - Ordem alfabética crescente.
- **Determinação da curva da procura.** Para cada período horário da programação da curva agregada da procura de energia eléctrica, o operador de mercado, acrescenta por ordem descendente de preço, as ofertas de aquisição aceites.
- **Procedimento de “casamento”.** O método de “casamento” simples desenvolve-se através das seguintes operações:
 - Determinação do ponto de cruzamento das curvas de oferta e de procura e obtenção para cada período horário da programação num mesmo horizonte diário de programação do preço marginal. Este corresponde à oferta económica de venda pela última unidade de produção, cuja entrada no sistema é necessária para responder à procura de energia eléctrica.
 - Afectação a cada unidade de produção, por cada oferta de venda de energia eléctrica apresentada para um mesmo período de programação, da energia eléctrica objecto de venda

durante esse período de programação, sempre que o preço da oferta seja inferior ou igual ao preço marginal do respectivo período e sempre que exista energia eléctrica suficientemente procurada a este preço ou a um preço superior⁸⁷.

- Afectação ao comprador, por cada oferta de aquisição de energia eléctrica apresentada para um mesmo período de programação, da energia eléctrica objecto de procura durante este período horário de programação, sempre que o preço da respectiva oferta seja superior ao preço marginal da energia eléctrica para este período horário de programação e exista energia eléctrica suficiente oferecida a um preço igual ou superior ao preço marginal.
- **O operador de mercado afecta ao preço marginal toda a energia eléctrica oferecida** aos compradores das ofertas de venda cujos preços tenham ficado por debaixo do preço marginal e aos compradores, por todas as ofertas de aquisição de energia eléctrica cujos preços máximos tenham ficado acima do preço marginal.

Desse processo resulta curvas agregadas de procura e de ofertas discretas por escalões⁸⁸.

As equações que se seguem sintetizam o funcionamento do mercado grossista de electricidade do tipo UPA, para o lado da oferta, admitindo que a procura é uma variável exógena e por uma questão de simplificação, que a oferta é um função contínua⁸⁹:

$$P_{Fe} = P_{Fe}(Q_s, Q_D) \quad (3.2)$$

$$\begin{cases} \frac{dP}{dQ_s} \geq 0 \\ \frac{dP}{dQ_D} \leq 0 \end{cases} \quad (3.3)$$

$$Q_s = \sum_{i=1}^{i=Fe} Q_{si} \quad (3.4)$$

$$P_{si}(Q_{si}) \geq P_{si-1}(Q_{si-1}) \quad (3.5)$$

⁸⁷ O processo é na realidade um pouco mais complexo devido à existência de ofertas complexas, em que os produtores subdividem as suas ofertas de preço em duas parcelas, uma fixa e outra variável com a energia. A oferta fixa corresponde ao montante mínimo de receita que o produtor quer receber para vender a energia que disponibiliza.

⁸⁸ Quando o cruzamento das curvas agregadas de oferta e de procura se efectua numa parcela horizontal de qualquer uma delas, o excesso de procura ou de venda com preços iguais ao preço marginal, é deduzido proporcionalmente pelos agentes. Quando o cruzamento se realiza numa parcela vertical da curva de oferta, o preço corresponde ao da última parcela de venda de energia eléctrica realizada pela última unidade de produção, cuja aceitação tenha sido necessária para responder à procura que deste modo tenha sido casada.

⁸⁹ Na prática a função de oferta é uma função não decrescente em escada (ver por exemplo, Wolak, 2000)

O preço de fecho do mercado ou preço marginal do sistema P_{FE} (definido pelo produtor marginal Fe) é função da oferta agregada, Q_s , e da procura agregada, Q_D (equação (3.2)). A função preço decresce com a procura agregada, Q_D , e cresce com a oferta agregada, Q_s (equação (3.3)). Por sua vez, a oferta agregada, Q_s , corresponde à soma de todas as parcelas oferecidas e transaccionadas no mercado⁹⁰ pelos produtores i , Q_{si} , até à quantidade oferecida pelo produtor Fe que define o preço de fecho, Q_{FE} , (equação (3.4)). Finalmente, as ofertas de energia, Q_{si} , dos produtores i são ordenadas de forma crescente com os seus respectivos preços P_{si} (inequação (3.5)).

Introduzindo o factor temporal, a quantidade fornecida⁹¹ pelo produtor i na hora t , Q_{sit} , dependerá das seguintes variáveis:

$$Q_{sit} = Q(P_{it}, S_{it}, K_{it}, \theta_{it}, \varepsilon_{it}) \quad 92 \quad (3.6)$$

Sendo que, P_{it} é o preço oferecido pelo produtor i na hora t , S_{it} é a procura residual que enfrenta o produtor i na hora t , tendo em conta os montantes fornecidos pelos seus concorrentes, K_{it} é a capacidade disponível na hora t , θ_{it} é a variável comportamental e ε_{it} é o termo aleatório.

A procura residual do produtor i pode ser expressa como se segue:

$$S_{it} = \sum_{j \neq i} Q_{jt} = Q_{st} - Q_{it} \quad (3.7)$$

Em que Q_{jt} é a quantidade casada (oferta que resultou numa transacção) na hora t pelo produtor $j \neq i$ e Q_{st} é a quantidade total fornecida no mercado na hora h .

Como a quantidade fornecida pelo produtor com o maior preço ofertado na hora, Q_{Fet} , define o preço de mercado e como Q_{st} inclui Q_{Fet} ; a desigualdade (3.5) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$P_{Qst}(Q_{st}) = P_{QFet}(Q_{Fet}) \geq P_{Qit \neq Fet}(Q_{it \neq Fet}) \quad (3.8)$$

Onde P_{Qst} é o preço de equilíbrio no mercado na hora t resultante do cruzamento das curvas da procura e da oferta que corresponde ao preço P_{QFet} oferecido pelo produtor com a tecnologia marginal e $P_{Qit \neq Fet}$ engloba todos os preços oferecidos e casados na hora t por produtores com tecnologias infra-marginais ($i \neq Fe$).

⁹⁰ De um modo genérico, nem todas as ofertas resultam em operações no mercado, isto é não são casadas, ou por estarem acima do preço de fecho ou por excederem as quantidades procuradas.

⁹¹ No caso presente, quantidade fornecida corresponde à quantidade casada, isto é, à quantidade oferecida que resulta numa transacção no mercado.

⁹² O facto da função quantidade estar dependente do preço, quando são oferecidos simultaneamente, decorre de se assumir que o preço e as quantidades estão inter-relacionados nas ofertas, tanto por motivos tecnológicos (custos de produção), como por motivos estratégicos.

Num leilão deste género, os produtores não conhecem as ofertas dos seus concorrentes (*sealed auction*). Como já foi referido, as ofertas casadas são efectuadas com um preço suficientemente elevado para permitir cobrir os custos de produção, não sendo tão elevado, porém, que possa pôr em risco a realização da transacção, isto é, ser garantidamente superior ao preço de fecho. Assim, num hipotético mercado competitivo, em que a ausência de barreiras à entrada conjuntamente com um grande número de participantes desincentivasse o desenvolvimento de qualquer estratégia anti-competitiva, nomeadamente concertada, as ofertas dos produtores deverão ser iguais aos seus respectivos custos marginais. Deste modo, e desde que não haja sobrecapacidade das centrais “sub-marginais”, os produtores cujas ofertas não definem o preço de mercado podem recuperar a totalidade dos seus custos (fixos e variáveis) quando as suas ofertas igualam os seus custos marginais de curto prazo, porque as quantidades por eles vendidas são pagas ao preço marginal do sistema que reflecte o custo marginal da central mais cara. Por sua vez, estes produtores têm custos fixos diminutos ou quase nulos, o que lhes permite apresentarem preços iguais ou próximos dos seus custos marginais sem deixar de recuperar a totalidade dos seus custos. Sublinhe-se que o referido apenas é válido se o mix de tecnologias em cada hora tem uma estrutura tal que a ordem de entrada das centrais coincidir com a ordem crescente de custos marginais. Se assim não suceder, o preço de mercado pode não garantir a recuperação da totalidade dos custos das centrais, sendo os réditos obtidos pelas centrais de base nas horas de ponta e de cheias os que permitem cobrir a totalidade dos custos (fixos e variáveis) dessas centrais. Um dos trabalhos precursor desta problemática foi o trabalho de Boiteux (1949) desenvolvido no contexto da planificação centralizada dos sistemas eléctricos que vigorou na maior parte do século XX na Europa.

Por conseguinte as equações (3.8) e (3.6) podem ser reescrita da seguinte forma:

$$P_{Q_{st}}(Q_{st}) = P_{Q_{Fet}}(Q_{Fet}) \geq P_{Q_{it \neq Fet}}(Q_{it \neq Fet}) = Cmg(Q_{it \neq Fet}) \quad (3.9)$$

$$Q_{sit} = Q(Cmg_{it}, S_{it}, K_{it}, \theta_{it}, \varepsilon_{it}) \quad (3.10)$$

Sendo Cmg , o custo marginal de curto prazo.

Portanto, num mercado competitivo um produtor com custos de produção mais elevados deveria submeter ofertas com os preços mais elevados e o preço marginal do sistema seria igual ao custo marginal da central mais cara. Assim, a análise do poder de mercado por parte do regulador teria, aparentemente, apenas que se focar no *mark-up* implícito na licitação que define o preço de fecho, não tendo que analisar todas as ofertas. Em suma, num mercado grossista de energia eléctrica, caso não se verificarem práticas anti-concorrenciais, seria de esperar que:

- O preço marginal do sistema cresça com a procura.
- A energia gerada por produtores com os custos de produção mais elevados esteja associada ao preço marginal.

No caso do anterior mercado espanhol, o *mix* de tecnologias existente torna a função preço no mercado spot de um modo geral uma função crescente e convexa⁹³:

$$\begin{cases} \frac{dP_{st}}{dQ_{st}(Cmg_t)} \geq 0 \\ \frac{d^2P_{st}}{dQ_{st}^2(Cmg_t)} \geq 0 \end{cases} \quad (3.11)$$

Onde $Q_{st}(Cmg_t)$ é a função quantidade oferecida pelos produtores no mercado spot grossista espanhol.

De modo a melhor se entender a convexidade dessa função importa analisar a função $Q_{st}(Cmg_t)$, que tem as seguintes propriedades:

$$\begin{cases} \frac{dQ_{st}}{dCmg_t} \geq 0 \\ \frac{d^2Q_{st}}{dCmg_t^2} \leq 0 \end{cases} \quad (3.12)$$

Portanto, $Q_{st}(Cmg_t)$ é uma função crescente e côncava em Cmg_t , pois os produtores com custos marginais mais elevados produzem menos, do que os produtores com custos marginais mais baixos. Este facto justifica-se por existirem em Espanha centrais de base, designadamente nucleares, que fornecem grandes quantidades a um preço próximo de 0, e centrais intermédias ou de ponta térmicas a fuelóleo, de ciclo combinado ou ainda aproveitamentos hidroeléctricos, que são muito mais flexíveis no que diz respeito às quantidades que podem oferecer do que as centrais de base, sendo por isso também utilizadas como centrais marginais⁹⁴. Registe-se que as centrais hidroeléctricas são usadas na base quando as quantidades de água disponível são muito elevadas e são usadas como centrais de ponta quando as quantidades de água disponível são escassas. Neste caso, o preço oferecido corresponde ao custo marginal da central térmica que a central hídrica substitui.

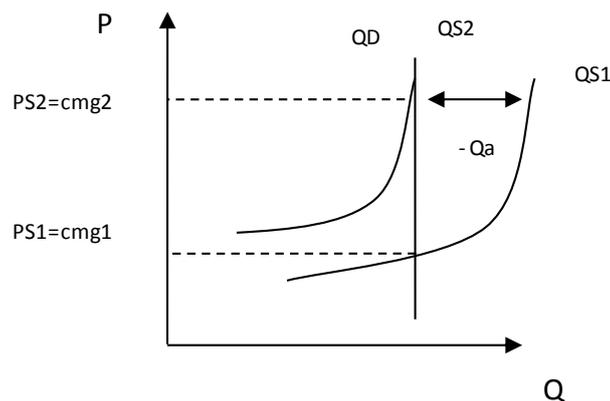
Por conseguinte, a função de custo marginal e, portanto, a função do preço marginal do sistema, cresce mais rapidamente do que a função da quantidade fornecida.

⁹³ Supondo por uma questão de simplificação que as ofertas podem ser integradas numa função contínua, quando na realidade estas assemelham-se mais a uma função em “escada”.

⁹⁴ A condição de flexibilidade é tecnicamente necessária às centrais de ponta mas não é suficiente para uma central ser de ponta.

Portanto, o preço de mercado pode ser significativamente alavancado se for retirada capacidade, mantendo-se a relação entre preços e custos marginais, como pode ser visto na figura abaixo, para uma procura inelástica.

Figura 3-4 - Efeito da retirada de capacidade num mercado do tipo UPA com função crescente e convexa



Se forem postos de parte os motivos técnicos, num mercado do tipo UPA de um modo geral as centrais de base podem beneficiar do aumento do *mark-up*, mesmo aquelas que retiraram capacidade do mercado, mas não têm tanto interesse em reduzir a oferta de capacidade pelos motivos já expostos.

A eficácia deste tipo de estratégia varia por período horário, porque a cada período estão geralmente associados diferentes graus de convexidade da curva de oferta:

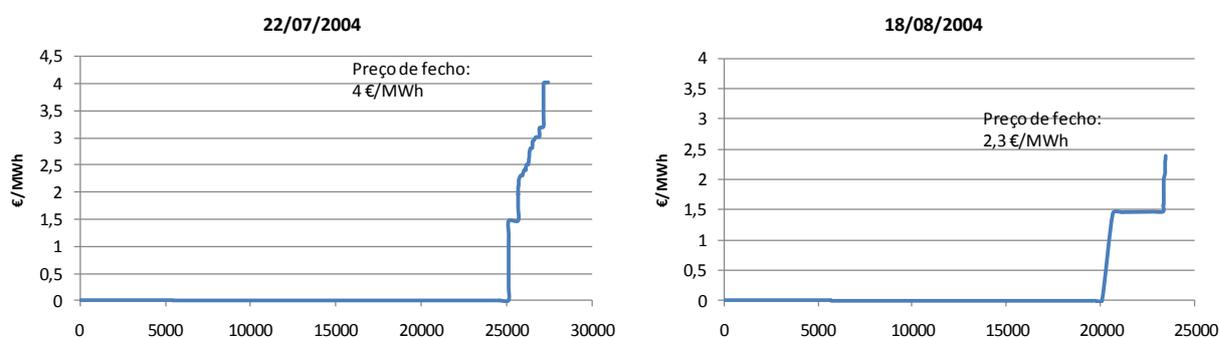
- Nas horas de ponta a eficácia é maior, nomeadamente porque a capacidade é quase totalmente utilizada.
- Nas horas de cheias a eficácia também deverá ser grande, nomeadamente quando a retirada de capacidade por centrais de base ou intermédias implique que a capacidade seja substituída por centrais mais caras.
- Nas horas de vazio, quando as curvas de oferta são mais planas, as vantagens dessas estratégias deverão ser mínimas e por falta de flexibilidade prejudicaria a presença nas horas fora de vazio.

De seguida, ilustra-se a forma como se apresentam as curvas das ofertas das quantidades casadas e qual o papel de cada tecnologia, com dois exemplos com dados reais. Este exercício foi efectuado para as 12 h da quinta-feira dia 22 de Julho de 2004 e para a mesma hora da quarta-feira dia 18 de Agosto de 2004,

tendo-se tratado cerca de 50 000 dados por cada período horário facultados pela OMEL operador do mercado grossista à vista (spot) do MIBEL⁹⁵. Esse período horário integra o período de maior consumo do dia, as “horas de ponta”. A escolha destes dois períodos visa mostrar o impacte da diminuição da actividade económica associado ao período estival do mês de Agosto na procura e, consequentemente, o seu impacte tanto no preço de fecho, como no *mix* de tecnologias que definem o preço de fecho.

A Figura 3-5 mostra que de um modo geral a grande maioria das quantidades ofertadas e casadas são no a preço zero e que uma parte quase residual das ofertas de quantidades define o preço de fecho. Esta tendência é mais evidente no dia 22/07 do que no dia 18/08 com menor procura.

Figura 3-5 – Curva da oferta das quantidades casadas às 12h dos dias 22/07 e 18/08 de 2004

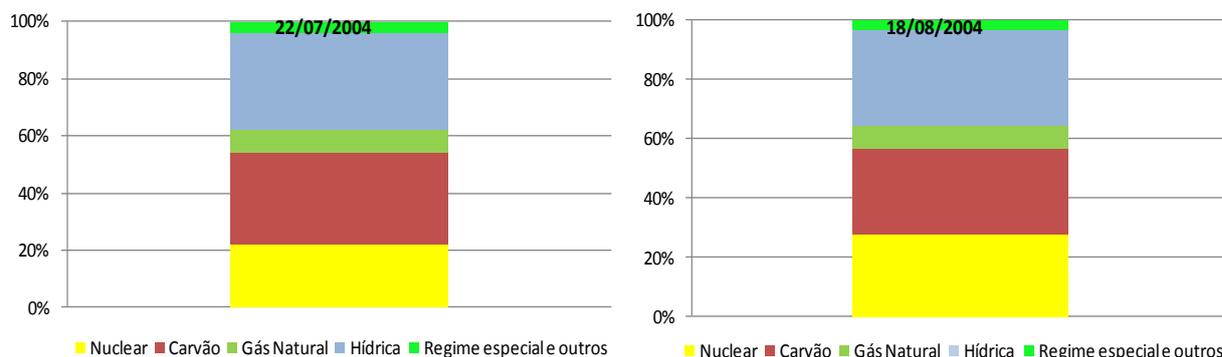


Fonte: autor com base em dados OMEL

Analisando que tipo de tecnologia oferta a preço 0, a Figura 3-6 evidencia que de um modo geral todas as tecnologias com excepção das centrais térmicas a fuelóleo ofertaram a preço zero nesse período horário. O peso destas tecnologias é muito semelhante nos dias 22/07 e 18/08 de 2004. Porém, face ao dia 22/07/2004 observa-se uma maior prevalência das centrais nucleares no dia 18/08 e uma menor prevalência das centrais a carvão. Registe-se assim, que as ofertas foram abaixo dos seus custos marginais, nomeadamente para as centrais de ciclo combinado a gás natural e para as centrais térmicas a carvão.

⁹⁵ A OMEL em 2004 operava o mercado grossista espanhol de energia eléctrica, correspondendo à Compañia Operadora del Mercado Español de Electricidad. Com a criação do MIBEL, a OMEL passa a operar as transacções à vista (mercado *spot*) do mercado ibérico, com o nome Operador del Mercado Ibérico de Energía Polo Español, SA.

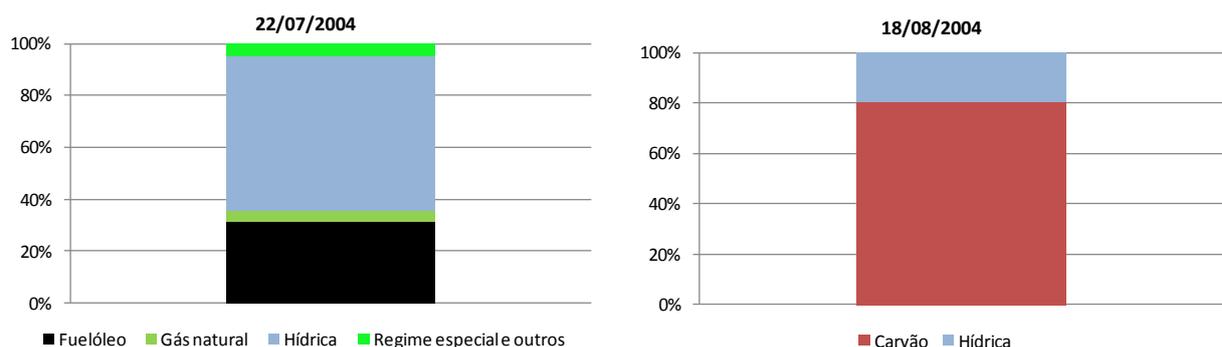
Figura 3-6 – Peso das tecnologias nas ofertas com os preços 0 às 12h dos dias 22/07 e 18/08 de 2004



Fonte: autor com base em dados OMEL

A análise das ofertas acima do percentil 75⁹⁶ de preço por tipo de tecnologia mostra que ao contrário do observado para as ofertas a preço 0, ocorreu um comportamento bastante diferente nestes dois dias. No dia 22/07, a quase totalidade das ofertas acima do percentil 0,75 foi efectuada por centrais hídricas e a fuelóleo, restando as centrais de ciclo combinado a gás natural e ao grupo que integra as centrais em regime especial e outros⁹⁷ um papel residual. No dia 18/08, apenas duas tecnologias apresentaram preços acima do percentil 75%, as centrais hídricas e as centrais térmicas a carvão, que representam o maior peso.

Figura 3-7 – Peso das tecnologias nas ofertas com os preços acima do percentil 75% às 12h dos dias 22/07 e 18/08 de 2004



Fonte: autor com base em dados OMEL

Nos dois casos apresentados, as ofertas das centrais hídricas apresentam uma grande flexibilidade. Tanto podem ser a preço 0, quando têm água em abundância, como podem, quando a água não é

⁹⁶ Acima de 2,82 €/MWh no dia 22/07/04 e acima de 2,08 €/MWh no dia 18/08/2004.

⁹⁷ “Outros” corresponde em grande parte a importação.

suficiente para assegurar a base, definir o preço do sistema. Este facto verificou-se para as centrais térmicas, mas apenas no dia de menor procura.

3.3.2 QUADRO EXPLICATIVO DO COMPORTAMENTO DOS AGENTES: SUPERJOGOS

O facto de alguns centros electroprodutores efectuarem ofertas com preços claramente abaixo do seu custo marginal evidencia a segurança que os mesmos apresentam quanto à possibilidade de, naquele período horário, o preço de fecho ser superior aos seus custos variáveis de produção.

Esta situação ilustra o facto de se poderem considerar as ofertas de energia eléctrica no mercado grossista como jogadas de um superjogo (*supergame*) ou jogo repetido. Um superjogo é um jogo em n tempos em que as jogadas são efectuadas por todos os jogadores em simultâneo. Na primeira jogada, joga-se sem qualquer conhecimento, só a partir das jogadas seguintes é que é obtida a informação acerca das acções dos adversários na jogada anterior. Neste jogo apenas há (na verdadeira acepção da palavra) simultaneidade na primeira jogada da “história” em comum. Este é o elemento de incerteza.

Neste âmbito, o *folk theorem*⁹⁸ é elucidativo (Shapley e Aumann 1976, na sua primeira versão): qualquer ganho acima dos ganhos individuais racionalmente aceites⁹⁹ pode ser geralmente sustentado como ganhos de um equilíbrio perfeito de um sub-jogo¹⁰⁰ (não-cooperativo¹⁰¹) repetido infinitas vezes, desde que se dê suficiente importância ao futuro, isto é, que o factor de desconto¹⁰² seja suficientemente grande.

⁹⁸ *Folk*, porque já era conhecido mas não estava formalmente provado.

⁹⁹ Define-se ganhos individuais racionais de um jogador i , como sendo qualquer ganho igual ou acima do ganho mínimo que o jogador pode garantir.

¹⁰⁰ Três condições definem o sub-jogo (Tirole, 1988): 1) Começa com um conjunto de informação que contém apenas um nó; 2) Os nós que sucedem ao primeiro nó também pertencem ao sub-jogo; 3) Todo o conjunto de informações do sub-jogo pertence ao conjunto de informação do jogo inicial. O conceito de sub-jogo permite alargar o conceito de equilíbrio de Nash ao conceito de equilíbrio perfeito. Pode-se definir equilíbrio perfeito (de um sub-jogo) como sendo (Selten (1965)): um conjunto de estratégias para cada jogador, tais que em qualquer sub-jogo as estratégias (truncadas neste sub-jogo) formam um equilíbrio de Nash, isto é, o equilíbrio perfeito requer que as estratégias estejam em equilíbrio qualquer que seja o sub-jogo na árvore do jogo e não só ao longo do caminho escolhido. Estas estratégias são óptimas, mesmo depois de se conhecer, a posteriori, toda a informação sobre as jogadas anteriores. Esta definição enquadra-se na situação de informação perfeita.

¹⁰¹ A teoria dos jogos tem dois ramos: os jogos não cooperativos e os jogos cooperativos. No primeiro, a unidade de análise é o indivíduo, que tem por objectivo maximizar os seus ganhos (quaisquer que sejam). Neste caso se decidir “cooperar”, é porque julga que esta é a melhor forma de maximizar os seus ganhos (sujeito à incerteza das sanções). Na teoria dos jogos cooperativos a unidade de análise é o grupo, sem que seja definido como se formam os conluios ou como partilham os seus ganhos (Ver Kreps, 1990).

¹⁰² Valor pelo qual os futuros *cash flows* devem ser multiplicados para obter o valor actual: $\delta = \frac{1}{(1+i)}$, sendo i a taxa de desconto.

Assim, um superjogo nas condições iniciais do jogo do dilema do prisioneiro pode resultar na solução não cooperativa (que corresponde a um equilíbrio de Nash¹⁰³ de um jogo de um só lance) do jogo do dilema do prisioneiro, ou ainda numa solução cooperativa, sem ter havido qualquer conluio de facto, tudo dependendo da importância dada ao futuro. Como referem Perloff, Karp e Golan (2007): poderão existir infinitos equilíbrios perfeitos num superjogo, tudo dependendo do factor de desconto. Para melhor entender o comportamento dos jogadores num superjogo é preciso acrescentar outro conceito: o de sanção. Durante um período de equilíbrio (aqui no sentido de estabilidade), uma certa forma de cooperação é mantida graças à ameaça de uma sanção para quem não a respeitar, isto enquanto o futuro pesar relativamente mais do que o passado.

Existem assim fortes similitudes entre o conceito de superjogo e o funcionamento do mercado grossista de energia eléctrica espanhol. A cada hora do dia pode ser associada um jogo, tendo em conta o nível de procura residual deste posto horário e, conseqüentemente, o centro electroprodutor, com o seu respectivo custo marginal, que define o preço de fecho do mercado. Devido aos diferentes níveis de procura residual, os períodos horários dos dias úteis devem ser diferenciados dos períodos horários dos fins-de-semana e dos feriados. Deste modo, os jogadores (vendedores) participam em vários jogos (períodos horários do mercado grossista) sem fim à vista, no qual as jogadas são efectuadas por todos os jogadores em simultâneo. Na primeira jogada, joga-se sem qualquer conhecimento acerca das acções dos adversários. Este é adquirido nas jogadas seguintes, com a observação das jogadas dos adversários. Neste jogo também apenas há, verdadeiramente, simultaneidade na primeira jogada. A incerteza da primeira jogada apenas reside no tipo de estratégias que seguirão os concorrentes, porque os custos de produção são conhecidos dos produtores e do conhecimento dos seus respectivos concorrentes, sendo a produção de energia eléctrica capital-intensiva e baseada em tecnologias padronizadas.

Num jogo deste género e desde que os jogadores dêem pelo menos tanta relevância ao futuro quanto ao presente, poder-se-ão manter situações de equilíbrio em torno de conluios tácitos.

¹⁰³ Um equilíbrio de Nash de estratégias puras é um conjunto de estratégias tais que nenhum jogador, tendo em conta as acções dos restantes jogadores como certas, quer alterar as suas acções, já que teria mais a perder com isso (Tirole, 1988). Esta definição pode ser alargada às estratégias mistas, isto é, a estratégias que incorporam uma componente probabilística/aleatória na determinação da acção. O equilíbrio de Nash apresentado dessa forma tem implícito o conceito de sub-ótimo: isto é, para uma determinada estratégia de um adversário (as restantes jogadas são de probabilidade zero, “zero probability event”), determina-se qual a estratégia que maximiza os resultados do jogador. Não há uma visão global do jogo por parte dos jogadores. Assim, o equilíbrio de Nash parte do princípio que as acções de um jogador não vão influenciar as acções do adversário, dando à partida o mesmo peso a todas as estratégias do adversário (ver Tirole, 1988).

Porém, outros factores para além da taxa de desconto influenciam a manutenção de situações de “cooperação”. Qualquer “choque” ao nível da procura, dos custos de produção ou das regras de funcionamento do mercado pode quebrar um conluio tácito. Num contexto como o do mercado grossista espanhol, no qual o enquadramento foi alterado por diversas vezes, tanto por motivos legais e políticos como por motivos económicos e tecnológicos, as “regras do jogo” que sustentam a actuação das empresas deste sector alteraram-se em consequência. Este facto condiciona fortemente a sustentabilidade de qualquer acordo tácito, existindo uma multiplicidade de equilíbrios possíveis.

Registe-se que este modelo de “Guerra e Paz”, com “estratégias de gatilho” (*trigger strategies*) foi inicialmente desenvolvido por Green e Porter (1984). Para o mercado analisado, a existência de períodos intercalados de conluio tácito, com períodos de concorrência baseada nos preços, foi evidenciada por Fabra e Toro (2005) para o ano de 1998.

A cada recomeço de um superjogo, isto é, após qualquer choque, existe um elemento de incerteza e de uma certa forma de racionalidade limitada. Numa situação de racionalidade limitada o indivíduo esforça-se conscienciosamente para atingir alguns objectivos, mas fá-lo de um modo que reflecte os seus limites cognitivos e racionais (ver Simon, 1955). Nesta definição está implícita uma aproximação ao conceito de aprendizagem. Kreps (1990) aborda a racionalidade limitada num contexto dinâmico de aprendizagem contínua. A curto prazo o indivíduo aborda a realidade ou escolhe o seu comportamento óptimo de forma simplificada e/ou com base numa má descrição da realidade. A longo prazo, o indivíduo reúne e assimila todas estas informações para melhorar ou reactualizar o modelo que utiliza a curto prazo. Deste ponto de vista também, o de percepção da realidade por parte dos produtores no mercado grossista de energia eléctrica, existem duas ópticas com repercussões na definição das estratégias: o curto e o médio e longo prazo.

3.3.3 COMENTÁRIO FINAL

Como foi referido, é expectável que sejam desenvolvidas estratégias anti-concorrenciais com base na retirada de quantidades num mercado do tipo UPA como o mercado analisado, nomeadamente porque a curva de oferta é, tendencialmente, côncava nos custos marginais. Para além deste factor, outros factores comumente reconhecidos poderiam ser acrescentados:

- O mercado da electricidade é praticamente inelástico em certos períodos do dia.
- É muito comum que as principais empresas sejam proprietárias das centrais de base e de ponta.

-
- As ofertas repetidas de uma forma quase infinita neste tipo de mercado assemelham-se a um superjogo, no qual os jogadores têm um conhecimento razoável das funções de oferta dos seus concorrentes (ver por exemplo Puller (2007) e Fabra e Toro (2005)).

Estas estratégias são agravadas quando são exercidas de uma forma concertada. Registe-se que vários trabalhos apontam para o facto do risco de práticas colusivas ser maior num mercado do tipo UPA, do que num mercado do tipo PABA (ver, por exemplo, Evans e Green (2003), Rassenti, Smith and Wilson (2003), Federico and Rahman (2003), Fabra, Von der Fehr e D. Harbord (2003) e Hästö e Hölmberg, (2005)).

Apesar destas considerações, por existirem vários motivos, nomeadamente técnicos, que podem justificar a retirada de capacidade, é quase impossível para uma entidade externa provar que um grupo de um centro electroprodutor que tenha sido declarado fora de serviço esteja na prática em condições de produzir energia eléctrica, como refere Wolak (2001). A dificuldade em provar qualquer manipulação de mercado baseada na retirada de capacidade é agravada quando, como no caso ibérico em geral e espanhol em particular, a componente hidrológica é importante no mix produtivo (ver por exemplo, Fridolfsson e Tangerás, 2009). Deste modo, apesar do exercício de poder de mercado no mercado espanhol estar bastante influenciado pelas estratégias de retirada de capacidade e, consequentemente, não se limitar às estratégias que directamente actuam no *mark-up*, esse primeiro tipo de estratégia é difícil de comprovar. Por isso, a maior parte da investigação efectuada foca-se nas estratégias baseadas no *mark-up*, em especial no caso da análise efectuada no capítulo seguinte.

4 ANÁLISE DO PODER DE MERCADO NO QUADRO DOS MODELOS ESTRUTURAIS

4.1 METODOLOGIAS EMPREGUES NA IDENTIFICAÇÃO DO PODER DE MERCADO

A identificação do poder de mercado pode realizar-se através de um conjunto de índices e de rácios que permitem de um modo rápido detectar a possibilidade de existir poder de mercado. Estes rácios baseiam-se no grau de concentração (Índice de Herfindahl-Hirschmann¹⁰⁴ - HHI e quota de mercado), na capacidade de ofertar face à procura total (indicador de fornecedor essencial¹⁰⁵ (Pivotal Supplier Indicator) e indicador de procura residual¹⁰⁶. Estes rácios são aplicados pelos reguladores sectoriais para monitorizar a potencial existência de exercício do poder de mercado, tendo alguns deles sido desenvolvidos pelos próprios reguladores sectoriais, em particular nos Estados Unidos (ver P. Twomey, et al, 2005).

Todavia estes rácios são apenas descritivos, não podendo *per se* justificar a existência ou não de poder de mercado. Para além da elevada dimensão e do número reduzido de empresas, muitos outros factores podem restringir a concorrência: o objectivo do produtor que varia consoante a empresa é pública ou privada, a estrutura e organização do sector; a elasticidade da procura; o grau de barreiras à entrada; a margem de crescimento do *output*; o peso dos custos fixos.

Todos estes factores desempenham um peso importante no sector eléctrico.

Assim, uma diminuição do índice de concentração baseado na produção não garante uma melhoria das condições de mercado. Este facto poderá simplesmente indicar que as empresas com mais capacidade instalada optaram estrategicamente por produzir menos do que poderiam, com o objectivo de aumentar os preços e beneficiar da elasticidade preço da procura reduzida. Registe-se, contudo, que a associação do grau de concentração de uma indústria ao exercício do poder de mercado é bastante controversa. Esta associação está na base do anterior paradigma da Economia Industrial, que se baseava numa relação directa entre estrutura, comportamento e resultados numa determinada indústria e que se iniciou com os trabalhos de Bain no início dos anos 50 (1951 e 1956). Porém, vários problemas metodológicos põem em causa os resultados desses trabalhos empíricos¹⁰⁷, tendo esses resultados sido

¹⁰⁴ Corresponde à soma do quadrado das quotas de mercado dos participantes no mercado.

¹⁰⁵ Períodos horários em que a capacidade (de produção) de um produtor é superior à diferença entre a procura total e a oferta residual (oferta de todos os concorrentes com excepção da do produtor analisado).

¹⁰⁶ Esta metodologia utiliza as mesmas variáveis do que a anterior. Porém, em lugar de calcular os períodos horários em que a oferta residual é superior à procura, determina o rácio médio entre a oferta residual e a procura total.

¹⁰⁷ Nomeadamente o facto de se compararem vários sectores, baseando-se no pressuposto errado de que se encontram todos numa situação de equilíbrio de longo prazo, através de sistemas de equações que

bastante desvalorizados. Schmalensee (1989) afirma, por exemplo, que se qualquer relação houver entre rentabilidade das empresas e concentração do mercado esta é estatisticamente bastante fraca.

Quando se utilizam dados sobre os custos de produção, pode-se estimar directamente o poder de mercado através do índice de Lerner: rácio da diferença entre o preço e o custo marginal, dividido pelo preço. Nesse caso, o preço corresponde ao preço ofertado pelo produtor numa determinada hora. Os preços ofertados quando disponíveis são de difícil tratamento. Contudo, a maior dificuldade de aplicação do índice de Lerner advém da determinação do custo marginal. Num sistema como o eléctrico espanhol, com um forte pendor para a produção com centrais hidroeléctricas, esta dificuldade não depende apenas do conhecimento da função custo das centrais, porque a normalização das tecnologias de produção de energia eléctrica permite com alguma segurança definir o custo marginal de produção¹⁰⁸. O maior problema reside na definição do custo marginal das centrais hídricas, que está relacionado com o custo de oportunidade¹⁰⁹ do aproveitamento hidroeléctrico, que por sua vez equivale ao custo marginal de produção do conjunto do sistema. Assim, entre outros dados, é necessário saber qual a disponibilidade hidroeléctrica no período analisado. Para um observador externo, a desagregação possível da disponibilidade hidroeléctrica em Espanha não vai mais além do período mensal. Acresce que esta abordagem nada diz sobre os motivos que justificarão, e deste modo possam interpretar, o facto do preço ser superior ao custo marginal.

A modelização do mercado grossista baseada nos comportamentos dos agentes definidos no quadro da teoria dos jogos constitui outro conjunto de metodologias utilizadas para definir o poder de mercado. Os modelos são calibrados com os dados dos custos de produção e da estrutura do mercado, de modo a prever os comportamentos ou compará-los com o que seria de esperar, facultando um verdadeiro quadro explicativo para o comportamento dos agentes de mercado. Tal como se viu no ponto anterior, no caso do sector eléctrico, os “jogos” considerados nos modelos são geralmente jogos à Cournot ou definidos por Klemperer e Meyer (1989)¹¹⁰. Nesta óptica, a investigação efectuada no presente capítulo, considera as quantidades transaccionadas como sendo a variável estratégica dos produtores do mercado analisado, pelo referido no capítulo 3.2.

correlacionam estruturas e resultados. Por outro lado, o problema da endogeneidade das variáveis independentes não foi considerado nestes modelos.

¹⁰⁸ Como se verá no capítulo 4.5.2.

¹⁰⁹ Este aspecto será desenvolvido no ponto seguinte.

¹¹⁰ Exemplos de aplicação são os trabalhos de Green e Newbery (1992) e Von der Fehr e Harbord (1993), com base no modelo de Klemperer e Meyer, e Arriaga (2005) com base no modelo de Cournot.

A aplicação de modelos baseados na teoria dos jogos requer igualmente a obtenção de um conjunto vasto de informação, nomeadamente o conhecimento dos custos de produção.

Foram seguidas duas abordagens que permitem identificar o poder de mercado sem necessitar dos dados relativos aos custos de produção. A primeira tem por base o cálculo do poder de mercado através da elasticidade procura residual. O recurso à elasticidade procura residual decorre dos trabalhos de Baker e Bresnahan (1988). Estes autores demonstraram existir uma relação entre o índice de Lerner e a inversa da elasticidade procura residual. Mais tarde, Wolak (2000) aplica esta relação ao sector eléctrico. Esta metodologia foi a seguida no presente trabalho para analisar as estratégias de curto prazo, sendo desenvolvida no capítulo 5.

A segunda abordagem consiste no recurso aos modelos estruturais. Esta é a abordagem seguida no presente capítulo para analisar as estratégias de longo prazo. A estimativa do poder de mercado baseada em modelos estruturais permite estimar a existência ou não de poder de mercado com base na dedução das diferentes variáveis, nomeadamente os custos marginais e a elasticidade preço da procura, endogeneizando-as no modelo. Dito de outro modo, ao definir o poder de mercado, o modelo estima igualmente as variáveis que o definem. Esta abordagem baseia-se na existência de uma situação de equilíbrio económico, obrigando à definição rigorosa do quadro teórico em que se desenvolve a actividade. Nesse exercício destaca-se a escolha das funções procura e oferta, o que implica, entre outras coisas, definir qual o modelo base (ou “jogo”) que reproduz o comportamentos dos agentes.

Quando aplicada com sucesso, esta abordagem tem a vantagem de facultar um conjunto de dados sobre o sector, tanto quanto às suas variáveis-chave (elasticidade procura e custo marginal), como quanto ao comportamento dos seus agentes. Porém, os resultados estão dependentes dos pressupostos considerados, como se verá no ponto seguinte.

4.2 O MODELO ESTRUTURAL

Como foi referido, o quadro teórico dos modelos estruturais baseia-se na existência de relações causais entre variáveis, explicadas pela teoria económica. Estas relações expressam-se, de um modo geral, na resolução de um sistema de equações, tendo, deste modo, implícita uma situação de equilíbrio. Assim, qualquer análise efectuada nesse quadro teórico baseia-se num conjunto de pressupostos. Estas têm diferentes vertentes que integram as relações económicas pressupostas, bem como as formas funcionais das equações que representam as relações causais do modelo.

A aplicação desta metodologia ao mercado grossista de energia eléctrica espanhol, com evidentes particularidades relacionadas com a natureza do produto e o seu forte enquadramento institucional,

oferece um cenário particularmente interessante. Na presente análise, a aplicação da metodologia obriga a clarificar o contexto económico desse mercado, nomeadamente ao definir as formas funcionais das equações, as variáveis endógenas e as variáveis instrumentais.

Os pressupostos assumidos condicionam os próprios resultados obtidos com a aplicação desta metodologia.

A validação desses resultados é feita com o cruzamento das estimativas do poder de mercado obtidas fora do modelo estrutural com dados estimados do custo marginal. Paralelamente, também se cruzam os valores estimados da elasticidade preço da procura assumindo que a função procura é linear, com os valores estimados da elasticidade preço da procura para outras formas funcionais.

A análise estende-se entre Janeiro de 1999 e Julho de 2007, permitindo assim avaliar a estabilidade das estratégias de médio e longo prazo.

4.2.1 PRINCIPAIS QUESTÕES METODOLÓGICAS

As relações causais entre a estrutura de mercado e o comportamento das empresas, sustentadas na teoria económica são definidas com as análises estruturais tendo por base modelos econométricos. Na génese deste tipo de abordagem encontram-se os trabalhos realizados pela Comissão Cowles de econometria que procurou, entre os anos 1939 e 1955, desenvolver modelos econométricos que permitissem relacionar a teoria económica, por um lado, e a matemática e a estatística, por outro. Os modelos estruturais surgem neste quadro, estando associados a modelos econométricos compostos por múltiplas equações, que podem descrever diferentes comportamentos económicos (Reiss e Wolak, 2005).

No contexto da Economia Industrial, este novo quadro conceptual é incluído na *New Empirical Industrial Organization* (NEIO). Este quadro conceptual surgiu no final dos anos setenta em claro confronto com o paradigma tradicional, que correlaciona estrutura, comportamento e lucro, comparando diferentes sectores.

A principal crítica apontada ao modelo tradicional pelos autores da NEIO prende-se com o facto deste modelo apenas explicitar as correlações existentes entre as variáveis dependentes e independentes, não solucionando os problemas de endogeneidade (Kadiyali, Sudhir e Rao, 2001). Na verdade, o modelo tradicional não permite evidenciar as relações causais existentes entre as variáveis que compõem os

modelos, ao contrário do novo paradigma (Reiss e Wolak, 2005). Assim, os resultados obtidos no quadro do anterior paradigma são, para Tirole (1988), meras “estatísticas descritivas”¹¹¹.

Os modelos estruturais são utilizados quando o valor das variáveis não é observável, tais como os custos que deverão ser estimados ou deduzidos recorrendo-se, por exemplo, aos preços dos factores produtivos.

Deste modo, os modelos estruturais reúnem um conjunto de vantagens face à abordagem que importa realçar. Seguindo Church e Ware (2000), as principais vantagens destes modelos são:

- Estes modelos não precisam de dados contabilísticos para definir a existência de poder de mercado.
- A estimativa do poder de mercado foca-se numa só indústria e não em várias indústrias, não estando por isso dependente do pressuposto das indústrias serem simétricas.
- Os comportamentos das empresas são estimados tendo por base modelos teóricos de oligopólios.

Neste quadro conceptual o poder de mercado não é directamente medido, mas é inferido da estimativa dos comportamentos das empresas resultantes da aplicação do modelo estrutural.

Porém, é na obrigatoriedade de internalizar a dedução de algumas das variáveis pertencentes ao membro direito das equações, que residem as principais críticas que são apontadas a estes modelos.

As conclusões resultantes da aplicação de modelos estruturais dependem em grande parte dos pressupostos relativos às formas funcionais das equações que compõem cada modelo ou às variáveis instrumentais escolhidas. No caso da definição do parâmetro comportamental nos modelos de análise do poder de mercado, as variáveis instrumentais escolhidas podem enviesar as estimativas.

Por outro lado, é reconhecido que a variável comportamental, estimada por estes modelos, está correlacionada com as condições de procura, que por sua vez são as variáveis instrumentais do modelo. Este facto pode enviesar, subestimando-a (ver Corts, 1999), a definição desta variável. O trabalho de Genesove e Mullin (1998) permitiu mostrar que, para um caso particular¹¹² analisado, este efeito, embora existindo, não altera as conclusões.

¹¹¹ Porém, como refere R. Schmalensee (1989), estes estudos tiveram a virtude de apontar tendências, que posteriormente foram comprovadas recorrendo a modelos mais elaborados. Este é um ponto de vista igualmente partilhado por Tirole (1988).

¹¹² Sector açucareiro norte-americano

Paralelamente a este tipo de constrangimentos, existem igualmente problemas de identificação do modelo, que podem contudo ser solucionados através da metodologia desenvolvida por Bresnahan (1982) e Lau (1982).

No sector eléctrico a aplicação do modelo estrutural foi efectuada tardiamente. Por exemplo, no caso do mercado inglês, um dos mercados eléctricos mais estudados, tanto quanto sabemos esta metodologia foi aplicada pela primeira vez através do modelo de Bresnahan-Lau por Wolfram (1999), em complemento a uma avaliação directa do poder de mercado, e no caso do mercado nórdico de energia eléctrica, Nordpool, esta abordagem foi realizada pela primeira vez em 2000 por Hjalmarsson, que se baseou numa versão dinâmica do modelo de Bresnahan-Lau, para a análise do poder de mercado. A aplicação tardia deste tipo de modelos aos sectores eléctricos é, em parte, fruto da liberalização nos sectores eléctricos apenas se ter iniciado no final dos anos 80. Outra causa, porventura fundamental, da aplicação tardia deste modelo advém da dificuldade em inferir duas das principais variáveis que definem o poder de mercado: a elasticidade preço da procura e os custos marginais.

Assim, os modelos econométricos aplicados no sector eléctrico são geralmente modelos de uma só equação, como referem Fezzi e Bunn (2006), que se situam fora do quadro estrutural puro, em que a procura é considerada uma variável externa.

Nos modelos econométricos aplicados de um modo geral a elasticidade preço da procura é considerada perfeitamente inelástica (Por exemplo: Borenstein, Bushnell e Wolak (2002); Goto e Karoly (2004); Joskow e Kahn (2002); Mansur (2003)) ou é pré-determinada fora do modelo (Por exemplo: Borenstein, Bushnell e Knittel (1999); Borenstein e Bushnell (1999); Green e Newbery (1992); Wolfram (1999)). No que diz respeito ao custo marginal, a sua determinação é geralmente externa ao modelo (como sucede com: Borenstein, et al. (2002); Fabra e Toro (2005); Joskow e Kahn (2002); Puller (2007)). Por seu lado, Wolfram (1999) seguiu as duas abordagens, deduzindo o custo marginal através do modelo e estimando-o directamente fora dele. No caso particular do mercado de energia eléctrica espanhol, o trabalho desenvolvido por Pérez-Arriaga no seu *Libro Blanco* (2005), que pautou algumas das reformas ocorridas nesse sector depois da sua publicação, é um exemplo evidente de definição de estimativa do poder de mercado, considerando a elasticidade preço da procura inelástica e o custo marginal como uma variável exógena do modelo.

De seguida, é apresentado o quadro teórico que sustenta o trabalho desenvolvido e que se prende com a análise do comportamento dos agentes. Num segundo momento, são apresentadas as questões mais directamente relacionadas com a análise estrutural.

4.2.2 APLICAÇÃO DO MODELO ESTRUTURAL AO MERCADO GROSSISTA ESPANHOL

INTERPRETAÇÃO DO PODER DE MERCADO E TEORIA DAS VARIAÇÕES CONJECTURAIIS

Pelo referido nos capítulos anteriores, consideram-se as quantidades transaccionadas como sendo a variável estratégica dos produtores do mercado analisado.

Deste modo, partindo da solução Nash-Cournot para o mercado grossista espanhol e retomando a fórmula de Cowling-Watson (1976), pode-se correlacionar o índice de Lerner e o tipo de estratégias desenvolvidas pelas empresas, através do índice θ^{113} .

Na base desta dedução, existe uma situação de equilíbrio, em que os agentes económicos maximizam o seu lucro económico, tendo em conta a sua função procura e a função custo:

$$\begin{cases} P = P(Q, D) \\ C = C(Q, W) \end{cases} \quad (4.1)$$

Sendo P a inversa da função procura, que depende das quantidades Q e de um conjunto de variáveis D , e C a função custo que depende igualmente das quantidades assim como de um conjunto de variáveis exógenas W que não influenciam a função preço.

O lucro π de uma empresa i será então dado pela seguinte expressão:

$$\pi_i = P(Q, D)q_i - C_i(q_i, W) \quad (4.2)$$

A condição de primeira ordem de maximização do lucro da empresa é obtida através da derivação em ordem a q_i da equação (4.2):

$$\frac{d\pi_i}{dq_i} = 0 \quad (4.3)$$

Esta derivação estabelece a igualdade entre a receita marginal e o custo marginal:

$$P + \theta_i \frac{dP}{dQ} q_i = \frac{dC_i(q_i, W)}{dq_i} \quad (4.4)$$

A expressão do membro esquerdo da equação (4.4) corresponde à receita marginal da empresa i e a expressão do membro direito ao seu custo marginal.

No que diz respeito à receita marginal, $\frac{dP}{dQ}$ é o declive da curva da procura e θ_i é o parâmetro de conduta do agente i . Por outro lado:

$$\sum_{i=1}^n q_i \equiv Q \quad (4.5)$$

¹¹³ Ver por exemplo Bresnahan (1982)

Reorganizando a equação (4.4) e dividindo-a por PQ obtém-se a seguinte relação:

$$\frac{(P - Cmg_i)}{P} = \frac{s_i \theta_i}{|\varepsilon|} \quad (4.6)$$

Em que Cmg_i é o custo marginal da empresa i , s_i é a sua quota de mercado e ε é a elasticidade preço da procura da indústria, dada por $\frac{\frac{dP}{P}}{\frac{dQ}{Q}}$.

$s_i \theta_i$ encontra-se no intervalo $[0; 1]$. Caso $s_i \theta_i$ seja igual a 0, a estratégia da empresa i enquadra-se na concorrência perfeita, caso esta variável seja igual a 1, a estratégia da empresa corresponde à de um conluio.

Alguns autores optam simplesmente por considerar esta variável como o índice de Lerner ajustado à elasticidade preço da procura (tal foi a abordagem de Wolfram, 1989). Porém esta abordagem nada diz sobre o comportamento das empresas.

Por sua vez, θ_i pode ser reinterpretado no quadro da teoria das variações conjecturais. Neste quadro conceptual, as empresas definem as suas estratégias tendo em conta as “conjecturas” que fazem, quanto ao comportamento dos seus rivais face a qualquer alteração das suas ofertas.

No presente contexto, a variável v_i da empresa i corresponderá à conjectura que a empresa faz quanto à resposta em termos de produção dos seus $n-1$ concorrentes, quando a empresa altera a sua produção:

$$v_i = \frac{dQ_{-i}}{dq_i} \quad (4.7)$$

Sendo Q_{-i} a produção conjunta de todos os produtores com excepção do produtor i . Deste modo para a empresa i , a relação entre θ_i e v_i é dada por:

$$\theta_i = 1 + v_i \quad (4.8)$$

v_i pertence ao intervalo $\left[-1; \frac{(1-s_i)}{s_i}\right]$. Caso se suponha que o mercado é simétrico isto é, os n concorrentes têm a mesma quota de mercado, v_i pertence ao intervalo $[-1; n - 1]$. No limite inferior do intervalo, encontramos numa situação de concorrência perfeita, no extremo superior, numa situação de conluio. Registe-se que para cada grau de concentração existe um valor diferente para v_i que corresponderá a um conluio. De modo a garantir que as conjecturas efectuadas sejam validadas, as conjecturas a considerar devem ser consistentes (ver Bresnahan (1981 e 1983)), isto é, o parâmetro da variação conjectural deve ser igual à resposta óptima do seu concorrente. Como referem Perloff, Karp e Golan (2007), com conjecturas consistentes as crenças de uma empresa são correctas em equilíbrio.

Juntando este pressuposto ao pressuposto de que a resposta dos concorrentes é linear, do qual resulta a constante v_i , permite garantir a existência de um único resultado (ver Perloff, Karp e Golan (2007)).

Pese embora o referido anteriormente, a aplicação da teoria das variações conjecturais não é consensual. Esta teoria tem como principal desvantagem a sua difícil interpretação, nomeadamente quando os resultados obtidos para o rácio θ_i se afastam dos resultados associados a modelos estratégicos bem definidos (0, quando o mercado é competitivo; $1/s_i$ (ou n perante simetria no mercado) quando se verifica um conluio perfeito; 1, perante um equilíbrio à Cournot). A continuidade da variável θ_i , compreendida no intervalo $[0; \frac{1}{s_i}]$, não tem um modelo teórico que a apoie¹¹⁴, obrigando a interpretar com cautela os resultados.

Mas a principal crítica a esta metodologia reside no facto de ser um modelo estático que procura explicar comportamentos dinâmicos. O que leva por exemplo Perloff, Karp e Golan (2007) a argumentarem que de um modo geral é necessário introduzir componentes dinâmicas nos fundamentos dos jogos para que seja verdadeiramente garantido que haja um único equilíbrio.

Contudo, no caso presente a teoria das variações conjecturais pode ser aplicada na interpretação das relações dinâmicas, tendo em conta que os comportamentos dos agentes no mercado grossista espanhol podem ser associados a superjogos, pelo seu carácter repetitivo, que permitem justificar a continuidade de modelos estáticos, tais como Bertrand ou Cournot, ao longo do tempo. Facto que é assumido por Perloff, Karp e Golan (2007, p. 109): *“The theory of repeated game rationalizes the existence of equilibria (competition, Bertrand, Cournot and cartel) of static models. In this sense, the theory of repeated games provides a game-theoretic basis for estimating static market conduct for conjectural variation models”*. Sublinhe-se que a correspondência entra os modelos dinâmicos e os modelos das variações conjecturais em oligopólio foi demonstrado, para certas situações, salientando-se um trabalho de Cabral (1995) no qual esta correspondência foi demonstrada para um jogo repetido.

Registe-se também que a fragilidade dos pressupostos é comum a grande parte das abordagens, mais complexas, que se enquadram na teoria dos jogos, como por exemplo no que diz respeito à racionalidade dos agentes e ao seu acesso à informação. Acresce que essa metodologia é de fácil aplicação e bastante útil nos estudos do poder de mercado como referem Church e Ware (2000), merecendo porém as devidas reservas na interpretação dos resultados. Nesse sentido, referira-se que num artigo em que demonstra que a aplicação da metodologia das variações conjecturais pode subestimar a existência de conluios, Corts (1999, p. 231) não deixa de fazer a seguinte afirmação

¹¹⁴ Ver por exemplo Perloff, et al. (2007) ou Kadiyali, et al., (2001).

referindo-se à utilização dos modelos conjecturais: “*The criticism of this paper does not center on the usefulness of this measure or its interpretation, but rather on the inability ... to estimate this parameter accurately.*”

Voltando á aplicação do modelo conjectural, se se pressupôr, por um lado, que o mercado é simétrico, isto é, que as empresas partilham a mesma função custo $C(q,W)$ e, conseqüentemente, que todas as empresas produzirão a mesma quantidade $q=q_i$ e, por outro lado, que as empresas partilham igualmente as mesmas conjecturas quanto às estratégias dos seus concorrentes, pode-se alargar a equação (4.6) a toda a indústria¹¹⁵. Nessa circunstância, s_i corresponde a $1/n$, e a equação (4.6) corresponderá a:

$$\frac{(P-Cmg)}{P} = \frac{\theta}{n|\varepsilon|} \quad (4.9)$$

Sendo Cmg o custo marginal e θ a variável comportamental da indústria. Nesse caso, a variável θ estará compreendida no intervalo $[0;1]$.

Se for abandonado o pressuposto da simetria do mercado, multiplica-se para cada empresa ambos os lados da equação (4.6) por s_i e soma-se cada equação correspondente a cada empresa da indústria, obtendo-se para o conjunto da indústria a seguinte relação:

$$\frac{(P-\overline{Cmg})}{P} = \frac{\sum_i^n s_i^2 \theta_i}{|\varepsilon|} \quad (4.10)$$

Caso pressupormos que as variáveis das empresas são semelhantes teremos θ_i igual a $\bar{\theta}$:

$$\frac{(P-\overline{Cmg})}{P} = \frac{\sum_i^n s_i^2 \theta_i}{|\varepsilon|} = \frac{\bar{\theta} \sum_i^n s_i^2}{|\varepsilon|} = \frac{\bar{\theta} HHI}{|\varepsilon|} = \lambda \quad (4.11)$$

Sendo \overline{Cmg} , o custo marginal ponderado da indústria, HHI, o índice de Herfindahl-Hirschman, e λ o factor de medição do grau de poder de mercado, que corresponde ao índice de Lerner. Neste caso, o índice de Lerner está directamente relacionado com o grau de concentração e com as variações conjecturais das empresas. Esta equação corresponde ao modelo descrito por Cabral (2000) e que, na sua génese, decorre do trabalho de Cowling e Waterson (1976). Neste contexto, caso $\bar{\theta} = \frac{1}{HHI}$, verifica-se um conluio perfeito; quando $\bar{\theta} = 1$, verifica-se um equilíbrio de Cournot e, finalmente, quando $\bar{\theta} = 0$, está-se perante um mercado perfeitamente competitivo.

¹¹⁵ O elevado grau de concentração do sector eléctrico espanhol nos primeiros anos da análise permite considerar que este pressuposto não enviesasse os resultados.

Os modelos desenvolvidos no presente trabalho têm por base a equação (4.11), procurando-se deduzir o parâmetro θ . As questões relacionadas com a interpretação do valor obtido merecerão um cuidado particular.

Em suma, os modelos aplicados pressupõem que as quantidades transaccionadas correspondem à variável estratégica, enquanto a interpretação das estratégias das empresas é efectuada através da teoria das variações conjecturais.

APLICAÇÃO DO MODELO ESTRUTURAL

Retomando-se o sistema de equações (4.1) e evidenciando-se a variável comportamental $\bar{\theta}$, obtém-se assim o seguinte modelo estrutural:

$$\begin{cases} P = P(Q, D) \\ C = C(Q, W, \bar{\theta}) \end{cases} \quad (4.12)$$

Na definição de um modelo estrutural, duas questões inter-relacionadas têm de ser solucionadas: a identificação, isto é, a estimativa dos parâmetros estruturais, e a endogeneidade das variáveis.

A questão da identificação ocorre naturalmente num sistema de equações, tendo em conta que existem variáveis que aparecem tanto no membro direito, como variáveis que aparecem no membro esquerdo das equações do sistema. Deste modo, num sistema de equações existe pelo menos uma variável endógena.

A condição necessária para se poder identificar uma equação é a condição de ordem (*order condition*). Esta condição estabelece que devem existir pelo menos tantas variáveis exógenas excluídas de cada equação, quanto o número de variáveis endógenas que delas fazem parte (ver Wooldbridge (2006) e Green (2003)). A condição suficiente, condição de gradação (*rank condition*), estabelece que a variável exógena excluída da primeira equação tem de ter uma população diferente de zero na segunda equação (ver Wooldbridge (2006)). Assim, por exemplo, num sistema de duas equações em que exista apenas uma variável endógena na primeira equação, terá que haver uma variável exógena na segunda equação que seja a variável instrumental da variável endógena da primeira equação.

No presente trabalho, a resolução do problema de identificação permite solucionar a função procura (na primeira equação), isto é, definir a elasticidade preço da procura, e a equação da relação de equilíbrio da oferta e da procura de energia eléctrica (segunda equação). Para esse fim, é necessário distinguir os diferentes comportamentos das empresas em situações de concorrência ou em situações de exercício

de poder de mercado após a ocorrência de um choque externo. Para isso, a função procura¹¹⁶ deverá “rodar” face a um choque externo e não se deslocar paralelamente. A inversa da função procura apresenta-se do seguinte modo:

$$P = \alpha + \beta_1 Q + \beta_2 D_2 + \beta_3 D_1 Q \quad (4.13)$$

Na equação (4.13), as variáveis D são variáveis exógenas. A variável D_1 poderá ser o preço de um produto substituto, ou no caso do mercado de energia eléctrica, alterações das condições meteorológicas, e D_2 o rendimento disponível. O termo $\beta_3 D_1 Q$ é o que permite “rodar” a equação, porque, para o mesmo nível de procura Q , qualquer variação de D_1 altera o declive da função.

A derivada dessa equação, que corresponde ao declive da função, apresentará a seguinte expressão:

$$\frac{dP}{dQ} = \beta_1 + \beta_3 D_1 \quad (4.14)$$

Introduzindo a equação (4.14) na equação (4.4), alargada a toda a indústria, obtém-se:

$$P + \bar{\theta}(\beta_1 + \beta_3 D_1)Q = \frac{dC(Q,W)}{dQ} \quad (4.15)$$

Supondo:

$$\frac{dC(Q,W)}{dQ} = \rho + \zeta_1 Q + \zeta_2 W \quad (4.16)$$

Então:

$$P = \rho + \zeta_1 Q + \zeta_2 W - \bar{\theta}(\beta_1 + \beta_3 D_1)Q = \rho + (\zeta_1 - \bar{\theta}\beta_1)Q - \bar{\theta}\beta_3 D_1 Q + \zeta_2 W \quad (4.17)$$

Ter-se-á de estimar o sistema com as equações (4.13) e (4.17), que pode ser resolvido por haver duas variáveis exógenas W e D_2 excluídas, respectivamente, de cada uma dessas equações. Para estimar a variável comportamental $\bar{\theta}$, supondo que o custo marginal é constante¹¹⁷, basta dividir $\bar{\theta}\beta_3 D_1$ da equação (4.17), por $\beta_3 D_1$, estimado com a resolução da equação (4.13).

QUESTÕES DINÂMICAS

Pela sua importância, importa desenvolver as questões relacionadas com o aspecto temporal do modelo, retomando a classificação de Perloff, Karp e Golan (2007). Estes autores não se debruçam sobre a longevidade do período, mas sim sobre os efeitos das suas acções, separam as dinâmicas puramente estratégicas das dinâmicas decorrentes de decisões sobre variáveis fundamentais da empresa, tais

¹¹⁶ Vários manuais de Economia Industrial abordam este tema. No caso presente segue-se a dedução de Church e Ware (2000).

¹¹⁷ Church e Ware (2000).

como: os gastos em investigação e desenvolvimento, o investimento em mais capacidade, a aquisição de um qualquer concorrente, entre outros... Decisões que são de particular importância no sector eléctrico, designadamente por este ser capital-intensivo.

Importa referir que no quadro conceptual apresentado por Perloff, Karp e Golan¹¹⁸, o conceito de estratégia decorre das acções tomadas tendo em conta as expectativas quanto às acções dos concorrentes, sendo este conceito associado aos oligopólios, não sendo aplicável às situações de monopólio e de concorrência perfeita. Por seu lado, as decisões sobre variáveis fundamentais que resultam na alteração da estrutura do mercado também são tomadas por empresas monopolistas, assim como por empresas num mercado competitivo. No caso dos oligopólios as expectativas dos produtores quanto às respostas dos agentes são evidentemente internalizadas nessas decisões.

Assim, as estratégias correspondem a planos concebidos pelas empresas com vista a competir com os seus concorrentes, não afectando forçosamente a estrutura do mercado. As estratégias repetidas ou “superjogos”, que se adaptam ao mercado do tipo UPA, enquadram-se nesse âmbito. Neste caso, não há alteração nem da função custo, nem da função oferta, mas os concorrentes reagirão às acções dos rivais alterando as suas expectativas. Esta visão dinâmica justifica como se viu a aplicação de um modelo das variações conjecturais.

As decisões sobre as variáveis fundamentais podem existir em qualquer estrutura de mercado (monopólio, concorrência imperfeita, oligopólio), alterando o equilíbrio entre a oferta e a procura no futuro para o conjunto do mercado. Esta análise obriga igualmente a uma revisão da definição do poder de mercado, de modo a incorporar a óptica de longo prazo nos custos marginais, isto é, a incorporar igualmente os investimentos.

No caso presente, a investigação efectuada foca-se no resultado das estratégias de médio ou longo prazo, que não ponham em causa a estrutura de mercado.

4.2.3 ABORDAGENS DA ANÁLISE EMPÍRICA

O modelo escolhido corresponde ao sistema de equações de procura e de oferta mensal no mercado *spot* espanhol (diário e intra-diário) grossista de energia eléctrica para o período compreendido entre Janeiro 1999 e Junho de 2007.

¹¹⁸ Esta problemática é bastante conceptual. Assim, por exemplo, se considerarmos Church e Ware (2000), as decisões estratégicas podem mudar a estrutura dos mercados, sendo que as decisões tácticas é que são efectuadas no quadro de uma determinada estrutura de mercado.

MODELO ESTRUTURAL

A aplicação do modelo estrutural materializa-se, na resolução do seguinte sistema decorrente da inversa da equação (4.13) e da equação (4.17):

$$\begin{cases} Q_t = \alpha_1 + \gamma P_t + \varphi Z_t P_t + \beta Z_t + \sum_{i=1}^n \beta_i D_{ti} + u_{t1} \\ P_t = \alpha_2 + \sum_{j=1}^m \beta_j W_{tj} - \bar{\theta}(\gamma + \varphi Z_t) Q_t + u_{t2} \end{cases} \quad (4.18)$$

Em que:

- Z_t , é a variável exógena, que permite que a função procura altere o seu declive.
- D_{ti} , são as variáveis explicativas da função procura.
- W_{tj} são as variáveis exógenas explicativas do custo marginal.

As incertezas quanto às formas funcionais da função procura têm grandes implicações nos resultados obtidos. Para além de testar várias formas funcionais para a função procura (aspecto apresentado no ponto seguinte), o presente trabalho também procura contornar esta fraqueza estrutural não resolvendo em simultâneo as equações do modelo, aplicando-se a metodologia da informação limitada (*limited information methods*). Esta última abordagem, embora implique alguma perda de precisão face à resolução das equações em simultâneo (métodos de informação total, *full information methods*), tem duas vantagens segundo Green (2003, p 412). Em primeiro lugar, não difunde erros de especificação de uma equação para outra. Em segundo lugar, as metodologias que lhes estão ligadas, nomeadamente a dos mínimos quadrados em duas etapas (*2 Stage Least Square*) terão uma variância menor do que as que estão relacionadas com os métodos de informação total, como a dos mínimos quadrados em três etapas (*3 Stage Least Square*).

Uma vez estimada a variável comportamental $\bar{\theta}$, calcula-se o índice de Lerner médio do período aplicando a equação (4.11), sendo para esse efeito necessário determinar o Índice de Herfindahl, HHI, e

estimar a elasticidade preço da procura $\frac{\frac{dQ_t}{dP_t}}{\frac{Q_t}{P_t}}$ com base na primeira equação do sistema (4.18).

ANÁLISE FORA DO MODELO ESTRUTURAL

A aplicação do modelo estrutural requer que se tenha um cuidado particular nos pressupostos considerados quanto às formas funcionais, às variáveis explicativas e às variáveis instrumentais. De modo a responder a essa exigência, os resultados obtidos com o modelo estrutural foram testados de três formas:

- A elasticidade preço da procura é estimada assumindo-se outras formas funcionais para a função procura para além da função linear, no seguimento do trabalho de Genesove e Mullin (1998).
- Testa-se o pressuposto de que a função custo é uma função linear ao estimar-se os indutores do custo marginal não só com base numa função linear, como também com base numa função translog.
- Finalmente, testa-se a capacidade do modelo estrutural em definir o grau de poder de mercado e a variável comportamental, comparando os seus resultados com a estimativa quase directa destas variáveis. Registe-se que se dispõe de dados que possibilitam estimar com algum rigor o custo marginal ocorrido e consequentemente calcular de uma forma quase directa o poder de mercado.

Pela sua importância este último exercício é desenvolvido com bastante detalhe. Neste caso, a equação (4.11) é resolvida fora do modelo estrutural, isto é, assumindo que todas as variáveis são exógenas, com excepção da variável comportamental θ ¹¹⁹.

A comparação desses resultados com os obtidos no modelo estrutural permite validar os resultados obtidos para os parâmetros endogeneizados: a elasticidade preço da procura e o custo marginal. Neste caso, a equação que representa a procura é resolvida através de uma regressão deste género:

$$Q_t = \alpha_1 + \omega P_t + \sum_{i=1}^n \beta_i D_{ti} + \mu_{t3} \quad (4.19)$$

Esta regressão corresponde à utilizada para testar a forma funcional da função procura implícita no modelo estrutural. Deste modo, esta regressão não é apenas resolvida para uma forma funcional¹²⁰, é resolvida para 4 formas funcionais (linear, logarítmica, exponencial e quadrática).

Posteriormente, aplica-se a regressão (4.20) baseada no índice de Lerner, por forma a estimar o factor de *mark up* λ :

$$P_t = \frac{\overline{cmg}_t}{(-\lambda+1)} + \mu_{t4} \quad (4.20)$$

Sendo \overline{cmg}_t o custo médio marginal no mês t . O cálculo deste parâmetro é efectuado detalhadamente no capítulo 4.5.

¹¹⁹ Poder-se-ia considerar pouco razoável que o grau de concentração do mercado seja considerado exógeno, nomeadamente face à variável comportamental. Porém, como se verá no caso particular do mercado e do período analisado este pressuposto pode perfeitamente ser aceite.

¹²⁰ Seguindo a metodologia do trabalho charneira para a nova economia industrial de Genesove e Mullin (1998).

Finalmente, para ambos os casos adapta-se a equação (4.11), de modo a calcular-se o factor comportamental “médio”, $\bar{\theta}$, fora do modelo estrutural:

$$\bar{\theta} = \frac{\lambda|\epsilon|}{HHI} \quad (4.21)$$

O valor da elasticidade preço da procura, $\frac{\frac{dQ_t}{dP_t}}{\frac{Q_t}{P_t}}$, é calculado com base na equação (4.19).

4.3 EQUAÇÃO DA FUNÇÃO PROCURA DE ENERGIA ELÉCTRICA

4.3.1 BREVE ANÁLISE DO MERCADO NO PERÍODO COMPREENDIDO ENTRE JANEIRO 1999 E JULHO DE 2007

A OMEL é o operador do mercado grossista. Este mercado subdivide-se em mercado diário e em mercado intra-diário. No mercado diário, os produtores de energia eléctrica submetem, para o dia seguinte, ofertas de venda de quantidades de energia eléctrica, numa base horária, a um preço mínimo e os compradores (distribuidores, comercializadores e consumidores elegíveis) submetem ofertas horárias de compra de energia eléctrica, a um preço máximo. Com base nestas ofertas, a OMEL constrói as curvas horárias de compra e de venda de energia eléctrica, sendo o preço em cada hora (chamado de preço marginal do sistema) em que as transacções são efectuadas resultante do cruzamento destas curvas.

No mercado diário são também transaccionados a energia com entrega física dos mercados de futuros da OMIP, a partir de 3 de Julho de 2006, assim como os contratos bilaterais com entidades internacionais. Como foi anteriormente referido, com a publicação do Real Decreto 5/2005 acabou a obrigatoriedade de toda energia em regime de mercado ser transaccionada no mercado grossista, permitindo assim a existência de contratos bilaterais com entidades nacionais à margem desse mercado.

Em situação normal¹²¹, mais de 90% da energia eléctrica é transaccionada no mercado diário.

No mercado intra-diário, efectuam-se no próprio dia os acertos finais de modo a ajustar a procura e a oferta. O mercado intra-diário é constituído por 6 blocos de ofertas.

O operador do sistema, a Red Electrica de España, é responsável pela resolução de qualquer constrangimento técnico, bem como do ajuste físico entre a produção e o consumo.

¹²¹ Com excepção do período posterior à publicação do Real *Decreto-ley* 3/2006 que teve como efeito alterar o peso do mercado diário.

Outra fonte de rendimento dos produtores provém da remuneração da disponibilidade de produção declarada, através do pagamento da garantia de potência.

O preço final da energia eléctrica transaccionada no mercado grossista, antes de ser distribuído, provém na sua grande maioria dos mercados diário e intra-diário, que, geralmente, representam entre 70 a 80% deste preço, sendo os restantes montantes provenientes da garantia de potência e da operação do sistema.

4.3.2 DEFINIÇÃO DA FUNÇÃO PROCURA

Considerando uma forma funcional linear, a função procura apresenta-se do seguinte modo:

$$Q_{t(P)} = \alpha P_t + \sum_{k=1}^M \beta_k W_{kt} \quad (4.22)$$

Em que P_t é o preço da energia eléctrica e W_{kt} outro factor k explicativo da evolução da procura.

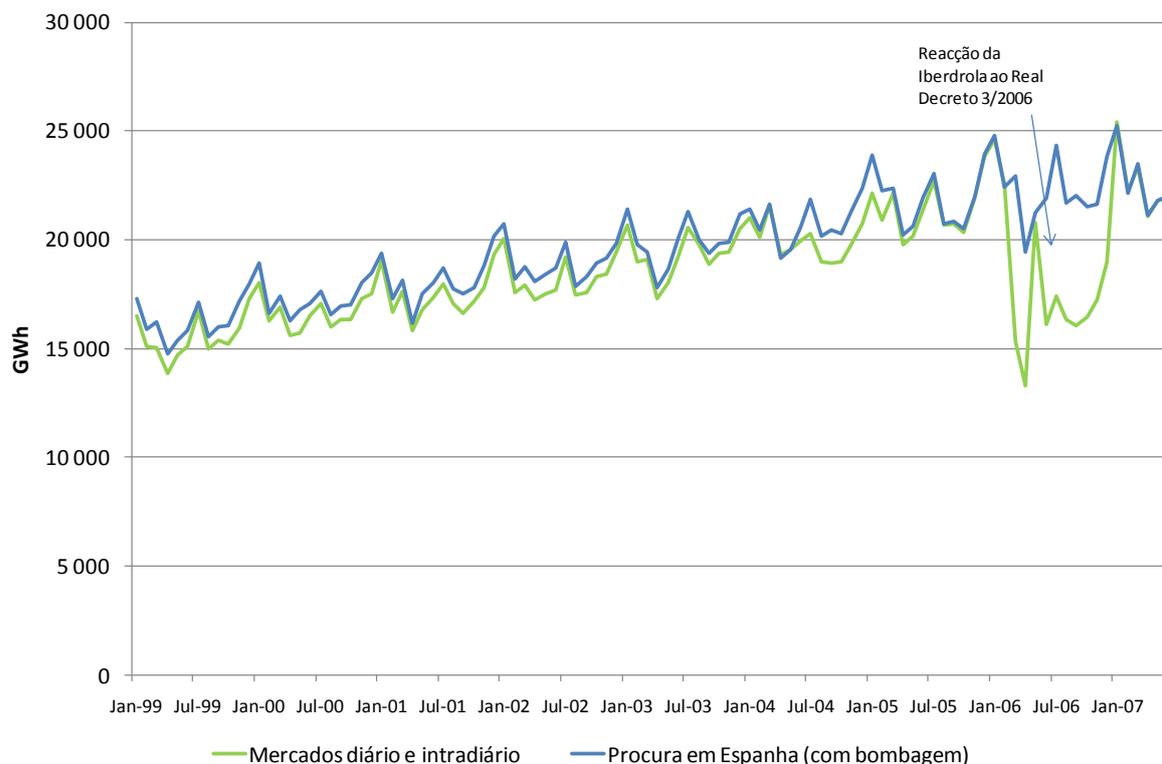
VARIÁVEIS DA FUNÇÃO PROCURA

Duas fases distintas podem ser observadas na procura de energia eléctrica nos mercados diário e intra-diário durante o período analisado (ver capítulo 2.2.2):

- Até Fevereiro de 2006, estes mercados representaram mais de 95% do consumo de energia eléctrica em Espanha. Este período antecede a aplicação do Real Decreto-ley 3/2006, que impôs durante o ano de 2006 um limite ao preço transaccionado por empresas dentro do mesmo grupo e a entrada em pleno do fim da obrigação da aquisição no mercado à vista (Real Decreto 5/2005).
- A partir de Março de 2006, quando estes mercados, com altos e baixos, viram o seu peso no consumo total baixar substancialmente, nomeadamente com a retirada anteriormente referida por parte da Iberdrola de grande parte das suas ofertas dos mercados diário e intra-diário em resposta ao Real Decreto-ley 3/2006.

A figura que se segue ilustra esta evolução.

Figura 4-1 – Procura mensal e transacções nos mercados diários e intra-diários



Fonte: OMEL, REE

Tendo em conta que o consumo de electricidade reflecte a actividade económica, a escolha de qualquer variável que também reflecta a actividade económica global em Espanha assemelha-se uma boa opção para explicar a evolução de longo prazo da procura de energia eléctrica. O PIB espanhol é a variável à partida naturalmente escolhida.

No entanto, o PIB é uma variável cujos dados são facultados trimestralmente. Procurou-se contornar este problema, estimando a evolução mensal do PIB, nomeadamente com base noutros indicadores, tais como a produção industrial. Observou-se, todavia, que a estimativa do PIB em base mensal não é uma variável significativa. Em consequência teve de se recorrer a outras variáveis.

Com a excepção do ocorrido em 2009, é conhecido que em Espanha a evolução do consumo de energia eléctrica tem crescido a um ritmo superior ao do PIB. O aumento da intensidade energética nesse país tem-se verificado em contra-ciclo com as principais economias ocidentais. Paralelamente, o consumo do gasóleo rodoviário também aumentou mais do que o PIB nos últimos anos. Estes factos decorrem do aumento do poder de compra em Espanha não ter tido como contraponto uma alteração da estrutura produtiva, com reflexo no aumento da intensidade energética do PIB, quando calculada com base na energia eléctrica ou no gasóleo (ver o trabalho de Mendiluce, Pérez-Arriaga e Ocaña, 2009). O aumento

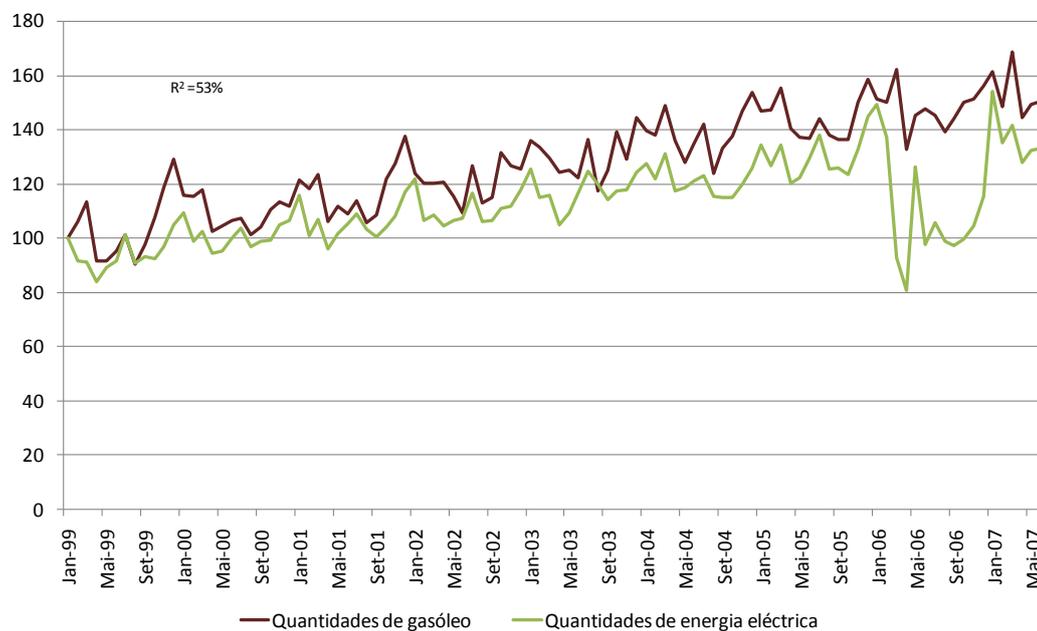
do poder de compra em Espanha tem-se baseado, pelo contrário, em actividades com menor valor acrescentado, tais como o turismo e a construção civil.

Acresce que alguns estudos têm demonstrado que o consumo de gasóleo rodoviário em Espanha apresentou na última década uma evolução diferente dos restantes combustíveis, sendo a elasticidade preço da procura muito menor, característica que partilha com o consumo de energia eléctrica. Este facto deveu-se ao apoio indirecto do Governo espanhol na subsídioção fiscal do gasóleo face a outros combustíveis como forma de apoio aos investimentos no sector da construção, nomeadamente nas rodovias (como defendem González-Marrero, Lorenzo-Alegría e Marrero, 2008).

Assim para o período em análise, escolheu-se o consumo de gasóleo rodoviário como a variável independente da procura de energia eléctrica. Sendo omissa, a variável “aumento da intensidade energética do PIB”, é expectável que a variável “consumo de gasóleo” seja uma variável endógena. Esta variável em conjunto com a procura de energia eléctrica reflecte bem as particularidades da evolução da actividade económica em Espanha nos últimos anos, que se apoiou principalmente apenas em dois ou três sectores económicos. Acresce que esta variável tem uma sazonalidade muito parecida com a do consumo de energia eléctrica, como se verá de seguida.

A figura que se segue mostra que as séries de consumo de gasóleo e de energia eléctrica evoluíram de uma forma relativamente paralela até Fevereiro de 2006, embora o consumo de gasóleo se apresente mais volátil do que o da energia eléctrica até essa data.

Figura 4-2 – Evolução das quantidades de gasóleo rodoviário consumido e de energia eléctrica transaccionada
Base 100 Janeiro 1999

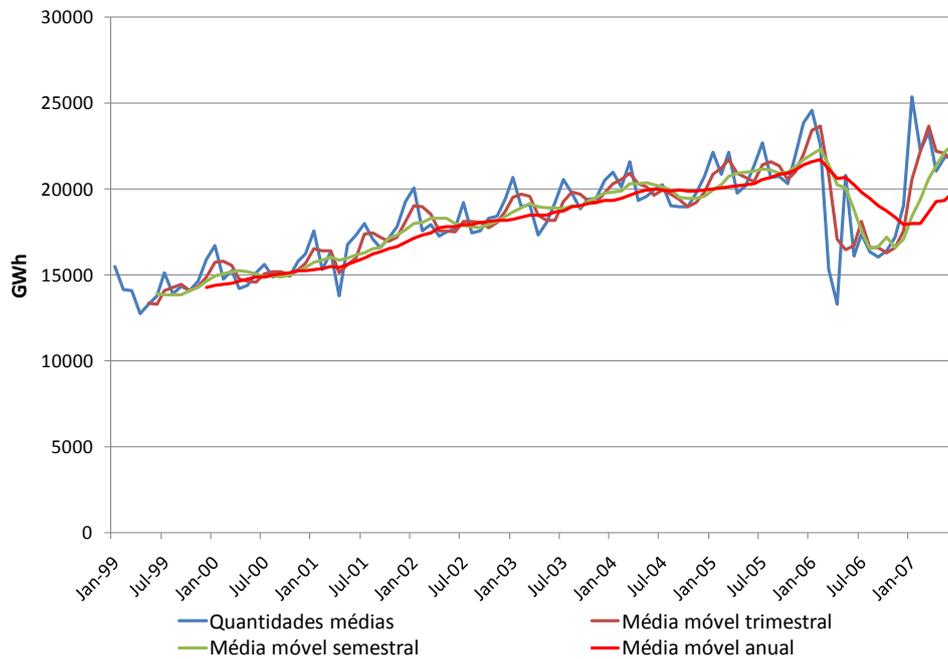


Fonte: OMEL, Ministerio de Industria, Turismo Y Comercio

Os consumos de energia eléctrica e de gasóleo rodoviário têm em comum alguns factores que explicam as suas variações, em muito relacionados com os ciclos da actividade económica.

A figura que se segue reflecte a sazonalidade da procura.

Figura 4-3 – Sazonalidade das quantidades transaccionadas nos mercados diários e intra-diário



Fonte: OMEL

É conhecido que a sazonalidade da procura de energia eléctrica deve-se tanto à sazonalidade da actividade económica, como à da evolução da temperatura¹²².

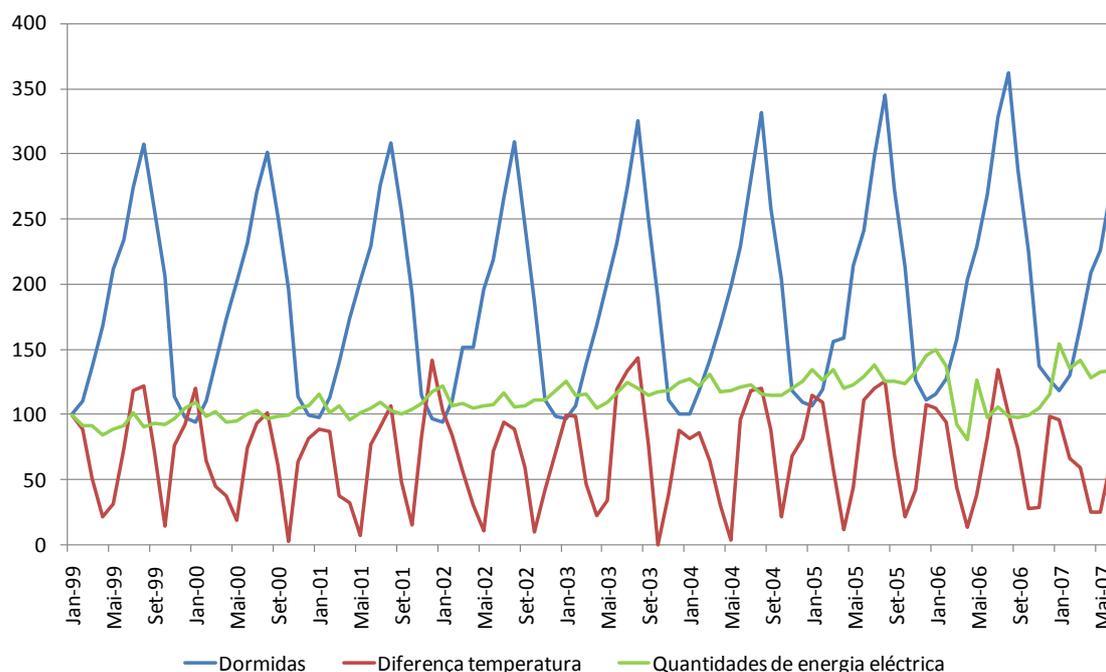
Nesse sentido, testou-se a aderência de algumas variáveis representativas da sazonalidade económica (“dormidas na hotelaria”, “produção industrial”, “consumo privado” e “dias úteis”) e da temperatura (“temperatura média mensal” e “diferença de temperatura”¹²³). Porém, algumas destas variáveis foram abandonadas por não serem estatisticamente significativas (os dias úteis em cada mês, a temperatura média mensal, o consumo privado, a produção industrial). Do conjunto de variáveis referidas, escolheram-se duas variáveis que reflectem a sazonalidade anual da procura de energia eléctrica: o número de dormidas na hotelaria em cada mês, cuja sazonalidade evolui inversamente com a procura de energia eléctrica e com a própria actividade económica, e a diferença de temperatura em cada mês face ao valor médio anual. Por ser uma variável explicativa da evolução da procura, em especial no curto prazo, esta variável foi igualmente considerada como variável que permite “rodar” a função procura

¹²² O que leve a que muitas vezes a procura seja corrigida do efeito destas duas variáveis. Em Portugal é usual por parte do operador da rede de transporte corrigir a procura através da temperatura. Para além da temperatura, o operador da rede de transporte em Espanha também corrige a procura de energia eléctrica da actividade económica. Importa recordar que as quantidades transaccionadas no mercado diário e intra-diário não dizem respeito a toda procura de energia eléctrica.

¹²³ Diferença de temperatura média face à temperatura média anual.

do modelo estrutural, de modo a poder identificar a componente de custo, separando-a da componente estratégica¹²⁴.

Figura 4-4 – Evolução das quantidades de energia eléctrica transaccionadas e das variáveis que definem a sazonalidade
Base 100 Janeiro 1999



Fonte: Instituto Nacional de Estadísticas, Ministerio de Industria, Turismo Y Comercio

A incorporação da variável “dormidas” (número de dormidas mensais na hotelaria) na regressão deve-se ao facto de o consumo de energia eléctrica ser maior no Inverno do que no Verão. Como o número de dormidas é muito superior no Verão face ao Inverno, esta variável assume uma relação inversa com as quantidades consumidas de energia eléctrica, amenizando o impacto no Verão da variável “diferença de temperatura” (Diferença de temperatura em cada mês face ao valor médio anual). As dúvidas levantadas pela introdução desta variável no modelo conduziram à realização de testes de Wald à

¹²⁴ Tendo em conta que o período analisado é relativamente curto, e que não existe realmente um produto substituto da energia eléctrica, existe alguma dificuldade na definição de variáveis independentes que permitem “rodar” a função procura. De modo a ultrapassar este problema, escolheram-se variáveis que têm em consideração o facto dos produtores e dos compradores nos mercados diários estarem geralmente integrados nos mesmos grupos em Espanha. Assim, para além da diferença de temperatura duas outras variáveis foram escolhidas. A primeira está associada à aplicação do Real Decreto Ley 3/2006. A segunda corresponde ao peso da produção das centrais de ciclo combinado a gás natural na satisfação da procura, tendo em conta que estas centrais não estão englobadas pelos CTCs e estão associadas à entrada de novos produtores. Porém, para estes dois casos obtiveram-se modelos onde o preço da energia eléctrica não era uma variável significativa, inviabilizando o cálculo da elasticidade preço da procura.

rejeição das variáveis explicativas do modelo. Os resultados são apresentados nos quadros que se seguem para 79 (até Fevereiro 2006) e 95 observações (série completa)¹²⁵.

Observa-se que para 79 observações rejeitam-se as hipóteses H0 de eliminação das variáveis, com excepção do caso da variável “diferenças de temperatura”. Porém, caso se efectue o teste para as variáveis “dormidas” (número de dormidas mensais na hotelaria) e “diferenças de temperatura” conjuntamente, o teste rejeita a hipótese H0 de eliminação das variáveis para um nível de significância mais baixo do que quando efectuado a cada uma destas variáveis separadamente. Este resultado comprova a relação existente entre as variáveis “número de dormidas” e “diferença de temperatura”.

Para 95 observações a hipótese H0 é rejeitada em todos os casos, mas apenas para um nível de significância de 10%. Este facto explica-se tendo em conta que a partir de Fevereiro de 2006 as alterações regulamentares impostas no mercado modificaram, como se viu, o comportamento da curva da procura nos mercados grossistas de energia eléctrica em Espanha.

Quadro 4-1 – Teste Wald à eliminação das variáveis

	Estatística χ^2 [Prob.]	
	95 Observações	79 Observações
Dormidas	3,216 [0,073]	6,924 [0,009]
Diferença temperatura	3,830 [0,050]	0,9632 [0,326]
Gasóleo	2,938 [0,087]	65,198 [0,000]
Dormidas e Diferença temperatura	5,175 [0,075]	12,577 [0,002]

No quadro 2 são apresentadas as estatísticas descritivas das variáveis escolhidas para a função procura de energia eléctrica nos mercados diário e intra-diário:

- Número de dormidas na hotelaria em cada mês, “Dormidas”.
- Diferença de temperatura em cada mês face ao valor médio anual, “Diferença de temperatura”.
- Gasóleo rodoviário consumido em cada mês, “Gasóleo”.

¹²⁵ Estes testes foram efectuados para a versão final do modelo, aplicando o método das variáveis instrumentais, e pressupondo uma forma funcional linear.

-
- Quantidade de electricidade transaccionada nos mercados diário e intradiário em cada mês, “Quantidade energia eléctrica”.
 - Preço médio da electricidade transaccionada nos mercados diário e intradiário em cada mês, “Preço energia eléctrica”.

Para além destas variáveis, deverá igualmente ser considerada uma variável *Dummy* que represente a alteração no enquadramento regulatório desses mercados, com a entrada em vigor do Real Decreto-ley 3/2006 e a sua aplicação ao longo de 2006.

Quadro 4-2 – Coeficiente de correlação das variáveis

	Gasóleo	Dormidas	Diferença temperatura	Quantidade energia eléctrica	Preço energia eléctrica
Gasóleo	1,000	-0,308	0,186	0,881	0,447
Dormidas	-0,308	1,000	0,154	-0,025	0,080
Diferença temperatura	0,186	0,154	1,000	0,431	0,248
Quantidade energia eléctrica	0,881	-0,025	0,431	1,000	0,520
Preço energia eléctrica	0,447	0,080	0,248	0,520	1,000

Quadro 4-3 – Estatística descritiva das variáveis

	Diferença temperatura	Dormidas	Preço energia eléctrica	Gasóleo	Quantidades energia eléctrica
Observações	102	102	102	102	102
Unidade:	Celcius	Número	€/MWh	t	GWh
Mínimo	0,03	9 797 643	18,25	1 795 801	13 322
Máximo	11,88	37 636 212	73,33	3 348 391	25 387
Média	5,72	19 621 752	36,83	2 542 182	18 546
Intervalo média nível de confiança(95,0%)	0,60	1 481 746	2,47	70 725	480
Mediana	6,00	19 515 610	35,28	2 536 045	18 181
Desvio-padrão	3,03	7 543 818	12,59	360 072	2 443
Variância da amostra	9,19	5,69E+13	158,50	1,30E+11	5 969 390
Curtose	-0,96	-0,93	0,55	-0,81	-0,22
Assimetria	-0,07	0,42	1,00	-0,06	0,38

ESTACIONARIDADE DA FUNÇÃO PROCURA

Em séries temporais, problemas decorrentes de relações espúrias são comuns, materializando-se em variáveis com correlações bastante elevadas, não tendo, contudo, qualquer relação causal entre si. A existência de relações espúrias entre variáveis está associada à não estacionaridade das mesmas, o que corresponde de um modo geral, à variância e à média não serem constantes ao longo do tempo.

A estacionaridade de cada variável pode ser testada através do teste ADF (Augmented Dick Fuller) à raiz unitária, sendo que a ordem do teste é escolhida tendo em conta a análise conjunta aos critérios de informação Akaike e Schwartz.

Registe-se que os testes à estacionaridade serão efectuados para séries até Fevereiro de 2006 e para séries até Junho de 2007, por forma a serem consideradas as alterações legislativas ocorridas em Fevereiro de 2006.

As variáveis sazonais são analisadas sem tendência, enquanto as restantes são analisadas com tendência. Pelo seu carácter particular, a variável preço é analisada com e sem tendência.

O quadro seguinte mostra que com 95 observações¹²⁶ existem duas variáveis, para as quais não se pode rejeitar a hipótese nula de raiz unitária: variáveis “quantidade energia eléctrica” e “preço energia eléctrica” (com tendência).

Quadro 4-4 – Testes ADF às variáveis da função procura -95 observações

	Quantidade energia eléctrica	Preço energia eléctrica (1)	Preço energia eléctrica (2)	Gasóleo	Dormidas	Diferença temperatura
Ordem escolhida	0	0	0	2	5	4
Com tendência	Sim	Não	Sim	Sim	Não	Não
Teste estatístico	-2,7843	-2,9323	-3,2605	-7,4411	-9,4873	-4,4325
Valor crítico do teste	-3,4571	-2,8918	-3,4571	-3,4571	-2,8918	-2,8918

Com 79 observações¹²⁷, para além das variáveis anteriormente citadas, a variável “preço energia eléctrica” (sem tendência) é outra variável para a qual não se pode rejeitar a hipótese nula de raiz unitária.

Quadro 4-5 – Testes ADF às variáveis da função procura - 79 observações

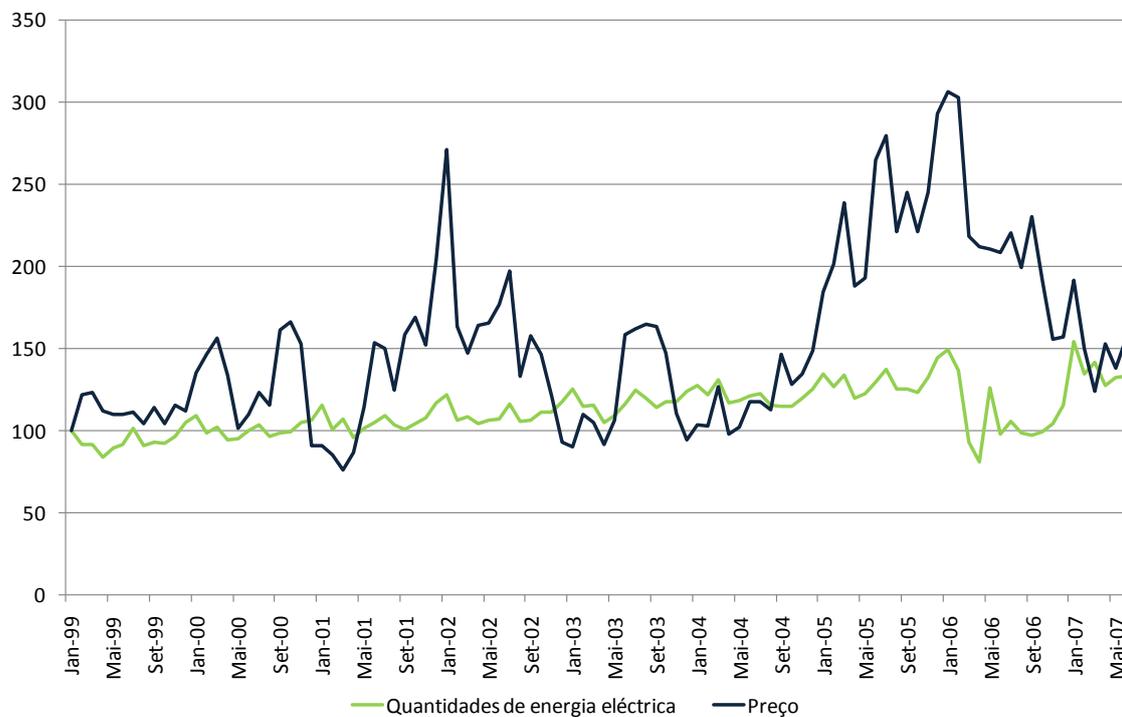
	Quantidade energia eléctrica	Preço energia eléctrica (1)	Preço energia eléctrica (2)	Gasóleo	Dormidas	Diferença temperatura
Ordem escolhida	6	0	0	6	6	4
Com tendência	Sim	Não	Sim	Sim	Não	Não
Teste estatístico	-3,4089	-1,6893	-2,4479	-7,2726	-7,9847	-4,1163
Valor crítico do teste	-3,4666	-2,8981	-3,4666	-3,4666	-2,8918	-2,8918

¹²⁶ Teste ADF de ordem 6.

¹²⁷ Teste ADF de ordem 6.

Importa referir que comparativamente com a quantidade de energia eléctrica transaccionada, o preço de energia eléctrica é uma variável extremamente volátil.

Figura 4-5 – Evolução comparativa das quantidades e do preço nos mercados diário e intra-diário



Todas as variáveis em primeira diferença são estacionárias, tanto para as séries com 79 como com 95 observações.

Quadro 4-6 – Testes ADF às variáveis da função procura integradas de ordem 1-95 observações

	Quantidade energia eléctrica	Preço energia eléctrica	Gasóleo	Dormidas	Diferença temperatura
Ordem escolhida	0	1	6	6	6
Teste estatístico	-10,4	-9,0906	-7,2401	-8,5362	-4,9508
Valor crítico do teste	-2,8922	-2,8922	-2,8922	-2,8922	-2,8922

Quadro 4-7 – Testes ADF às variáveis da função procura integradas de ordem 1-79 observações

	Quantidades	Preço	Gasóleo	Dormidas	Diferença de temperatura
Ordem escolhida	5	4	6	3	6
Teste estatístico	-5,2783	-5,3921	-6,7172	-6,1681	-4,5459
Valor crítico do teste	-2,8986	-2,8986	-2,8986	-2,8986	-2,8986

Assim, as variáveis caracterizam-se do seguinte modo em termos de integração:

- “Quantidade energia eléctrica”, I(1), para 79 e 95 observações.
- “Preço energia eléctrica”, I(1), para 79 e 95 observações¹²⁸.
- “Gasóleo”, “Dormidas” e “Diferença temperatura” são I(0), para 79 e 95 observações.

Num modelo composto por duas ou mais variáveis não estacionárias, a diferenciação das variáveis que o compõe não faculta a informação adequada em termos de níveis, salvo se as variáveis forem co-integradas (Wooldbridge, 2006). Duas variáveis I(1) serão co-integradas se tiverem entre si uma relação de equilíbrio a longo prazo. Neste caso, a relação entre as duas variáveis é estacionária.

Sendo co-integradas, as variáveis não poderão divergir por tempo indeterminado da situação de equilíbrio que as caracteriza (Banerjee, et al., 1993). A combinação linear entre duas variáveis co-integradas, digamos X_t e Y_t , é estacionária, logo o termo de erro, μ_t , que representa o desequilíbrio entre as duas variáveis é estacionário:

$$\mu_t = X_t - Y_t \quad (4.23)$$

Assim, face à existência de duas variáveis I(1) no modelo, a análise à estacionaridade do mesmo passa por se testar a existência de uma relação de cointegração.

¹²⁸ Se considerarmos existir uma tendência, caso contrário, para 95 observações é I(0)

Em termos económicos, é facilmente compreensível que a procura de energia eléctrica e o seu preço variem de uma forma inversamente proporcional a curto e a médio prazo (embora de uma forma muito limitada), sendo esta relação medida pela elasticidade preço da procura. Contudo, a longo prazo, esta relação inversa não se poderá manter. Se se mantiver a longo prazo uma relação inversa entre a evolução do preço da energia eléctrica e a evolução da sua procura, evoluindo esta a uma taxa de crescimento constante, o preço da energia eléctrica diminuiria até se tornar tendencialmente nulo. Contudo, esta tendência não se verifica, observando-se, pelo contrário, que o aumento da procura tem sido acompanhado pelo aumento do preço da energia eléctrica, apesar de nem sempre ocorrer ao mesmo ritmo. Este facto é compreensível. O crescimento da procura de energia eléctrica tem sido satisfeito recorrendo a tecnologias de produção “convencionais” que consomem combustíveis fósseis (gás natural, carvão, fuelóleo), com reservas limitadas, e que, por isso, se têm tornado tendencialmente mais caras fruto do aumento da procura. Em alguns países ocidentais, o aumento da procura tem sido igualmente satisfeito com uma maior utilização de centros electroprodutores que recorrem a fontes de energia renováveis. Estes são, de modo geral, mais caros que os centros electroprodutores convencionais, por se basearem em tecnologias mais recentes e por serem por vezes subsidiados através do preço de venda.

O teste à existência de uma relação de cointegração entre as variáveis segue a metodologia de Johansen (Johansen, 1988). Esta metodologia tem por base um modelo VAR (Vector Autoregression Model) transformado em Modelo de Correção de Erros (ECM).

Nos Modelos de Correção de Erro, a dinâmica de curto prazo (diferenças) e de longo prazo (níveis) são modeladas simultaneamente. Retome-se o exemplo dado por Green (Green, 2003) e suponha-se, duas variáveis Y_t e Z_t $I(1)$ co-integradas, sendo o vector de cointegração dado por $[1; -\theta]$. Deste modo, ΔY_t , ΔZ_t e $(Y_t - \theta Z_t)$ são $I(0)$. O modelo de correção de erros será:

$$\Delta Y_t = \alpha_1 X_t + \alpha_2 \Delta z_t + \alpha_3 [Y_t - \theta Z_t] + \varepsilon_t \quad (4.24)$$

Sendo X_t o conjunto das variáveis exógenas do modelo, caso as variáveis X_t sejam $I(0)$, o modelo será estacionário. α_3 , o factor do termo de correção de erro, corresponde à velocidade com que a variável Y_t converge em direcção ao seu equilíbrio de longo prazo.

São geralmente utilizadas duas formas para medir as relações de cointegração, efectuadas a partir dos modelos ECM: o método de Engle-Granger e o método de Johansen.

O método de Engle e Granger inicia-se com uma regressão linear entre as duas variáveis, cuja relação de cointegração é analisada. Os coeficientes da relação estimados são posteriormente utilizados num

sistema de equações, com uma equação para cada variável sujeita à análise da relação de cointegração, nas quais cada variável diferenciada depende das restantes variáveis desfasadas.

A este método está associado geralmente um conjunto de críticas (ver, por exemplo, Green, 2003 e Andrade, 2004), que residem, por exemplo, na passagem do erro de uma equação para outra, bem como na dificuldade em operacionalizar a metodologia quando existem mais do que duas variáveis.

O método de Johansen (Johansen, 1988) é geralmente preferido. Este método baseia-se na metodologia VAR (*Vector Auto Regressive*). Tendo por base esse método, a representação VAR do modelo ECM será (baseado em Pesaran e Pesaran, 1997):

$$\Delta U_t = \alpha_{0U} - \mathfrak{N}_U V_{t-1} + \sum_{i=1}^{p-1} \omega_{iU} \Delta V_{t-i} + \alpha_{2U} W_t + \varepsilon_t \quad (4.25)$$

Sendo:

- $V_t = (T_t', S_t')$, T_t é um vector das variáveis endógenas preço e quantidades I(1) e S_t é um vector de variáveis exógenas I(1):

$$- \Delta S_t = \alpha_{0S} + \sum_{i=1}^{p-1} \omega_{iS} \Delta V_{t-i} + \alpha_{2S} W_t + \mu_t \quad (4.26)$$

- W_t é um vector das variáveis I(0) (“dormidas”, “diferença temperatura” e “gasóleo”), que não inclui termos de tendências e intercepções.

Este modelo corresponde a um VECM (Vector ECM), em que \mathfrak{N}_U é a matriz que contém os multiplicadores de longo prazo e em que as matrizes $\omega_{1U}, \omega_{2U}, \omega_{3U} \dots \omega_{p-1U}$ captam as dinâmicas de curto prazo. O modelo não contempla um termo de tendência, tendo em conta que a interpretação em sentido estrito de uma relação de cointegração tem implícito que a regressão de duas variáveis co-integradas é estacionária, sem tendência (Wooldbridge, 2006).

A característica da matriz \mathfrak{N}_U , r , corresponde ao número de vectores (relações) de cointegração, associando h ao número de variáveis endógenas (neste caso, 2), caso:

- $r = h$, todas as variáveis são estacionárias, sendo que qualquer combinação linear das variáveis também é estacionária.
- $r = 0$, individualmente as variáveis são I(1), não sendo porém co-integradas.
- $0 < r \leq h - 1$, individualmente as variáveis são I(1), tendo r vectores de cointegração. No caso presente, 1 vector.

Em primeiro lugar, dever-se-á definir o desfasamento do modelo VAR. Posteriormente, dever-se-á estimar qual é o número de vectores de cointegração.

Os critérios de informação Akaike e Schwarz sugerem que o modelo VAR para a equação (4.25) tem apenas um desfasamento.

Quadro 4-8 – Critérios de informação para o desfasamento do modelo VAR

Critério de informação	Schwartz	Akaike
r = 0	-1 355	-1 340
r = 1	-1 142	-1 098
r = 2	-1 151	-1 108

As estatísticas¹²⁹ apresentadas nos quadros seguintes permitem rejeitar claramente a hipótese H0 de não existência de uma relação de cointegração, sendo que a hipótese H0 de existência de mais do que uma relação de cointegração não pode ser aceite.

Quadro 4-9 – Estatística do valor próximo máximo (86 observações) para um modelo VAR de ordem 1

H0	H1	Estatística	Valor crítico 95%	Valor crítico 90%
r = 0	r=1	93,33	25,77	23,08
r <= 1	r=2	4,71	12,39	10,55

Quadro 4-10 – Estatística do traço (86 observações) para um modelo VAR de ordem 1

H0	H1	Estatística	Valor crítico 95%	Valor crítico 90%
r = 0	r=1	98,04	19,22	17,18
r <= 1	r=2	4,71	12,39	10,55

Os resultados para 102 observações, embora semelhantes aos resultados apresentados, não expressam de uma forma tão clara a existência de uma relação de desfasamento, o que seria de esperar pelos motivos já expostos.

Deste modo, pode-se considerar que as variáveis “Preço energia eléctrica” e “Quantidade energia eléctrica” são co-integradas, isto é $Q_t - P_t \sim I(0)$.

¹²⁹ Baseados em testes LR (Rácios de Verosimilhança).

Recorde-se que a investigação efectuada foca-se no resultado das estratégias de médio ou longo prazo, que não ponham em causa o equilíbrio entre a procura e a oferta, no quadro das estratégias repetidas. Dito de outro modo, procura-se apurar uma “estratégia síntese” das diferentes estratégias ocorridas, sem se debruçar sobre as situações de desequilíbrios de curto prazo. Esta abordagem deve-se igualmente a limitações de natureza metodológica. Apesar do período da análise corresponder a oito anos e meio, ele inclui no máximo apenas 102 observações. A complexidade de um modelo do tipo ECM aplicado à análise de alterações de estratégias (nomeadamente do género *Switching Model* empregue por Porter (1983)) pode não ser o mais ajustado tendo em conta o leque de pressupostos sobre a distribuição das variáveis e sobre a definição de atribuição de estados diferentes (guerra ou conluio) às variáveis chaves (preço, rendimento) que definem a mudança de estado¹³⁰. Registe-se, por exemplo, que no caso do mercado grossista espanhol este tipo de análise foi efectuada por Fabra e Toro (2005) para um período de apenas um ano, com dados horários¹³¹, o que corresponde a cerca de 8700 observações.

VARIÁVEIS INSTRUMENTAIS

Uma vez definidas as variáveis que incorporam os modelos da procura, importa garantir a ortogonalidade dos mesmos. Este exercício dever-se-á efectuar no quadro dos modelos estruturais, nos quais, como se viu, a identificação requer o cumprimento da condição de ordem. Deste modo, deve efectuar-se uma análise à endogeneidade das variáveis da primeira equação e definir as variáveis instrumentais, integrando igualmente as variáveis exógenas que façam parte da segunda equação.

Testou-se a exogeneidade para as variáveis da equação que possam ser endógenas, por terem subjacente uma relação económica com outras variáveis: “preço energia eléctrica”, “dormidas” e “gasóleo”. Considerou-se “diferença temperatura” como variável exógena. Analisou-se a endogeneidade através da estatística T_2 de Wu-Hausman. Nesse exercício, para cada uma dessas variáveis tiveram de ser definidas variáveis instrumentais. Assim, a realização do teste permite igualmente validar a condição de gradação.

Os resultados da estatística T_2 de Wu-Hausman, neste caso dada pela estatística F , rejeitam a hipótese do modelo não sofrer de endogeneidade, sendo as variáveis endógenas com excepção da variável “dormidas”. Como se pode observar, a estatística t dos resíduos do número de dormidas não rejeita a hipótese da variável não ser endógena, para um nível de significância de 10%.

¹³⁰Esta é aliás uma crítica de Perloff, Karp e Golan (2007) à utilização deste tipo de modelos.

¹³¹ Sendo discutível a fiabilidade da definição do custo marginal a este nível, tal como realizado pelos autores.

Quadro 4-11 – Teste T_2 Wu Hausman e teste à existência dos resíduos

Estatística T_2 Wu-Hausman	
F(3, 66)= 3,7099 [0,016]	
T-ratio aos resíduos [Prob.]	
Resíduos Gasóleo	-2,2017 [0,031]
Resíduos Preço energia eléctrica	1,7372 [0,087]
Resíduos Dormidas	-1,2682 [0,209]

Assim, mesmo fora do quadro teórico dos modelos estruturais, a existência confirmada de endogeneidade na função procura, obriga à aplicação do método dos mínimos quadrado em duas fases (*Two-Stage Least Square*).

O primeiro grupo de variáveis instrumentais constituído visa resolver os problemas de identificação do modelo. Neste grupo as variáveis instrumentais respeitam a seguinte restrição: por um lado, não estarem correlacionadas com a variável dependente da primeira equação, “quantidade energia eléctrica”, mas estarem correlacionadas com a variável “preço energia eléctrica” e, por outro lado, integrarem as variáveis exógenas da segunda equação. Deste modo, as duas restrições são respeitadas; a variável exógena é excluída de uma equação, mas está incluída noutra (Reiss e Wolak, 2005). Neste grupo foram definidas as seguintes variáveis:

- O preço médio mensal do petróleo Brent, variável “preço petróleo”, com um desfasamento de 3 meses, em Eur/bbl.
- O preço médio mensal do carvão, variável “preço carvão”, com um desfasamento de 3 meses e de 12 meses¹³², em Eur/t.
- A hidraulicidade (produtibilidade hidrológica) média mensal, variável “hidraulicidade”.

Existe uma evidente correlação entre o preço de mercado e as variáveis instrumentais escolhidas, como se pode ver no quadro que se segue que apresenta algumas das principais estatísticas de um modelo OLS, tendo por variável dependente o preço de mercado e por variável independente as variáveis instrumentais.

¹³² Neste caso, esta variável com desfasamento de 12 meses foi incluída como variável instrumental da segunda equação de modo a contemplar as questões dinâmicas (de abastecimento e contratação do combustível) (ver Wooldbridge pp 540-543, 2006). Não foi incluída directamente na segunda equação porque a variável comportamental no modelo daí resultante não é significativa.

No ponto relativo à definição da 2ª equação do modelo, são explicitados em detalhe os motivos de escolha desta variável.

Quadro 4-12 – Estatísticas do modelo OLS entre o preço de mercado e as variáveis instrumentais (série Jan-99;Fev-2006)

	R²	76%
Estatística t	Preço carvão (-3)	-2,39
Estatística t	Preço carvão (-12)	4,28
Estatística t	Hidraulicidade	-4,90
Estatística t	Preço petróleo (-3)	3,07
ADF Resíduos teste/estatística		-5,905/-4,574

Observa-se igualmente que o teste ADF efectuado¹³³ sugere que o modelo é estacionário, apesar do preço de mercado ser I(1) e de, como se verá, as variáveis instrumentais serem igualmente I(1), com excepção da hidraulicidade, que é estacionária.

Foi definido um segundo grupo de variáveis instrumentais relacionadas com o consumo de gasóleo rodoviário por esta variável ser endógena. Neste caso, escolheram-se variáveis instrumentais que reproduzem a sazonalidade dessas variáveis e a evolução da actividade económica¹³⁴:

- A variável "gasóleo" desfasada de 12 meses.
- A evolução mensal do índice de produção industrial, variável "produção industrial", e a estimativa do PIB mensal, variável "PIB".

A inclusão de variáveis instrumentais com desfasamentos permite considerar os ajustamentos de curto prazo, assumindo assim o carácter dinâmico do modelo.

Resta analisar a estacionaridade das variáveis instrumentais "PIB" e "produção industrial. O Quadro 4-13 mostra que as variáveis instrumentais "PIB" e "produção industrial" são variáveis estacionárias.

¹³³ Para ordem 0, segundo os critérios de informação Schwarz e Akaike.

¹³⁴ Dados do Instituto Nacional de Estadísticas e do Ministerio de Industria, Turismo Y Comercio.

Quadro 4-13 – Teste ADF às variáveis instrumentais PIB e Produção industrial

	86 observações		102 observações	
	PIB	Produção industrial	PIB	Produção industrial
Ordem escolhida	4	2	6	3
Com tendência	Sim	Sim	Sim	Sim
Teste estatístico	-8,963	-9,483	-3,940	-5,354
Valor crítico do teste	-3,467	-3,467	-3,457	-3,457

Tendo em conta o número importante de variáveis instrumentais, efectuou-se um teste à sobrestimação das mesmas. Para este fim, seguiu-se Wooldbridge (2006). Em primeiro lugar, efectuou-se a regressão dos resíduos obtidos após se ter aplicado o método dos mínimos quadrado em duas fases, sobre as variáveis exógenas (“dormidas”, “gasóleo”, “preço carvão”, “preço petróleo”, “hidraulicidade”, “PIB”, “produção industrial”). O R^2 desta regressão é 0,06. Posteriormente, multiplicou-se o R^2 pelo número de observações, sendo o resultado igual a 2,88, valor inferior a 3,84, o valor crítico a 5% de χ^2 para um grau de liberdade. Este teste permite não rejeitar a hipótese nula de todas as variáveis instrumentais serem exógenas.

4.3.3 RESULTADOS NO QUADRO DO MODELO ESTRUTURAL_FUNÇÃO PROCURA LINEAR

RESULTADOS

Como foi referido, dois acontecimentos caracterizaram o mercado grossista de energia eléctrica ao longo do período analisado: a entrada em funcionamento das centrais de ciclo combinado a gás natural a partir do início de 2004 e as várias alterações legislativas que levaram a uma quebra acentuada das quantidades de energia eléctrica transaccionadas nestes mercados a partir de Março de 2006.

Assim, tanto na aplicação do modelo estrutural como no outro caso, os modelos foram testados para 4 períodos distintos:

- Entre Janeiro de 1999 e Junho de 2007.
- Entre Janeiro de 1999 e Fevereiro de 2006.
- Entre Janeiro de 1999 e Dezembro de 2003.
- Entre Janeiro de 2004 e Junho de 2007.

O impacte das alterações no enquadramento dos mercados diários e intradiários a partir de Março 2006 é analisado com a inclusão de uma variável *Dummy*.

A forma linear “simples” da procura desenvolvida através do OLS será:

$$Q_{t(P)} = \alpha + \beta_0 P_t + \beta_1 \text{Gasoleo}_t + \beta_2 \text{Dormidas}_t + \beta_3 \text{Dif. temp.}_t + \varepsilon_t \quad (4.27)$$

Baseada na equação (4.27) e supondo a função procura linear, considerando-se “diferenças temperatura” como a variável que “roda” a função procura, esta função é dada por, (modelo 1):

$$Q_t = \alpha + \beta_1 P_t + \beta_2 \text{Gasoleo}_t + \beta_3 \text{DifTemp}_t + \beta_4 \text{Dorm}_t + \beta_3 \text{DifTemp}_t P_t + \varepsilon_t \quad (4.28)$$

Sendo:

- Q_t , a variável “quantidade energia eléctrica”, no mês t .
- P_t , a variável “preço energia eléctrica”, no mês t .
- Gasoleo_t , a variável “gasóleo”, no mês t .
- DifTemp_t , a variável “diferença temperatura”, no mês t .
- Dorm_t , a variável “dormidas”, no mês t .

Porém, como se verá, a maioria das variáveis não são significativas quando o modelo é apresentado deste modo. Assim, optou-se por um modelo no qual a variável diferença de temperatura apenas está incluída enquanto variável de rotação, (modelo 2):

$$Q = \alpha + \beta_{1a} P_t + \beta_{2a} \text{Gasoleo}_t + \beta_{3a} \text{Dorm}_t + \beta_{4a} \text{DifTemp}_t P_t + \varepsilon_t \quad (4.29)$$

Foi efectuada a regressão da função procura. Apenas são apresentados os resultados das regressões sempre que o nível de significância da variável preço seja igual ou inferior a 5%. São apresentados os principais testes efectuados a cada regressão e as principais estatísticas aplicáveis com regressões com variáveis instrumentais:

- Estatística de correlação GR^2 (Pesaran e Smith, 1994).
- Estatística de Sargan¹³⁵, da qualidade da especificação da regressão.
- Teste à autocorrelação dos resíduos, baseado no método dos multiplicadores de Lagrange.
- Teste à forma funcional de Ramsey-Reset.
- Teste à heteroscedasticidade, baseado no método dos multiplicadores de Lagrange.

¹³⁵ É uma estatística definida, tendo como hipótese nula de que o modelo está correctamente especificado e distribuído consoante o Qui quadrado, sendo os graus de liberdade dados pela diferença entre o número de variáveis instrumentais e o número de coeficientes da regressão.

O modelo escolhido está sombreado a laranja. O critério de selecção é o grau de significância da variável “preço”. Como se pode observar, os modelos escolhidos apresentam-se regra geral mais robustos do que os restantes. Para o período compreendido entre Janeiro de 1999 e Dezembro de 2003 obtiveram-se resultados significativos para os dois modelos. Os resultados não são significativos quando os períodos analisados vão além do mês de Dezembro de 2003. Este facto não surpreende tendo em conta que a partir de 2004 o enquadramento do funcionamento do mercado alterou-se por diversas vezes, não se podendo considerar, mesmo numa óptica de longo prazo, que o mercado se encontrasse em equilíbrio.

Este facto limita consideravelmente o período analisado na análise estrutural, limitando igualmente a definição do factor comportamental ao período compreendido entre Janeiro de 1999 e Dezembro de 2003.

Por uma questão de simplificação apenas se apresentam os resultados para todos os períodos, para a equação escolhida (modelo 2)¹³⁶.

Quadro 4-14 – Estatísticas e testes aplicados

	Janeiro 1999 - Dezembro 2003 (modelo 1)	Janeiro 1999 - Dezembro 2003 (modelo 2)	Janeiro 1999 - Fevereiro 2006 (modelo 2)	Janeiro 2004 - Junho 2007 (modelo 2)	Janeiro 1999 - Junho 2007 (modelo 2)
N.º Observações	48	48	72	42	90
GR ²	0,4816	0,4935	0,7410	0,4598	0,2438
Sargan χ^2 (3)	0,4337 [0,510]	0,5690 [0,752]	4,9833 [0,083]	1,1199 [0,290]	0,1887 [0,910]
Autocorrelação resíduos χ^2 (1)	0,0475 [0,827]	0,3326 [0,564]	1,8290 [0,176]	1,6082 [0,205]	10,5023 [0,001]
Forma funcional χ^2 (1)	0,001901 [0,965]	0,09135 [0,762]	0,3650 [0,546]	0,5935 [0,441]	0,8113 [0,368]
Heteroscedasticidade χ^2 (1)	0,1240 [0,725]	0,7425 [0,389]	2,3044 [0,129]	0,0215 [0,883]	1,596 [0,206]

O quadro que se segue mostra que no caso da equação do “modelo 1”, no período escolhido, apenas é significativa a variável Gasóleo ao nível de significância 10%, enquanto no “modelo 2”, todas as variáveis, com excepção da constante, são significativas para esse nível.

O modelo estrutural será então aplicado para a equação do modelo 2, para o período compreendido entre Janeiro de 1999 e Dezembro de 2003.

¹³⁶ O conjunto dos resultados é apresentado em anexo.

Quadro 4-15 – Comparação dos resultados da regressão dos “modelos 1 e 2” para o período escolhido (Janeiro de 1999 a Dezembro de 2003)

Janeiro 1999 - Dezembro 2003				
	Modelo 1		Modelo 2	
	Estimativa	Teste t [Prob.]	Estimativa	Teste t [Prob.]
Constante	3620,700	0,1803 [0,858]	874,351	,31121 [0,757]
P_t	-1298,100	-0,3188 [0,751]	-735,513	-3,1054 [0,003]
$Dorm_t$	4,965	0,7977 [0,430]	5,668	1,7674 [0,084]
$DifTemp_t$	-305,994	-0,1385 [0,891]	-	-
$Gasoleo_t$	0,00644	2,3929 [0,021]	0,00678	6,4709 [0,000]
$DifTemp_t P_t$	139,1045	0,2094 [0,835]	47,1362	2,4495 [0,018]

PARÂMETROS: DECLIVE DA FUNÇÃO PROCURA E ELASTICIDADE PREÇO DA PROCURA

Obtêm-se da equação (4.29) dois parâmetros essenciais para o conjunto do modelo: a elasticidade preço da procura e a inversa do declive da função procura.

O primeiro decorre da seguinte equação:

$$\frac{\frac{dQ_t}{dP_t}}{\frac{Q_t}{P_t}} = (\beta_1 + \beta_4 \overline{DifTemp}) \frac{\bar{P}}{\bar{Q}} \quad (4.30)$$

Sendo $\frac{\bar{P}}{\bar{Q}}$, o rácio dos valores médios dos preços de mercado e das quantidades transaccionadas e

$\overline{DifTemp}$, a média das diferenças de temperatura. Neste caso, $\frac{\frac{dQ_t}{dP_t}}{\frac{Q_t}{P_t}} = -0,0933$.

O segundo obtém-se do seguinte modo:

$$\frac{dP_t}{dQ_t} = \frac{1}{\frac{dQ_t}{dP_t}} = \frac{1}{(\beta_1 + \beta_4 \overline{DifTemp})} \quad (4.31)$$

No ponto seguinte, é comparado o valor da elasticidade preço da procura com os valores estimados fora do modelo estrutural e para outras formas funcionais.

COMENTÁRIO FINAL

Um dos objectivos da dissertação reside na identificação de estratégias estáveis ao longo do período analisado (Janeiro 1999-Junho 2007) no mercado grossista espanhol recorrendo a um modelo estrutural. Face às inúmeras alterações ocorridas a partir de 2004 no mercado grossista espanhol, o facto do modelo apenas permitir identificar as variáveis endógenas da função procura para o período compreendido entre Janeiro de 1999 e Dezembro de 2003 confirma o expectável. Deste modo a

estimativa do factor comportamental através do modelo estrutural restringir-se-á igualmente a este período.

4.3.4 TESTE À FORMA FUNCIONAL

Neste ponto, é testada a forma funcional da procura. Deste modo, o modelo não é apenas desenvolvido para a função linear, são igualmente apresentadas as formas funcionais seguindo a metodologia de Genesove e Mullin (1998) (linear, exponencial, quadrática e exponencial). As equações foram adaptadas de modo a considerar outras variáveis independentes para além do preço.

Os resultados obtidos, nomeadamente relativos à elasticidade preço da procura, serão comparados entre si e igualmente comparados com os resultados obtidos com aplicação do modelo estrutural. Sublinhe-se contudo que nesse exercício, por uma questão de comparabilidade com os resultados anteriores, são mantidas as variáveis instrumentais.

4.3.4.1 DEFINIÇÃO DAS EQUAÇÕES

A forma funcional geral é-nos dada pela equação (4.32) (ver Genesove e Mullin, 1998).

$$Q_{t(p)} = \beta(\alpha - P_t)^\gamma + \varepsilon_t \quad (4.32)$$

Em que, β mede a dimensão do mercado da procura, α é a máxima vontade de pagar, P_t é o preço e γ é o índice de convexidade.

No caso presente, adaptou-se esta função para as formas funcionais lineares e quadráticas, sendo a equação genérica dada por:

$$Q_{t(p)} = \beta(\alpha - P_t)^\gamma + \sum_{k=1}^M \beta_k W_{kt} + \varepsilon_t \quad (4.33)$$

Em que β_k é o coeficiente da relação entre a variável independente W_{kt} e as quantidades transaccionadas mensalmente nos mercados diários e intradiários e γ é igual a 1 e a 2 nas equações lineares e quadráticas, respectivamente. Na função log-linear $\alpha=0$ e $\gamma < 0$. Na função exponencial γ e α tendem para infinito, sendo $\frac{\alpha}{\gamma}$ uma constante. Recordar-se que as variáveis independentes são “preço energia eléctrica”, “dormidas”, “gasóleo” e uma variável Dummy, sempre que o período analisado contenha o ano de 2006.

A elasticidade preço da procura da forma linear corresponde a:

$$\frac{\frac{dQ_t}{dP_t}}{\frac{Q_t}{P_t}} = -\beta_1 \frac{\bar{P}}{\bar{Q}} \quad (4.34)$$

No caso da forma quadrática, a elasticidade preço da procura é dada por:

$$\frac{\frac{dQ_t}{dP_t}}{\frac{Q_t}{P_t}} = -2\beta(\alpha - \bar{P}) \frac{\bar{P}}{\bar{Q}} \quad (4.35)$$

No presente trabalho, a equação genérica que sustenta a forma funcional logaritmica é dada por:

$$Q_{t(p)} = -\beta(P_t)^\gamma \prod_{k=1}^M W_{kt}^{\beta_k} + \varepsilon_t \quad (4.36)$$

Logaritmizando:

$$\ln Q_{t(p)} = \ln(-\beta) + \gamma \ln(P_t) + \sum_{k=1}^M \beta_k \ln(W_{kt}) + \varepsilon_t \quad (4.37)$$

Neste caso, a elasticidade preço da procura é dada por:

$$\frac{\frac{dQ_t}{dP_t}}{\frac{Q_t}{P_t}} = \frac{d \ln(Q_t)}{d \ln(P_t)} = \gamma \quad (4.38)$$

No presente trabalho, a equação genérica da forma funcional exponencial é dada por:

$$Q_{t(p)} = \beta e^{p_t \frac{\gamma}{\alpha}} \prod_{k=1}^M W_{kt}^{\beta_k} + \varepsilon_t \quad (4.39)$$

Logaritmizando:

$$\ln Q_{t(p)} = \ln(\beta) + \frac{\gamma}{\alpha} P_t + \sum_{k=1}^M \beta_k \ln(W_{kt}) + \varepsilon_t \quad (4.40)$$

A elasticidade preço da procura corresponde a:

$$\frac{\frac{dQ_t}{dP_t}}{\frac{Q_t}{P_t}} = \frac{\beta \gamma (\alpha - P_t)^{\gamma-1}}{\beta (\alpha - P_t)^\gamma} p = \frac{\gamma}{(\alpha - P_t)} p \cong \frac{\gamma}{\alpha} \bar{P} \quad (4.41)$$

4.3.4.2 RESULTADOS OBTIDOS

Para cada forma funcional, foi efectuada a regressão da função procura. Como no ponto anterior, apenas são apresentados os resultados das regressões sempre que o nível de significância da variável preço seja igual ou inferior a 5%¹³⁷. Apenas nesses casos a elasticidade preço da procura será utilizada para a resolução das equações (4.11) e (4.21). Os testes efectuados são iguais aos apresentados no ponto anterior.

Para cada caso, o modelo escolhido está sombreado a laranja. O critério de selecção é o grau de significância da variável “preço energia eléctrica”. As conclusões são muito semelhantes às decorrentes da aplicação do modelo estrutural:

¹³⁷ Recorde-se que α tende para infinito e que $\frac{\gamma}{\alpha}$ é uma constante.

¹³⁸ Os restantes resultados são apresentados em anexo.

- Para o período compreendido entre Janeiro de 1999 e Dezembro de 2003, os resultados apresentam-se regra geral mais robustos do que os restantes.
- Para o período compreendido entre Janeiro de 1999 e Dezembro de 2003, obtiveram-se resultados significativos para todas as formas funcionais, com exceção da quadrática.

FORMA FUNCIONAL LINEAR

Quadro 4-16 – Estatísticas e testes aplicados

	Janeiro 1999 - Dezembro 2003	Janeiro 1999 - Fevereiro 2006	Janeiro 2004 - Junho 2007	Janeiro 1999 - Junho 2007
N.º Observações	48	72	42	90
GR ²	0,4933	0,7407	0,5069	0,3159
Sargan χ^2 (3)	0,6208 [0,733]	6,1052 [0,047]	0,1219 [0,727]	0,3912 [0,822]
Autocorrelação resíduos χ^2 (1)	0,00102 [0,975]	1,0626 [0,303]	3,8361 [0,050]	30,2981 [0,069]
Forma funcional χ^2 (1)	0,1873 [0,665]	0,2240 [0,636]	1,0093 [0,315]	10,7329 [0,188]
Heteroscedasticidade χ^2 (1)	0,9998 [0,317]	2,9048 [0,088]	0,8800 [0,348]	0,77637 [0,378]

Quadro 4-17 – Regressão escolhida

	Janeiro 1999 - Dezembro 2003	
	Estimativa	Teste t [Prob,]
Constante	-537,052	-0,2067 [0,837]
P _t	-446,941	-2,420 [0,020]
Dorm _t	6,037	1,944 6 [0,058]
DifTemp _t	156,343	2,4853 [0,017]
Gasoleo _t	0,00695	6,8757 [0,000]

FORMA FUNCIONAL QUADRÁTICA

Quadro 4-18 – Estatísticas e testes aplicados

	Janeiro 1999 - Dezembro 2003	Janeiro 1999 - Fevereiro 2005	Janeiro 2004 - Junho 2007	Janeiro 1999 - Junho 2007
N.º Observações	48	72	42	90
GR ²	0,5302	0,7411	0,5478	0,2985
Sargan χ^2 (3)	1,6431 [0,650]	11,8970 [0,008]	3,1007 [0,212]	6,1412 [0,046]
Autocorrelação resíduos χ^2 (1)	0,04258 [0,837]	0,7136 [0,398]	3,0657 [0,080]	9,1286 [0,003]
Forma funcional χ^2 (1)	0,007716 [0,930]	0,1347 [0,714]	0,1699 [0,680]	0,3931 [0,531]
Heteroscedasticidade χ^2 (1)	0,8529 [0,356]	2,6933 [0,101]	0,4206 [0,517]	1,304 [0,254]

FORMA FUNCIONAL LOGARITMÍCA

Quadro 4-19 – Estatísticas e testes aplicados

	Janeiro 1999 - Dezembro 2003	Janeiro 1999 - Fevereiro 2006	Janeiro 2004 - Junho 2007	Janeiro 1999 - Junho 2007
N.º Observações	48	72	42	90
GR ²	0,5316	0,7741	0,5069	0,2607
Sargan χ^2 (3)	1,4281 [0,490]	3,3414 [0,188]	0,1219 [0,727]	0,27512 [0,600]
Autocorrelação resíduos χ^2 (1)	1,4665 [0,226]	0,4068 [0,524]	3,8361 [0,050]	11,2540 [0,001]
Forma funcional χ^2 (1)	0,03592 [0,850]	0,1310 [0,717]	1,0093 [0,315]	0,06000 [0,806]
Heteroscedasticidade χ^2 (1)	3,1908 [0,074]	1,3175 [0,251]	0,880 [0,348]	1,1008 [0,294]

Quadro 4-20 – Regressão escolhida

	Janeiro 1999 - Dezembro 2003	
	Estimativa	Teste t [Prob.]
Constante	-6,6898	-2,0853 [0,043]
Ln(P _t)	-0,0982	-2,1803 [0,035]
Ln(Dorm _t)	0,1010	2,4368 [0,019]
Ln(DifTemp _t)	0,0414	2,1857 [0,034]
Ln(Gasoleo _t)	1,0856	5,0425 [0,000]

FORMA FUNCIONAL EXPONENCIAL

Quadro 4-21 – Estatísticas e testes aplicados

	Janeiro 1999 - Dezembro 2003	Janeiro 1999 - Fevereiro 2006	Janeiro 2004 - Junho 2007	Janeiro 1999 - Junho 2007
N.º Observações	48	72	42	90
GR ²	0,5438	0,6585	0,5649	0,5044
Sargan χ^2 (3)	1,5991 [0,660]	3,9026 [0,272]	1,0471 [0,592]	1,0471 [0,592]
Autocorrelação resíduos χ^2 (1)	1,5907 [0,207]	1,6272 [0,202]	3,1672 [0,075]	3,1672 [0,075]
Forma funcional χ^2 (1)	0,6591 [0,417]	1,4912 [0,222]	0,00574 [0,940]	0,005739 [0,940]
Heteroscedasticidade χ^2 (1)	2,3468 [0,126]	0,08483 [0,771]	0,00159 [0,968]	0,001587 [0,968]

Quadro 4-22 – Regressão escolhida

	Janeiro 1999 - Dezembro 2003	
	Estimativa	Teste t [Prob.]
Constante	-5,3390	-1,9208 [0,061]
P _t	-0,0309	-2,2277 [0,031]
Ln(Dorm _t)	0,0999	2,7127 [0,010]
Ln(DifTemp _t)	0,0341	2,0502 [0,046]
Ln(Gasoleo _t)	0,9938	5,4086 [0,000]

ELASTICIDADES PREÇO DA PROCURA

O quadro que se segue apresenta as elasticidades preço da procura calculadas para os períodos e as formas funcionais escolhidas. Os valores apresentados para as diferentes formas funcionais são próximos, entre -0,089 e -0,099. O valor apurado para o modelo estrutural, para uma equação linear¹³⁹, encontra-se neste intervalo¹⁴⁰.

¹³⁹ Registe-se que paralelamente a esta análise calculou-se a elasticidade preço da procura fora do modelo estrutural, mantendo-se as variáveis instrumentais com excepção do preço dos combustíveis que foram considerados sem desfasamento. A elasticidade preço da procura manteve-se a volta -0,09: -0,0847.

¹⁴⁰ Quando Genesove e Mullin (1998) testaram a forma funcional da procura no sector açucareiro obtiveram igualmente resultados muito próximos qualquer que fosse a forma funcional, inclusive para a função quadrática. Porém, as funções incluíam um número de variáveis menor do que no caso presente.

Quadro 4-23 – Elasticidades preço da procura

Elasticidade preço da procura	Equações		Modelo estrutural
	Forma funcional	Período	
-0,0886	Linear	Jan-1999_ Dez-2003	Não
-0,0982	Logaritmica	Jan-1999_ Dez-2003	Não
-0,0986	Exponencial	Jan-1999_ Dez-2003	Não
-0,0933	Linear	Jan-1999_ Dez-2003	Sim

Os valores resultantes da estimação da elasticidade preço da procura com dados mensais estão de acordo com os valores geralmente considerados para o sector eléctrico. Para este sector, é comum referir valores da elasticidade preço da procura em torno de -0,1 (ver por exemplo Borenstein, Bushnell e Knittel(1999)¹⁴¹ ou ainda Patrick e Wolak (1997)). No caso do sector eléctrico espanhol mas para o curto prazo, García Alcalde et al (2002) referem que a elasticidade preço da procura média verificada em cada hora em 1999 foi de apenas -0,03 e segundo Khün e Machado (2003), no período compreendido Abril e Dezembro de 2001, situou-se entre -0,015 e -0,09, consoante a hora e o mês. Existem contudo alguns trabalhos que apontam para valores superiores. Assim, Wolfram (1999) considera uma elasticidade preço da procura à volta de -0,17 para a Grã Bretanha. Registe-se que, segundo a interpretação de Newbery (2008) do trabalho efectuado pela consultora *London Economics* para a União Europeia (2007)¹⁴², a elasticidade preço da procura é mais elevada em Espanha para o período compreendido entre 2003 e 2005 do que o valor considerado: a volta de -0,15. Porém, esse mesmo trabalho refere que a elasticidade preço da procura é de -0,25 na Escandinávia e apenas de -0,02 nos Países Baixos, o que retira alguma confiança aos resultados.

De qualquer modo, a definição deste parâmetro para o sector eléctrico não é um exercício de fácil execução. Os resultados dependem em grande parte dos pressupostos considerados para a forma funcional da procura, assim como a existência de uma situação de equilíbrio. Por este motivo, é comum considerar-se que a procura é totalmente rígida no sector eléctrico, como se referiu anteriormente.

Nesta análise, os resultados restringem-se ao período compreendido entre 1999 e 2003, fruto das alterações ocorridas na estrutura e no funcionamento do mercado a partir de 2004 que afastam o mercado de uma situação de equilíbrio.

¹⁴¹ Neste trabalho a elasticidade é definida de uma forma determinística e não deduzida

¹⁴² Citado por Newbery (2008).

4.4 SEGUNDA EQUAÇÃO DO MODELO E DEFINIÇÃO DO FACTOR COMPORTAMENTAL

4.4.1 APRESENTAÇÃO

Devido aos problemas de identificação dos modelos estruturais, a segunda equação do modelo deve integrar a componente de rotação da procura. Assim, deve-se resolver a equação (4.17), com a seguinte representação:

$$P_t = \alpha_2 + \sum_{j=1}^n \beta_j Cmg_j + \beta_8 Q_t - \bar{\theta} \left(\frac{1}{(\beta_1 + \beta_4 DifTemp)} \right) Q_t + \varepsilon_t \quad (4.42)$$

As variáveis Cmg_j representam os factores que permitem calcular o custo marginal. A segunda variável do membro direito da equação corresponde à procura. A última variável é a variável de rotação da função procura, cujos parâmetros foram definidos com a resolução da equação da procura. O coeficiente desta variável corresponde à variável comportamental.

O custo marginal do sistema é definido pelos custos de produção das centrais que definem o preço de fecho do mercado.

A produção de energia eléctrica é uma actividade capital-intensiva, em que os custos de investimento representam grande parte dos custos totais, e em que os custos variáveis correspondem na sua quase totalidade aos custos com combustíveis.

As centrais com tecnologias convencionais que definiram o preço de fecho são as centrais térmicas a carvão e a fuelóleo, as centrais a gás natural de ciclo combinado e as centrais hídricas. Este aspecto será desenvolvido em detalhe no capítulo 4.5.

As variáveis escolhidas para estimar o custo marginal médio do sistema, são¹⁴³:

- O preço médio mensal do petróleo Brent com um desfasamento de 3 meses, em Eur/bbl, factor determinante da evolução do custo variável das centrais de ciclo combinado a gás natural e das centrais a fuelóleo. É prática comum que os contratos de fornecimento de gás natural tenham os seus preços indexados ao preço do petróleo ou a outros derivados do mesmo, com um desfasamento temporal entre 3 e 6 meses. Acresce, que o preço do petróleo não se reflecte imediatamente no custo marginal das centrais a fuelóleo, por um lado, por este ser um derivado do petróleo e, por outro lado, devido à política de gestão de *stocks* destas centrais.

¹⁴³ Dados Reuters.

- O preço médio mensal do carvão com um desfasamento de 3 meses, como factor determinante dos custos variáveis das centrais a carvão, em Eur/t, de modo a reflectir a política de gestão de *stocks*.
- Coeficiente de hidraulicidade¹⁴⁴, tendo em conta o peso importante da produção hidrológica

Estas últimas variáveis são variáveis exógenas ao modelo¹⁴⁵, tendo sido incluídas como variáveis instrumentais da equação anterior.

Escolheram-se variáveis que estão directamente relacionadas com um custo marginal teórico do sistema, sendo que este não é forçosamente o custo marginal ocorrido. No presente caso, o custo marginal apenas depende dos factores que influenciam os custos variáveis de produção das centrais que definem os preços de mercado: os preços médios dos combustíveis e a hidraulicidade (afluências hidrológicas) média ocorrida nesse mês. Na prática, o custo marginal do sistema dependerá igualmente de restrições técnicas e das estratégias das empresas. Estes factores estão integrados na variável comportamental $\bar{\theta}$. Assim, a equação (4.42) poderá ser reescrita do seguinte modo:

$$P_t = \alpha_2 + \beta_5 Petr_{t-3} + \beta_6 Carv_{t-3} + \beta_7 Hidr_t + \beta_8 Q_t - \bar{\theta} \left(\frac{1}{(\beta_1 + \beta_4 DifTemp)} \right) Q_t + \varepsilon_t \quad (4.43)$$

Em que:

- $Petr_{t-3}$ é o preço médio mensal do petróleo Brent desfasado de 3 meses.¹⁴⁶
- $Carv_{t-3}$ é o preço médio mensal do Carvão API#2 NW Europe desfasado de 3 meses.
- $Hidr_t$ é a hidraulicidade ocorrida no mês t .
- $\bar{\theta}$ é a variável comportamental.

Outras formas funcionais, para além da linear, podem ser consideradas. Assim, Nerlove (1965) aplicou a função Cobb-Douglas na definição da função produção do sector eléctrico, tendo sido desde então aplicadas várias funções, das quais se destaca a Translog (por exemplo, Christensen e Greene (1976) e mais recentemente Maloney (2001)).

¹⁴⁴ Que mede a relação das afluências hidrológicas face a um ano médio.

¹⁴⁵ Como se verá na estatística T_2 de Wu-Hausmann que se apresenta mais adiante.

¹⁴⁶ Foram testados vários modelos sem o desfasamento do preço do petróleo como variável principal (com diferentes variáveis instrumentais), porém em nenhum caso obtiveram-se resultados significativos tanto para a variável de rotação (e comportamental), como para a variável preço do petróleo.

O custo marginal do sistema é próximo do custo variável das centrais que definem o preço de fecho. As centrais que definem o preço de fecho são centrais hídricas ou térmicas consoante a hidraulicidade ocorrida. Neste processo “de escolha” entre tecnologia, a hidraulicidade assume-se como um dado externo. A escolha entre as centrais térmicas ocorrerá tendo em conta a competitividade de cada tecnologia, que por sua vez, dependerá directamente do preço relativo de cada combustível. Deste modo, julga-se que a função dual da função de produção Translog, isto é, a função Translog da função custo, seja no caso presente a mais adequada. Esta função inversa integra geralmente as quantidades produzidas. Porém, face à pequena dimensão da amostra esta abordagem poderá não ser a mais correcta por implicar que o grau de liberdade das estatísticas seja diminuto. Assim, tal como a abordagem de Griffin e Gregory (1976), apenas se aplica a função Translog à função dos custos com combustíveis.

Neste novo quadro, as relações expostas na equação (4.43) são revistas de modo a serem evidenciadas as seguintes variáveis:

$$P_t = P_t \left(\text{Cmg}_t(\text{Comb}_t, \text{Hidr}_t), Q_t, \left(\frac{1}{(\beta_1 + \beta_4 \text{DiffTemp})} \right) Q_t \right) \quad (4.44)$$

Em que Cmg_t é a função custo marginal e Comb_t é a função “custo com combustível”. Por sua vez, a função Cmg_t é dada por:

$$\text{Cmg}_t = (\text{Comb}_t(\text{Petr}_{t-3}, \text{Carv}_{t-3}), \text{Hidr}_t) \quad (4.45)$$

À função Comb_t aplica-se a dual da função de produção Translog, isto é, a função custo Translog, que evidencia as elasticidades de substituição das duas tecnologias das centrais térmicas:

$$\begin{aligned} \ln \text{Comb}_t = & \alpha_3 + \beta_9 \ln (\text{Petr}_{t-3}) + \beta_{10} \ln (\text{Carv}_{t-3}) + \\ & \frac{1}{2} (\beta_{11} \ln (\text{Petr}_{t-3})^2 + \beta_{12} \ln (\text{Carv}_{t-3})^2) + \beta_{13} \ln (\text{Petr}_{t-3}) \ln (\text{Carv}_{t-3}) \end{aligned} \quad (4.46)$$

Logaritmizando a equação (4.43) e substituindo as variáveis Petr_{t-3} e Carv_{t-3} pela equação (4.46), obtém-se:

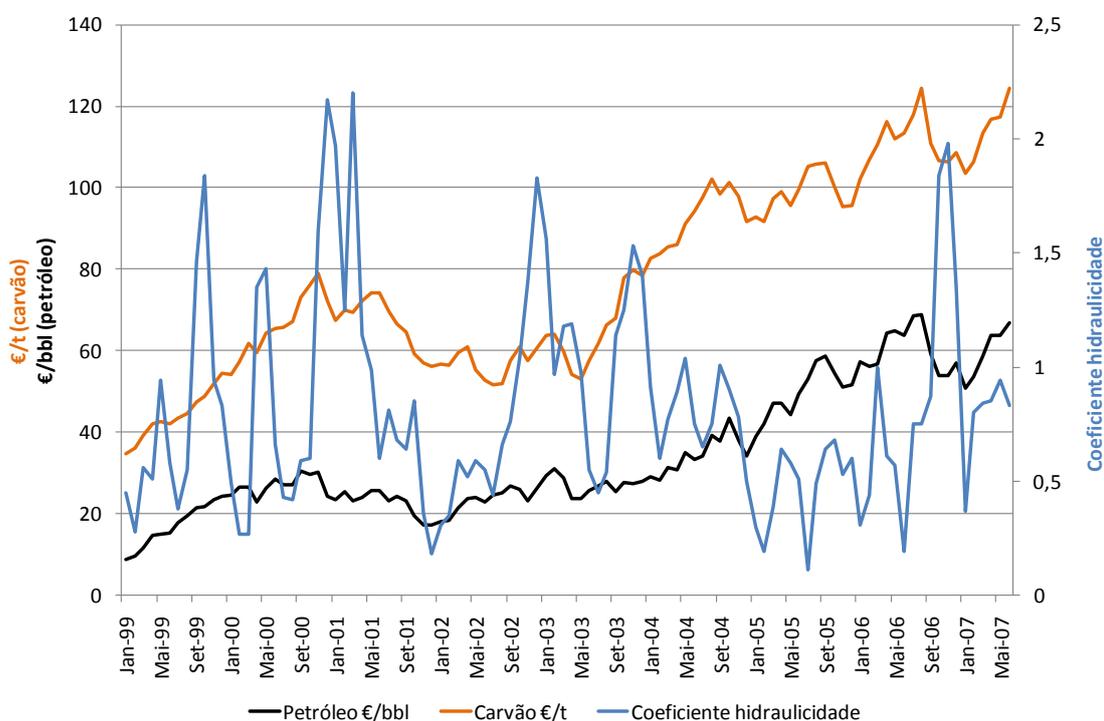
$$\begin{aligned} \ln P_t = & \alpha_3 + \beta_9 \ln (\text{Petr}_{t-3}) + \beta_{10} \ln (\text{Carv}_{t-3}) + \\ & \frac{1}{2} (\beta_{11} \ln (\text{Petr}_{t-3})^2 + \beta_{12} \ln (\text{Carv}_{t-3})^2) + \beta_{13} \ln (\text{Petr}_{t-3}) \times \ln (\text{Carv}_{t-3}) + \\ & \beta_{14} \ln (\text{Hidr}_t) + \beta_{15} \ln (Q_t) - \bar{\theta} \ln \left(\left(\frac{1}{(\beta_1 + \beta_4 \text{DiffTemp})} \right) Q_t \right) + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (4.47)$$

A variável comportamental $\bar{\theta}$ é estimada para as equações (4.43) e (4.47).

4.4.2 VARIÁVEIS DA FUNÇÃO CUSTO

Neste ponto, analisam-se as principais variáveis da função custo. Tanto o preço do carvão, como o preço do petróleo seguiram uma trajetória ascendente ao longo do período analisado. Registe-se, porém, que esta tendência ascendente foi mais mitigada para o período compreendido entre Janeiro de 1999 e Dezembro de 2003, para o qual foi aplicado o modelo. Por seu lado, a hidráulicidade caracteriza-se por uma instabilidade em torno da unidade.

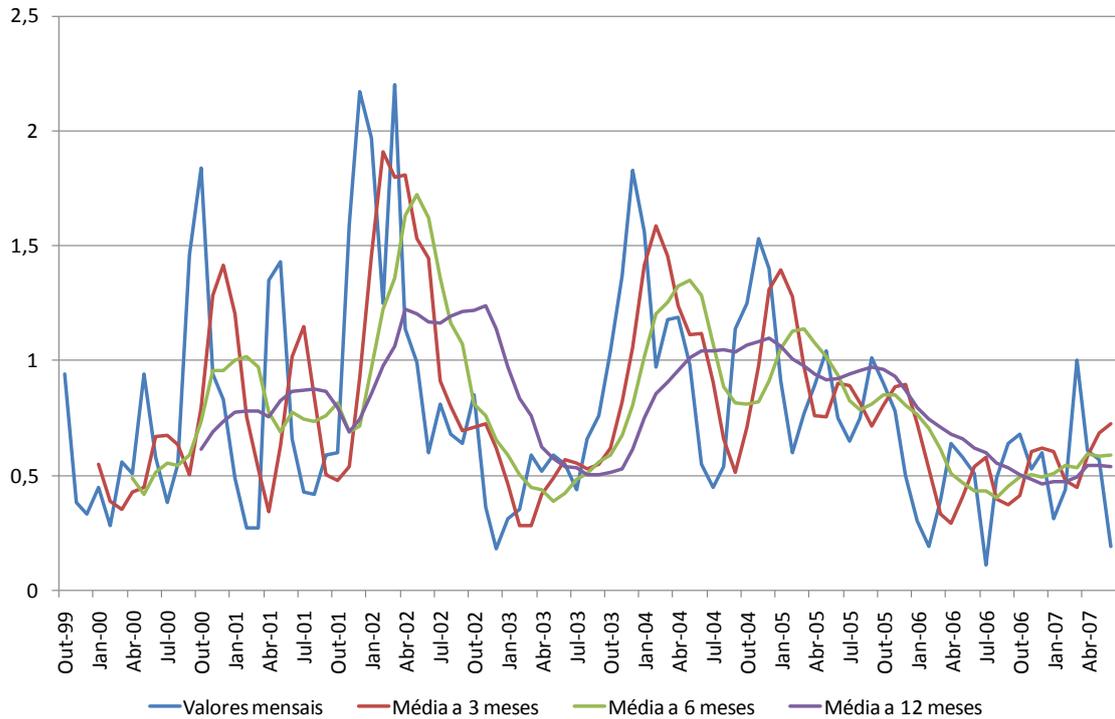
Figura 4-6 – Variáveis que caracterizam o custo marginal



Fonte: Reuters, REE

A hidráulicidade caracteriza-se por uma forte instabilidade ao longo do ano, não anulada com a média móvel a 12 meses, como se pode observar das duas figuras que seguem.

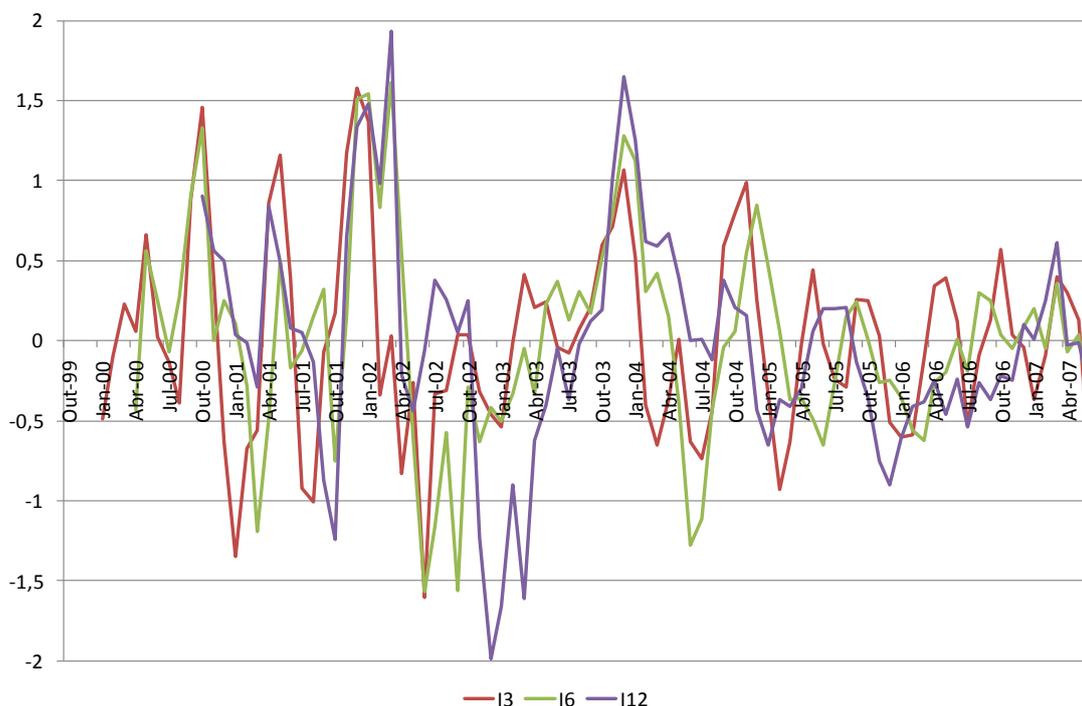
Figura 4-7 – Evolução da hidraulicidade e das suas médias móveis



Fonte: autor com base em dados REE

A hidraulicidade alterna períodos secos e húmidos. Observa-se que os períodos mais húmidos correspondem de um modo geral ao intervalo entre o mês de Novembro e o mês de Abril. Apesar desta sazonalidade, a variável é bastante inconstante como o mostra a Figura 4-8

Figura 4-8 – Evolução da variável hidraulicidade integrada desfasada a 3, 6 e 12 meses



O quadro que se segue mostra que as variáveis são pouco correlacionadas entre si¹⁴⁷.

Quadro 4-24 – Coeficiente de correlação das variáveis

	Preço Carvão (-3)	Preço Carvão (-12)	Preço Petróleo (-3)	Hidraulicidade	Diferença temperatura	Quantidade energia eléctrica
Preço Carvão (-3)	1,000	0,497	0,379	-0,157	0,073	0,531
Preço Carvão (-12)	0,497	1,000	0,541	-0,386	0,070	0,577
Preço Petróleo (-3)	0,379	0,541	1,000	-0,058	0,115	0,465
Hidraulicidade	-0,157	-0,386	-0,058	1,000	-0,335	-0,239
Diferença temperatura	0,073	0,070	0,115	-0,335	1,000	0,431
Quantidade energia eléctrica	0,531	0,577	0,465	-0,239	0,431	1,000

As estatísticas descritivas das variáveis que definem o custo marginal são expostas no quadro seguinte¹⁴⁸. Observa-se que o valor médio da hidraulicidade foi apenas de 0,82¹⁴⁹ no período em análise, tendo este período sido marcadamente seco.

¹⁴⁷ A variável diferença de temperatura faz parte desta análise por ser um dos factores de cálculo da variável de rotação, conjuntamente com as quantidades de energia eléctrica.

¹⁴⁸ As estatísticas descritivas das restantes variáveis da equação da procura foram apresentadas no ponto anterior.

¹⁴⁹ Valores abaixo de 1 são inferiores à média da série histórica.

Quadro 4-25 – Estatística descritiva das variáveis

	Hidraulicidade	Preço petróleo	Preço carvão
Observações	102	102	102
Unidade:	-	€/bbl	€/t
Mínimo	0,110	8,659	25,160
Máximo	2,200	53,942	63,484
Média	0,819	30,369	43,177
Intervalo média (nível de confiança 95,0%)	0,090	2,087	2,066
Mediana	0,680	27,148	44,701
Desvio-padrão	0,461	10,625	10,520
Variância da amostra	0,212	112,895	110,671
Curtose	0,914	-0,427	-1,149
Assimetria	1,122	0,514	-0,147

ESTACIONARIDADE DA FUNÇÃO CUSTO

Os quadros que se seguem mostram que o coeficiente de hidraulicidade é a única variável estacionária que define o custo marginal.

Quadro 4-26 – Testes ADF às variáveis da função custo - 102 observações

	Preço petróleo (1)	Preço petróleo (2)	Preço carvão (1)	Preço carvão (2)	Hidraulicidade
Ordem escolhida	0	0	1	1	4
Com tendência	Não	Sim	Não	Sim	Não
Teste estatístico	-1,086	-1,947	-1,882	-2,339	-5,089
Valor crítico do teste	-2,892	-3,457	-2,892	-3,457	-2,892

Quadro 4-27 – Testes ADF às variáveis da função custo - 86 observações

	Preço petróleo (1)	Preço petróleo (2)	Preço carvão (1)	Preço carvão (2)	Hidraulicidade
Ordem escolhida	0	0	1	1	4
Com tendência	Não	Sim	Não	Sim	Não
Teste estatístico	-1,317	-1,740	-2,095	-2,117	-4,428
Valor crítico do teste	-2,898	-3,467	-2,898	-3,467	-2,898

A variável preço do petróleo e a variável preço do carvão são integradas de ordem 1.

Quadro 4-28 – Testes ADF às variáveis da função custo integradas de ordem 1- 101 observações

	Preço petróleo I(1) (1)	Preço petróleo I(1) (2)	Preço carvão I(1) (1)	Preço carvão I(1) (2)
Ordem escolhida	0	0	0	0
Com tendência	Não	Sim	Não	Sim
Teste estatístico	-8,731	-8,692	-7,048	-7,014
Valor crítico do teste	-2,892	-3,458	-2,899	-3,467

Quadro 4-29 – Testes ADF às variáveis da função custo integradas de ordem 1- 85 observações

	Preço petróleo I(1) (1)	Preço petróleo I(1) (2)	Preço carvão I(1) (1)	Preço carvão I(1) (2)
Ordem escolhida	0	0	0	0
Com tendência	Não	Sim	Não	Sim
Teste estatístico	-8,152	-8,139	-5,257	-5,218
Valor crítico do teste	-2,899	-3,467	-2,899	-3,467

Recorrendo ao método de Johansen, e para um modelo VAR de ordem 1, indicado pelos critérios de informação, as estatísticas apresentadas nos quadros seguintes permitem rejeitar claramente as

hipóteses H0 de não existência de uma e de duas relações de cointegração. A hipótese H0 de existência de mais do que duas relações de cointegração não pode ser aceite.

Deste modo, existem dois vectores de cointegração que se sustentam na relação já demonstrada entre as variáveis preço e quantidade de energia eléctrica: $P_t - Q_t \sim I(0)$; bem como na relação de cointegração existente entre os preços do carvão e do petróleo: $Petr_{t-3} - Carv_{t-3} \sim I(0)$.

Quadro 4-30 – Estatística do valor próximo máximo (86 observações) para um modelo VAR de ordem

1

H0	H1	Estatística	Valor crítico 95%	Valor crítico 90%
r = 0	r=1	29,03	27,42	24,99
r <= 1	r=2	27,65	21,12	19,02
r <= 2	r=3	3,31	14,88	12,98
r <= 3	r=4	1,71	8,07	6,50

Quadro 4-31 – Estatística do traço (86 observações) para um modelo VAR de ordem 1

H0	H1	Estatística	Valor crítico 95%	Valor crítico 90%
r = 0	r=1	61,70	48,88	45,70
r <= 1	r=2	32,67	31,54	28,78
r <= 2	r=3	5,02	17,86	15,75
r <= 3	r=4	1,71	8,07	6,50

VARIÁVEIS INSTRUMENTAIS

No quadro do modelo estrutural, a equação (4.43) é estimada com o método dos mínimos quadrado em duas fases. Assim, a identificação desta equação obriga a considerar como variáveis instrumentais as variáveis exógenas definidas na outra equação do modelo. Recorde-se que estas variáveis foram as variáveis “dormidas”, “gasóleo”¹⁵⁰ e “diferenças temperatura”. No caso desta última variável, esta já se encontra de uma forma indirecta na equação (4.43), na variável de rotação da procura. Em alternativa

¹⁵⁰ Como se viu, esta variável não é verdadeiramente exógena ao modelo. Por isso, testou-se outro modelo onde esta variável foi substituída pelas variáveis instrumentais definidas para a quantidade de energia eléctrica e o consumo de gasóleo (PIB, produção industrial e gasóleo desfasado de 12 meses). Os resultados obtidos não foram muito diferentes para a variável comportamental, não se podendo porém recusar o teste nulo à sobrestimação do modelo.

recorreu-se ao valor médio da temperatura mensal. Registe-se que esta variável pode igualmente servir de variável instrumental do coeficiente de hidraulicidade.

No que diz respeito às variáveis que definem o custo marginal, considerou-se o carácter dinâmico das relações existentes que se reveste no caso dos combustíveis na sazonalidade dos preços e na constituição do *stock* de armazenamento, assim como na periodicidade (época secas e húmidas que alternam) da hidraulicidade. Deste modo, para além das variáveis já referidas, consideraram-se as seguintes variáveis instrumentais:

- “Coeficiente de hidraulicidade” desfasado de 3, 6 e 12 meses.
- “Preço médio do carvão” desfasado de 12 meses.
- “Preço médio do petróleo” desfasado de 12 meses.

Registe-se, contudo, que ao contrário do sucedido com a equação da procura, neste caso os resultados da estatística T_2 Wu-Hausman não rejeitam a hipótese da equação não sofrer de endogeneidade. No que diz respeito às variáveis em particular, apenas para a estatística t dos resíduos da procura a hipótese da variável não ser endógena é rejeitada.

Quadro 4-32 – Teste T_2 Wu Hausman e teste à existência dos resíduos

Estatística T_2 Wu-Hausman	
F(3,39) = 7,4746 [0,188]	
T-ratio aos resíduos [Prob.]	
Resíduos Hidraulicidade	1,4842 [0,146]
Resíduos Preço Carvão	0,2202 [0,827]
Resíduos Preço Petróleo	0,15004 [0,882]
Resíduos Quantidade Energia eléctrica	2,4569 [0,019]
Resíduos Variável de rotação	-1,1293 [0,266]

Importa registar que foi testada a inclusão das variáveis dos preços dos combustíveis desfasados de 12 meses e da variável de hidraulicidade com vários desfasamentos na equação (4.43). Porém, optou-se pela sua inclusão como variáveis instrumentais por estas variáveis não serem significativas e, também, porque a variável comportamental não é significativa após a inclusão dessas variáveis nos modelos.

Sublinhe-se que o teste à sobrestimação das variáveis instrumentais ¹⁵¹efectuado permite não rejeitar a hipótese nula de todas as variáveis instrumentais serem exógenas.

4.4.3 ESTIMATIVA DO FACTOR COMPORTAMENTAL

Recorde-se que a identificação das variáveis endógenas da função procura restringiu-se a este período. Deste modo, as estimativas do factor comportamental para as funções linear “pura” (equação (4.43)) e log linear (equação (4.47)) limitam-se ao período compreendido entre Janeiro 1999 e Dezembro 2003.

FUNÇÃO LINEAR

Foram testados vários modelos, para diferentes variáveis instrumentais, para as quais se considera que a utilização poderia ser expectável face às variáveis da equação (4.43). O modelo escolhido apresenta um nível de significância inferior a 10% para a variável de rotação da procura, cujo estimador corresponde ao factor comportamental, podendo-se interpretar como robusto pelos testes estatísticos efectuados¹⁵².

Neste modelo, para 48 observações (até Dezembro de 2003), as variáveis não são muito significativas, nomeadamente as variáveis relativas aos preços dos combustíveis. Porém, apesar da estimativa do factor comportamental se restringir ao período findo em Dezembro de 2003, supondo que os valores das variáveis identificadas se mantêm até Fevereiro de 2006 (72 observações), todas as variáveis se tornam mais significativas. Observa-se igualmente que a consideração de um período maior não altera o coeficiente atribuído à variável de rotação, que permite determinar o factor comportamental. Este valor situa-se em torno de 0,0535.

Recorde-se que quanto mais próximo $\bar{\theta}$ estiver de 1, mais próximo se encontra de um comportamento estratégico do tipo Nash-Cournot e quanto mais próximo de 0, mais próximos os agentes se encontram de um comportamento competitivo.

Deste modo, no período compreendido entre Janeiro de 1999 e Dezembro de 2003 os resultados do modelo estrutural apontam para a existência de uma estratégia concorrencial. Este resultado será

¹⁵¹ Efectuou-se a regressão dos resíduos obtidos após se ter aplicado o método dos mínimos quadrado em duas fases, sobre as variáveis exógenas (preços carvão e petróleo desfasados, afluência hidrológica desfasadas, gasóleo, número de dormidas, temperatura), sendo que o R^2 é igual a 0,045. O qual multiplicado pelo número de observações resulta em 2,16, inferior a 3,84, o valor crítico a 5% de χ^2 para um grau de liberdade.

¹⁵² Observa-se que ao nível de significância de 10%, não se pode rejeitar a hipótese de existir autocorrelação dos resíduos, para a equação com 48 observações. Porém, o modelo autoregressivo testado não apresenta um resultado significativo para a variável comportamental.

testado no ponto 4.5, com a determinação do custo marginal fora do modelo estrutural. Registe-se ainda que esta análise não considera o impacte dos CTC na estratégia das empresas.

Quadro 4-33 – Estatísticas e testes aplicados

	Janeiro 1999 - Dezembro 2003	Janeiro 1999 - Fevereiro 2006
N.º Observações	48	72
GR ²	0,3129	0,5863
Sargan χ^2 (3)	2,0739 [0,355]	0,5188 [0,972]
Autocorrelação resíduos χ^2 (1)	3,5441 [0,060]	8,8147 [0,003]
Forma funcional χ^2 (1)	0,03194 [0,858]	0,01989 [0,888]
Heteroscedasticidade χ^2 (1)	0,4663 [0,495]	0,2584 [0,611]

Quadro 4-34 – Regressão escolhida

	Janeiro 1999 - Dezembro 2003		Janeiro 1999 - Fevereiro 2006	
	Estimativa	Teste t [Prob.]	Estimativa	Teste t [Prob.]
Constante	-4,5369	-,75148 [0,457]	0,8164	-1,9208 [0,061]
Preço carvão (-3)	0,0101	0,2825 [0,779]	-0,0399	-1,9571 [0,054]
Preço petróleo (-3)	0,0494	0,3497 [0,728]	0,1479	4,8609 [0,000]
Hidraulicidade	-2,3575	-2,4650 [0,018]	0,0532	2,4592 [0,016]
Quantidade energia eléctrica	0,0006	1,7757 [0,083]	0,0003	1,7863 [0,079]
Variável de rotação (factor comportamental)	0,0536	1,7591 [0,086]	0,0532	2,4592 [0,016]

FUNÇÃO LOG LINEAR

Aplicou-se o modelo Translog à função combustível integrada na equação log linear (4.47). O modelo resultante é apelidado de “modelo logaritmo base”.

Quadro 4-35 – Resultados da aplicação do modelo logarítmico base

	Estimativa	Teste t [Prob.]
Constante	32,117	0,4287 [0,670]
a_1	-1,947	-0,07377 [0,942]
$a_1^{\wedge 2}$	3,816	0,4916 [0,626]
a_2	2,947	-
$a_2^{\wedge 2}$	2,576	-
$a_1 \times a_2$	-6,391	-0,36100 [0,720]
a_3	-0,042	-0,04785 [0,962]
a_4	-0,228	-0,3100 [0,758]
a_5	-3,446	-0,4350 [0,666]

Sendo,

- a_1 , o coeficiente do logaritmo da variável “preço do petróleo”, com desfasamento de 3 meses.
- a_2 , o coeficiente do logaritmo da variável “preço do carvão”, com desfasamento de 3 meses.
- a_3 , o coeficiente do logaritmo da variável “hidraulicidade”.
- a_4 , o coeficiente do logaritmo da variável de “rotação” da procura, isto é, a variável comportamental.
- a_5 , o coeficiente do logaritmo da variável “quantidade energia eléctrica”.

As variáveis instrumentais deste modelo correspondem aos logaritmos das variáveis instrumentais do modelo definido no ponto anterior.

Para este modelo, a variável de “rotação” da procura não é significativa, apesar das estatísticas indicarem que o modelo é robusto.

Quadro 4-36 – Estatísticas e testes aplicados ao modelo logarítmico base

N.º Observações	48
GR ²	0,2848
Sargan χ^2 (3)	0,2054 [0,902]
Autocorrelação resíduos χ^2 (1)	0,9603 [0,327]
Forma funcional χ^2 (1)	0,08111 [0,776]
Heteroscedasticidade χ^2 (1)	0,08040 [0,777]

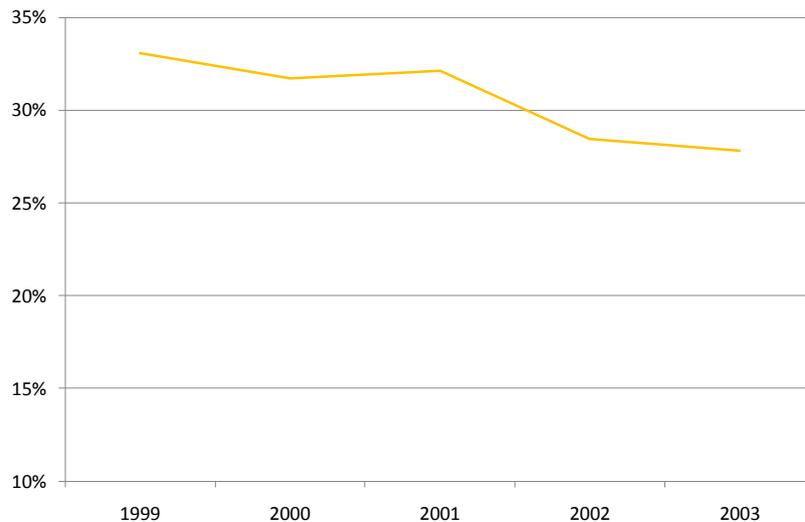
4.4.4 ÍNDICE DE LERNER NO PERÍODO 1999-2003

Tendo sido estimados o factor comportamental para o período analisado (em torno de 0,0535) e a elasticidade preço da procura (-0,0933), resta definir o Índice de Herfindahl, HHI, para se poder estimar o índice de Lerner resolvendo a equação (4.11).

Sublinhe-se que o grau de concentração de um mercado pode estar relacionado com a eficiência dos seus agentes e, conseqüentemente, o custo marginal e a estrutura de mercado podem ser duas variáveis endógenas (ver, por exemplo, Church e Ware, 2000), enviesando qualquer análise comportamental baseada no índice de Herfindahl. Porém no período analisado, a estrutura do mercado de produção de energia eléctrica vigente na Península Ibérica, tal como na maior parte dos países europeus, não resultou de pressões competitivas ocorridas num mercado competitivo. Apesar de existir uma natural tendência para a concentração neste tipo de mercado por ser capital-intensivo, a estrutura produtiva herdada após a liberalização do mercado e que, no essencial, se manteve durante um longo período, reflecte em grande parte, como se viu, o carácter intervencionista do Estado em Espanha.

O índice de Herfindahl foi calculado por grupo económico com base em dados da OMEL e do *Ministerio de Industria, Turismo Y Comercio*. Registe-se igualmente que este índice foi calculado para os produtores convencionais, isto é, não foi considerada a produção com externalidades ambientais positivas (em regime especial), porque a sua remuneração era independente dos preços formados no mercado, apesar de esse tipo de produção já ser transaccionado na *pool* no período analisado.

Figura 4-9 – Evolução do índice de Herfindahl



Fonte: autor com base em dados REE e Ministerio de Industria, Turismo Y Comercio

O valor médio do HHI ponderado pela produção é igual a 30,5%, o valor do índice de Lerner que daí resulta é de 17,4%. O índice de Lerner que lhe está associado é relativamente elevado, não obstante a estimativa do comportamento dos produtores se aproximar de um jogo à Bertrand. Conclui-se assim que face às condições do mercado grossista de energia eléctrica espanhol, designadamente a rigidez da procura e a elevada concentração, é vasta a margem de manobra dos produtores em termos de estratégias para conseguirem obter um elevado *mark-up*.

4.5 DEFINIÇÃO DO FACTOR COMPORTAMENTAL FORA DO MODELO ESTRUTURAL

De modo a testar os resultados obtidos no ponto anterior, neste ponto resolver-se-á a equação (4.11) fora do modelo estrutural, para o período de Janeiro 1999 a Dezembro 2003. Porém, a análise efectua-se para o período completo de modo a poder contextualizar a estimativa do factor comportamental.

4.5.1 APRESENTAÇÃO

Retomando o valor estimado no capítulo 4.3.3¹⁵³ da elasticidade preço da procura, resta determinar o custo marginal ponderado da indústria.

¹⁵³ Considerou-se o valor da elasticidade preço da procura obtido com o modelo estrutural, de modo a permitir a comparação com os resultados da aplicação do modelo estrutural. De qualquer modo, lembre-se que os valores obtidos para a elasticidade preço da procura através do modelo estrutural, para uma função linear, e fora desse modelo, para diferentes funções, são muito próximos.

A definição do custo marginal exige o conhecimento aprofundado do sector, bem como a obtenção de um vasto conjunto de informação.

O custo marginal nos mercados de energia eléctrica grossista depende do seu desenho. O custo marginal de um mercado pode reflectir a estrutura de custos de produção desse mercado ou apenas corresponder ao custo marginal do centro electroprodutor que vendeu energia eléctrica ao preço mais elevado, que corresponde à central marginal. Este último tipo de mercado corresponde ao mercado de preços únicos (*Uniform Price Market, UPA*) que é, como se viu, o tipo de mercado que tem vigorado em Espanha.

Mostrou-se que num mercado do tipo UPA, o custo variável da central marginal numa determinada hora tem, regra geral, um peso nos custos totais superior ao das restantes centrais nessa hora, sendo, em contrapartida, o peso do custo fixo menor. Deste modo, em cada hora a central marginal é a central que apresenta os custos marginais mais elevados. Os centros electroprodutores que efectuem ofertas de venda de energia eléctrica a preços inferiores ao da central marginal deverão ter a cobertura dos seus custos totais assegurada, tendo em conta que toda a energia eléctrica é vendida ao preço definido pela central marginal. Por conseguinte, em cada hora, o custo marginal do mercado é muito próximo do custo variável da central que define o preço de mercado¹⁵⁴.

Em termos mensais, o custo marginal corresponde à média ponderada pelas quantidades transaccionadas em cada hora do custo marginal horário:

$$Cmgt = \frac{\sum_{h=1}^n Cmg_h Q_h}{\sum_{h=1}^n Q_h} \cong \frac{\sum_{h=1}^n Cv_h Q_h}{\sum_{h=1}^n Q_h} \quad (4.48)$$

Em que $Cmgt$ é o custo marginal ponderado do mercado no mês t , n é o número de horas h , no mês t , Cmg_h é o custo marginal do mercado na hora h , Cv_h o custo variável da central marginal na hora h e Q_h é a quantidade transaccionada no mercado na hora h .

Para cada hora, o operador dos mercados diário e intradiários espanhóis, a OMEL, define qual a origem da energia eléctrica que definiu o preço de mercado, isto é, qual foi a oferta marginal, agrupando-a no período em análise do seguinte modo:

- Centrais térmicas.
- Centrais de ciclo combinado a gás natural.
- Centrais hídricas.

¹⁵⁴ Assumindo-se não existirem problemas de congestionamento de rede.

-
- Centrais hídricas com bombagem¹⁵⁵.
 - Centrais nucleares.
 - Contratos internacionais da Rede Eléctrica de Espanha.
 - Comercializadores.
 - Centrais com recurso a fontes renováveis.

Neste último caso, apenas a partir de 2006 (Real Decreto-lei 3/2006), e de uma forma parcial, algumas tecnologias passaram a ter a sua remuneração definida pelo mercado e não apenas administrativamente.

O grupo das centrais térmicas é constituído pelas centrais a fuelóleo e a carvão. Importa referir que durante o período analisado as centrais nucleares nunca foram centrais marginais. A informação proporcionada não permite distinguir entre algumas tecnologias que definem o preço de fecho, nomeadamente entre as centrais térmicas a carvão e a fuelóleo.

A OMEL faculta igualmente as quantidades transaccionadas nos mercados diários e intra-diários. Por conseguinte, a variável Q_h da equação (4.48) é conhecida. Contudo, o cálculo da variável CV obriga à definição de um conjunto de pressupostos que podem ser agrupados em:

1. Definição da função de custo variável associada à tecnologia/tipo de central marginal.
2. Definição dos parâmetros que permitem calcular o custo variável.

4.5.2 DEFINIÇÃO DA FUNÇÃO CUSTO VARIÁVEL ASSOCIADA À TECNOLOGIA/TIPO DE CENTRAL MARGINAL

4.5.2.1 DEFINIÇÃO DOS TECNOLOGIAS QUE DEFINEM O PREÇO DE FECHO

A informação facultada pela OMEL não permite estabelecer com certeza qual é o tipo de central que define o custo marginal do sistema, nomeadamente nos casos das centrais térmicas, dos contratos internacionais celebrados pela REE e das centrais com fontes de energia renováveis.

¹⁵⁵ Aproveitamento hidroeléctrico, cuja albufeira pode ser re-armazenada através de bombas que elevam a água situada a jusante da barragem para o nível da albufeira. Por recorrer à energia eléctrica da rede a que o aproveitamento está ligado, a bombagem realiza-se geralmente em horas de vazio, quando o custo da energia eléctrica é mais baixo.

Por outro lado, os custos dos aproveitamentos hidroeléctricos com bombagem não podem ser directamente deduzidos através da informação proporcionada, por estarem associados aos custos marginais das horas em que os aproveitamentos hidroeléctricos adquiriram energia para reencher as suas albufeiras recorrendo a bombagem.

Deste modo, foi necessário desenvolver um conjunto de pressupostos que permitissem associar diferentes tecnologias e, conseqüentemente, diferentes funções dos custos variáveis à nomenclatura apresentada pela OMEL para a origem da energia eléctrica que define o preço de mercado, que de seguida são apresentados:

- Nas horas em que o preço é definido pelas vendas com origem em “centrais de ciclo combinado a gás natural”, mesmo se for definido em conjunto com outras origens¹⁵⁶, à energia eléctrica vendida é associada o custo variável das centrais de ciclo combinado a gás natural.
- Nas horas em que o preço é definido pelas vendas com origem em “centrais hídricas com bombagem” ou com origem em “centrais com fontes renováveis”, a energia eléctrica vendida é associada ao custo variável das centrais a fuelóleo, mais caras, tendo em conta as dúvidas que suscitam essas fontes. Esta regra aplica-se mesmo se o preço for definido em conjunto com outra origem, que não seja “centrais de ciclo combinado a gás natural”. Nesse último caso, a regra anterior é aplicada.
- Nas horas em que os preços são definidos pelas vendas com origem em “centrais térmicas”, foram considerados dois grupos de pressupostos para a repartição da energia eléctrica entre o custo variável das centrais a carvão e o custo variável das centrais a fuelóleo¹⁵⁷:
 1. Consoante o peso de cada uma destas tecnologias na produção do mês do respectivo posto horário. Este pressuposto decorre do facto de nos sistemas eléctricos com produção nuclear, tal como é o espanhol, as centrais térmicas a carvão são, por vezes, as centrais marginais.
 2. É associada ao custo variável das centrais a fuelóleo nas horas em que as quantidades transaccionadas são superiores à média horária no respectivo ano e é associada ao custo variável das centrais a carvão nas horas em que as quantidades transaccionadas são

¹⁵⁶ Quando existem duas ou mais centrais, com diferentes tecnologias, que definem o preço de fecho.

¹⁵⁷ Estas duas sub-regras aplicam-se mesmo se o preço é definido em conjunto com outras origens, que não sejam as que se referem os dois pontos anteriores. Nesse caso, as duas regras anteriores prevalecem.

superiores à média horária no respectivo ano. Neste pressuposto, considera-se a entrada em funcionamento das centrais mais caras, a fuelóleo, quando a procura é maior.

- Nas horas em que os preços são definidos pelas vendas com origem em “centrais hídricas”, a energia eléctrica vendida é associada ao custo variável estimada para as centrais hídricas. No ponto seguinte é desenvolvida a forma como este custo é definido.
- Nas horas em que os preços são definidos pelas vendas com origem em “contratos internacionais da rede Eléctrica de Espanha” ou em “comercializadores”, a energia eléctrica vendida é associada à média ponderada dos custos variáveis de produção do respectivo mês calculados para cada hora consoante o definido nos pontos anteriores. Esta regra decorre do carácter residual da energia eléctrica unicamente associada a essas duas origens que marque o preço do sistema, bem como ao facto destas poderem ter subjacentes todas as tecnologias referidas nos pontos anteriores.

Em suma, em qualquer caso, apenas quatro tipos de tecnologia definem o preço de mercado durante o período analisado¹⁵⁸:

- Centrais térmicas a fuelóleo;
- Centrais térmicas a carvão;
- Centrais de ciclo combinado a gás natural;
- Centrais hídricas.

Não foi considerado a produção das centrais a gasóleo na produção das centrais térmicas, pelo carácter bastante residual que este tipo de produção assume.

Para a definição das tecnologias que definem as centrais de fecho em cada hora foram analisados cerca de 57 mil períodos horários, cujos dados foram tratados e reagrupados tendo em conta os critérios referidos anteriormente.¹⁵⁹

¹⁵⁸ Sublinhe-se que os pressupostos foram estabelecidos de modo a não subestimar os custos variáveis e, conseqüentemente, sobrestimar o mark-up.

¹⁵⁹ A OMEL faculta os dados para cada hora das ofertas dos agentes compradores (geralmente grupos de centros electroprodutores) e vendedores, sendo estes identificados por um código disponibilizado na sua página de internet. Seria possível reconstruir as curvas de oferta e de procura com base nesses dados. Porém, como os dados apenas estão disponíveis online a partir de 2001, a análise não abarcaria todo o período contemplado. Acresce que cada período horário contém entre 20 mil e 60 mil dados, os quais multiplicados por 57 mil períodos horários geram um grande volume de informação de difícil tratamento.

4.5.2.2 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DE CÁLCULO DO CUSTO VARIÁVEL

Paralelamente à definição das tecnologias que definem o preço de mercado, importa definir a função custo variável das tecnologias marginais (ver por exemplo Steiner (2000) e Wolfram (1999)).

O custo variável de uma central térmica e a ciclo combinado a gás natural depende de quatro factores: da sua carga, do rendimento para essa carga, do poder calorífico do combustível consumido e do preço deste combustível. Considerando que a central i , que define o preço de mercado labore perto da plena carga, a função do custo variável numa determinada hora, h , desta central Cv_{hi} , é definida do seguinte modo¹⁶⁰:

$$Cv_{hi} = Pcomb_j \times \varphi_{comb_j} \times \eta_i + O\&M \quad (4.49)$$

Em que $Pcomb_j$ corresponde ao preço do combustível j , φ_{comb_j} ao poder calorífico do combustível j , η_i , ao rendimento da central i e O&M aos custos variáveis de operação e manutenção. Existe assim um conjunto vasto de pressupostos tanto para o rendimento das centrais (dentro do mesmo grupo de tecnologia existe um intervalo de rendimentos possíveis), como para o poder calorífico dos combustíveis consumidos. Contudo, neste dois casos existem valores-padrão. No que diz respeito ao rendimento das centrais, esta informação pode ser encontrada nas páginas de internet dos principais construtores (General Electric, Siemens, Alstom, etc.) ou organismos internacionais tais como a International Energy Agency e a Eurelectric¹⁶¹. No caso do poder calorífico dos combustíveis, aos seus respectivos preços estão geralmente associados poderes caloríficos padrão.

Os custos variáveis de O&M constituem um parâmetro que varia consoante o tipo de tecnologia¹⁶². Considerou-se que este valor correspondia a 3 €/MWh para as centrais hídricas e 4 €/MWh para as centrais térmicas. Os custos com O&M correspondem a um valor médio. As centrais a carvão poderão apresentar um valor ligeiramente superior, enquanto as centrais a fuelóleo e, sobretudo, de ciclo combinado a gás natural apresentam custos inferiores.

¹⁶⁰ Esta fórmula é uma aproximação, importaria ainda considerar outros custos variáveis de menor dimensão, nomeadamente os decorrentes da alteração de rendimentos das centrais, dos custos de transporte do combustível até as centrais, etc.. No período analisado os custos com CO₂ ainda não eram valorizados.

¹⁶¹ Registe-se contudo que os dados da Eurelectric (2007) apontam para rendimentos em média bastante superiores aos das centrais da Península Ibérica no período analisado.

¹⁶² Para as centrais em Espanha estes dados foram retirados de: PRECIOS Y COSTES DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, de Julho de 2008, CNE; “Energia 2008” e “Energia 2007”, “Competitividad da Energía Nuclear” Forum Nuclear Español.

No que concerne o preço dos combustíveis consumidos, este depende em grande parte da política de aquisição do produtor. O combustível pode ser adquirido num mercado *Spot* ou *Forward*, para ser consumido a curto prazo ou a médio prazo. O combustível pode também ser adquirido através de contratos de fornecimento de longo prazo, que indexam a evolução do seu preço à evolução de outras variáveis. Nesse caso, é comum que os contratos obriguem ao pagamento da quantidade de combustível contratada, independentemente da quantidade vir a ser adquirida.

No que diz respeito ao carvão consumido em Espanha, grande parte desse carvão é extraído em minas espanholas. O carvão espanhol tem um custo de extração e um poder calorífico que o tornam muito pouco competitivo face ao carvão importado. Por isso, o seu preço é subvencionado pelo Governo Espanhol de modo a que o seu custo esteja em linha com o custo do carvão importado.

Finalmente, importa referir o caso particular das centrais hídricas. Os custos de produção das centrais hídricas não são definidos por aplicação da equação (4.49). Estas centrais têm custos variáveis, quase nulos, que se resumem aos custos de operação e manutenção. Na maioria das vezes, estas centrais têm associadas albufeiras, com maior ou menor capacidade de retenção da água, que corresponde à energia potencial. Nos períodos em que o nível das albufeiras é automaticamente repostado, isto é, em períodos com forte afluência hidrológica, que na Península Ibérica correspondem principalmente ao Inverno e ao princípio da Primavera, o valor da água retida nas albufeiras é nulo. Porém, nos restantes períodos, esta torna-se um bem escasso, ao qual deverá atribuir-se um valor quando utilizada na produção de energia eléctrica. Este valor corresponde ao custo da tecnologia substituída¹⁶³, que como se viu pode mesmo definir o preço de fecho em hora de ponta.

Existe assim um conjunto importante de incógnitas na definição do custo variável. De modo a diminuir o risco do custo variável ser subestimado por não incorporar todos os valores e, conseqüentemente, sobrestimar o valor do índice de Lerner, optou-se por seguir várias abordagens, com diferentes pressupostos.

Duas abordagens baseiam-se em valores padrão para os custos de produção e para os rendimentos das centrais, diferindo entre eles pela valorização dada à energia eléctrica produzida através de centrais hídricas.

¹⁶³ A ambivalência das centrais hídricas é evidente na apresentação que se fez das duas curvas de ofertas.

A terceira abordagem baseia-se em custos de produção conhecidos para centrais equivalentes em Portugal¹⁶⁴ e serve de referência para os resultados obtidos com as duas primeiras abordagens¹⁶⁵.

No que diz respeito às duas primeiras abordagens, os custos dos combustíveis das centrais térmicas convencionais (carvão e fuelóleo) basearam-se no preço médio mensal nos mercados internacionais.

Quanto à estratégia de aquisição do carvão, aplicaram-se os pressupostos do modelo estrutural de aquisição do carvão, baseado em contratos de fornecimento de curto e de médio prazo, o que se reflecte num desfasamento dos custos mensais do carvão API#2 consumido face ao preço no mercado *spot* em 3 meses.

Quanto ao fuelóleo, optou-se por considerar o preço no mercado *spot* do próprio mês, tendo em conta que a política de aquisição deste combustível baseia-se mais numa óptica de curto prazo, sendo o preço utilizado o do fuelóleo 1% CIF, SO₂, *North West Europe*, nos mercado *spot* para consumo a curto prazo.¹⁶⁶ Realce-se que a relação existente entre o preço de mercado no período 2002 a 2004 e os preços do fuelóleo e do carvão desfasado de 3 meses foi observada em trabalhos anteriores (ver Marques, Fortunato e Soares, 2008).

No caso particular das centrais de ciclo combinado a gás natural, considerou-se o custo médio de aquisição do gás natural, CIF, em Espanha, publicado através de ORDENS (Despachos legais), do Ministerio da Economia¹⁶⁷, que de um modo geral deverá ser ligeiramente superior ao custo verdadeiro.

4.5.2.3 SÍNTESE

A conjugação dos pressupostos relativos aos custos de produção e relativos à definição das tecnologias que definem o preço marginal resultou nas seguintes abordagens de cálculo do custo marginal do sistema:

¹⁶⁴ Estes valores são conhecidos, tendo em conta o pequeno número de centrais térmicas e que à data o mercado grossista ainda não estava aberto à concorrência. Além de que o sector eléctrico convencional português estava nesse período totalmente enquadrado pela regulação sectorial.

¹⁶⁵ Os custos de produção para as mesmas tecnologias são muito semelhantes nestes dois países (ver por exemplo Heptonstall, 2007).

¹⁶⁶ Importa referir que a consideração do preço do petróleo com desfasamento no modelo estrutural visava tanto reflectir a indexação desfasada do preço do gás natural ao do petróleo, como a política de aquisição. Por não haver uma ligação tão directa entre o preço do fuelóleo e o do gás natural, não faz sentido aplicar esta variável desfasada.

¹⁶⁷ Embora estes custos não correspondam exactamente aos custos do gás natural para produção de energia eléctrica, eles reflectem os custos do gás natural importado para consumo em Espanha.

-
- Para as produções valorizadas ao custo das centrais térmicas convencionais (carvão, fuelóleo) ou a ciclo combinado a gás natural, os custos de produção são calculados com base nos preços médios de mercado dos combustíveis e nos valores padrão para os custos de O&M e para os rendimentos das centrais. As produções das centrais hídricas são valorizadas aos custos de O&M, com exceção dos meses que tenham verificado uma hidraulicidade significativamente abaixo da média durante o período “seco” do ano hidrológico. Esta abordagem é referida como “custo marginal (a)”. Nesse caso, as centrais são valorizadas ao custo das centrais térmicas a fuelóleo, que são as centrais mais cara substituídas pelas centrais hídricas.
 - O custo marginal das centrais térmicas é definido do mesmo modo que no ponto anterior. As produções das centrais hídricas são valorizadas pelos custos das centrais a fuelóleo, com exceção dos meses que tenham verificado uma hidraulicidade significativamente acima da média durante o período “húmido”, que são valorizados aos custos variáveis de O&M. Esta abordagem é referida como “custo marginal (b)”.
 - Para as produções valorizadas ao custo das centrais térmicas convencionais (carvão, fuelóleo) ou a ciclo combinado a gás natural, os custos de produção são definidos com base nos custos verificados em Portugal no mesmo período para tecnologias equivalentes. As produções das centrais hídricas são valorizadas aos custos de O&M, com exceção dos meses que tenham verificado uma hidraulicidade significativamente abaixo da média durante o período “seco” do ano hidrológico, que são valorizados ao custo das centrais a fuelóleo. Esta abordagem é referida como “custo marginal Portugal”.

Paralelamente, quando numa determinada hora h , do mês m , a central de fecho é definida como central térmica convencional pela OMEL e se definiu que o custo variável correspondia nessa hora ao de uma central a fuelóleo ou a carvão, seguiram-se dois critérios diferentes:

1. O custo de produção corresponde ao custo médio destas duas tecnologias ponderado pelo peso na produção total nesse posto horário¹⁶⁸ do mês m de cada tecnologia.
2. O custo de produção corresponde ao da central a fuelóleo nas horas em que as quantidades transaccionadas são superiores à média horária no respectivo ano e corresponde ao da central a carvão nas horas em que as quantidades transaccionadas são superiores à média horária no respectivo ano.

¹⁶⁸ Este pressuposto decorre do facto de nos sistemas eléctricos com produção nuclear, tal como é o espanhol, as centrais térmicas a carvão são, muitas vezes, as centrais marginais.

Quando as centrais térmicas são definidas consoante o critério 1), as séries de custos marginais são apresentadas como: custo marginal (a); custo marginal (b) e custo marginal Portugal. Quando as centrais térmicas são definidas consoante o critério 2), as séries de custos marginais são apresentadas como: custo marginal (a)'; custo marginal (b)' e custo marginal Portugal'.

A abordagem seguida permite criar dois cenários extremos para os custos marginais, de valores mínimos e máximos, colocando os verdadeiros valores dos custos nessa banda.

ESTATÍSTICA DESCRITIVA E ANÁLISE DA ESTACIONARIEDADE

As séries (b) e (b)' valorizam as centrais hídricas com base em centrais a fuelóleo durante períodos mais longos do que as séries a) e a)'. Este facto reflecte-se nos maiores valores¹⁶⁹ (médias, máximos e mínimos) das séries de custos marginais b) e b)' face às restantes séries. Em sentido oposto, as séries a) e a)' apresentam regra geral valores mais baixos para estas estatísticas. As séries Portugal e Portugal' são mais voláteis do que as restantes séries. As médias destas séries estão próximas das médias das séries a) e a)'. Contudo, é a série Portugal' que tem o valor mais elevado de custo marginal.

Quadro 4-37 – Estatística descritiva

	Custo marginal (a)	Custo marginal (b)	Custo marginal Portugal	Custo marginal (a)'	Custo marginal (b)'	Custo marginal Portugal'
Observações	102	102	102	102	102	102
Unidade:	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Mínimo	7,98	11,30	11,88	11,70	14,40	12,51
Máximo	42,57	46,96	52,79	51,81	57,41	57,52
Média	24,13	30,10	25,78	26,77	32,74	27,70
Variância	94,31	73,88	97,17	108,14	80,72	120,98

Como seria expectável as séries Portugal e Portugal' apresentam uma correlação mais elevada com as séries (a) e (a)', com as quais partilham os pressupostos relativamente à valorização da produção das centrais hídricas. Relativamente ao preço de mercado, esta série está visivelmente mais correlacionada com as séries (a), (a)', Portugal e Portugal'.

¹⁶⁹ Por critério.

Quadro 4-38 – Correlação entre os custos marginais

	Custo marginal (a)	Custo marginal (b)	Custo marginal Portugal	Preço energia eléctrica
Custo marginal (a)	1	0,76	0,84	0,59
Custo marginal (b)	0,76	1	0,781	0,705
Custo marginal Portugal	0,84	0,78	1	0,68
Preço energia eléctrica	0,59	0,70	0,68	1

	Custo marginal (a)'	Custo marginal (b)'	Custo marginal	Preço
Custo marginal (a)'	1	0,79	0,86	0,57
Custo marginal (b)'	0,79	1	0,83	0,69
Custo marginal Portugal'	0,86	0,83	1	0,67
Preço	0,57	0,69	0,67	1

No que concerne a estacionaridade das séries, apurou-se no capítulo anterior que a variável preço é integrada de ordem 1. Os quadros que seguem mostram que este é também o caso das séries dos custos marginais¹⁷⁰.

¹⁷⁰ Tendo em conta que o apuramento da variável comportamental não se efectuará para toda a série de dados, optou-se por analisar essa série apenas para 86 observações (até 2006), isto é, antes da principal alteração ao funcionamento do mercado.

Quadro 4-39 -Testes ADF aos custos marginais - 86 observações

	Custo marginal (a)	Custo marginal (a)	Custo marginal (b)	Custo marginal (b)	Custo marginal Portugal	Custo marginal Portugal
	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
Ordem escolhida	2	2	0	0	0	0
Com tendência	Não	Sim	Não	Sim	Não	Sim
Teste estatístico	-1,545	-2,147	-1,484	-2,393	-1,440	-2,430
Valor crítico do teste	-2,892	-3,457	-2,892	-3,457	-2,892	-3,457

	Custo marginal (a)'	Custo marginal (a)'	Custo marginal (b)'	Custo marginal (b)'	Custo marginal Portugal'	Custo marginal Portugal'
	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
Ordem escolhida	0	0	2	2	1	1
Com tendência	Não	Sim	Não	Sim	Não	Sim
Teste estatístico	-2,90	-3,25	-1,36	-1,94	-0,33	-1,47
Valor crítico do teste	-2,90	-3,47	-2,90	-3,47	-2,90	-3,47

Quadro 4-40 -Testes ADF aos custos marginais integradas de ordem 1 - 85 observações

	Custo marginal (a)	Custo marginal (a)	Custo marginal (b)	Custo marginal (b)	Custo marginal Portugal	Custo marginal Portugal
	I(1)	I(1)	I(1)	I(1)	I(1)	I(1)
	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
Ordem escolhida	1	1	0	0	0	0
Com tendência	Não	Sim	Não	Sim	Não	Sim
Teste estatístico	-7,817	-7,854	-8,807	-8,877	-9,539	-9,609
Valor crítico do teste	-2,899	-3,467	-2,899	-3,467	-2,899	-3,467

	Custo marginal (a)'	Custo marginal (a)'	Custo marginal (b)'	Custo marginal (b)'	Custo marginal Portugal' I(1)	Custo marginal Portugal' I(1)
	I(1)	I(1)	I(1)	I(1)	I(1)	I(1)
	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
Ordem escolhida	0	0	0	1	3	5
Com tendência	Não	Sim	Não	Sim	Não	Sim
Teste estatístico	-9,773	-9,750	-9,832	-9,828	-9,496	-7,004
Valor crítico do teste	-2,899	-3,467	-2,899	-3,467	-2,899	-3,467

Tendo em conta que apenas existe uma variável independente, o teste ADF à estacionaridade dos resíduos da regressão (4.11) é suficiente para testar a estacionaridade do modelo (Pesaran e Pesaran, 1997). É expectável que as variáveis “preço energia eléctrica” e “custo marginal” sejam co-integradas, reflectindo a relativa estabilidade do *mark-up*. Este teste rejeita a hipótese de raiz unitária na maioria dos casos, isto é, para as séries (a), (b), Portugal e Portugal'. Este facto permite depositar mais segurança nos resultados obtidos com essas séries, face aos resultados obtidos nas duas restantes (custo marginal a)' e custo marginal b)').

Quadro 4-41 - Teste ADF à estacionaridade dos resíduos - 60 observações

	Custo marginal (a)	Custo marginal (b)	Custo marginal Portugal
Ordem escolhida	1	0	1
Teste estatístico	-4,669	-3,913	-5,880
Valor crítico do teste	-3,454	-3,454	-3,454

	Custo marginal (a)'	Custo marginal (b)'	Custo marginal Portugal'
Ordem escolhida	0	0	0
Teste estatístico	-3,137	-3,275	-3,789
Valor crítico do teste	-3,454	-3,454	-3,454

4.5.3 ÍNDICE DE LERNER

4.5.3.1 EVOLUÇÃO DO ÍNDICE DE LERNER

A Figura 4-10 e a Figura 4-11 apresentam a evolução dos custos marginais de produção consoante os pressupostos considerados.

Qualquer que seja a função custo marginal, verifica-se a alternância entre períodos em que os custos marginais do mercado se aproximam do preço de mercado e períodos em que são significativamente inferior. Este tipo de comportamento do mercado, que alterna fases de *mark-up* altos com fase de *mark-up* baixos, foi referido por Fabra e Toro (2005) para um período mais curto.

Paralelamente, verificaram-se condições meteorológicas extremas, como as ocorridas entre Novembro de 2001 e Janeiro de 2002. Durante este período, o aumento da procura, conjugado com um período de extrema seca, levou à incapacidade da oferta responder à procura em certos períodos, com os consequentes cortes de fornecimento e picos (*spikes*) nos preços da energia eléctrica nos mercados diário e intradiário. Contudo, o início do ano de 2001 tinha-se caracterizado por uma pluviosidade acima do normal que conduziu ao enchimento das albufeiras na Península Ibérica. A gestão das albufeiras em Espanha durante o ano de 2001 por parte dos produtores de energia eléctrica poderá, em parte, ser responsabilizada pelo sucedido, pelo menos se compararmos com o sucedido em Portugal no mesmo período. Portugal está mais dependente da produção de energia eléctrica através de centrais hídricas do que Espanha. Porém, a gestão centralizada por parte do gestor do sistema português, a REN (Rede Eléctrica Nacional) permitiu passar por esse período, sem qualquer apagão (ver Santana e Resende, 2006).

Figura 4-10 – Evolução do preço de mercado e dos custos de produção (critério 1)

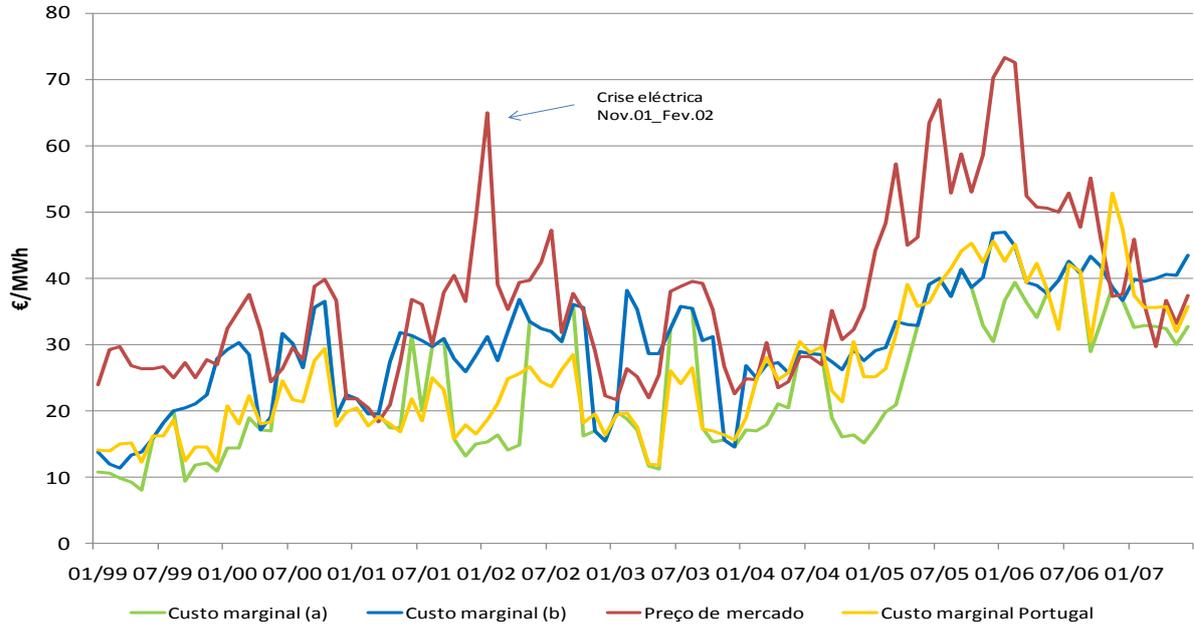
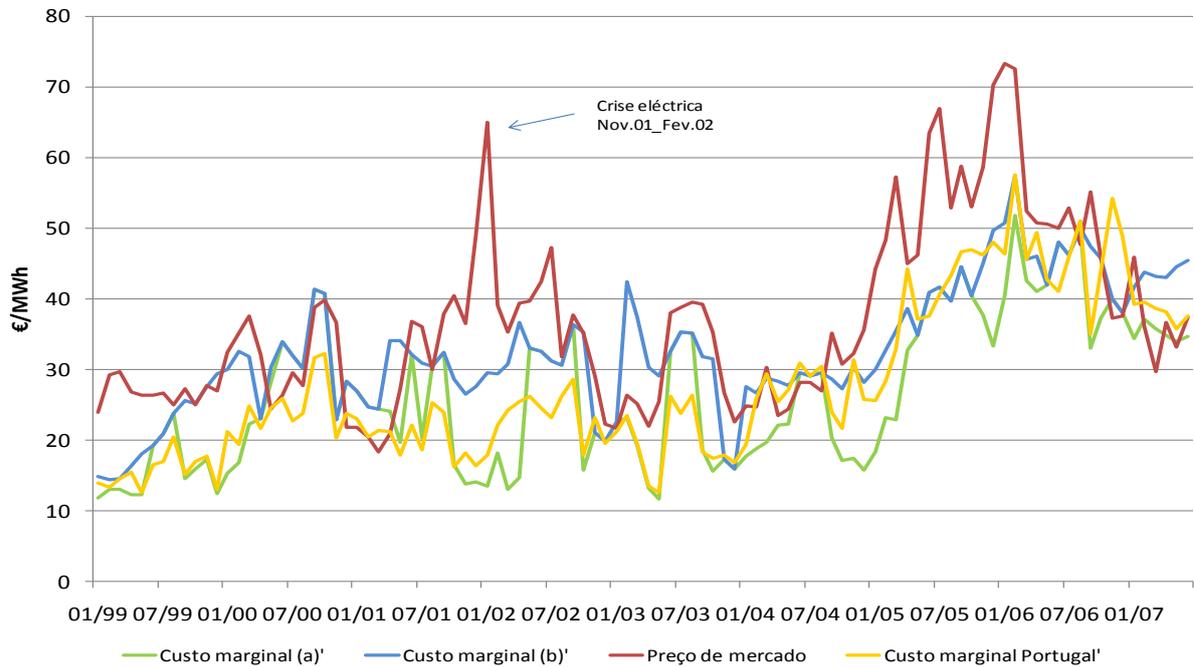


Figura 4-11 – Evolução do preço de mercado e dos custos de produção (critério 2)



A observação dos índices médios anuais¹⁷¹ de Lerner, associados a cada curva de produção marginal, constantes da Figura 4-12 e da Figura 4-13 – Evolução do índice de Lerner (critério 2, mostra que até finais de 2003 este indicador apresentam valores positivos, ultrapassando em certos momentos os 20%, qualquer que seja a curva marginal considerada, evidenciando claramente exercício de poder de mercado nesses períodos.

Procurou-se anular o efeito do pico de preços ocorridos entre Novembro de 2001 e Fevereiro de 2002, retirando este período da análise. Efectuou-se este exercício apenas para a série “custo marginal b)”¹⁷². A análise do “efeito pico de preço” não foi efectuada para o critério 2), porque o efeito do pico de preços num aumento do índice de Lerner é parcialmente anulado nesse critério¹⁷³.

Registe-se que face ao baixo valor do índice de Lerner para o período compreendido entre o mês de Junho de 2003 e o mês de Junho de 2004, quando calculado com base nas duas séries “custo marginal b)” e “custo marginal b)”, não se pode concluir que existe poder de mercado nesse período. Esta conclusão também se estende ao 2º trimestre de 2000 para a série “custo marginal b)”.

Á evolução do índice de Lerner podem facilmente ser associados os acontecimentos apresentados no capítulo 2, como clara demonstração da pro-actividade das estratégias seguidas pelos produtores. O aumento do índice de Lerner a partir de 2001 coincide com a ameaça por parte da União Europeia de considerar o pagamento dos CTC como apoios estatais indevidos. Com o desvanecimento desta ameaça, assiste-se à diminuição do índice de Lerner. Posteriormente, a entrada de novos centros produtores de ciclo combinado a gás natural, cuja importância se destaca a partir de 2004, não enquadrados pelos CTC, coincide com o aumento deste índice. Finalmente, a aplicação do Real Decreto-ley 3/2006, de 24 de Fevereiro, que fixou um preço máximo nas transacções na *pool* entre empresas do mesmo grupo, também proporcionou um forte incentivo à diminuição do índice de Lerner observado no mercado diário.

¹⁷¹ Não são apresentados os valores referentes ao primeiro semestre de 2007, porque comparam-se valores anuais do índice de Lerner.

¹⁷² Pretendeu-se com este exercício depurar o efeito deste pico de preço em qualquer subestimação do índice de Lerner, nomeadamente quando este é calculado com base no critério 1), para o qual é dado um peso relativamente importante às centrais térmicas à carvão na definição do preço de fecho.

¹⁷³ O critério 2) associa aos meses de maior consumo as centrais a fuelóleo, sempre que foram centrais térmicas a definir o preço de fecho, sendo estas centrais mais caras do que as centrais a carvão.

Figura 4-12 – Evolução do índice de Lerner (critério 1)

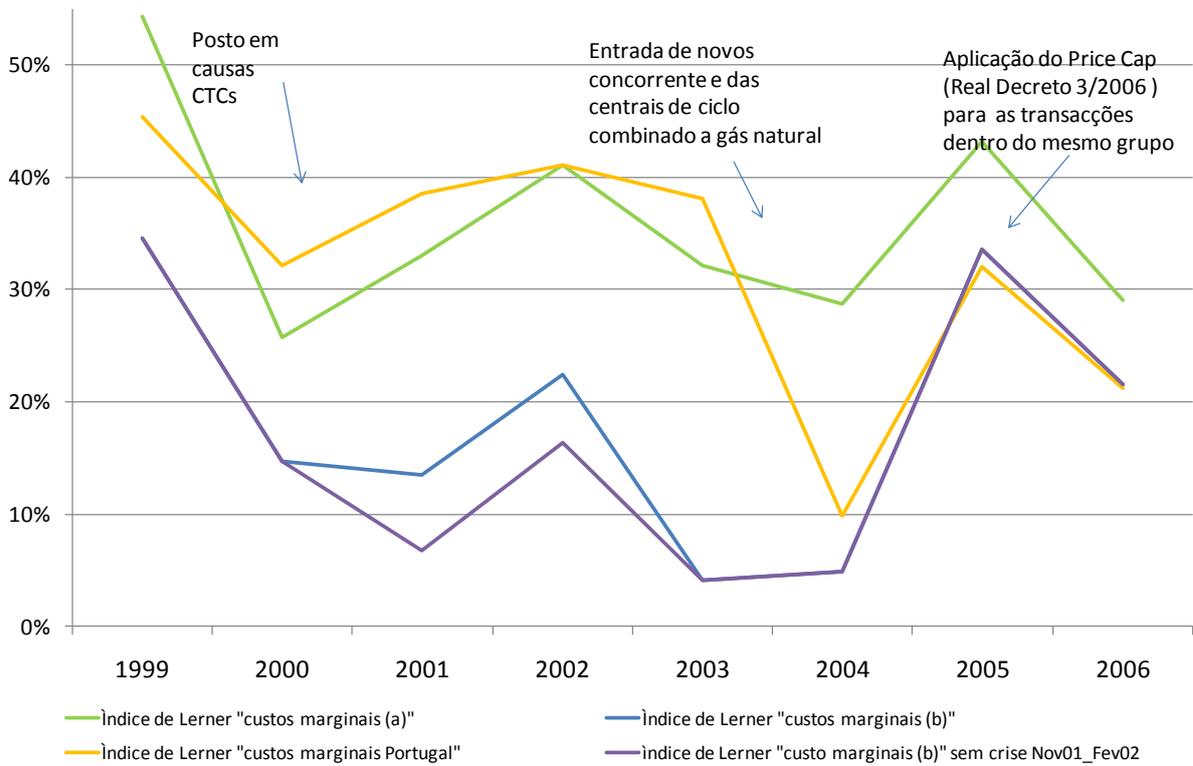
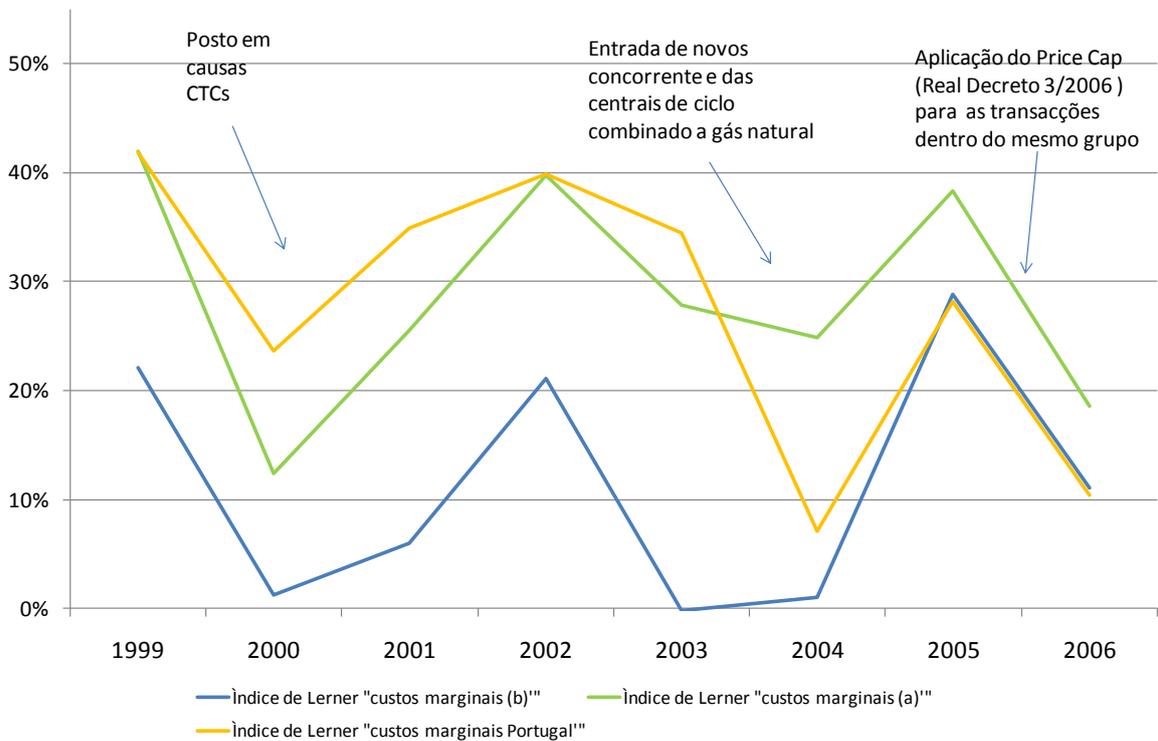


Figura 4-13 – Evolução do índice de Lerner (critério 2)



Os correspondentes valores dos índices de Lerner são apresentados no quadro seguinte.¹⁷⁴

Quadro 4-42 – Valores dos índices de Lerner por pressupostos considerados

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Custo marginal a)	0,54	0,26	0,33	0,41	0,32	0,29	0,43	0,29
Custo marginal a)'	0,42	0,12	0,26	0,40	0,28	0,25	0,38	0,19
Custo marginal b)	0,35	0,15	0,13	0,22	0,04	0,05	0,34	0,22
Custo marginal b)'	0,22	0,01	0,06	0,21	0,00	0,01	0,29	0,11
Custo marginal b)' sem efeito crise inverno 01_02	0,35	0,15	0,07	0,16	0,04	0,05	0,34	0,22
Custo marginal Portugal	0,45	0,32	0,39	0,41	0,38	0,10	0,32	0,21
Custo marginal Portugal'	0,42	0,24	0,35	0,40	0,34	0,07	0,28	0,10

4.5.3.2 ESTIMATIVAS DO ÍNDICE DE LERNER “PADRÃO” NO PERÍODO 1999-2003

O objectivo do presente trabalho não se prende apenas ao apuramento da existência de poder mercado, como também à pesquisa das suas causas. Por conseguinte, de modo a definir um valor “padrão” do índice de Lerner no período 1999-2003, ao qual se possa associar uma estratégia de longo prazo não se calculou um valor médio do índice de Lerner. Optou-se por estimar a regressão (4.20): $P_t = \frac{\overline{cmg}_t}{(-\lambda+1)} + \mu_{t4}$ e consequentemente também o índice de Lerner λ , sendo \overline{cmg}_t o custo marginal do sistema no mês t .

A estimativa do índice de Lerner apresenta valores elevados, iguais ou acima de 0,2, com excepção da série custo marginal b)¹⁷⁵. Registe-se que a existência de heteroscedasticidade e de autocorrelação dos

¹⁷⁴ Interessante notar que a volatilidade observada entre 2003 e 2005, em especial para os pressupostos agrupados nas duas séries “Custo marginal Portugal” foi igualmente registada no Relatório da DG da concorrência da Comissão Europeia (DG Competition (2007)) e no sentido observado: 2003 e 2005 com elevado índice de Lerner, 2004 com baixo índice. Porém, nesse trabalho os custos de produção das centrais hídricas são próximos de 0.

¹⁷⁵ Como seria de esperar o cálculo directo, retirado do efeito dos resíduos, isto é através da média aritmética, do índice de Lerner proporciona resultados muito parecidos para os pressupostos de custos marginais que resultam em índices de Lerner mais elevados e proporciona resultados mais afastados quando os pressupostos subentendam valores mais baixos do índice de Lerner. Sendo os valores dos índices de Lerner calculados com simples média aritmética compreendidos entre 39% (“custo marginal Portugal”) e 10% (“custo marginal b”).

resíduos levou ao ajustamento da regressão através da matriz das variâncias de Newey-West. As regressões com as séries Portugal e Portugal' apresentam os resultados mais adequados à realidade.

Quadro 4-43- Resultados apurados

	Custo marginal (a)		Custo marginal (b)		Custo marginal (b) sem Nov.01_Fev.02		Custo marginal Portugal	
	Estimativa	Teste t [Prob.]	Estimativa	Teste t [Prob.]	Estimativa	Teste t [Prob.]	Estimativa	Teste t [Prob.]
λ	0,3878	9,6156 [0,000]	0,1975	4,4574 [0,000]	0,1833	3,7879 [0,000]	0,4129	20,3947 [0,000]
Parâmetro AR	-	-	-	-	0,56706 $U_t(-1)$ (5,3326) [0,000]		-	-
	Custo marginal (a)'		Custo marginal (b)'		Custo marginal Portugal'			
	Estimativa	Teste t [Prob.]	Estimativa	Teste t [Prob.]	Estimativa	Teste t [Prob.]		
λ	0,3310	7,2744 [0,000]	0,1412	2,1385 [0,037]	0,3818	12,4968 [0,000]		

A interpretação do índice de Lerner “padrão” do período 1999-2003 requer a resolução da equação (4.21).

4.5.4 DEFINIÇÃO DA VARIÁVEL COMPORTAMENTAL NO PERÍODO 1999-2003

Neste ponto define-se o factor comportamental $\bar{\theta}$, resolvendo a equação (4.21): $\bar{\theta} = \frac{\lambda|\varepsilon|}{HHI}$.

Todas as variáveis desta equação já foram definidas. No ponto anterior, estimaram-se vários valores para o índice de Lerner consoante os pressupostos seguidos na determinação dos custos marginais. No capítulo 4.4.4 foi determinado o HHI, sendo o valor médio apurado igual a 30,5%. No que diz respeito à elasticidade preço da procura, os valores estimados no capítulo 4.3.4 são muito próximos independentemente da forma funcional escolhida. Deste modo, aplicou-se o resultado obtido para a forma funcional linear: -0,0886.

**Quadro 4-44 – Variável comportamental por estimativa de custos para função procura linear
período 1999-2003**

Custo marginal (a)	Custo marginal (b)	Custo marginal (b) sem	Custo marginal Portugal
0,113	0,057	0,053	0,120
Custo marginal (a)'	Custo marginal (b)'	Custo marginal Portugal'	
0,096	0,041	0,111	

Com o cuidado na interpretação destes resultados que obriga a abordagem das variações conjecturais, observa-se que os resultados apontam de um modo geral para a existência de um mercado competitivo, tal como na análise efectuada no quadro do modelo estrutural, apesar do elevado *mark-up*. Registe-se também que o resultado apurado para a simulação b) é muito próximo do valor obtido com recurso à metodologia estrutural, validando as suas conclusões.

Estas conclusões são esperadas porque durante esse período a maior parte da produção esteve enquadrada pelos CTC.

Todavia, a existência deste mecanismo de compensação de custos ociosos alterou a função de maximização dos lucros das empresas enquadradas pelos CTC, sendo as consequências analisadas no ponto seguinte.

4.5.5 CONSIDERAÇÃO DOS CTC

Nas duas abordagens seguidas anteriormente para apuramento do comportamento dos agentes a médio ou longo prazo não se considerou o efeito dos CTC, apresentados detalhadamente no ponto 2.2.2. Tendo-se validado os resultados obtidos do modelo estrutural, a análise das consequências dos CTC é efectuada fora desse modelo por uma questão de simplificação.

Como se viu, sempre que os preços de mercado fossem superior a 36 €/MWh, as receitas acrescidas em regime de mercado eram deduzidas aos montantes de CTC apurados anualmente. Assim, os CTC eram organizados de modo semelhante a contratos por diferença, cujas receitas são definidas como funções que decrescem com os preços de mercado.

De modo a definir a função maximizadora do lucro de um produtor *i*, reformulou-se a equação de lucro, apresentada por Fabra e Toro (2005) para um mercado com CTC. A função maximizadora do lucro resulta do seguinte modo:

$$\pi_i = P(Q, D)q_i - C_i(q_i, W) + q_{iCTC}(CTC_{ui} + 36 - P(Q, D)) \quad (4.50)$$

Sendo, q_{iCTC} as quantidades enquadradas pelos contratos e CTC_{ui} os rendimentos por MWh produzidos que forem atribuídos ao produtor i através do regime de CTCs.

Num caso extremo em que $q_{iCTC} = q_i$, isto é, em que as quantidades transaccionadas enquadrados pelos CTCs, q_{iCTC} , forem iguais às quantidades transaccionadas no mercado, a função maximizadora da equação (4.50) é:

$$CTC_{ui} + 36 = \frac{dC_i(q_i, W)}{dq_i} \quad (4.51)$$

Neste caso, toda e qualquer estratégia de maximização do lucro é independente do preço. Para maximizar o lucro basta igualar o custo marginal de produção a CTC_{ui} adicionado de 36 €/MWh¹⁷⁶.

Em 1999, a quase totalidade das centrais em regime ordinária estava enquadrada pelo CTCs. O peso das centrais enquadradas pelos CTCs na produção total diminuiu de uma forma mais acentuada a partir de 2002, com a entrada de novas centrais (Vives, 2006).

Assim, na prática $q_{iCTC} < q_i$, isto é, as quantidades transaccionadas enquadradas pelos CTCs, q_{iCTC} , são inferiores às quantidades transaccionadas no mercado independentes deste mecanismo. Considerando q_{iCTC} como uma constante, a função maximizadora do lucro resulta do seguinte modo:

$$P + \theta_i \frac{dP}{dQ}(q_i - q_{iCTC}) = \frac{dC_i(q_i, W)}{dq_i} \quad (4.52)$$

Reorganizando essa equação, obtém-se a seguinte relação comparável à da equação (4.6):

$$\frac{(P - Cm_i)}{P} = \frac{(s_i - \frac{q_{iCTC}}{Q})\theta_i}{|\varepsilon|} \quad (4.53)$$

Replicando os passos efectuados entre as equações (4.6) e (4.11), obtém-se a relação que se segue:

$$\frac{(P - \overline{Cm})}{P} = \frac{(\sum_i^n s_i^2 - \frac{q_{iCTC} s_i}{Q})\theta_i}{|\varepsilon|} = \frac{\bar{\theta}(HHI - \sum_i^n \frac{q_{iCTC} s_i}{Q})}{|\varepsilon|} \cong \frac{\overline{\theta}_{CTC} HHI_{CTC}}{|\varepsilon|} \quad (4.54)$$

O parâmetro HHI_{CTC} corresponde à diferença entre a quota de mercado de cada empresa e o peso das suas respectivas produções enquadradas pelos CTC na produção total, multiplicada pelas respectivas quotas de mercado. Assim, este parâmetro corresponde ao índice de Herfindahl líquido do peso das

¹⁷⁶ Recorde-se que os CTC visavam garantir a remuneração dos produtores após a abertura do mercado nas condições vigentes antes desse processo. Esta relação corresponderia, de uma forma aproximada (o cálculo dos CTC sempre foi considerado pouco claro), a igualar a receita marginal, implícita no regime anterior à liberalização do mercado em Espanha, e o custo marginal.

centrais que não proporcionam qualquer benefício aos produtores, caso seja desenvolvida uma estratégia de manipulação do preço de mercado.

Este parâmetro é quanto menor, quanto maior for a importância das centrais abrangidas pelos CTC na produção total. Em 2003, cerca de 10% da potência instalada das centrais convencionais não correspondia a investimentos desenvolvidos aquando da vigência do MLE, isto é, não estavam enquadradas pelo regime de CTCs. Em 1999, o peso das centrais posteriores ao MLE ainda era apenas de 2%.

Definiu-se um valor médio para HHI_{CTC} considerando, por simplificação, que a produção das centrais não abrangidas pelos CTCs é proporcional à sua potência instalada e que o peso da produção destas centrais por tecnologias é igual para todas as empresas. O valor médio assim considerado para esse parâmetro foi de 1,71 %. Obtém-se assim a equação:

$$\bar{\theta}_{CTC} = \frac{\lambda|\varepsilon|}{HHI_{CTC}} \quad (4.55)$$

Os valores obtidos são apresentados no Quadro 4-45.

Quadro 4-45 – Variável comportamental por função produção e função procura considerando os CTC período 1999-2003

Custo marginal (a)	Custo marginal (b)	Custo marginal (b)	Custo marginal Portugal
2,01	1,02	0,95	2,14
Custo marginal (a)'	Custo marginal (b)'	Custo marginal Portugal	
1,71	0,73	1,98	

As estimativas do factor comportamental situam-se entre valores próximos da unidade, que correspondem a um equilíbrio à Cournot, e valores a volta de 2. Tendo em conta a abordagem seguida para a definição dos custos marginais, em que os valores máximos e mínimos foram extremados, o resultado apontam um “comportamento mais anti-competitivo” do que o jogo à Cournot. Embora sejam inferiores a $\frac{1}{HHI_{CTC}}$, rácio que demonstraria claramente existir estratégias de conluio puro, considera-se que estes valores apontam neste sentido, tendo em conta que a determinação da variável comportamental pode apontar para um equilíbrio à Cournot, quando na realidade existe um conluio, como mostrou Cortis (1999) para o caso de um superjogo. Recorde-se também que não se conseguiu

nenhuma relação de cointegração entre a série preço e as séries custo marginal (a)' e custo marginal (b)', ao contrário do que se verificou com as restantes séries de custo marginal, o que torna mais credíveis estes resultados.

Em suma, qualquer que seja o pressuposto considerado, os produtores não apresentaram um comportamento passivo perante o mercado. Relembre-se que a aplicação deste mecanismo esteve envolta em grandes incertezas e iniquidades. Como refere Vives (2006) a suspeição, por parte dos produtores, de que a partir de 1999 os pagamentos dos CTCs pudessem não ser efectuados, pode ter levado os produtores a integrarem nas ofertas das centrais enquadradas por este mecanismo, estratégias que visam aumentar o *mark-up* do mercado.

Os efeitos dos CTC nos comportamentos dos produtores a curto prazo são apresentados no capítulo 5.

4.6 CONCLUSÕES

Os resultados obtidos com a investigação efectuada neste capítulo, baseada na aplicação de um modelo estrutural, permitem responder a algumas das perguntas enunciadas na introdução, designadamente:

- Verificou-se exercício de poder de mercado durante um período alargado no anterior mercado grossista de energia eléctrica espanhol?
- Que tipo de estratégias de longo prazo foram observadas no período analisado?
- Quais são as variáveis que definem a procura de energia eléctrica e o custo marginal do sistema?
- Qual é a elasticidade preço da procura?

No que diz respeito à primeira questão, esta pode ser respondida positivamente. A estimativa obtida através do modelo estrutural para o índice de Lerner, 17,4%, aponta para a existência de poder de mercado no período analisado. As estimativas efectuadas fora do modelo estrutural corroboram e reforçam este resultado. Assim, entre Janeiro de 1999 e Dezembro de 2003¹⁷⁷, as estimativas obtidas para os valores médios do índice de Lerner situam-se entre cerca de 15% e mais de 40%. As diferenças importantes nos valores apurados decorrem da abordagem seguida para a definição dos custos marginais, definindo uma banda de valores máximos e mínimos entre os quais, com segurança, os custos marginais ocorridos se devem situar. Esta banda de valores resulta dos diferentes pressupostos

¹⁷⁷ Apesar dos resultados obtidos serem positivos, por permitirem responder às questões enunciadas na introdução com base no modelo estrutural, estes restringem-se ao período compreendido entre 1999 e 2003. As alterações ocorridas na estrutura e no funcionamento do mercado a partir de 2004, afastam o mercado de uma situação de equilíbrio de longo prazo para além desse período, não se tendo podido aplicar o modelo estrutural a todo o período analisado (Janeiro 1999 a Junho 2007).

considerados para a valorização da energia produzida pelos aproveitamentos hidroeléctricos. Os dados disponíveis não permitem com rigor definir qual a tecnologia substituída pela produção do aproveitamento hidroeléctrico (ao contrário de Kühn e Machado, (2004) que beneficiaram de dados facultados pela UNESA). Registe-se que foi entre 1999 e 2002 que os valores médios mensais do índice de Lerner (fora do modelo estrutural) foram mais elevados. Os valores obtidos situam-se dentro do intervalo de valores obtidos por Ciarreta e Espinosa (2009), que não utilizaram valores do custo marginal do sistema para apurar o poder de mercado. Estes dois autores apontam para que os índices de Lerner médio anual da Endesa e da Iberdrola, no período compreendido entre 2002 e 2005, se situem entre 16% e 25%. Registe-se que os valores obtidos do índice de Lerner estão em linha com os valores apresentados pela DG da concorrência (2007)¹⁷⁸, para o período 2003 a 2005. Nesse trabalho, o índice de Lerner médio apurado foi de 26,1%¹⁷⁹ para o período 2003-2005¹⁸⁰.

A estimativa do índice de Lerner proporcionou outros resultados interessantes. Na realidade, os valores médios mensais apurados flutuaram bastante ao longo do período analisado, que se alarga até Junho de 2007 quando a análise se efectuou fora do modelo estrutural. O relatório anteriormente referido da DG da concorrência (2007) aponta igualmente neste sentido para o período de Janeiro de 2003 a Dezembro de 2005. Assim, estes resultados parecem confirmar, para um período mais alargado, os obtidos no trabalho de Fabra e Toro (2005) para o ano de 1998, segundo os quais o mercado espanhol caracteriza-se por intercalar períodos com estratégias concertadas por parte das empresas com vista à definição dos preços, com períodos com guerras de preços. Com se viu, estas alterações de “estados” coincidiam com alterações nos pressupostos de funcionamento do mercado por parte dos agentes.

A segunda pergunta à qual se procura responder neste capítulo está directamente relacionada com a anterior e diz respeito à estratégia “síntese” de médio e longo prazo observado no mercado para o conjunto da indústria. Apesar do índice de Lerner médio ser elevado no período 1999 a 2003, o resultado do modelo estrutural suporta o carácter aparentemente concorrencial do mercado analisado. Assim, este índice não é tão elevado quanto seria de esperar face à elevada concentração e à baixa elasticidade preço da procura. É sabido que a variável comportamental estimada por modelos estruturais está correlacionada com as condições de procura, o que pode enviesar a sua definição, subestimando-a (ver Corts, 1999). Porém, obtiveram-se resultados semelhantes quando a variável

¹⁷⁸ DG Competition report on energy sector inquiry (SEC(2006)1724, 10 January 2007).

¹⁷⁹ Não considerando o custo de CO₂, que apenas se revelou efectivo a partir de 2007.

¹⁸⁰ Porém, aparentemente os autores não consideraram os custos de substituição tecnológicas das centrais hídricas, tendo avaliado os custos marginais de produção como sendo iguais a 0.

comportamental foi determinada directamente com base em estimativas dos custos marginais. As estratégias de longo prazo dos produtores no período compreendido entre Janeiro 1999 e Dezembro 2003 resultaram numa estratégia média para toda a indústria próxima de um jogo à Bertrand.

Este facto seria de esperar tendo em conta que a maioria dos produtores estavam enquadrados por CTC, que desincentivam o aumento dos preços acima dos custos marginais (Ver Fabra e Crampes, 2004). A consideração dos CTC obrigou a alterar a função maximizadora dos lucros dos produtores, porque os CTC são semelhantes a contratos por diferença, cujo valor varia inversamente com a evolução do preço de mercado¹⁸¹. A consideração dos CTC permitiu demonstrar que o *mark-up* médio relativamente elevado verificado se deve, muito provavelmente, à aplicação de estratégias anti-concorrenciais. Os valores apurados para o factor comportamental apontam para um equilíbrio de longo prazo situado entre o que resultaria de um jogo à Cournot e de um conluio, o que demonstra que os produtores não foram “passivos” face à evolução do preço de mercado, apesar do que poderia sugerir a existência dos CTC. Face à evolução do índice de Lerner, pode-se igualmente concluir que estas estratégias não foram um acto contínuo por parte dos produtores, dependeram em grande parte das suas expectativas quanto à continuação do enquadramento legal dos CTC.

Poder-se-ia refutar que um índice de Lerner baseado no preço de mercado, sem pagamento de capacidade (que existe em muitos mercados, como o espanhol, para garantir a recuperação dos custos fixos), pode não ser um bom indicador do poder de mercado porque os preços nos mercados grossistas nem sempre garantem o pagamento dos custos fixos (como por exemplo mostra Joskow (2006)). Como referem (Perloff, Karp, Golan 2007), a integração das decisões de gestão “fundamentais”, tais como as decisões relacionadas com os investimentos, transferem o comportamento das empresas para o quadro de dinâmica de longo prazo, onde o índice de Lerner não é o indicador mais adequado. Nesse quadro o custo marginal deveria ser o custo marginal de longo prazo¹⁸². Porém, no período analisado, os custos de investimento foram em parte recuperados, devido ao pagamento de capacidade aos produtores. Esse pagamento correspondia a cerca de 7,8 €/MWh. Por outro lado, os mercados grossistas de energia eléctrica foram desenhados de modo a poderem recuperar o custo marginal de longo prazo (ver capítulo 3).

¹⁸¹ Tendo sido comprovado a coerência do modelo estrutural, por uma questão de simplificação a análise do efeito dos CTC no comportamento dos produtores foi efectuada fora desse modelo.

¹⁸² Segundo Perloff, Karp, Golan (2007), deveria incorporar o valor actual da variação dos resultados decorrente de uma mudança das condições tecnológicas ou estruturais de produção. Segundo Kahn (1995), no que diz respeito aos custos marginais entende-se por longo prazo o momento a partir do qual todos os custos, incluindo os decorrentes do estabelecimento da capacidade produtiva e da mudança de processos produtivos, são variáveis.

Ao definir as estratégias de médio e longo prazo desenvolvidas no mercado, a aplicação do modelo estrutural permitiu também melhor entender as suas características. É neste âmbito que se enquadram as questões seguintes, cujas respostas decorrem naturalmente da aplicação do modelo estrutural e que se prendem com a estimação de variáveis endógenas do modelo.

No que diz respeito às variáveis do modelo que definem a procura de energia eléctrica, estas devem reflectir, por um lado a sazonalidade do consumo e, por outro lado, a tendência de evolução de longo prazo da procura de energia eléctrica, tendo em conta que a procura não é estacionária. Registe-se que se comprovou existir uma relação de cointegração entre a variável preço e quantidade. As variáveis escolhidas que reflectem principalmente a sazonalidade do consumo são o número de dormidas em hotelaria (variável com uma evolução inversa ao consumo) e a diferença de temperatura do mês face ao valor médio anual. As variáveis que reflectem principalmente a evolução de longo prazo são o consumo de gasóleo rodoviário e o PIB, bem como a produção industrial, estas duas últimas enquanto variáveis instrumentais¹⁸³. A variável temperatura foi considerada como variável que permite rodar a curva da procura face a um choque externo.

Os valores obtidos através do modelo para a elasticidade preço da procura são muito próximos¹⁸⁴, tanto para a forma funcional linear, como para as formas funcionais log-lineares e exponenciais, na vizinhança de -0,09. Estes valores estão de acordo com os valores geralmente considerados para esta variável (ver Borenstein, Bushnell e Knittel(1999)¹⁸⁵ ou ainda Patrick e Wolak (1997)).

Finalmente, as variáveis que definem a evolução mensal do custo marginal são o coeficiente de hidraulicidade mensal e os preços médios do carvão e do petróleo desfasados de 3 meses. Considerou-se igualmente enquanto variável instrumental (de modo a incorporar as relações dinâmicas decorrente da constituição de stocks de combustíveis, de alguma sazonalidade nos preços dos combustíveis e da gestão das albufeiras dos aproveitamentos hidroeléctricos) os preços médios mensais do petróleo e do carvão desfasados de 12 meses e a hidraulicidade com desfasamento de 3, 6 e 12 meses.

Registe-se que a consistência do modelo deve-se, em grande parte, à definição das variáveis adequadas para a definição das relações de longo prazo existentes nas funções procura e oferta do sector, que

¹⁸³ Estas variáveis embora não fossem variáveis significativas, quando integradas num modelo OLS, seriam sempre variáveis omissas, por terem poder explicativo, tendo sido por isso integradas como variáveis instrumentais.

¹⁸⁴ Importa sublinhar a robustez dos resultados obtidos para a elasticidade preço da procura com base no modelo estrutural, corroborado quando se estimou esta variável fora deste modelo e para várias formas funcionais da função procura.

¹⁸⁵ Neste trabalho a elasticidade é definida de uma forma determinística e não deduzida

decorreram do estudo prévio efectuado do sector eléctrico espanhol. Do lado da procura, o modelo contempla, por exemplo, o facto da intensidade energética do PIB (sobretudo para a energia eléctrica e para o gasóleo rodoviário) em Espanha aumentar, ao contrário do observado na maior parte dos países europeus, sendo que esta realidade se verifica devido à especialização económica do país, baseada na construção e no turismo. A constatação deste facto levou a integrar o consumo de gasóleo rodoviário, não só como indicador de sazonalidade, como também como indicador de evolução de intensidade energética. Do lado da oferta, registe-se por exemplo que o momento de definição do preço dos combustíveis e o momento do seu consumo para a produção de energia eléctrica foram desfasados para terem em conta as características particulares da aquisição do combustível neste sector. Julga-se que a não consideração dessa especificidade e a consideração directa dos preços dos combustíveis (abordagem seguida, por exemplo, por Fabra e Toro) é uma simplificação que pode enviesar os resultados. No caso do petróleo este desfasamento permite igualmente reflectir a evolução do preço do gás natural contratualizado para a produção de energia eléctrica, que é geralmente indexado aos preços médios mensais do petróleo ou de derivados do petróleo desfasados.

5 ELASTICIDADE PROCURA RESIDUAL: ÓPTICA DE CURTO PRAZO

5.1 MOTIVAÇÕES E CONCEITOS

MOTIVAÇÃO

O recurso a modelos estruturais para analisar estratégias de curto prazo no caso do sector eléctrico espanhol é de difícil aplicação, devido à falta de dados para um observador externo quanto a algumas das variáveis necessárias. Destaca-se o caso dos dados relativos às afluências hidroeléctricas. Acresce que no mercado grossista de energia eléctrica espanhol a unidade de medida de curto prazo é a hora¹⁸⁶. A esse nível poucas variáveis estão disponíveis para um observador externo para além dos preços e das quantidades ofertadas. Esta restrição mantém-se mesmo alargando essa unidade ao dia ou à semana.

A falta de dados desta natureza dificulta igualmente a modelização baseada num comportamento tipo à Cournot ou baseada em modelos híbridos (com estratégias de preços e quantidades).

A forma escolhida para contornar esta dificuldade consiste em recorrer à procura residual.

Como se verá, esta metodologia tem um conjunto de pressupostos tais como a não existência de concertação ou ainda a limitação do peso dos contratos de futuros, do tipo contratos por diferença, na contratação da energia.

Os CTC assemelham-se a contratos por diferença. Assim, a aplicação desta metodologia mais do que pretender descobrir a existência de poder de mercado, pretende saber até que ponto algumas das particularidades do mercado espanhol no período analisado, nomeadamente os CTC, influenciaram as estratégias dos dois principais produtores de energia eléctrica, a Endesa e a Iberdrola, nas suas ofertas diárias.

Antes de apresentar a metodologia, importa desenvolver o conceito de procura residual nos mercados grossistas.

PROCURA RESIDUAL

Nos processos de modelização, a curva de procura não pode corresponder à procura agregada. A elasticidade preço procura é inferior à unidade no sector eléctrico, sendo quase rígida em horas de ponta. Numa primeira análise desses dados, resulta que as empresas poderiam aplicar preços muito elevados e, em situações extremas, quase infinitos. Na prática isto não se verifica. Na realidade cada

¹⁸⁶ Em alguns mercados a unidade de medida é a meia hora, isto é, as ofertas são feitas para cada meia hora.

empresa “enfrenta” para cada período horário para o qual efectua a sua oferta uma curva de procura residual, isto é, a curva da procura total deduzida das curvas das ofertas dos seus concorrentes. Como é descrito no ponto 3.3, um produtor não oferecerá em cada hora apenas o “par” preço/quantidades, mas sim uma curva de oferta, ou seja, um conjunto quase contínuo de quantidades diferentes com os seus respectivos preços (ver Stoft, 2002). Nesse cenário, a elasticidade é superior, sendo que as empresas oferecem um preço finito. Mesmo se a elasticidade da procura agregada fosse nula, basta haver um concorrente que abasteça um segmento de mercado residual para que a curva da procura residual cruze o eixo das ordenadas y (que define os preços) e, conseqüentemente, haja um preço máximo, como se pode observar da Figura 5-1.

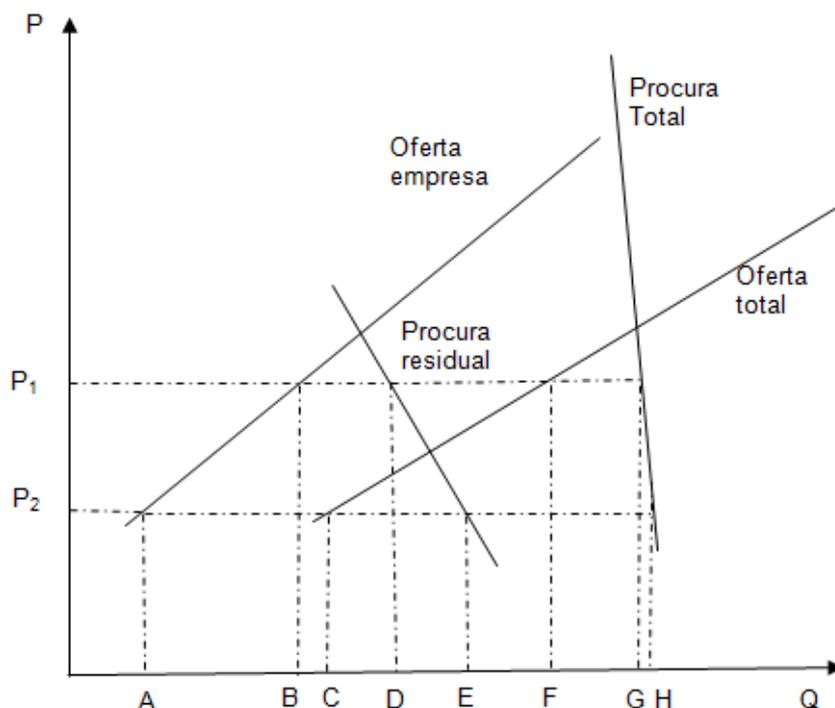
Seguindo a formulação apresentada por Wolak (2000), a curva de procura residual $D_i(p)$ que um produtor i enfrenta será dada por:

$$D_i(p) = D(p) - \sum_{k \neq i} S_k(p) \quad (5.1)$$

Em que $S_k(p)$ é a oferta do concorrente k .

A construção da curva da procura residual de uma empresa i resulta assim da diferença entre as curvas da procura total e da oferta total, sendo esta deduzida da oferta da empresa i , como ilustra a Figura 5-1. A construção da procura residual é directa. Para um nível de preço P_1 , a distância entre a procura residual e a oferta da empresa i tem de ser igual à distância entre a oferta total e a procura total do mercado, isto é, graficamente verifica-se: $\overline{BD} = \overline{FG}$. Para um nível de preços P_2 , a mesma relação tem de se verificar, correspondendo graficamente: $\overline{CE} = \overline{EH}$. A curva da procura residual resulta mais elástica do que a curva da procura total.

Figura 5-1 – Curva da procura residual



Apesar das empresas não aplicarem preços tendencialmente infinitos nos mercados grossistas, a rigidez da elasticidade preço da procura não deixa de ser um factor gerador de exercício de poder de mercado, como apontam Borenstein, Bushnell e Knittel (1988) através de um modelo de Cournot. Estes autores mostram que, para além da transferência de activos das maiores empresas para as restantes, as medidas que visem tornar a procura mais elástica face aos preços são mais eficazes no controlo do poder de mercado, do que outras medidas geralmente aplicadas. Nesse grupo incluem-se o aumento da capacidade de transporte e da capacidade de interligações¹⁸⁷ entre mercados, o aumento da capacidade de produção, o limite imposto ao grau de concentração ao nível da potência instalada, etc.

5.2 METODOLOGIA

5.2.1 MODELO BASE

O modelo que sustenta a aplicação da elasticidade procura residual como metodologia de medição do poder de mercado foi desenvolvido por Baker e Bresnahan (1988). A constatação de que existe um certo

¹⁸⁷ Para estes autores, o recurso ao congestionamento nas interligações é uma estratégia muito eficaz para que as empresas exerçam poder de mercado.

grau de dificuldade em medir o poder de mercado em indústrias com produtos diferenciados incentivou estes autores a desenvolverem este modelo. De seguida, resume-se a dedução do modelo.

Baker e Bresnahan recriam a teoria do equilíbrio parcial, supondo que a curva da procura residual de uma determinada empresa 1 varia consoante 3 vectores: quantidades oferecidas pela empresa 1, as variáveis estruturais da procura e as curvas de custos dos concorrentes:

$$P_1 = R^1(Q_1, Y, W, W^1, \alpha, \beta^1, \theta^1) \quad (5.2)$$

Sendo $R(\cdot)$ a inversa da procura residual, Q_1 as quantidades oferecidas pela empresa 1, Y os factores exógenos que condicionam a procura, W os custos de produção da indústria, W^1 os custos de produção específicos a cada empresa, α as elasticidades procura preço da empresa 1 e dos seus concorrentes, β^1 os factores que condicionam os custos de cada empresa, θ^1 os factores comportamentais de cada empresa.

Assim, neste modelo não há distinção entre a curva de procura residual e a curva de procura que a empresa enfrenta.

Baker e Bresnahan diferenciam a equação (5.2) de modo a obter elasticidade procura residual dada por:

$$\frac{\partial \ln R}{\partial \ln Q^i} = \eta_{11} + \sum_{i \neq 1} \eta_{1i} \varepsilon_{i1} \quad (5.3)$$

Sendo R , a inversa da procura residual, η_{11} a elasticidade preço da procura resultante das ofertas da empresa 1, η_{1i} a elasticidade preço da procura resultante das ofertas dos concorrentes da empresa 1 e ε_{i1} a elasticidade de Q_i relativamente a Q_1 , isto é, o efeito da variação das quantidades oferecidas pela empresa 1 na variação das quantidades oferecidas pela empresa i .

Estes autores fecham o modelo especificando a relação de oferta da empresa 1, resultando na seguinte condição de equilíbrio entre o custo marginal e a receita marginal:

$$P_1 - MC^1(Q, W, W^1, \beta^1) = MR^1(Q, Q_1, Y, \alpha^1, \theta^1) - P_1 \quad (5.4)$$

Sendo $MC^1(\cdot)$, o custo marginal da empresa 1 e $MR^1(\cdot)$, a sua receita marginal.

No quadro das variações conjecturais consistentes os autores deduzem uma relação linear entre a elasticidade procura residual e o *mark up*:

$$-\frac{\partial \ln R^i}{\partial \ln Q^i} = \frac{P_1 - MC_1}{P_1} = \eta_{11} + \sum_{i \neq 1} \eta_{1i} \hat{\varepsilon}_{i1} \quad (5.5)$$

Sendo $\hat{\varepsilon}_{i1}$ a estimativa da variação conjectural da empresa 1 medida em termos de elasticidade.

Registe-se que a relação (5.5) é distorcida na presença de estratégias oligopolísticas como referem os autores.

5.2.2 APLICAÇÃO AO SECTOR ELÉCTRICO

MODELO DE WOLAK

O conceito de elasticidade procura residual é útil para se poder definir o poder de mercado num contexto de elasticidades preço da procura muito baixas, como é o caso do sector eléctrico. Retomando o conceito de elasticidade procura residual, Wolak (2000) construiu um modelo explicativo do comportamento dos agentes nos mercados grossistas de energia eléctrica que permite em certas condições medir o poder de mercado sem recorrer aos custos marginais. Wolak aplicou o modelo ao mercado grossista Australiano, *Victoria Power Exchange*.

Nesse modelo, a empresa pode vender a sua energia eléctrica no mercado *spot*, bem como através de contratos de arbitragem que lhe permitem reduzir o risco.

Verifica-se o seguinte problema de estratégias de ofertas óptimas¹⁸⁸:

$$\max_{S(i)} \pi_i(S(i), S_{(-i)}), \text{ em que } S_{(-i)} \text{ é o vector das estratégias das restantes empresas.} \quad (5.6)$$

Os lucros da empresa i no período d são maximizados do seguinte modo:

$$\pi_{id}(p) = DR_{id}(p)(p - cmg) - (p - pc_{id})Qc_{id} \quad (5.7)$$

Sendo DR_{id} a procura residual, p o preço de mercado, pc_{id} o preço dos contratos, $(p - pc_{id})Qc_{id}$ serão os pagamentos feitos pelos compradores dos contratos à empresa i caso $p < pc_{id}$. Se $p > pc_{id}$ os pagamentos efectuar-se-ão em sentido oposto.

O objectivo da empresa é encontrar a função de oferta que resulte num preço de mercado que torne as expectativas de rendimentos as mais elevadas possíveis.

Klemperer e Meyer (1989) apresentaram um modelo semelhante baseado num problema de optimização da função de oferta (*supply function equilibria*). Este modelo aplicado ao sector eléctrico por Green e Newbery (1992) resulta na seguinte equação:

$$\pi_{id}(p, \varepsilon_i) = DR_{id}(p, \varepsilon_i)(p - cmg) - (p - pc_{id})Qc_{id} \quad (5.8)$$

¹⁸⁸ Segue-se a formulação apresentada por Wolak.

Qualquer que seja o valor do choque na procura ε_i , a curva da oferta $SA_i(p)$ é estritamente crescente. No caso do modelo de Klemperer e Meyer, a maximização dos resultados surge depois de se saber o valor do choque externo da procura e, conseqüentemente, da procura residual. No caso do modelo de Wolak, a maximização dos resultados recorre à distribuição probabilística do choque externo da procura. Deste modo, o modelo de Klemperer e Meyer conduz a lucros esperados superiores aos do modelo de Wolak. Por sua vez este modelo está mais próximo da realidade.

Wolak (2000) determina que os ganhos das empresas decorrentes das suas estratégias de ofertas no *Victoria Power Exchange* geraram em 1994 lucros entre 11% e 17% inferiores ao que ocorreriam com estratégias de preços maximizadoras dos lucros. Esta diferença pode dever-se às restrições existentes no mercado para as ofertas, bem como em estratégias das empresas que não maximizem os ganhos, nomeadamente tendo em conta o elevado número de variáveis em jogo.

Por vezes as regras de mercados impossibilitam as empresas de efectuarem ofertas que abranjam (intersectem) todas as realizações possíveis da curva de procura residual nos seus pares *ex post* preço/quantidade que maximizam os lucros. No caso do *Victoria Power Exchange*, as empresas apenas podiam efectuar 10 ofertas com preços diferentes por dia. O mercado espanhol permite que as empresas efectuem, por grupo, até 12 ofertas horárias. Neste caso, as ofertas das empresas podem abranger inúmeras possibilidades e aproximar-se das ofertas óptimas.

SEMELHANÇAS COM O MERCADO ESPANHOL

A equação (5.7) e a equação (4.50) (função maximizadora dos lucros nas empresas sujeitas a CTC) têm semelhanças. Ambas as fórmulas incluem uma parcela associada às quantidades contratualizadas que se deduz à receita com o aumento do preço de mercado. O preço de mercado deverá ser mais baixo quando existe cobertura de mercado, isto é, quando parte das quantidades vendidas está enquadrada por contratos de futuros. Num caso extremo em que as quantidades contratadas forem maiores que capacidade de produção, o preço daí resultante poderá ser menor do que o custo marginal (ver Wolak, 2000). Esta relação já foi referida para o caso dos CTC espanhóis (ver Crampes e Fabra, 2004).

Porém, existe uma diferença substancial. Na equação (5.7) os contratos por diferença são definidos em regime de mercado, podendo internalizar as estratégias dos produtores e as suas expectativas quanto à evolução do preço *spot*. Pelo contrário, os CTC não são definidos em regime de mercado. Os seus valores foram pré-fixados.

Quando o risco é coberto por contratos por diferença definidos em regime de mercado estes ampliam o efeito da elasticidade procura residual elevada nos preços de mercados. Wolak (2000) demonstra que

quanto mais elevada for a elasticidade procura residual menor será o preço, sendo que a diferença entre as quantidades transaccionadas com e sem contratos aumenta. As empresas preferirão contratar nesta situação. Com o aumento do peso dos contratos nas quantidades vendidas, diminui as quantidades no mercado levando a um acréscimo da elasticidade. Num mercado com estas características assiste-se a um efeito em espiral: quanto mais risco adverso forem as empresas, mais quantidades são contratadas fora do mercado *spot*, mais as empresas reagem agressivamente no mercado *spot* e, conseqüentemente, maior será a elasticidade, levando a uma contracção da procura no mercado *spot* e a um aumento dos contratos bilaterais. Em suma, existe uma relação directa entre a elasticidade da procura residual e o peso da contratação na energia transaccionada, por os contratos influenciarem as estratégias esperadas de ofertas das empresas para maximizarem os seus ganhos (*expected profit-maximizing behavior bidding behavior*, como refere Wolak (2000)).

No caso espanhol, a não fixação dos CTC em regime de mercado pode implicar que não se verifiquem estratégias dessa natureza. Esta suspeita é confirmada pela análise empírica realizada no ponto seguinte.

APLICAÇÃO DA ELASTICIDADE PROCURA RESIDUAL AO SECTOR ELÉCTRICO

Nos mercados de energia eléctrica, os preços são geralmente definidos hora a hora. Nestes casos, a procura residual que enfrenta uma determinada empresa numa determinada hora corresponde à procura total nessa hora deduzida do conjunto de ofertas de todos os concorrentes desta empresa, nessa mesma hora.

Para cada hora pode-se construir uma curva de oferta que nas condições do modelo de estratégia de maximização dos lucros definido por Wolak (2003) para o caso do mercado grossista da Califórnia possa cruzar todas as possíveis curvas de procura residual.

A empresa determinará o par quantidade/preço que lhe maximiza os lucros associado a uma curva de procura residual, e efectuará este exercício para todas as possíveis curvas de procura residual.

Deste modo, qualquer que seja a curva de procura residual, isto é, a procura total e as ofertas dos concorrentes, a empresa *j* pode maximizar os seus ganhos na hora *h*, aplicando-lhe a relação:

$$\frac{(P_h - cmg_{jh})}{P_h} \approx -\frac{1}{\varepsilon_{jh}} \quad (5.9)$$

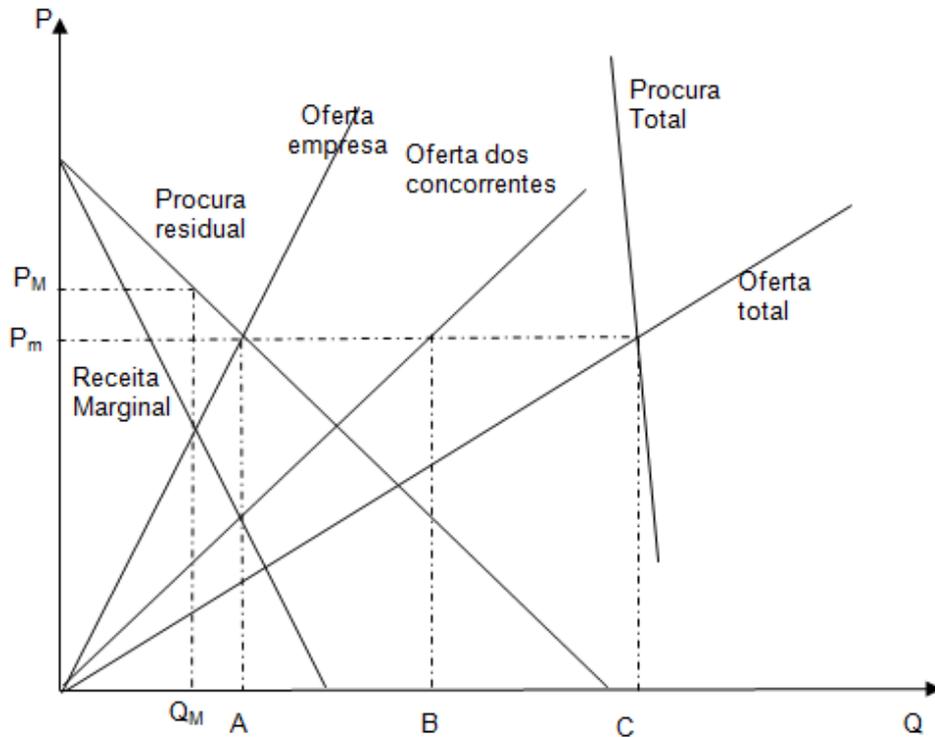
$L_{hj} = -\frac{1}{\varepsilon_{jh}}$ mede o poder de mercado unilateral que possui a empresa j na hora h , sendo P_h o preço de mercado na hora h , cmg_{jh} o custo marginal da empresa j na hora h e ε_{jh} a elasticidade procura residual da empresa j na hora h .

Wolak (2000) sublinha que a existência em termos significativos de contratos por diferença, isto é, contratos de futuros, em paralelo com um mercado *spot* pode distorcer os resultados da aplicação desta fórmula.

Finalmente, importa relembrar que a validade desta equação depende de $|\varepsilon| > 1$. Numa região em que $|\varepsilon| < 1$ a empresa não maximiza os lucros, mas tem uma grande margem para a definição dos preços. Recorde-se que uma curva de procura linear tem uma zona de elasticidade preço inferior à unidade, associada a preços mais baixos e mais quantidade, e uma zona de elasticidade superior à unidade, de preços mais altos e menos quantidade. De forma a maximizar os seus lucros o produtor procurará vender na zona de preços mais altos, com elasticidade mais alta, em detrimento da zona com preço mais baixos. Nessa última região, os lucros decrescem com as quantidades e aumentam com os preços, como é fácil de perceber: quando a elasticidade preço da procura é inferior à unidade um aumento das quantidades procuradas tem subjacente um decréscimo do preço de maiores proporções, diminuindo os lucros, enquanto um aumento do preço terá um impacto na diminuição das quantidades proporcionalmente menor. Este facto incita os produtores a efectuarem as suas ofertas de modo a diminuírem as quantidades vendidas e a aumentar os seus preços, aumentando também os seus lucros, e, conseqüentemente, a situarem-se numa zona da procura residual em que a elasticidade é mais elevada.

A figura que se segue ilustra a estratégia de maximização dos ganhos de uma empresa i que, para uma determinada procura residual, define o par preço quantidade, $P_M Q_M$, que lhe maximiza os lucros. Estes são maximizados no ponto em que as receitas marginais, dadas pela derivada da curva de procura residual, igualam os custos marginais, iguais à curva de oferta da empresa. Neste ponto, a elasticidade procura residual é superior à unidade. Sublinhe-se que num mercado do tipo UPA o preço de venda é igual para todos os produtores, sendo dado pelo cruzamento da procura total e da oferta total, que no gráfico corresponde ao par preço quantidade, $P_m Q_m$, que não maximiza os resultados dos produtores. Porém, quanto maior forem as ofertas do produtor, mais se aproxima a procura residual da procura total e mais capacidade terá o produtor de fixar o preço de mercado.

Figura 5-2 – Maximização dos lucros perante a procura residual



5.3 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Os dados do trabalho empírico correspondem às ofertas horárias no mercado *spot* de energia eléctrica espanhol, dos meses de Julho e Agosto, para os anos de 2004 a 2006. Os meses de Julho e Agosto foram escolhidos porque o efeito da hidraulicidade é mínimo nesses meses. No que diz respeito aos anos escolhidos estes agrupam três situações diferentes. Em 2004 os CTC estavam em vigor, em 2005 embora estivessem em vigor tinham já o seu fim anunciado e em 2006 os CTC não estavam em vigor e foi definido um preço máximo para as transacções entre empresas do mesmo grupo. Os dados foram retirados da página do operador de mercado, a Omel, e consistem nas ofertas, preço e quantidade, de compra e de venda por agentes económicos, que permitem construir as curvas de procura e de oferta horária deste mercado. Nesse período, entre 20 000 e 50 000 ofertas diárias tiveram que ser analisadas e tratadas.

De modo a obterem-se as curvas de ofertas dos concorrentes destas empresas, determinou-se numa primeira fase, para cada hora, a oferta total e deduziu-se a oferta da Endesa e da Iberdrola. Registe-se que para preços iguais, as quantidades oferecidas e as quantidades casadas, isto é que foram realmente transaccionadas, não são exactamente iguais. Por isso, as quantidades oferecidas foram ajustadas por forma a reflectir a curva das quantidades oferecidas e casadas. Posteriormente, determinou-se o preço

de fecho horário, onde a procura e a oferta se cruzam. Não se podendo determinar a elasticidade procura residual num ponto, definiu-se a elasticidade procura residual em arco, à volta do preço de fecho.

O preço de fecho não é obviamente definido pelo cruzamento entre a curva de procura residual da Endesa e da Iberdrola e as curvas de oferta, mas sim pelo cruzamento entre as curvas de ofertas agregadas e das procuras agregadas. Por isso, teve de se fixar os preços acima e abaixo do preço de fecho da curva de procura, e calcularam-se as quantidades procuradas a que estão associados. De seguida, determinaram-se os preços das ofertas residuais (dos concorrentes da Endesa ou da Iberdrola) que mais se aproximam desses preços (acima ou abaixo desses preços, consoante digam respeito ao preço superior ou inferior ao preço de fecho), assim como as quantidades que lhe estão associadas. Finalmente, calcularam-se as quantidades da procura residual acima ou abaixo do preço de fecho deduzindo-se, para esses preços, à procura total as ofertas residuais.

Tendo-se calculado a procura residual nestes dois pontos, para a determinação da elasticidade procura residual que enfrenta a empresa j na hora h , bastou aplicar a seguinte fórmula:

$$\varepsilon_{jh} = \frac{DR_{jh}(P_h(\text{alto})) - DR_{jh}(P_h(\text{baixo}))}{P_h(\text{alto}) - P_h(\text{baixo})} \frac{P_h(\text{alto}) + P_h(\text{baixo})}{DR_{jh}(P_h(\text{alto})) + DR_{jh}(P_h(\text{baixo}))} \quad (5.10)$$

Sendo $P_h(\text{alto})$, o preço logo acima do preço de fecho, $P_h(\text{baixo})$ o preço logo abaixo do preço de fecho, $DR_{jh}(P_h(\text{alto}))$, a procura residual associada ao preço logo acima do preço de fecho, $DR_{jh}(P_h(\text{baixo}))$, a procura residual associada ao preço logo abaixo do preço de fecho.

5.3.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS

ELASTICIDADES

Os valores dos índices médios mensais da elasticidade procura residual e respectivos desvios-padrão são apresentados na sua totalidade ou deduzidos dos valores extremos (superiores ao percentil 95).

Calcularam-se para cada mês e para cada empresa os índices médios por períodos horários, horas de vazio e horas de ponta, devido aos diferentes perfis que a procura apresenta nesses períodos. As horas de vazio integram o intervalo compreendido entre as 22h de um dia e as 10h do dia seguinte. As horas de ponta integram o intervalo compreendido entre as 11h e as 21h. Como se referiu no ponto 3, de um modo geral considera-se igualmente um terceiro período horário, horas cheias. As horas cheias estão englobadas nesses dois períodos horários.

Como se pode observar os valores obtidos para 2004 e 2006 são inconclusivos. No caso de 2006, se forem retirados os valores extremos, alguns valores são inferiores à unidade, nomeadamente os relativos ao mês de Agosto no caso da Endesa. Contudo, os valores são de tal modo elevados que não podem ser considerados.

No que diz respeito a 2005, os valores de Julho das horas de Vazio para as duas empresas e as horas de ponta e cheia, neste último caso apenas para a Endesa, apresentam resultados interessantes, embora também elevados e, por isso, devem ser considerados com cautela. Para o mês de Agosto desse ano, apenas poderão ser considerados os respeitantes à Iberdrola para as horas de vazio, devendo igualmente ser interpretados com muitas cautelas.

Resultados semelhantes foram obtidos por Ciarreta e Espinosa (2006) com a mesma metodologia para estas duas empresas, para o período compreendido entre 2001 a 2004. Para as empresas de menor dimensão (União Fenosa, Hidrocántabrico e Viesgo) a aplicação desta metodologia gerou resultados consistentes com a definição do poder de mercado. A justificação destes autores para valores da elasticidade de procura residual abaixo da unidade no caso da Endesa e da Iberdrola é que as duas maiores empresas não apresentaram ofertas que maximizem as suas respectivas funções lucro.

Registe-se porém, que face aos resultados obtidos por Ciarreta e Espinosa, os resultados da presente análise apresentam diferenças interessantes. Em 2005, nas horas do período de vazio (que na prática corresponde a um vazio “alargado”) observaram-se valores da inversa da procura residual substancialmente abaixo da unidade e em 2006 a inversa da elasticidade procura residual foi inferior à unidade em Agosto no caso da Endesa.

Quadro 5-1 – Inversa da procura residual

		2004							
		Iberdrola				Endesa			
		Vazio tudo	Vazio sem extremos	Ponta tudo	Ponta sem extremos	Vazio tudo	Vazio sem extremos	Ponta tudo	Ponta sem extremos
Julho	Média	1,46	0,75	1,87	0,77	2,50	1,93	4,23	2,29
	Desvio-padrão	10,00	0,56	15,26	0,54	3,26	1,54	23,52	1,87
		Iberdrola				Endesa			
		Vazio tudo	Vazio sem extremos	Ponta tudo	Ponta sem extremos	Vazio tudo	Vazio sem extremos	Ponta tudo	Ponta sem extremos
Agosto	Média	5,22	0,89	4,28	1,12	12,18	1,80	10,28	2,51
	Desvio-padrão	50,60	0,79	37,93	1,25	83,29	1,43	79,80	1,94
		2005							
		Iberdrola				Endesa			
		Vazio tudo	Vazio sem extremos	Ponta tudo	Ponta sem extremos	Vazio tudo	Vazio sem extremos	Ponta tudo	Ponta sem extremos
Julho	Média	0,40	0,33	1,21	1,03	0,71	0,64	0,85	0,77
	Desvio-padrão	0,39	0,23	1,18	0,88	0,45	0,34	0,50	0,32
		Iberdrola				Endesa			
		Vazio tudo	Vazio sem extremos	Ponta tudo	Ponta sem extremos	Vazio tudo	Vazio sem extremos	Ponta tudo	Ponta sem extremos
Agosto	Média	0,79	0,65	1,72	1,51	1,03	0,92	1,36	1,23
	Desvio-padrão	0,85	0,55	1,62	1,35	0,72	0,54	0,87	0,65
		2006							
		Iberdrola				Endesa			
		Vazio tudo	Vazio sem extremos	Ponta tudo	Ponta sem extremos	Vazio tudo	Vazio sem extremos	Ponta tudo	Ponta sem extremos
Julho	Média	1,23	1,07	1,73	1,56	2,50	1,84	1,01	0,85
	Desvio-padrão	1,09	0,77	1,04	0,69	3,54	2,03	0,90	0,55
		Iberdrola				Endesa			
		Vazio tudo	Vazio sem extremos	Ponta tudo	Ponta sem extremos	Vazio tudo	Vazio sem extremos	Ponta tudo	Ponta sem extremos
Agosto	Média	1,06	0,87	1,20	1,05	1,14	0,91	0,87	0,79
	Desvio-padrão	1,25	0,95	0,93	0,67	1,39	0,96	0,78	0,52

Deste modo, procura-se justificar estes resultados à luz da evolução regulamentar do sector. Esta justificação apoia-se numa análise econométrica apresentada no ponto seguinte.

RELAÇÃO PREÇO E INVERSA DA PROCURA RESIDUAL

De modo a averiguar se as variações obtidas nos valores da inversa da elasticidade procura residual não são ocasionais procurou-se evidenciar como evolui essa variável com o preço de mercado.

Para esse fim, efectuou-se uma análise econométrica da relação entre as inversas da elasticidade da procura residual e os preços de mercado, aplicando a seguinte regressão:

$$\frac{1}{\varepsilon_{jh}} = \alpha + \beta_j P_h + \varepsilon_h \quad (5.11)$$

Onde $\frac{1}{\varepsilon_{jh}}$ é a inversa da elasticidade procura residual da empresa j na hora h e P_h é o preço de mercado na hora h .

A análise à endogeneidade com recurso à estatística T_2 de Wu-Hausman das regressões das elasticidades procura residual face aos preços de mercado confirma como seria de esperar que esta variável é endógena. Deste modo, redefiniram-se as regressões lineares com recurso a variáveis instrumentais, tendo-se validado as regressões escolhidas através da estatística de Sargan. As variáveis instrumentais escolhidas são as inversas das elasticidades procura residuais de cada empresa com um ou dois desfasamentos temporais, de modo a internalizar o carácter estratégico da relação entre o preço e a elasticidade procura residual¹⁸⁹. Os testes ADF efectuados permitem concluir que as séries das elasticidades procura residual são estacionárias, bem como os preços horários. O conjunto dos testes efectuados encontra-se em anexo.

Em Julho e Agosto de 2004, não se verificou uma relação significativa entre o preço de mercado e o índice de horário de medição do poder de mercado.

¹⁸⁹ Os motivos para a endogeneidade são vários: simultaneidade entre a variável dependente e independente, erros de medição, variável omissa e expectativas dos agentes (ver Wooldbridge, 2006). No quadro dos jogos repetidos ou superjogos, que caracterizam a OMEL, este último motivo aplica-se directamente no presente caso.

Quadro 5-2 – Regressão da inversa da elasticidade procura residual para a Iberdrola face ao preço de mercado, Julho Agosto 2004 e respectivos testes estatísticos

	Coeficiente	Desvio padrão	Estatística t
Coeficiente	19,392	40,957	0,4737 [0,636]
Preço	-6,6167	16,061	-0,41196 [0,680]
Heteroscedasticidade			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		0,0124 [0,911]	
Autocorrelação resíduos			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		0,15715 [0,692]	
Estatística de Sargan			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		0,006 [0,940]	

Quadro 5-3 – Regressão da inversa da elasticidade procura residual Endesa face ao preço de mercado, Julho Agosto 2004

	Coeficiente	Desvio padrão	Estatística t
Coeficiente	-174,8522	1259,1	-0,13887[0,890]
Preço	69,5239	16,061	-0,41196 [0,680]
Heteroscedasticidade			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		0,459 [0,498]	
Autocorrelação resíduos			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		0,021 [0,885]	
Estatística de Sargan			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		0,0003 [0,985]	

Em Julho e Agosto de 2005, para um nível de significância de 5%, o preço de mercado é uma variável significativa da inversa da procura residual, tanto no caso da Endesa do que da Iberdrola. A relação verifica-se no sentido esperado. A um preço mais elevado está associado uma elasticidade preço da procura residual mais baixa e, conseqüentemente, um índice de Lerner mais elevado.

Quadro 5-4 – Regressão da inversa da elasticidade procura residual da Iberdrola face ao preço de mercado, Julho Agosto 2005

	Coeficiente	Desvio padrão	Estatística t
Coeficiente	-2,3958	0,34269	-6,9912 [0,000]
Preço	0,49277	0,04605	10,7007 [0,000]
Heteroscedasticidade			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		6,9979 [0,008]	
Autocorrelação resíduos			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		57,1809 [0,000]	
Estatística de Sargan			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		6,1318 [0,190]	

Quadro 5-5 – Regressão da inversa da elasticidade procura residual da Endesa face ao preço de mercado, Julho Agosto 2005

	Coeficiente	Desvio padrão	Estatística t
Coeficiente	-2,6298	1,4274	-1,8424 [0,066]
Preço	0,53704	0,22304	2,4078 [0,016]
Heteroscedasticidade			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		31,7425 [0,000]	
Autocorrelação resíduos			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		5,4161 [0,020]	
Estatística de Sargan			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		1,4430 [0,695]	

Em Julho e Agosto de 2006, apenas no caso da Endesa a inversa da elasticidade procura residual é uma variável significativa da evolução do preço de mercado, nesse caso para um nível de significância de 5%. Estes resultados confirmam o efeito da saída da Iberdrola do mercado diário após a publicação do *Real Decreto-Ley 3/2006*.

Quadro 5-6 – Regressão da inversa da elasticidade procura residual da Iberdrola face ao preço de mercado, Julho Agosto 2006

	Coeficiente	Desvio padrão	Estatística t
Coeficiente	40,8951	29,0651	1,4070 [0,160]
Preço	-8,6375	6,7382	-1,2819 [0,200]
Heteroscedasticidade			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		17,9078 [0,000]	
Autocorrelação resíduos			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		1,3929 [0,238]	
Estatística de Sargan			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		0,043759 [0,834]	

Quadro 5-7 – Regressão da inversa da elasticidade procura residual da Endesa face ao preço de mercado, Julho Agosto 2006

	Coeficiente	Desvio padrão	Estatística t
Coeficiente	-7,5733	4,2416	-1,7855 [0,075]
Preço	1,6866	0,77582	2,1740 [0,030]
Heteroscedasticidade			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		8,8663 [0,003]	
Autocorrelação resíduos			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		3,8311 [0,050]	
Estatística de Sargan			
(Distribuição Qui-quadrado) [Prob.]		0,007512 [0,931]	

O que se pode concluir destas regressões? Elas corroboram o referido anteriormente. Em 2004, as estratégias de oferta das empresas são independentes do preço de mercado. Em 2005, as ofertas das empresas no mercado estão influenciadas pelo preço de mercado. Em 2006, os resultados são mitigados, sendo que no caso da Iberdrola ao contrário do da Endesa, a relação entre o preço de mercado e o índice de Lerner não é significativa.

Mas, a principal conclusão é a de que os produtores tiveram comportamentos que, em diversos graus, não se coadunem com o comportamento implícito na aplicação desta metodologia. Esta circunstância ocorre nitidamente em 2004 e em 2006, por motivos facilmente compreensíveis. Porém, em 2005 apesar dos resultados apontarem para um comportamento dos agentes mais próximo do que seria de esperar para este tipo de mercado, continuam a não poderem ser utilizados como indicadores de poder de mercado unilateral. Recorde-se que em 2005, os CTC ainda estavam em vigor, embora já se falasse abertamente da possibilidade de serem anulados e ter sido novamente adiada a recuperação dos montantes em dívida.

Estratégias de colocação das centrais no mercado diário independentes dos preços poderão supor que a maximização dos ganhos das empresas é conseguida para além da remuneração potenciada pelo mercado *spot*. São reflexos disso: a existência dos CTC, ainda com plena influência em 2004 (embora decrescente); as alterações legislativas de 2006, nomeadamente o *price cap* imposto às empresas do mesmo grupo, com a conseqüente colocação das quantidades fora do mercado *spot*.

Estes pressupostos são confirmados quando se comparam os índices de Lerner apurados no capítulo anterior com a evolução do preço de mercado. No ponto 4.5.3.1 do capítulo anterior estimaram-se valores para os índices de Lerner com base em diferentes pressupostos para cálculo dos custos marginais. Pode-se observar nas duas figuras que se seguem o cruzamento desses índices com a evolução do preço de mercado.

Figura 5-3 – Preço horário nos meses de Julho e índice de Lerner médio estimado nesses meses

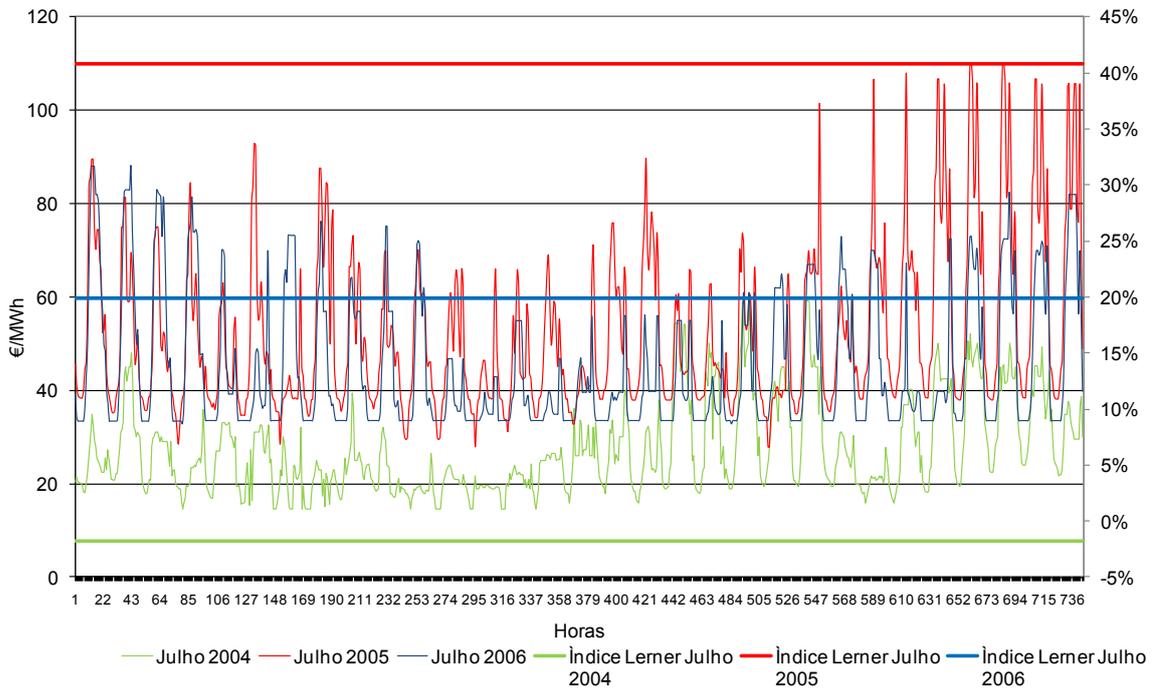
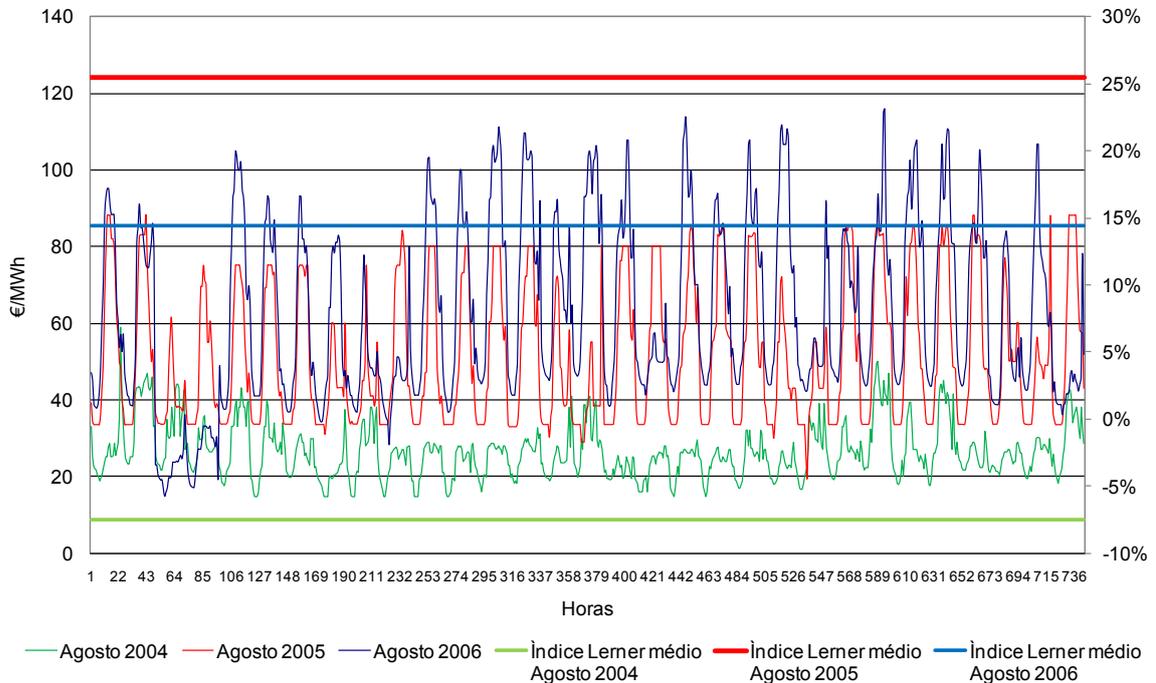


Figura 5-4 – Preço horário nos meses de Agosto e índice de Lerner médio estimado nesses meses



Em Julho e Agosto de 2004, meses para os quais não se tinham apurado relações entre as inversas das elasticidades residuais e os preços de mercado, os preços horários de mercado são mais baixos e o índice de Lerner médio é ligeiramente negativo.

Nos dois períodos em que foram apuradas relações entre as inversas das elasticidades residuais e os preços de mercado, meses de Julho e Agosto de 2005 e 2006, o índice de Lerner é positivo: entre 26% (Agosto) e 42% (Julho) em 2005 e à volta de 20% em 2006. Note-se que o período em que o índice de Lerner foi mais elevado, Julho e Agosto de 2005, corresponde igualmente ao período para o qual se obtiveram, para as horas de vazio da Iberdrola, resultados consistentes para o poder de mercado, medido através da inversa da elasticidade procura residual.

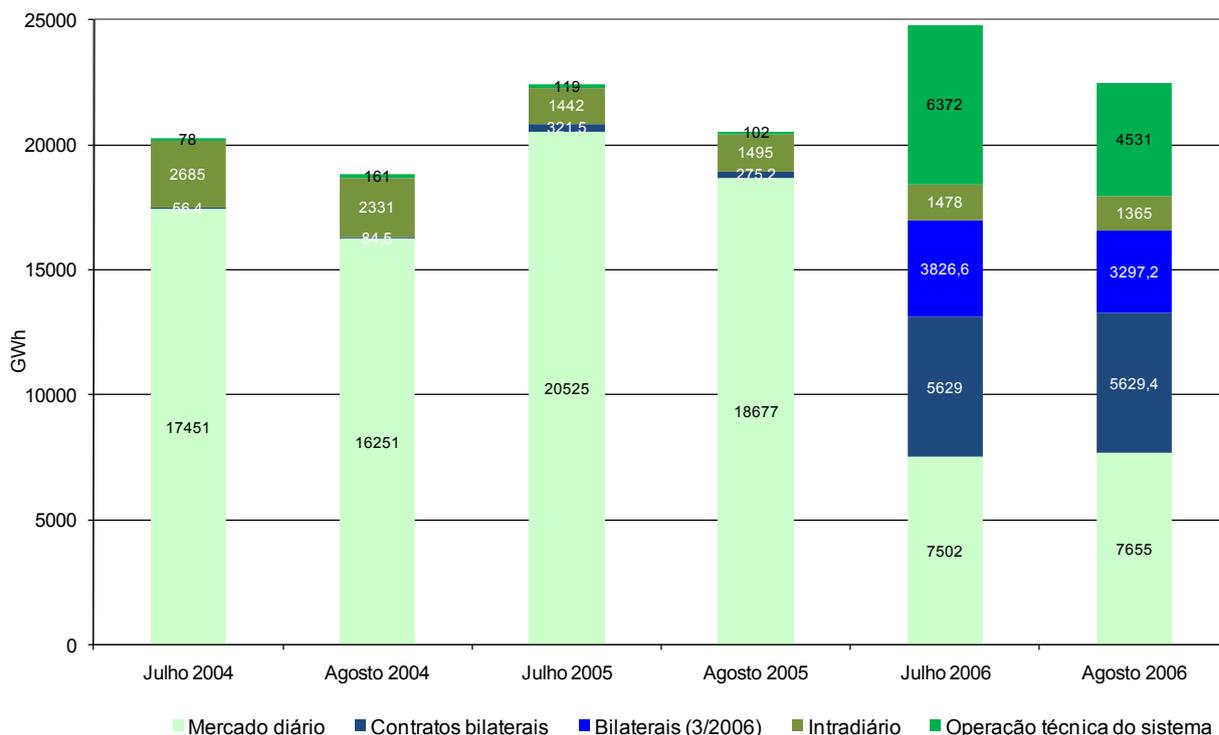
Os períodos em que se aplicaram estas metodologias espelham as diferentes interferências no funcionamento do mercado que caracteriza o mercado grossista espanhol. Lembra-se aqui alguns dos acontecimentos ocorridos nos anos que integram a presente análise e referidos no ponto 2.2.2:

- A partir de 2004 o peso dos CTC, com a entrada das centrais de ciclo combinado a gás natural, diminuiu. Esse ano corresponde igualmente ao ano em que a Iberdrola e a Gas Natural apresentaram queixa junto da CNE contra a Endesa, mais beneficiada pelo CTC, por esta desenvolver estratégias de *dumping*, oferecendo abaixo dos custos de produção, de modo a diminuir o preço de mercado.
- Em 2005, para além de um aumento dos custos com combustíveis, esse ano foi marcado por um conjunto de alterações legislativas em Espanha que tiveram como principal efeito o adiamento do pagamento dos montantes em dívida aos produtores no âmbito dos CTCs, assim como o fim da obrigatoriedade de transaccionar a energia através da pool.
- 2006 marca a mudança de ciclo. Foram tomadas medidas para clarificar a formação dos preços no mercado de energia eléctrica e limitar o exercício do poder de mercado, tais como o fim dos CTCs (*Real Decreto-Ley 7/2006*) e a assimilação de toda a energia transaccionada entre empresas do mesmo grupo na pool a contratos bilaterais com preços de 42,35 €/MWh (*Real Decreto-Ley 3/2006*)

A diminuição do peso da contratação no mercado diário a partir de 2006 é ilustrada na figura que segue. A Figura 5-5 apresenta a evolução das quantidades transaccionadas em Espanha nos meses de Julho e Agosto, entre 2004 e 2006, por tipo de contratação. Os contratos bilaterais e o sistema de reserva (também chamado de mercado de restrições técnicas), sistema de emergência muito melhor remunerado do que a *pool*, aumentaram¹⁹⁰, pelo contrário, significativamente de importância.

¹⁹⁰ Por acção da Iberdrola

Figura 5-5 – Quantidades transaccionadas por tipo de contratação



Fonte: OMEI

5.4 CONCLUSÕES

No presente capítulo, procurou-se avaliar se as particularidades do mercado espanhol influenciaram as estratégias de curto prazo dos principais produtores de energia eléctrica, a Endesa e a Iberdrola, nos meses de Verão de 2004, 2005 e 2006, respondendo assim a última questão levantada na introdução.

A metodologia aplicada associa a elasticidade procura residual de uma empresa ao seu poder de mercado unilateral. Pressupõe-se que as empresas efectuem as suas ofertas de modo a maximizar os ganhos, o que situa as ofertas em zonas das suas curvas de procura residuais com elasticidade inferior à unidade (ver Wolak, 2000).

Ao contrário das análises efectuadas no capítulo anterior, os resultados obtidos podem parecer decepcionantes. Obtiveram-se valores médios das inversas da elasticidade procura residual da Endesa e da Iberdrola próximos ou superiores à unidade, não podendo ser considerados como indicadores do índice de Lerner. A excepção foi a Endesa e a Iberdrola nas horas de vazio de Julho de 2005 e a Iberdrola nas horas de vazio de Agosto de 2005. Estes resultados estão em linha com o estudo de Espinosa e Ciarreta (2006) que também aplicaram esta metodologia para o mercado grossista espanhol, neste caso para o período de 2001 a 2004.

O que terá levado as empresas a efectuarem as suas ofertas em zonas das suas curvas de procura residuais com elasticidade inferior à unidade? A resposta advém das próprias base desta metodologia, que não se coadunem com mercados sujeitos a interferências de diversas ordens.

Como foi referido, a definição do poder de mercado através da metodologia empregue apresenta algumas restrições, tanto no modelo inicial apresentado por Baker e Bresnahan (1988), como no modelo económico de Wolak (2000), restrito ao sector eléctrico. No primeiro caso, não se pode assumir uma relação directa entre o *mark-up* e a elasticidade da procura residual em presença de estratégias concertadas entre concorrentes. No segundo caso, a elasticidade procura residual poderá não indicar a existência de poder de mercado quando os agentes económicos recorrerem a contratos de futuros, de forma a controlar o risco da evolução dos preços no mercado *spot*. O segundo caso corresponde a contratos por diferença, semelhantes ao funcionamento dos CTC. Porém, estes últimos não são definidos em regime de mercado, o que “alheia” os produtores da evolução do preço de mercado.

Estas restrições poderiam ser alargadas a todos as interferências externas às funções de maximização dos lucros dos agentes sobre as quais assentam a relação entre a inversa das elasticidades procura residuais e o índice de Lerner.

As estratégias de colocação das centrais no mercado diário independentes dos preços poderão supor que a maximização dos ganhos das empresas é conseguida para além da remuneração potenciada pelo mercado *spot*. São reflexos disso:

- A existência dos CTC, ainda com plena influência em 2004 (embora decrescente), mas com menos influência em 2005 por se falar já abertamente da sua extinção e ter-se adiado a recuperação dos montantes em dívida para 2006.
- As alterações legislativas de 2006, nomeadamente o fim dos CTC e o *price cap* imposto às empresas do mesmo grupo, com a consequente colocação das quantidades fora do mercado *spot*.

A consideração dos CTC é uma questão chave, como o prova o facto de outro trabalho (Kühn e Machado (2004)) ter aplicado a mesma metodologia ao mercado grossista espanhol com sucesso, considerando o efeito dos CTC na função objectivo¹⁹¹. Porém, esse trabalho diz respeito a 1998, primeiro ano de

¹⁹¹ Para além de entrar igualmente em linha de conta com a hidraulicidade (reservas diárias, facultadas pela OMEL) no cálculo da procura residual. Por isso, a investigação efectuada focou-se nos meses de Julho e de Agosto, meses em que o efeito da hidraulicidade é mínimo, de modo a contornar o constrangimento decorrente da falta de dados relativos à evolução da hidraulicidade no curto prazo.

aplicação dos CTC. Nesse ano, os CTC eram aplicados à quase totalidade dos centros electroprodutores e esta metodologia ainda não era verdadeiramente posta em causa. Para o período considerado, dever-se-ia entrar em linha de conta com três funções objectivo diferentes, relativas a cada período analisado: uma função objectivo em que os CTC seriam considerados em pleno (2004), outra em que seriam considerados parcialmente (2005) e outra ainda em que não seriam considerados (2006). Contudo, apesar de não se ter considerado os CTC para 2006, isto não impediu que os resultados não se enquadrassem na função maximização dos lucros definida para este tipo de mercado, ao que não deverão estar alheias as alterações regulamentares ocorridas nesse ano. Os períodos em que se aplicaram estas metodologias espelham assim as diferentes interferências no funcionamento do mercado por parte do Estado, que caracteriza o mercado grossista espanhol. De forma a apoiar esta ideia, procurou-se medir o grau de “racionalidade” aparente dos produtores. Para este efeito, analisou-se a relação entre a evolução do preço de mercado e as estratégias de oferta das duas maiores empresas, sendo estas observáveis pelas suas respectivas elasticidades preço da procura residuais. Concluiu-se pela existência de uma relação significativa nos meses de Julho e Agosto de 2005 e de 2006 entre estas duas variáveis, períodos em que os CTC perderam importância ou já não eram aplicados, e para os quais os índices de Lerner mensais do conjunto da indústria são elevados. Porém, sem surpresa, não se apurou qualquer relação significativa entre o preço de mercado e a elasticidade procura residual nos meses de Julho e Agosto de 2004, quando os CTC ainda vigoravam em pleno, sendo o valor dos índices de Lerner mensais próximos de 0.

Em suma, a análise efectuada permitiu ilustrar o efeito ao nível das estratégias de curto prazo das várias alterações ocorridas no enquadramento do mercado grossista espanhol. Os resultados apurados mostram que estas particularidades induziram, num maior ou menor grau, os produtores a maximizarem os seus ganhos fora das estratégias de ofertas no mercado *spot* de energia eléctrica o que veio reforçar a convicção decorrente das análises empíricas anteriores, de que as empresas são partes activas na reformulação das suas estratégias de forma a maximizarem os seus ganhos.

6 CONCLUSÃO

O “laboratório” que constituiu o anterior mercado grossista de energia eléctrica espanhol aponta para, numa primeira leitura dos resultados obtidos, respondermos negativamente às duas principais questões que motivaram a dissertação:

- Podem os agentes desenvolver comportamentos competitivos num mercado grossista de energia eléctrica criado sem reunir à partida as características básicas de um mercado concorrencial?
- A intervenção activa do Estado no funcionamento dos mercados grossistas de energia eléctrica pode contribuir para que tal se verifique?

Verificou-se, assim, que nesse mercado, criado sem reunir as condições para funcionar de um modo competitivo, ocorreram estratégias anti-competitivas, apesar das diversas intervenções por parte do Estado. Sempre que a manutenção dos CTC foi posta em causa, os produtores transferiram, aparentemente, este risco para os consumidores, tendo-se verificado um aumento do *mark-up*. Acresce que os próprios CTC não garantiam que o mercado se tornasse competitivo, atendendo à forma pouco clara como foram negociados. Não é certo que este mecanismo de recuperação dos custos ociosos não incorporasse à partida parte das rendas oligopolistas que, provavelmente, os produtores beneficiavam antes da liberalização do mercado (ver Crampes e Fabra, 2004). Este é, aliás, um exemplo da falta de racionalidade económica que pode caracterizar a intervenção do Estado, bem como, de um ponto de vista mais lato, os próprios processos de liberalização dos sectores eléctricos observados nos últimos 25 anos nas principais economias europeias e que foram desencadeados pelos próprios Estados.

Existem, por conseguinte, outros motivos, além dos puramente económicos, que têm dinamizado os processos de liberalização. Nesta conjugação, cruzam-se os de ordem política e ideológica, com outros relacionados com o financiamento do Estado ou, simplesmente, relativos à maior capacidade de um grupo de interesse fazer valer as suas razões junto do poder político (ver Noll, 1989). A complexidade das relações existente explica porque razão os países europeus apresentam formas de organização dos seus sectores eléctricos assaz diversificados, apesar de partilharem a mesma vontade política e económica de criação de um mercado interno de energia eléctrica. Observa-se, assim, uma complexa teia de relações entre os diferentes agentes de mercado (Estado, empresas, consumidores, financiadores, entre outros) nos sectores eléctricos europeus, sendo que o espanhol não é excepção.

O sector eléctrico espanhol é ilustrativo das várias formas que se podem revestir as intervenções do Estado, com consequências por vezes opostas. Importa assim lembrar algumas das principais características do papel do Estado no sector eléctrico espanhol.

Ao contrário dos restantes países europeus, o processo de liberalização em Espanha foi antecedido por um reforço do papel do Estado enquanto regulador. Até ao advento da democracia, o seu sector eléctrico caracterizava-se pela existência de vários monopólios regionais que funcionavam em regime de auto-regulação. A principal iniciativa do Estado, a partir do final da década de setenta do século passado, foi tornar o sector eléctrico mais transparente, transformando-o num mercado único a nível nacional (embora muito concentrado, nomeadamente a nível regional), com a gestão da rede de alta tensão em todo o território nacional feita por uma única empresa (ver Garrués-Irurzun e López-García (2009)). Este facto permitiria a liberdade de acesso a todo o mercado espanhol por outras empresas, bem como um maior conhecimento dos custos por parte do Estado, de forma a restringir o abuso de posição dominante das empresas.

Porém, a intervenção do Estado espanhol não se efectuou em total confronto com as empresas do sector¹⁹². Pelo contrário, estas participaram activamente na definição do processo de liberalização, nomeadamente através da celebração de Protocolos, sendo a publicação da Ley 54/1997 o principal marco desse processo. No seguimento desta participação, surgiram os CTC (*Costes de Transición a la Competencia*), que garantiam aos produtores de energia eléctrica a recuperação dos custos ociosos decorrentes da abertura de mercado.

Devido, por um lado, à falta de clareza dos critérios de definição dos montantes envolvidos, agravada porque as empresas não foram beneficiadas de forma idêntica pelos CTC (Crampes e Fabra, 2004), e, por outro lado, ao facto do recebimento destes montantes não estar ligado à evolução do preço de mercado, os CTC foram logo à partida um factor de distorção do funcionamento do mercado grossista de energia eléctrica espanhol, criado em 1998. Nesse cenário, as estratégias desenvolvidas pelas empresas eram muitas vezes alheias à simples maximização do *mark-up* (Ver Fabra e Toro (2005) ou Arriaga (2005)). Este facto conhecido (ver por exemplo Vives, 2006) era ampliado porque as empresas são detidas por entidades com motivações muito diferentes, representando interesses tanto dos governos regionais e central (ver, Buñuel (2006) ou ainda Ortiz (2010)), como de accionistas privados ou “semi-privados”, espanhóis ou estrangeiros.

¹⁹² Registe-se que o principal factor de contingência entre o Estado espanhol e as empresas privadas a actuarem em Espanha durante o período analisado pautou-se pelo seu alegado favorecimento à empresa Endesa (ver Garrués, 2009). Esta empresa foi criada em 1944 como empresa pública, tendo crescido, nomeadamente, a partir da década de 80 através de processos de aquisição. O seu capital foi posteriormente e faseadamente privatizado, tendo o Estado espanhol totalmente saído do seu capital em 2006. Actualmente, a Endesa é detida pela italiana Enel, que, por sua vez, é controlada pelo Estado italiano.

Registe-se ainda que, para além do reforço do papel do Estado, a liberalização do mercado espanhol foi também antecedida de um processo de consolidação empresarial, movido principalmente pelo próprio Estado. A nova estrutura empresarial do sector que resultou deste processo tornou o recém-criado mercado grossista de energia eléctrica espanhol menos propício ao desenvolvimento de comportamentos concorrenciais do que se tivesse sido mantida a estrutura em vigor antes da liberalização do mercado, como demonstraram García-Díaz e Marín (2003).

Em suma, a inconstância associada às intervenções do Estado em Espanha e, conseqüentemente, o maior retorno exigido pelas empresas para compensar esse risco, pode ajudar a entender por que motivo estas intervenções não impediram que ocorressem estratégias anti-competitivas. Em sentido oposto, qualquer acção desenvolvida para promover a transparência e a clareza no funcionamento dos mercados grossistas de energia eléctrica permitiria como refere Hogan (2007), provavelmente, obviar a monitorização dos mesmos, por um regulador sectorial ou inter-sectorial, e, de uma forma mais rigorosa, impedir o exercício do poder de mercado¹⁹³.

Contudo, numa segunda leitura mais aprofundada dos resultados da investigação efectuada, outra conclusão importante é extraída, que permite uma resposta diferente às perguntas enunciadas: nos mercados grossistas de energia eléctrica, a capacidade de exercer poder de mercado não implica obrigatoriamente a realização de estratégias anti-competitivas. Esta “dicotomia” deve-se a duas ordens de razões inter-relacionadas, mas com efeitos contrários. Por um lado, a produção de energia eléctrica baseia-se em estratégias “anti-competitivas”, mesmo para níveis de concentração relativamente baixos, devido às suas características, das quais se relembram: elasticidade preço da procura inferior à unidade; dificuldade de armazenar o produto; sector capital-intensivo com longos períodos de retorno do investimento que favorece a concentração. Por outro lado, a “natural” tendência de exercício do poder de mercado neste sector que deriva dessas características e, sobretudo, o facto da energia eléctrica ser um bem “essencial”, tornam a produção de energia eléctrica extremamente regulada, mesmo quando exercida em regime de mercado. As acções dos agentes económicos são por isso limitadas, por vezes por antecipação de acções futuras dos reguladores.

¹⁹³ Em futuros trabalhos, procurar-se-á validar estes pressupostos, de modo a apurar exactamente em que sentido as diferentes alterações às regras do jogo por parte do Estado espanhol influenciaram os comportamentos das empresas no mercado grossista de energia eléctrica. O que poderá levar a recorrer a modelos dinâmicos do género ECM, de modo a separar as situações de equilíbrio de curto prazo e de longo prazo, e conseqüentemente a utilizar dados semanais para garantir graus de liberdade suficientemente elevados. Porém, poderá ser perdida a qualidade de alguns dados, nomeadamente relativos aos custos de produção.

No estudo pioneiro de Wolfram (1999), esta autora concluiu que os preços foram mais elevados que os custos marginais no mercado inglês no final da década de 90 do século passado, demonstrando a existência de poder de mercado. Todavia, esta autora sublinhou também que a diferença foi menor do que seria de esperar face à estrutura do mercado inglês em vigor na época, apontando como possível justificação o “receio” da indústria de que a fixação de preços mais altos pudesse desencadear a intervenção do Governo. Outros autores (Green e Newbery (1992), García-Díaz e Marín (2003)) também já apresentaram resultados que apontam no mesmo sentido, ao comprovarem que o índice de Lerner verificado nos mercados grossistas de energia eléctrica é mais baixo do que resultaria caso existisse uma concorrência à Cournot. Há que salientar que nesses trabalhos os autores não associaram os resultados obtidos aos contextos em que funcionam os mercados.

Os resultados da investigação efectuada confirmam os que foram obtidos por aqueles trabalhos. Recorda-se que apesar das estimativas dos índices de Lerner médios serem elevadas, no período de 1999 a 2003, os resultados suportam o carácter aparentemente concorrencial do mercado analisado, já que as estimativas do factor comportamental sugerem que a estratégia média para toda a indústria seja próxima de uma estratégia competitiva. Contudo, a consideração dos CTC na função de maximização dos lucros permitiu demonstrar que o *mark-up* médio relativamente elevado verificado no período analisado se deve à aplicação de estratégias anti-concorrenciais.

O facto de se ter comprovado que os produtores realizaram estratégias pró-ativas no sentido de aumentar o seu *mark-up*, apesar de grande parte deles estarem enquadrados por CTC, reforça a suspeição de que estes produtores podem igualmente desenvolver outro tipo de estratégias mais dificilmente identificáveis e comprováveis. Neste sentido, registre-se que a análise do comportamento das empresas baseada no índice de Lerner não permite detectar a existência de comportamentos não-competitivos consequentes de retiradas de capacidade, que podem decorrer naturalmente num mercado UPA, tal como este (ver capítulo 3). Recorde-se, por exemplo, o período compreendido entre Novembro de 2001 e Fevereiro de 2002, durante o qual os preços em Espanha atingiram valores elevadíssimos devido a condições meteorológicas anómalas. Durante este período, o aumento da procura, conjugado com um período de extrema seca, conduziu à incapacidade da oferta responder à procura em certos períodos, com os consequentes cortes de fornecimento e picos (*spikes*) nos preços da energia eléctrica nos mercados diário e intradiário. A gestão das albufeiras dos aproveitamentos hidroeléctricos em Espanha durante o ano de 2001 por parte dos produtores poderá, em parte, ser responsabilizada pelo sucedido. Este tipo de estratégias visando aumentar o *mark-up* em sectores com forte predominância da produção hidroeléctrica a médio prazo é conhecido (ver por exemplo, Fridolfsson e Tangerás, 2009). O mercado grossista espanhol incorpora ainda uma particularidade (que

se mantém no quadro do MIBEL) que pode induzir a concretização de estratégias anti-competitivas, baseada na retirada de capacidade. Neste mercado os produtores podem realizar ofertas “complexas”, em que os produtores subdividem as suas ofertas horárias de preço da energia eléctrica em duas parcelas, uma fixa e outra variável com a energia. A oferta fixa corresponde ao montante mínimo de receita que o produtor pretende receber para vender a energia que disponibiliza. Assim, o produtor tem mais uma forma, a oferta do termo fixo, de poder efectuar uma retirada económica de capacidade (ver Harvey e Hogan (2001 (b)), sobre os efeitos da retirada da capacidade).

Porém, não querendo desvalorizar essas constatações, a ausência de uma intervenção regulatória por parte do Estado no mercado analisado, bem como em muitos outros, resultaria obviamente num aumento substancial do poder de mercado, bastando para isso considerar o elevado nível de concentração e a rigidez da elasticidade preço da procura que caracteriza estes mercados¹⁹⁴. Mesmo se, como a maioria dos autores advoga, antes dos mercados serem liberalizados, deveriam ser garantidas algumas das pré-condições já enunciadas (designadamente, um baixo nível de concentração, suficientes investimentos em redes, ausência de barreiras à entrada e suficiente capacidade disponível), não é seguro que nestes novos mercados se mantenham essas características simplesmente por auto-regulação, sem a intervenção estatal. Tomando o contexto europeu como exemplo, contexto onde coexistem diversas formas de organização (mercados relativamente desconcentrados, com mercados muito concentrados onde dominam os respectivos “campeões nacionais”), a liberdade de entrada no mercado conduziu, em certos casos tal como no Reino Unido, a uma concentração dos produtores através de aquisições e fusões.

Por conseguinte, provavelmente as duas questões enunciadas, que suscitam um amplo debate entre economistas e os diferentes agentes de mercado do sector são, na verdade, falsas questões. Supondo-se a racionalidade dos agentes, em qualquer mercado criado à partida sem a garantia das condições de concorrência, dever-se-ão verificar comportamentos anti-competitivos. O facto de não haver uma ligação directa entre a organização dos mercados e os comportamentos observados dever-se-á muito provavelmente à presença do Estado espanhol. Dificilmente se poderá concluir se os melhores resultados da intervenção do Estado surgem através de actuação mais ou menos pró-activa. Assim, por exemplo, é paradigmático que numa análise efectuada ao poder de mercado nos principais mercados

¹⁹⁴ Interessante notar que na análise efectuada nas estratégias de curto prazo, com base na elasticidade procura residual, mostrou-se que os dois principais produtores não ofertaram na zona de maximização dos lucros, com elasticidade superior à unidade, zona que coincide com menores ofertas de quantidades. Deste modo, observou-se que mesmo as estratégias de maximização dos ganhos através de retiradas de capacidade não foram totalmente aproveitadas pelos produtores.

européus pela Comissão Europeia (2007), os valores médios dos índices de Lerner apurados para o mercado espanhol para o período 2003-2005, em linha com os valores referidos no presente trabalho, são inferiores aos valores obtidos noutros países europeus, o que indicia que a abordagem regulatória seguida no período não é forçosamente a pior¹⁹⁵. Deste modo, voltando a parafrasear Coase¹⁹⁶: *“It’s not without significance that these exchanges (...commodity and stock exchanges...), often used by economists as examples of a perfect market competition, are markets in which transactions are highly regulated (and this quite apart from any government regulation that there may be). It suggests, ..., that for anything approaching perfect competition to exist, an intricate system of rules and regulations would normally be needed”*. Porém, as diferentes características de cada mercado obrigam provavelmente a uma abordagem regulatória diferenciada e não à aplicação de uma regra pré-estabelecida.

Neste contexto, é interessante debruçarmo-nos sobre o debate aberto actualmente em alguns dos primeiros países que liberalizaram os sectores eléctricos, os Estados Unidos e o Reino Unido, em que são re-equacionados os fundamentos dos mercados grossistas de energia eléctrica. Os benefícios de tais iniciativas são por demais evidentes, quando estas são desenvolvidas de uma forma transparente e sem dogmas, dogmas estes que esta tese procurou relativizar.

¹⁹⁵ No caso espanhol a definição das consequências do exercício de poder de mercado é bastante complexo, por um lado, parte das rendas oligopolistas estavam incluídas nos CTC, por outro lado parte dos custos associados à produção de energia eléctrica não foram ainda recuperados pelos produtores, estando integrados nos “deficit tarifários” gerados, incluindo os próprios CTC. De qualquer modo, se for considerado um indicador mais objectivo, isto é, o nível de preços observado nos mercados grossistas de energia eléctrica, em Espanha, bem como no actual MIBEL, observa-se que este não é de modo geral superior ao valor médio verificado nos restantes mercados.

¹⁹⁶ Coase, R., 1989. *The Firm, The Market, and The Law*. The University of Chicago Press, p9

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abbot, M., 2002. The Power to Direct in Wholesale Electricity Markets. *The electricity Journal*, 15 (5), pp. 29-34 .
- Andersson, R., Bohman M., 1985. Short- and long-run marginal cost pricing: On their alleged equivalence. *Energy Economics*, 7(4), pp. 279-288.
- Armstrong, M., Cowan, S., Vickers, J. 1994. *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. The MIT Press.
- Andrade, J., 2004. Apontamentos de econometria aplicada. Disponível em: <http://www4.fe.uc.pt/jasa/estudos/econometria.pdf> [Acedido a 10 de Junho de 2010].
- Atienza, L., 2010. Los nuevos desafíos del MIBEL: Perspectiva de los Operadores del Sistema – REE. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/imprensa/noticias/2010/Documents/Apresenta%C3%A7%C3%B5es%20MIBEL/Painel%20/Luis%20Atienza_REE.pdf [Acedido a 2 de Agosto de 2010].
- Atienza, L., Quinto, J., Watt, R., 2000. Análisis de los efectos económicos y sobre la competencia de la concentración Endesa-Iberdrola. Instituto de estudios europeos centro de política de la competencia, nº2. Disponível em: <http://www.ideo.ceu.es/access.php?file=/secure/docs/publicaciones/DocumentosTrabajo/CompetenciaJavierdeQuinto.pdf> [Acedido a 3 de Maio de 2010].
- Aumann, R., Shapley, L., 1976. Solution Notions for Continuingly Competitive Situations. Hebrew University, 1976; Nova impressão em: *Essays in Game Theory in Honor of Michael Maschler*, (N. Megiddo, ed.), Springer-Verlag, 1994, pp. 1–15.
- Bain, J., 1951. Relation of profit rate to industry concentration: American manufacturing, 1936-1940. *Quarterly Journal of Economics* 65, pp.: 293-324.
- Bain, J., 1956. *Industrial Organization*. New York: Willey.
- Baker, J., Bresnahan, T., 1988. Estimating the residual demand curve facing a single firm. *International Journal of Industrial Organization*, 6, pp. 283-200.
- Banerjee, A., Dolado, J., Galbraith, J. e Hendry, D., 1993. *Co-integration, Error Correction, and the Econometric Analysis of Non-Stationary Data* . Oxford University Press.
- Bel, G., Warner, M., 2008. Challenging Issues in Local Privatization. Disponível em http://ecommons2.library.cornell.edu/web_archive/government.cce.cornell.edu/doc/pdf/Gand%20P%20Overview%20final.pdf [Acedido a 30 de Julho de 2010].
- Bishop, M., Green, M., 1995. Privatisation and Recession: The Miracle Tested. Centre for the study of Regulated Industries (CRI) – University of Bath – Discussion paper n.º10.
- Black & Veatch, 2009. Fossil fuel generation. Disponível em: http://www.bv.com/Downloads/Resources/Reports/20090212_FossilFuelGeneration.pdf. [Acedido em 6 de Março 2010].
- Blumsack, S., Perekhodtsev, D., Lave, L., 2002. Market Power in Deregulated Wholesale Electricity Markets: Issues in Measurement and the Cost of Mitigation. *The Electricity Journal*, 15 (9), pp. 11-24.
- Boiteux, M., 1949. La tarification des demandes en pointe: Application de la théorie de la vente au coût marginal. *Revue générale de l'électricité*, 58(3), pp. 321-340.

-
- Borenstein, S. 1999. Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets, Working paper PWP-067, University of California Energy Institute.
- Borenstein, S., Bushnell, J., 1999. An empirical analysis of the potential for market power in California's electricity market. *Journal of Industrial Economics*, 47 (3), pp. 285-323.
- Borenstein, S., Bushnell, J., Knittel, C., 1999. Market power in electricity markets: beyond concentration measures. *The Energy Journal*, 20(4), pp. 65-88.
- Borenstein S., Bushnell, J. , Wolak, F., 2002. Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market. *American Economic Review*, 92 (5), pp. 1376-1405.
- Bresnahan, T., 1981. Duopoly Models with Consistent Conjectures. *American Economic Review*, American Economic Association, vol. 71(5), pp. 934-45.
- Bresnahan, T., 1982. The oligopoly solution concept is identified. *Economics Letters*, 10(1-2), pp. 87-92.
- Bresnahan, T., 1983. Duopoly Models with Consistent Conjectures: Reply. *American Economic Review*, American Economic Association, vol. 73(1), pp. 240-41.
- Buñuel, M., 2006. The Endesa-E.On-Gas Natural saga: A true story of politics vs. Economics. Publicado na página da consultora Gerson Lehrman Group em: <http://www.glgroup.com/News/The-Endesa-E.On-Gas-Natural-saga--A-true-story-of-politics-vs.-economics-4020.html> [Acedido a 21 de Julho de 2010].
- Cabral, L., 1995. Conjectural variations as a reduced form. *Economics Letters*, 49(4), pp. 397-402.
- Canton, J., Lín den J., 2010. *Support schemes for renewable electricity in the EU*. Direcção-Geral dos assuntos económicos e financeiros. *Economic Papers* 408.
- Caramanis, M., 1982. Investment decisions and long-term planning under electricity spot pricing. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 101(12), pp 4640-4648.
- Cartaxo, R. 2010. REN Os novos desafios do MIBEL Perspectiva dos Operadores. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/imprensa/noticias/2010/Documents/Apresenta%C3%A7%C3%B5es%20MIBEL/Painel%20/Rui%20Cartaxo_REN.pdf [Acedido a 3 de Agosto de 2010].
- Ciarreta, A., Espinosa, M., 2006. Demand elasticity and market power in the Spanish electricity Market. Document de Treball nº 06/6.
- Ciarreta A., Espinosa M., 2010. Market power in the Spanish electricity auction, *Journal of Regulation Economics*, 37, pp. 42-69.
- Crampes, C., Fabra, N., 2004. The Spanish Electricity Industry: Plus ça change... IDEI Working Papers. Disponível em: http://idei.fr/doc/wp/2004/spanish_electricity.pdf [Acedido a 5 de Março de 2010].
- Church, J. & Ware, R., 2000. *Industrial organization a strategic approach*. [e book], Irwin McGraw-Hill. Disponível em: <http://homepages.ucalgary.ca/~jrchurch/page4/page5/files/PostedIOSA.pdf> [Acedido a 14 de Março de 2010].
- Christensen, R. & Greene, W., 1976. Economic of scale in US electric power generation. *The Journal of political Economy*, 84(4), pp. 655-676.
- Clifton, J., Comin, F. e Díaz Fuentes, D., 2006. Privatizing public enterprises in the European Union 1960–2002: ideological, pragmatic, inevitable? *Journal of European Public Policy*, 13 (5), pp. 736-756.
- Coase, R., 1988 . *The firm, the Market and the Law*. The University of Chicago Press
- CNE - Comisión Nacional de Energía, 2008. *Informe complementario a la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008, Precios y costes de la generación de electricidad*.

-
- CNE - Comisión Nacional de Energía, 2006. *Informe 25/2006 de la CNE sobre la propuesta de modificación del procedimiento de operación 3.3 (resolución de los desvíos generación-consumo)*.
- CNE - Comisión Nacional de Energía, 2008. *El consumo eléctrico en el mercado peninsular en el año 2007*.
- Comissão Europeia, 2006. *Green Paper: A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy*. COM(2006) 105 final.
- Cowan, S., 2001. Regulatory Reform: Lessons from the UK. Disponível em: http://www.tips.org.za/files/Regulatory_Reform-Lessons_from_the_UK.pdf [Acedido a 30 de Julho de 2010] (Trade and Industrial Policy Strategies, 2001 Annual Forum).
- Cowling, K., Waterson, M., 1976. Price-cost margin and market structure. *Economica*, 43(171), pp. 267-274.
- Corts, K., 1999. Conduct parameters and the measurement of market power. *Journal of Econometrics*, 88(2), pp. 227-250.
- Direcção-Geral da Concorrência (CE), 2007. Report on energy sector inquiry, SEC(2006)1724, 10 January 2007.
- Domínguez-Luis, C., 2005. El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, y su incidencia en el. Disponível em: http://www.madrid.org/cs/Satellite?c=CM_Revista_FP&cid=1142329979555&esArticulo=true&idRevistaElegida=1142329979378&language=es&pagename=RevistaJuridica%2FPage%2Fhome_RJU&siteName=RevistaJuridica&urlPage=RevistaJuridica%2FPage%2Fhome_RJU [Acedido em 28 de Maio de 2010].
- Endesa, 2008. *Informe anual 2007*.
- Endesa, 2006. *Informe de actividades 2005*.
- Endesa, 2004. *Informe anual 2003*.
- Endesa, 2002. *Informe Anual 2001*.
- Endesa, 2000. *Informe Anual 2000*.
- Engle, R., Granger, C., 1987. Co-integration and error correction: representation, estimation, and testing. *Econometrica*, 55(2), pp 251-276.
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - ERSE, 2009. *Tarifas e Preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2010*.
- Eurelectric, 2003. *Efficiency in electricity generation*.
- Evans, J., Green, R., 2003. Why did British electricity prices fall after 1998? Centre for Economic Policy. Disponível online em: <http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Green.Evans.British.Electricity.Prices.Fall.1998.pdf> [Acedido a 30 de Agosto de 2010].
- Fabra, N., 2006. El funcionamiento del mercado eléctrico español bajo la Ley del sector eléctrico. Em CNE, Thomson Civitas, ed. 2006, *Energía: del monopolio al mercado_ CNE, diez años en perspectiva*. Cap. 10.
- Fabra, N., Toro, J., 2005. Price wars and collusion in the Spanish electricity market. *International Journal of Industrial Organization*, 23 (3-4), pp. 155-181.
- Fabra, N., von der Fehr, N., Harbord, D., 2004. Designing Electricity Auctions. CSEM WP 122, University of California Working Paper.

-
- Fabrizio, K, Rose, N., Wolfram, C., 2007. Do Markets Reduce Costs? Assessing the Impact of Regulatory Restructuring on U.S. Electric Generation Efficiency. *American Economic Review*, 97 (4), pp. 1250-1277.
- Fadden, M., 1999. *Chapter 7 Robust methods in econometrics*. Disponível em: http://elsa.berkeley.edu/~mcfadden/e240b_f01/ch7.pdf (ECON 240B_Universidade de Berkeley) [Acedido a 18 de Março de 2010].
- von der Fehr, N., Harbord, D., 1993. Spot Market Competition in the UK Electricity Industry. *Economic Journal*, 103 (418), pp. 531-46.
- Federico, G., Rahman, D., 2001. Bidding in an Electricity Pay-as-Bid Auction. Nuffield College Economics Paper Disponível em: <http://www.nuff.ox.ac.uk/Economics/papers/2001/w5/Federico-Rahman.pdf> [Acedido a 7 de Novembro de 2008].
- Fezzi, C., Bunn, D., 2006. Structural analysis of high frequency electricity demand and supply interactions. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=1241703>.
- Fridolfsson, S., Tangerás, T., 2009. Market power in the Nordic electricity wholesale market: A survey of the empirical evidence. *Energy Policy* 37, pp. 3681-3692.
- Foro Nuclear, 2004. *Energía nuclear y garantía de suministro*. Disponível em: http://www.foronuclear.org/ficheros-informe_prensa/37-energia_nuclear_y_garantia_de_suministro_julio04.pdf [Acedido a 21 de Março de 2010].
- Foro Nuclear, 2007. *Energía nuclear y cambio climático*. Disponível em: http://www.foronuclear.org/pdf/Energia_nuclearycambio_climatico.pdf [Acedido a 21 de Março de 2010].
- Foro Nuclear, 2007. Mix de generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030. Disponível em: http://www.foronuclear.org/pdf/mix_electrico.pdf [Acedido a 20 de Março de 2010].
- Foro Nuclear, 2008. *Energía 2008*. Disponível em: http://www.foronuclear.org/pdf/energia_2008.pdf [Acedido a 19 de Março de 2010].
- Friedman, J., 1983. *Oligopoly theory*. Cambridge: Cambridge University Press.
- García-Alcalde, A., Ventosa, M., Rivier, M., Ramos, A., e Relaño, G., 2002. Fitting electricity market models: A conjectural variations approach. Disponível em: <http://www.iit.upcomillas.es/docs/O2AGA01.pdf>.
- García-Díaz, A., Marín, P., 2003, *Strategic Bidding in Electricity Pools with Short-Lived Bids: An Application to the Spanish Market*, *International Journal of Industrial Organization*, 21 (2), pp. 201-222.
- Garrués-Irurzun J., López-García, S., 2009. Red Eléctrica de España S.A.: Instrument of regulation and liberalization of the Spanish electricity market (1944–2004), *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13 (8), pp. 2061-2069.
- Genesove, D., Mullin, W., 1998. Testing static oligopoly models: conduct and cost in the sugar industry, 1890-1914. *The RAND Journal of Economics*, 29(2), pp..355-377.
- General Electric, informação sobre rendimento centrais disponível em: http://www.ge-energy.com/prod_serv/products/gas_turbines_cc/en/index.htm [Acedido em 10 de Fevereiro de 2010].
- González-Marrero, R., Lorenzo-Alegría, R., Marrero, G., 2008. Fuel Consumption, Economic Determinants and Policy Implications for Road Transport in Spain, Documento de Trabajo 2008-23, [online]. Disponível em <http://www.fedea.es/pub/papers/2008/dt2008-23.pdf> (Programa de Investigación de Energía y Cambio Climático FEDEA- Focus Abengoa).

-
- Goto, M., Karolyi, A., 2004. Understanding electricity price volatility within and across markets. Dice Center Working Paper N.º 2004-12.
- Green, R., Newbery, D., 1992. Competition in the British electricity spot market. *Journal of Political Economy*, 100 (5), pp. 929-953.
- Green, W., 2003. *Econometric Analysis*. 5th ed. Prentice-Hall.
- Green, E., Porter, R., 1984. Noncooperative Collusion under Imperfect Price Information. *Econometrica*, 52(1), pp.87-100.
- Griffin, J., Gregory, P., 1976. An intercountry translog model of energy substitution responses. *The American Economic Review*, 66(5), pp. 845-857.
- Hall, D., 1997. Restructuring and Privatisation in the Public Utilities - Europe. Disponível em: http://www.epoc.uni-bremen.de/publications/pup2003/files/Berlin_Hall_Restructuring.PDFPublic (Services International Research Unit University of Greenwich) [Acedido a 5 de Julho de 2010].
- Haas, R., Auer, H., 2006. The prerequisites for effective competition in restructured wholesale electricity markets. *Energy*, 31 (6-7), pp. 857-864.
- Harvey, S., Hogan, W., 2001 (a). Identifying the exercise of market power in California. Disponível em: <http://www.lecg.com/Files/Publication/4a11964d-8707-43e7-ab8a-4cfb13a6e0fc/Presentation/PublicationAttachment/c4e2f43f-13e4-49d2-ae74-517d724e022b/idxmka.pdf>. [Acedido a 4 de Março de 2010].
- Harvey, S., Hogan, W., 2001 (b). Market power and withholding. Disponível em: <http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Hogan%20Harvey%20Market%20Power%20Withholding%2012-20-01.pdf> [Acedido a 2 de Setembro de 2010].
- Hästö, P. Holmberg, P., 2005. Some inequalities related to the analysis of electricity auctions. Working Paper 2005:23. UPPSALA UNIVERSITET.
- Heptonstall, P., 2007. *A review of electricity unit cost estimates*. Working paper, UK Energy Research Centre. Disponível em: http://data.ukedc.rl.ac.uk/browse/edc/Electricity/ProductionCostEstimates/Heptonstall2007_WorkingPaper.pdf [Acedido a 14 de Maio de 2010].
- Hjalmarsson, E., 2000. Nord Pool: A power market without market power. Working Papers in Economics Department of Economics Göteborg University. Disponível em <http://econpapers.repec.org/paper/hhsgunwpe/0028.htm> (Econpapers) [Acedido a 5 de Março de 2010].
- Hogan, W., 2007. Acting in time: regulation and wholesale electricity markets. Disponível em http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_neca_051707.pdf [Acedido a 5 de Agosto de 2010].
- Holmberg, P., Newbery, D., Ralph, D., 2008. Supply Function Equilibria: Step functions and continuous representations. Cambridge Working Paper in Economics, 0863.
- Iberdrola, 2008. *Informe Financiero Anual 2007*.
- Iberdrola, 2006. *Informe Financiero Anual 2005*.
- Iberdrola, 2004. *Informe Financiero Anual 2003*.
- Iberdrola, 2003. *Resultados 2002*.
- Iberdrola, 2002. *Resultados ejercicio 2001*.

-
- Jímenez, J., 2006. Una década de profundas transformaciones en el sector energético español. Em CNE, Thomson Civitas, ed. 2006, *Energía: del monopolio al mercado_ CNE, diez años en perspectiva*. Cap. 4.
- Johansen, S., 1988. Statistical Analysis of Cointegration Vectors. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 12 (2–3), pp. 231–254.
- Joskow, P., 2006. Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. Working Papers, Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research. Disponível em: <http://econ-www.mit.edu/files/1190> [Acedido a 1 de Março de 2010].
- Joskow, P., Kahn, E., 2002. A quantitative analysis of pricing behavior in California's wholesale electricity market during Summer 2000. *The Energy Journal*, 23(4), pp. 1-36.
- Joskow, P. Rose, N., 1989. The effects of economic regulation. Em: R. Schmalensee e R. Willig ed. 1989. *Handbook of Industrial Organization (vol. 2)*. North-Holland. Cap. 25.
- Just, R., Chern, W., 1980. Tomatoes, Technology, and Oligopsony. *Bell Journal of Economics*, 11(2), pp. 584-602.
- Kahn, A., Cramton. P., Porter, R., Tabors, R., 2001. Pricing in the California Power Exchange Electricity Market: Should California Switch from Uniform Pricing to Pay-as-Bid Pricing? Disponível em: <http://www.cramton.umd.edu/papers2000-2004/kahn-cramton-porter-tabors-blue-ribbon-panel-report-to-calpx.pdf> [Acedido a 20 Agosto de 2010].
- Kahn, A., 1988. *The Economic of Regulation, Principles and Institutions*. Massachusetts Institute of Technology.
- Kahn, E., 1996. The electricity Industry in Spain. *The Electricity Journal*, March 1996, pp. 46-55.
- Kahn, E., 1998. Introducing competition to the electricity industry in Spain: the role of initial conditions. *Utilities Policy*, 7(1), pp. 15-22.
- Kadiyali, V., Sudhir, K. & Rao, V., 2001. Structural analysis of competitive behavior: New Empirical Industrial Organization methods in marketing. *International Journal of Research in Marketing*, 18, pp. 161-186.
- Klemperer, P., Meyer, M., 1989. Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty. *Econometrica*, 57 (6), pp. 1243-1277.
- Kiteri, S., Nellis, J., 2002. Privatization in Competitive Sectors: The Record to Date. (World Bank Policy Research Working Paper Nº. 2860).
- Disponível em: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=636224## [Acedido a 12 de Agosto de 2010].
- Kreps, D., 1990. *Game theory and economic modelling*. Oxford University Press.
- Kreps, D., Scheinkman, J., 1983. Quantity precommitment and Bertrand competition yield Cournot outcomes. *Bell Journal of Economics* 14, pp 326–337.
- Kühn, K., Machado, M., 2004, Bilateral Market Power and Vertical Integration in the Spanish Electricity Spot Market. CEPR Discussion Paper n.º 4590.
- Lagarto, J., Sousa, J., Lee, T., 2006. Measuring market power in the Spanish electricity market using a conjectural approach. Disponível em: http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/jsousa/Doc/EEM06/Market_Power_JLagarto.pdf, [acedido a 5 de Julho de 2010].

Lasheras, M., 2006. La teoría de la regulación: un panorama. Em CNE, Thomson Civitas, ed. 2006, *Energía: del monopolio al mercado_ CNE, diez años en perspectiva*. Cap. 7.

Lau, I., 1982. On identifying the degree of competitiveness from industry price and output data. *Economics Letters*, 10(1-2), pp. 93-99.

Levi-Faur, D., 2003. The politics of liberalisation: Privatisation and regulation-for competition in Europe's and Latin America's telecoms and electricity industries. *European Journal of Political Research* (42), pp. 705-740.

Maloney, M., 2001. Economies and diseconomies: estimating electricity cost function. *Review of industrial organization*, 19(2), pp. 165-180.

Marín, C., 2006. *Las energías renovables en la producción de electricidad en España*. Caja Rural Regional.

Marques, V., Fortunato, A., Soares, I., 2008. Uniform price market and behaviour pattern: what does the Iberian electricity market point out? GEMF Working Papers, Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra, 2008-08, [online]. Disponível em

http://gemf.fe.uc.pt/workingpapers/pdf/2008/gemf_2008-08.pdf [Acedido a 12 de Março de 2010].

Mansur, E., 2003. Vertical integration in restructured electricity markets: measuring market efficiency and firm conduct. Center for the Study of Energy Markets (CSEM) Working Paper, University of California Energy Institute, CSEM WP 117.

Mendiluce, M., Pérez-Arriaga, I. Ocaña, C., 2009. Comparison of the Evolution of Energy Intensity in Spain and in the EU15 Why is Spain Different? Center for Energy and Environmental Policy Research Working papers. Disponível em <http://web.mit.edu/ceep/www/publications/workingpapers/2009-011.pdf> [Acedido a 5 de Março de 2010].

Muller, W. & Normann, H., 2003. Conjectural variations and evolutionary stability: a new rationale for consistency. Discussion Paper N.º 2003-44, Tilburg University.

National Petroleum Council – NPC, 2007. *Electric generation efficiency*.

Nerlove, M., 1963. Returns to scale in electricity supply. Reeditado em: *Estimation and identification of Cobb-Douglas production functions, capítulo 7*, Chicago, Rand McNally, 1965.

Newbery, D., 1997. Privatisation and Liberalisation of Network Utilities. *European Economic Review*, Elsevier, 41(3-5), pp 357-383.

Newbery, D., 2002. Mitigating market power in electricity networks. Disponível em: <http://www.regulationbodyofknowledge.org/documents/106.pdf>, [Acedido em 15 de Julho de 2010].

Newbery, D., 2008. Predicting market power in wholesale electricity markets. Cambridge working paper in economics, EPRG Working Paper 0821.

Noll, R., 1989. Economic Perspective on the Politics of Regulation. Em: R. Schmalensee e R. Willig ed. 1989. *Handbook of Industrial Organization (vol. 2)*. North-Holland. Cap. 22.

Omel – Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, 2000. Mercado de electricidad evolución del mercado de producción de energía eléctrica, diciembre 1999.

Omel – Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, 2001. Mercado de electricidad evolución del mercado de producción de energía eléctrica, diciembre 2000.

Omel – Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, 2002. Mercado de electricidad evolución del mercado de producción de energía eléctrica, diciembre 2001.

Omel – Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, 2003. Mercado de electricidad evolución del mercado de producción de energía eléctrica, diciembre 2002.

-
- Omel – Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, 2004. Mercado de electricidad evolución del mercado de producción de energía eléctrica, diciembre 2003.
- Omel – Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, 2005. Mercado de electricidad evolución del mercado de producción de energía eléctrica, diciembre 2004.
- Omel – Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, 2006. Mercado de electricidad evolución del mercado de producción de energía eléctrica, diciembre 2005.
- Omel – Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, 2007. Mercado de electricidad evolución del mercado de producción de energía eléctrica, diciembre 2006.
- Organisation for Economic Co-operation and Development - OCDE, 1997. *The OECD Report on Regulatory Reform Synthesis*.
- Organisation for Economic Co-operation and Development - OCDE, 1999. *Spain - Regulatory Reform in the Electricity Industry 1999. OCDE Countries studies*.
- Ortiz, G. 2010. Una salida par alas cajas. Expansión, 31-05-2010. Disponible em: <http://www.expansion.com/2010/05/30/opinion/1275250036.html> [Acedido a 4 de Julho de 2010].
- Parker, D. , 2004. The UK's Privatization Experiment: The Passage of Time Permits a Sober Assessment. CESIFO Working Paper Nº. 1126.
- Patrick, R., Wolak, F., 1997. Estimating customer-level demand for electricity under real time pricing. Disponible em <ftp://zia.stanford.edu/pub/papers/rtpap.pdf> [Acedido a 19 de Março de 2010].
- Pérez-Arriaga, J., 2005. *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Disponible em: <http://www.mityc.es/energia/es-ES/Servicios1/Destacados/LibroBlanco.pdf>, (Ministerio de Industria, Turismo Y Comercio) [Acedido a 12 de Março de 2010].
- Perloff, J., Karp, L. & Golan, A., 2007. *Estimating market power and strategies*. 1ª ed. Cambridge University Press.
- Pesaran, H. Pesaran, B., 1997. *Working with Microfit 4.0 Interactive Econometric Analysis*. Oxford University Press.
- Pesaran, H., Simth, R., 1994. A generalized $\overline{R^2}$ criterion for regression models estimated by the instrumental variables method. *Econometrica*, 62(3), pp. 705-10
- Pollit, M., 1999. A survey of the liberalisation of public enterprises in the UK since 1979. Disponible em: <http://www.dspace.cam.ac.uk/bitstream/1810/413/1/wp9901.pdf> [Acedido em 2 de Setembro de 2010].
- Pollit, M., 2009. Electricity Liberalisation in the European Union: A Progress Report. EPRG Working Paper 0929, Cambridge Working Paper in Economics 0953.
- Puller, S., 2007. Pricing and firm conduct in California's deregulated electricity market. *The Review of Economics and Statistics*, 89(1), pp. 75-87.
- Quadra-Salcedo, T., 2006. Diez años de legislación energética en España . Em CNE, Thomson Civitas, ed. 2006, *Energía: del monopolio al mercado_ CNE, diez años en perspectiva*. Cap. 12.
- Rassenti, S., Smith, V., Wilson, B., 2003. Discriminatory price auctions in electricity markets: low volatility at the expense of high price levels. *Journal of regulatory Economics*, 23(2), pp. 109-123.
- REE - Red Eléctrica de España, 2005. *El Libro de los 20 Años*.
- REE - Red Eléctrica de España, 2008. *Informe 2007*.
- REE - Red Eléctrica de España, 2007. *Informe 2006*.

-
- REE - Red Eléctrica de España, 2006. *Informe 2005*.
- REE - Red Eléctrica de España, 2005. *Informe 2004*.
- REE - Red Eléctrica de España, 2004. *Informe 2003*.
- REE - Red Eléctrica de España, 2003. *Informe 2002*.
- REE - Red Eléctrica de España, 2002. *Informe 2001*.
- REE - Red Eléctrica de España, 2001. *Informe 2000*.
- Reiss, P., Wolak, F., 2005. Structural Econometric Modeling: Rationales and Examples from Industrial Organization. Disponível em <http://www.stanford.edu/~preiss/makeit.pdf> [Acedido a 15 de Julho de 2010].
- Rodríguez-Romero, L., 2006. Antecedentes inmediatos: la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. Em CNE, Thomson Civitas, ed. 2006, *Energía: del monopolio al mercado_ CNE, diez años en perspectiva*. Cap. 13.
- Saba, P., 1998. Privatizing network industries : the competition policy perspective. Disponível em <http://www.oecd.org/dataoecd/48/44/1929666.pdf> [Acedido a 5 de Março de 2010].
- Santana, J., Resende, M., 2006. *Reflectir energia*. Edições Técnicas e Profissionais (Edição apoiada por Instituto Superior Técnico).
- Sargent & Lundy, 2009. *Coal-fired power plant heat rate reductions*. SL-009597 Final Report. Disponível em: <http://www.epa.gov/airmarkt/resource/docs/coalfired.pdf>. [Acedido a 10 de Junho de 2010].
- Schmalensee, R. 1989. Studies of structure and performance. . Em: R. Schmalensee e R. Willig ed. 1989. *Handbook of Industrial Organization (vol. 2)*. North-Holland. Cap. 16.
- Selten, R., 1965. Spieltheoretische Behandlung eines Oligopolmodells mit Nachfragetragheit. *Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft*, 121, pp. 301-324.
- Simon, H., 1955. A behavioral model of rational choice. *The Quarterly of Economics*, 69, pp 99-118.
- Steiner, F., 2000. Regulation, industry structure and performance in the electricity supply industry. Economics department Working Papers nº. 238, OCDE.
- Stoft, S., 2002. Market power in power markets. Apresentação (Paris, Junho 2002), disponível: <http://stoft.com/metaPage/lib/Stoft-2002-Book-Part4-Mrkt-Pwr.pdf> [Acedido a 5 de Julho de 2010]
- Tirole, J., 1988, *The Theory of Industrial Organization*, MIT press.
- Trillas, F., 2006. El control corporativo en la industria eléctrica. Em CNE, Thomson Civitas, ed. 2006, *Energía: del monopolio al mercado_ CNE, diez años en perspectiva*. Cap. 19.
- Twomey, P., Green, R., Neuhoﬀ, K., Newbery, D., 2005. A Review of the Monitoring of Market Power. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0504.
- UNESA, 2004. *Avance Estadístico 2003*.
- UNESA, 2005. *El Sector através de UNESA (1944-2004)*.
- Vasconcelos, J., 2006. La armonización de las regulaciones nacionales: hacia el mercado único de la energía. Em CNE, Thomson Civitas, ed. 2006, *Energía: del monopolio al mercado_ CNE, diez años en perspectiva*. Cap. 21.
- Vicker, J., Yarrow, G., 1991. Economic Perspectives on Privatization. *The Journal of Economic Perspective*. 5 (2), pp 111-132.

Vives, X., 2006. El reto de la competencia en el sector eléctrico. Occasional Paper OP n.º 06/13, [online] IESE SP.

Wolak, F., 2000. An empirical analysis of the impact of hedge contracts on bidding behavior in a competitive electricity market. *International Economic Journal*, 14(2), pp. 1-39.

Wolak, F. 2001. Ten Myths about competitive electricity markets: lessons for designing congestion managements protocols. Disponível em: <ftp://zia.stanford.edu/pub/papers/myths.pdf> [Acedido a 15 de Outubro de 2009].

Wolak, F., 2003. Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market, 1998–2000. Disponível em: <ftp://zia.stanford.edu/pub/papers/aeapapers.wolak.pdf> [Acedido a 2 de Março de 2010].

Wolak, F., Patrick, R. 1997. The impact of market rules and market structure on the price determination process in the England and Wales electricity market. Working paper PWP-047- Program on Workable Energy Regulation (POWER). Disponível em: [Acedido a 21 de Janeiro de 2010].

Wooldbridge, J., 2006. *Introductory econometrics: a modern approach*. 2nd ed. South-Western College Pub.

Wolfram, C., 1999. Measuring duopoly power in the British electricity spot market. *The American Economic Review*, 89(4), pp. 805-826.

Wolfram, C., 1999. Electricity Markets: Should the Rest of the World Adopt the UK Reforms? Working paper PWP-069, University of California Energy Institute.

ANEXO: PRINCIPAIS TESTES ESTATÍSTICOS E SIMULAÇÕES NÃO APRESENTADOS

Neste ponto são apresentados os resultados de alguns dos testes estatísticos e simulações efectuados que não foram apresentados no corpo da tese mas referidos nos capítulos 4 e 5 devido à sua relevância nas investigações efectuadas, facultados pelas ferramentas estatísticas¹⁹⁷ empregues.

I. TESTES CAPÍTULO 4

A. REGRESSÕES EQUAÇÃO DA PROCURA DO MODELO ESTRUTURAL

1. MODELO 1

ENTRE JANEIRO DE 1999 E DEZEMBRO DE 2003

```
Instrumental Variable Estimation
*****
Dependent variable is QTDT
List of instruments:
GASOLEO(-12)  ECARV(-3)  ECARV(-12)  EPETR(-3)  HIDR
PIB          PROD
48 observations used for estimation from 13 to 60
*****
Regressor      Coefficient      Standard Error      T-Ratio[Prob]
C              3620.7           20080.3             .18031[.858]
PRECT         -1298.1           4071.3              -.31885[.751]
ROT1          139.1045         664.4699            .20935[.835]
DTEMP        -305.9939         2209.6              -.13848[.891]
DORM          4.9648           6.2238              .79772[.430]
GASOLEO       .0064399         .0026912            2.3929[.021]
*****
R-Squared      .65206  R-Bar-Squared      .61064
GR-Squared     .53678  GR-Bar-Squared     .48164
S.E. of Regression  868.0712  F-stat.  F( 5, 42)  15.7422[.000]
Mean of Dependent Variable  16422.5  S.D. of Dependent Variable  1391.2
Residual Sum of Squares  3.16E+07  Value of IV Minimand  326830.3
DW-statistic   1.4941  Sargan's  CHSQ( 1)  .43372[.510]
*****
Diagnostic Tests
*****
* Test Statistics *  LM Version *  F Version
*****
* A:Serial Correlation*CHSQ( 1)= .047494[.827]*  Not applicable
* B:Functional Form *CHSQ( 1)= .0019012[.965]*  Not applicable
* C:Normality *CHSQ( 2)= 4.8870[.087]*  Not applicable
* D:Heteroscedasticity*CHSQ( 1)= .12399[.725]*  Not applicable
*****
A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation
B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values
C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals
D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values
```

¹⁹⁷ Principalmente Microfit 5.0

2. MODELO 2

ENTRE JANEIRO DE 1999 E JUNHO DE 2007.

Instrumental Variable Estimation

```
*****
Dependent variable is QTDT
List of instruments:
GASOLEO(-12)  PROD      PIB      ECARV(-3)  ECARV(-12)
EPETR(-3)    HIDR
90 observations used for estimation from 13 to 102
*****
Regressor      Coefficient      Standard Error      T-Ratio[Prob]
C              8134.0           4279.6              1.9006[.061]
PRECT         -47.1612         486.8705            -.096866[.923]
DUMMY         -9225.3           954.5489            -9.6646[.000]
ROT1          24.6760          62.8115             .39286[.695]
GASOLEO       .0071773         .0018505            3.8785[.000]
*****
R-Squared      .74002  R-Bar-Squared      .72779
GR-Squared     .27781  GR-Bar-Squared     .24382
S.E. of Regression  1679.4  F-stat.  F( 4, 85)  60.4872[.000]
Mean of Dependent Variable  16601.3  S.D. of Dependent Variable  3218.9
Residual Sum of Squares  2.40E+08  Value of IV Minimand  532186.4
DW-statistic   1.2531  Sargan's  CHSQ( 2)  .18868[.910]
*****
Diagnostic Tests
*****
* Test Statistics *  LM Version *  F Version
*****
* A:Serial Correlation*CHSQ( 1)= 10.5023[.001]*  Not applicable
* B:Functional Form *CHSQ( 1)= .81134[.368]*  Not applicable
* C:Normality *CHSQ( 2)= 506.9654[.000]*  Not applicable
* D:Heteroscedasticity*CHSQ( 1)= 1.5959[.206]*  Not applicable
*****
A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation
B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values
C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals
D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values
```

ENTRE JANEIRO DE 1999 E FEVEREIRO DE 2006.

```

Instrumental Variable Estimation
*****
Dependent variable is QTD
List of instruments:
EPETR(-3)  ECARV(-3)  ECARV(-12)  GASOLEO(-12)  HIDR
PROD      PIB
74 observations used for estimation from 13 to 86
*****
Regressor      Coefficient    Standard Error   T-Ratio[Prob]
C              1339.3         2644.8           .50640[.614]
DORM           3.9020         2.5938           1.5043[.137]
ROT1           48.6717        29.0660          1.6745[.099]
GASOLEO        .0061888       .9238E-3         6.6995[.000]
PRECT          -331.8876      224.4411         -1.4787[.144]
*****
R-Squared      .87064  R-Bar-Squared    .86314
GR-Squared     .75519  GR-Bar-Squared   .74100
S.E. of Regression  754.1448  F-stat.  F( 4, 69) 116.0944[.000]
Mean of Dependent Variable  17557.0  S.D. of Dependent Variable  2038.5
Residual Sum of Squares  3.92E+07  Value of IV Minimand  2834164
DW-statistic    1.5379  Sargan's  CHSQ( 2) 4.9833[.083]
*****
Diagnostic Tests
*****
* Test Statistics *  LM Version      *  F Version
*****
* A:Serial Correlation*CHSQ( 1)= 1.8290[.176]*  Not applicable
* B:Functional Form *CHSQ( 1)= .36501[.546]*  Not applicable
* C:Normality *CHSQ( 2)= 19.8108[.000]*  Not applicable
* D:Heteroscedasticity*CHSQ( 1)= 2.3044[.129]*  Not applicable
*****
A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation
B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values
C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals
D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

```

ENTRE JANEIRO DE 1999 E DEZEMBRO DE 2003.

Instrumental Variable Estimation

Dependent variable is QTD
List of instruments:
GASOLEO(-12) PIB PROD ECARV(-12) ECARV(-3)
EPETR(-3) HIDR
48 observations used for estimation from 13 to 60

Regressor Coefficient Standard Error T-Ratio[Prob]
C 874.3508 2809.5 .31121[.757]
PRECT -735.5126 236.8524 -3.1054[.003]
DORM 5.6684 3.2072 1.7674[.084]
GASOLEO .0067753 .0010470 6.4709[.000]
ROT1 47.1362 19.2436 2.4495[.018]

R-Squared .71645 R-Bar-Squared .69007
GR-Squared .53662 GR-Bar-Squared .49352
S.E. of Regression 774.4792 F-stat. F(4, 43) 27.1622[.000]
Mean of Dependent Variable 16422.5 S.D. of Dependent Variable 1391.2
Residual Sum of Squares 2.58E+07 Value of IV Minimand 341281.1
DW-statistic 1.8154 Sargan's CHSQ(2) .56897[.752]

Diagnostic Tests

* Test Statistics * LM Version * F Version

* A:Serial Correlation*CHSQ(1)= .33256[.564]* Not applicable
* B:Functional Form *CHSQ(1)= .091345[.762]* Not applicable
* C:Normality *CHSQ(2)= .11560[.944]* Not applicable
* D:Heteroscedasticity*CHSQ(1)= .74248[.389]* Not applicable

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation
B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values
C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals
D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

ENTRE JANEIRO DE 2004 E JUNHO DE 2007.

```

Instrumental Variable Estimation
*****
Dependent variable is QTDT
List of instruments:
EPETR(-3)  ECARV(-3)  ECARV(-12)  HIDR  GASOLEO(-12)
PIB  PROD
43 observations used for estimation from 60 to 102
*****
Regressor      Coefficient    Standard Error    T-Ratio[Prob]
C              23491.3       32185.2          .72988[.470]
PRECT         719.2207     595.5541        1.2076[.235]
DORM          -17.4332     25.5895         -.68126[.500]
DTEMP        182.3757     179.4150        1.0165[.316]
DUMMY         -8749.0      2274.7          -3.8461[.000]
GASOLEO       .0014485     .011262         .12862[.898]
*****
R-Squared      .85617  R-Bar-Squared    .83674
GR-Squared     .56560  GR-Bar-Squared   .50690
S.E. of Regression  1802.7  F-stat.  F( 5, 37) 44.0501[.000]
Mean of Dependent Variable  16872.7  S.D. of Dependent Variable  4461.5
Residual Sum of Squares  1.20E+08  Value of IV Minimand  396121.5
DW-statistic    1.3787  Sargan's  CHSQ( 1) .12189[.727]
*****
Diagnostic Tests
*****
* Test Statistics *  LM Version *  F Version
*****
* A:Serial Correlation*CHSQ( 1)= 3.8361[.050]*  Not applicable
* B:Functional Form *CHSQ( 1)= 1.0093[.315]*  Not applicable
* C:Normality *CHSQ( 2)= 26.3186[.000]*  Not applicable
* D:Heteroscedasticity*CHSQ( 1)= .87996[.348]*  Not applicable
*****
A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation
B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values
C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals
D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

```

B. REGRESSÕES EQUAÇÃO DA PROCURA FORA DO MODELO ESTRUTURAL

1. LINEAR

JANEIRO DE 1999 A JUNHO DE 2007.

```
Instrumental Variable Estimation
*****
Dependent variable is QTD
List of instruments:
HIDR   ECARV(-3)   ECARV(-12)   EFUELOLEO   EPETR(-3)
PIB    GASOLEO(-12)  PROD
90 observations used for estimation from 13 to 102
*****
Regressor      Coefficient    Standard Error  T-Ratio[Prob]
C              -5077.4        5120.2          -.99164[.324]
DTEMP         -153.2437     243.2313       -.63003[.530]
DORM           8.8504        5.3683         1.6486[.103]
PRECT         -228.5680     224.1977       -1.0195[.311]
DUMMY         -10976.4      1096.9         -10.0065[.000]
GASOLEO       .0088783      .0022922       3.8733[.000]
*****
R-Squared      .78385  R-Bar-Squared    .77098
GR-Squared     .31587  GR-Bar-Squared   .27514
S.E. of Regression 1540.4  F-stat.  F( 5, 84) 60.9231[.000]
Mean of Dependent Variable 16601.3  S.D. of Dependent Variable 3218.9
Residual Sum of Squares 1.99E+08  Value of IV Minimand 928171.7
DW-statistic 1.0588  Sargan's CHSQ( 2) .39115[.822]
*****
Diagnostic Tests
*****
* Test Statistics *  LM Version *  F Version
*****
* A:Serial Correlation*CHSQ( 1)= 3.2981[.069]*  Not applicable
* B:Functional Form *CHSQ( 1)= 1.7329[.188]*  Not applicable
* C:Normality *CHSQ( 2)= 8.7903[.012]*  Not applicable
* D:Heteroscedasticity*CHSQ( 1)= .77637[.378]*  Not applicable
*****
A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation
B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values
C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals

D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values
```

JANEIRO DE 1999 A FEVEREIRO DE 2006.

Instrumental Variable Estimation

Dependent variable is QTD

List of instruments:

HIDR ECARV(-3) ECARV(-12) EFUELOLEO EPETR(-3)

PIB GASOLEO(-12) PROD

72 observations used for estimation from 13 to 84

Regressor	Coefficient	Standard Error	T-Ratio[Prob]
C	-632.7816	1797.5	-.35204[.726]
DTEMP	121.1051	81.4001	1.4878[.142]
DORM	5.6612	2.1972	2.5766[.012]
PRECT	24.9328	99.7238	.25002[.803]
GASOLEO	.0064767	.7835E-3	8.2669[.000]

R-Squared	.88848	R-Bar-Squared	.88183
GR-Squared	.74110	GR-Bar-Squared	.72564
S.E. of Regression	691.0988	F-stat. F(4, 67)	133.4514[.000]
Mean of Dependent Variable	17482.8	S.D. of Dependent Variable	2010.4
Residual Sum of Squares	3.20E+07	Value of IV Minimand	5702839
DW-statistic	1.7759	Sargan's CHSQ(3)	11.9402[.008]

Diagnostic Tests

* Test Statistics * LM Version * F Version

* A:Serial Correlation*CHSQ(1)= .74190[.389]* Not applicable

* B:Functional Form *CHSQ(1)= .15441[.694]* Not applicable

* C:Normality *CHSQ(2)= 1.5462[.462]* Not applicable

* D:Heteroscedasticity*CHSQ(1)= 2.6487[.104]* Not applicable

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation

B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values

C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals

D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

JANEIRO DE 1999 A DEZEMBRO DE 2003

Instrumental Variable Estimation

Dependent variable is QTD

List of instruments:

PROD PIB ECARV(-3) ECARV(-12) EPETR(-3)

GASOLEO(-12) HIDR

48 observations used for estimation from 13 to 60

Regressor	Coefficient	Standard Error	T-Ratio[Prob]
C	-537.0519	2598.1	-.20671[.837]
PRECT	-446.9410	184.6782	-2.4201[.020]
DORM	6.0365	3.1043	1.9446[.058]
DTEMP	156.3425	62.9059	2.4853[.017]
GASOLEO	.0069490	.0010107	6.8757[.000]

R-Squared	.72600	R-Bar-Squared	.70051
GR-Squared	.53642	GR-Bar-Squared	.49330
S.E. of Regression	761.3246	F-stat. F(4, 43)	28.4836[.000]
Mean of Dependent Variable	16422.5	S.D. of Dependent Variable	1391.2
Residual Sum of Squares	2.49E+07	Value of IV Minimand	359855.2
DW-statistic	1.9701	Sargan's CHSQ(2)	.62085[.733]

Diagnostic Tests

* Test Statistics * LM Version * F Version

* A:Serial Correlation*CHSQ(1)= .0010176[.975]* Not applicable

* B:Functional Form *CHSQ(1)= .18735[.665]* Not applicable

* C:Normality *CHSQ(2)= 1.3911[.499]* Not applicable

* D:Heteroscedasticity*CHSQ(1)= .99979[.317]* Not applicable

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation

B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values

C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals

D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

JANEIRO DE 2004 A JUNHO DE 2007

Instrumental Variable Estimation

Dependent variable is QTDT

List of instruments:

HIDR ECARV(-3) ECARV(-12) EFUELOLEO EPETR(-3)

PIB GASOLEO(-12) PROD

42 observations used for estimation from 61 to 102

Regressor	Coefficient	Standard Error	T-Ratio[Prob]
C	2381.3	26673.6	.089276[.929]
DTEMP	75.1109	94.4424	.79531[.432]
DORM	1.5617	21.1841	.073722[.942]
PRECT	71.9200	508.0375	.14156[.888]
DUMMY	-10323.6	1870.8	-5.5182[.000]
GASOLEO	.0056614	.0087598	.64629[.522]

R-Squared .94505 R-Bar-Squared .93742
GR-Squared .55464 GR-Bar-Squared .49279
S.E. of Regression 1124.2 F-stat. F(5, 36) 123.8226[.000]
Mean of Dependent Variable 16805.7 S.D. of Dependent Variable 4493.7
Residual Sum of Squares 4.55E+07 Value of IV Minimand 6562766
DW-statistic .91008 Sargan's CHSQ(2) 5.1930[.075]

Diagnostic Tests

* Test Statistics * LM Version * F Version

* A:Serial Correlation*CHSQ(1)= 3.8314[.050]* Not applicable

* B:Functional Form *CHSQ(1)= .023553[.878]* Not applicable

* C:Normality *CHSQ(2)= .97164[.615]* Not applicable

* D:Heteroscedasticity*CHSQ(1)= 1.0894[.297]* Not applicable

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation

B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values

C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals

D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

2. QUADRÁTICA

JANEIRO DE 1999 A JUNHO DE 2007.

Non-Linear Two-Stage Least Squares Estimation

The estimation method converged after 11 iterations

Non-linear regression formula:

$qtdt = a1*(a2-prect)^2+a3*dorm+a4*dtemp+a5*gasoleo+a6*dummy$

List of instruments:

ECARV(-3) ECARV(-12) EPETR(-3) EFUELOLEO HIDR

GASOLEO(-12) PROD PIB

90 observations used for estimation from 13 to 102

Parameter	Estimate	Standard Error	T-Ratio[Prob]
-----------	----------	----------------	---------------

A1	1.7595	2.7414	.64182[.523]
----	--------	--------	--------------

A2	-69.1199	54.2055	-1.2751[.206]
----	----------	---------	---------------

A3	2.2001	5.4219	.40577[.686]
----	--------	--------	--------------

A4	50.8727	252.3442	.20160[.841]
----	---------	----------	--------------

A5	.0067216	.0023438	2.8679[.005]
----	----------	----------	--------------

A6	-9533.3	1062.3	-8.9745[.000]
----	---------	--------	---------------

R-Squared	.74926	R-Bar-Squared	.73434
-----------	--------	---------------	--------

GR-Squared	.29854	GR-Bar-Squared	.25679
------------	--------	----------------	--------

S.E. of Regression	1659.1	F-stat.	F(5, 84) 50.2019[.000]
--------------------	--------	---------	-------------------------

Mean of Dependent Variable	16601.3	S.D. of Dependent Variable	3218.9
----------------------------	---------	----------------------------	--------

Residual Sum of Squares	2.31E+08	Value of IV Minimand	1.69E+07
-------------------------	----------	----------------------	----------

DW-statistic	1.2649	Sargan's	CHSQ(2) 6.1412[.046]
--------------	--------	----------	-----------------------

Diagnostic Tests

* Test Statistics * LM Version * F Version

* A:Serial Correlation*CHSQ(1)= 9.1286[.003]* Not applicable

* B:Functional Form *CHSQ(1)= .39305[.531]* Not applicable

* C:Normality *CHSQ(2)= 829.8106[.000]* Not applicable

* D:Heteroscedasticity*CHSQ(1)= 1.3037[.254]* Not applicable

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation

B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values

C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals

D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

JANEIRO DE 1999 A FEVEREIRO DE 2006.

Non-Linear Two-Stage Least Squares Estimation

The estimation method converged after 42 iterations

Non-linear regression formula:

$$qtdt = a1*(a2-prec)^2+a3*dorm+a4*dtemp+a5*gasoleo$$

List of instruments:

ECARV(-3) ECARV(-12) EPETR(-3) EFUELOLEO HIDR

GASOLEO(-12) PROD PIB

72 observations used for estimation from 13 to 84

Parameter	Estimate	Standard Error	T-Ratio[Prob]
A1	-.13991	1.7818	-.078522[.938]
A2	70.6505	503.8859	.14021[.889]
A3	5.7387	2.2131	2.5931[.012]
A4	120.0800	81.6536	1.4706[.146]
A5	.0065075	.7854E-3	8.2851[.000]

R-Squared .88794 R-Bar-Squared .88125
GR-Squared .74107 GR-Bar-Squared .72562
S.E. of Regression 692.7699 F-stat. F(4, 67) 132.7276[.000]
Mean of Dependent Variable 17482.8 S.D. of Dependent Variable 2010.4
Residual Sum of Squares 3.22E+07 Value of IV Minimand 5709716
DW-statistic 1.7801 Sargan's CHSQ(3) 11.8970[.008]

Diagnostic Tests

* Test Statistics * LM Version * F Version

* A:Serial Correlation*CHSQ(1)= .71355[.398]* Not applicable

* B:Functional Form *CHSQ(1)= .13474[.714]* Not applicable

* C:Normality *CHSQ(2)= 1.5978[.450]* Not applicable

* D:Heteroscedasticity*CHSQ(1)= 2.6933[.101]* Not applicable

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation

B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values

C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals

D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

JANEIRO DE 1999 A DEZEMBRO DE 2003.

Non-Linear Two-Stage Least Squares Estimation

The estimation method converged after 22 iterations

Non-linear regression formula:

$$qtdt = a1*(a2-prec)^2+a3*dorm+a4*dtemp+a5*gasoleo$$

List of instruments:

GASOLEO(-12) PROD PIB

48 observations used for estimation from 13 to 60

Parameter	Estimate	Standard Error	T-Ratio[Prob]
A1	-46.3587	123.1460	-.37645[.708]
A2	-1.3141	12.8431	-.10232[.919]
A3	5.5722	4.1291	1.3495[.184]
A4	157.2569	69.1609	2.2738[.028]
A5	.0065669	.9993E-3	6.5718[.000]

R-Squared	.72665	R-Bar-Squared	.70122
GR-Squared	.53024	GR-Bar-Squared	.48654
S.E. of Regression	760.4213	F-stat. F(4, 43)	28.5769[.000]
DW-statistic	2.0532	Sargan's CHSQ(3)	1.6431[.650]

Diagnostic Tests

* Test Statistics * LM Version * F Version

* A:Serial Correlation*CHSQ(1)= .042576[.837]* Not applicable
* B:Functional Form *CHSQ(1)= .0077159[.930]* Not applicable
* C:Normality *CHSQ(2)= 11.4602[.003]* Not applicable
* D:Heteroscedasticity*CHSQ(1)= .85293[.356]* Not applicable

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation
B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values
C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals
D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

JANEIRO DE 2004 A JUNHO DE 2007

Non-Linear Two-Stage Least Squares Estimation
The estimation method converged after 9 iterations

Non-linear regression formula:

$$qtdt = a1*(a2-prec)^2+a3*dorm+a4*dtemp+a5*gasoleo+a6*dummy$$

List of instruments:

ECARV(-3) ECARV(-12) EPETR(-3) EFUELOLEO HIDR
GASOLEO(-12) PROD PIB

42 observations used for estimation from 61 to 102

Parameter	Estimate	Standard Error	T-Ratio[Prob]
A1	6.1343	3.4787	1.7634[.086]
A2	-81.9864	35.4421	-2.3133[.027]
A3	-25.9939	31.0393	-.83745[.408]
A4	117.1307	165.9833	.70568[.485]
A5	-.0050205	.013064	-.38430[.703]
A6	-7552.5	2611.4	-2.8921[.006]

R-Squared .82848 R-Bar-Squared .80466
GR-Squared .54779 GR-Bar-Squared .48499
S.E. of Regression 1986.1 F-stat. F(5, 36) 34.7775[.000]
Mean of Dependent Variable 16805.7 S.D. of Dependent Variable 4493.7
Residual Sum of Squares 1.42E+08 Value of IV Minimand 1.22E+07

DW-statistic 1.3951 Sargan's CHSQ(2) 3.1007[.212]

Diagnostic Tests

* Test Statistics * LM Version * F Version

* A:Serial Correlation*CHSQ(1)= 3.0657[.080]* Not applicable

* B:Functional Form *CHSQ(1)= .16985[.680]* Not applicable

* C:Normality *CHSQ(2)= 1.8340[.400]* Not applicable

* D:Heteroscedasticity*CHSQ(1)= .42062[.517]* Not applicable

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation

B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values

C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals

D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

3. LOGARITMÍA

JANEIRO DE 1999 A JUNHO DE 2007

Instrumental Variable Estimation

```
*****
Dependent variable is QTDT
List of instruments:
HIDR      ECARV(-3)  ECARV(-12)  EFUELOLEO  EPETR(-3)
PIB       GASOLEO(-12)  PROD
90 observations used for estimation from 13 to 102
*****
Regressor      Coefficient      Standard Error      T-Ratio[Prob]
C              -5077.4          5120.2              -.99164[.324]
DTEMP         -153.2437       243.2313           -.63003[.530]
DORM          8.8504          5.3683             1.6486[.103]
PRECT         -228.5680       224.1977           -1.0195[.311]
DUMMY         -10976.4        1096.9             -10.0065[.000]
GASOLEO       .0088783        .0022922           3.8733[.000]
*****
R-Squared      .78385  R-Bar-Squared      .77098
GR-Squared     .31587  GR-Bar-Squared     .27514
S.E. of Regression  1540.4  F-stat.  F( 5, 84)  60.9231[.000]
Mean of Dependent Variable  16601.3  S.D. of Dependent Variable  3218.9
Residual Sum of Squares  1.99E+08  Value of IV Minimand  928171.7
DW-statistic   1.0588  Sargan's  CHSQ( 2)  .39115[.822]
*****
Diagnostic Tests
*****
* Test Statistics *  LM Version  *  F Version
*****
* A:Serial Correlation*CHSQ( 1)= 3.2981[.069]*  Not applicable
* B:Functional Form *CHSQ( 1)= 1.7329[.188]*  Not applicable
* C:Normality *CHSQ( 2)= 8.7903[.012]*  Not applicable
* D:Heteroscedasticity*CHSQ( 1)= .77637[.378]*  Not applicable
*****
A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation
B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values
C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals

D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values
```

JANEIRO DE 1999 A DEZEMBRO DE 2003

Instrumental Variable Estimation

Dependent variable is QTDI

List of instruments:

PROD PIB ECARV(-3) ECARV(-12) EPETR(-3)

GASOLEO(-12) HIDR

48 observations used for estimation from 13 to 60

Regressor	Coefficient	Standard Error	T-Ratio[Prob]
C	-537.0519	2598.1	-.20671[.837]
PRECT	-446.9410	184.6782	-2.4201[.020]
DORM	6.0365	3.1043	1.9446[.058]
DTEMP	156.3425	62.9059	2.4853[.017]
GASOLEO	.0069490	.0010107	6.8757[.000]

R-Squared	.72600	R-Bar-Squared	.70051
GR-Squared	.53642	GR-Bar-Squared	.49330
S.E. of Regression	761.3246	F-stat. F(4, 43)	28.4836[.000]
Mean of Dependent Variable	16422.5	S.D. of Dependent Variable	1391.2
Residual Sum of Squares	2.49E+07	Value of IV Minimand	359855.2
DW-statistic	1.9701	Sargan's CHSQ(2)	.62085[.733]

Diagnostic Tests

* Test Statistics * LM Version * F Version

* A:Serial Correlation*CHSQ(1)= .0010176[.975]* Not applicable

* B:Functional Form *CHSQ(1)= .18735[.665]* Not applicable

* C:Normality *CHSQ(2)= 1.3911[.499]* Not applicable

* D:Heteroscedasticity*CHSQ(1)= .99979[.317]* Not applicable

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation

B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values

C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals

D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

JANEIRO DE 2004 A JUNHO DE 2007

Instrumental Variable Estimation

```
*****
Dependent variable is QTDI
List of instruments:
PROD      PIB      ECARV(-3)  ECARV(-12)  EPETR(-3)
GASOLEO(-12)  HIDR
48 observations used for estimation from 13 to 60
*****
Regressor      Coefficient      Standard Error      T-Ratio[Prob]
C              -537.0519        2598.1              -.20671[.837]
PRECT         -446.9410        184.6782            -2.4201[.020]
DORM           6.0365          3.1043              1.9446[.058]
DTEMP         156.3425        62.9059             2.4853[.017]
GASOLEO       .0069490         .0010107            6.8757[.000]
*****
R-Squared      .72600  R-Bar-Squared      .70051
GR-Squared     .53642  GR-Bar-Squared     .49330
S.E. of Regression  761.3246  F-stat.  F( 4, 43)  28.4836[.000]
Mean of Dependent Variable  16422.5  S.D. of Dependent Variable  1391.2
Residual Sum of Squares  2.49E+07  Value of IV Minimand  359855.2
DW-statistic   1.9701  Sargan's  CHSQ( 2)  .62085[.733]
*****
```

Diagnostic Tests

```
*****
* Test Statistics *      LM Version      *      F Version
*****
* A:Serial Correlation*CHSQ( 1)= .0010176[.975]*      Not applicable
* B:Functional Form *CHSQ( 1)= .18735[.665]*      Not applicable
* C:Normality *CHSQ( 2)= 1.3911[.499]*      Not applicable
* D:Heteroscedasticity*CHSQ( 1)= .99979[.317]*      Not applicable
*****
A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation
B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values
C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals
D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values
```

4. EXPONENCIAL

JANEIRO DE 1999 A JUNHO DE 2007

Non-Linear Two-Stage Least Squares Estimation

The estimation method converged after 2 iterations

Non-linear regression formula:

$lqtdt = a1 + (a2 * prect) + a3 * ldorm + a4 * ldtemp + a5 * lgasoleo + a6 * ldummy$

List of instruments:

ECARV(-3) ECARV(-12) EPETR(-3) EFUELOLEO HIDR

LGASOLEO(-12) LPROD LPIB

90 observations used for estimation from 13 to 102

Parameter	Estimate	Standard Error	T-Ratio[Prob]
A1	-.81840	2.8512	-.28704[.775]
A2	.015508	.015669	.98970[.325]
A3	.038116	.066826	.57038[.570]
A4	.035543	.026657	1.3333[.186]
A5	.69777	.19391	3.5985[.001]
A6	-.91027	.084246	-10.8049[.000]

R-Squared	.75663	R-Bar-Squared	.74215
GR-Squared	.39515	GR-Bar-Squared	.35914
S.E. of Regression	.11350	F-stat. F(5, 84)	52.2312[.000]
Mean of Dependent Variable	9.6949	S.D. of Dependent Variable	.22352
Residual Sum of Squares	1.0821	Value of IV Minimand	.047649
DW-statistic	1.0116	Sargan's CHSQ(2)	3.6988[.157]

Diagnostic Tests

* Test Statistics *	LM Version	* F Version *	
* A:Serial Correlation*CHSQ(1)=	13.3355[.000]*	Not applicable	*
* B:Functional Form *CHSQ(1)=	1.4771[.224]*	Not applicable	*
* C:Normality *CHSQ(2)=	1183.7[.000]*	Not applicable	*
* D:Heteroscedasticity*CHSQ(1)=	2.2894[.130]*	Not applicable	*

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation

B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values

C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals

D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

JANEIRO DE 1999 A FEVEREIRO DE 2006

Non-Linear Two-Stage Least Squares Estimation

The estimation method converged after 2 iterations

Non-linear regression formula:

$$lqtdt = a1+(a2*prect)+a3*ldorm+a4*ldtemp+a5*lgasoleo$$

List of instruments:

ECARV(-3) ECARV(-12) EPETR(-3) EFUELOLEO HIDR
 LGASOLEO(-12) LPROD LPIB

72 observations used for estimation from 13 to 84

Parameter	Estimate	Standard Error	T-Ratio[Prob]
A1	-4.7571	1.1861	-4.0108[.000]
A2	-.0028964	.0064653	-.44799[.656]
A3	.087145	.026996	3.2280[.002]
A4	.028440	.010390	2.7373[.008]
A5	.95308	.080802	11.7953[.000]

R-Squared .86150 R-Bar-Squared .85323
 GR-Squared .75576 GR-Bar-Squared .74118
 S.E. of Regression .043842 F-stat. F(4, 67) 104.1889[.000]
 Mean of Dependent Variable 9.7625 S.D. of Dependent Variable .11444
 Residual Sum of Squares .12878 Value of IV Minimand .018062
 DW-statistic 1.6464 Sargan's CHSQ(3) 9.3971[.024]

Diagnostic Tests

* Test Statistics * LM Version * F Version *

* A:Serial Correlation*CHSQ(1)= 1.2627[.261]* Not applicable *

* B:Functional Form *CHSQ(1)= .85757[.354]* Not applicable *

* C:Normality *CHSQ(2)= 3.0399[.219]* Not applicable *

* D:Heteroscedasticity*CHSQ(1)= .61389[.433]* Not applicable *

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation

B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values

C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals

D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

JANEIRO DE 1999 A DEZEMBRO DE 2003

Non-Linear Two-Stage Least Squares Estimation

The estimation method converged after 2 iterations

Non-linear regression formula:

$$lqtdt = a1+(a2*prect)+a3*ldorm+a4*ldtemp+a5*lgasoleo$$

List of instruments:

ECARV(-3) ECARV(-12) EPETR(-3) EFUELOLEO HIDR

LGASOLEO(-12) LPROD LPIB

48 observations used for estimation from 13 to 60

Parameter	Estimate	Standard Error	T-Ratio[Prob]
-----------	----------	----------------	---------------

A1	-5.3390	2.7796	-1.9208[.061]
----	---------	--------	---------------

A2	-.030861	.013853	-2.2277[.031]
----	----------	---------	---------------

A3	.099861	.036812	2.7127[.010]
----	---------	---------	--------------

A4	.034131	.016647	2.0502[.046]
----	---------	---------	--------------

A5	.99384	.18375	5.4086[.000]
----	--------	--------	--------------

R-Squared	.61455	R-Bar-Squared	.57870
-----------	--------	---------------	--------

GR-Squared	.58258	GR-Bar-Squared	.54375
------------	--------	----------------	--------

S.E. of Regression	.054325	F-stat.	F(4, 43) 17.1398[.000]
--------------------	---------	---------	-------------------------

Mean of Dependent Variable	9.7030	S.D. of Dependent Variable	.083696
----------------------------	--------	----------------------------	---------

Residual Sum of Squares	.12690	Value of IV Minimand	.0047193
-------------------------	--------	----------------------	----------

DW-statistic	1.5579	Sargan's CHSQ(3)	1.5991[.660]
--------------	--------	-------------------	--------------

Diagnostic Tests

* Test Statistics * LM Version * F Version

* A:Serial Correlation*CHSQ(1)= 1.5907[.207]* Not applicable

* B:Functional Form *CHSQ(1)= .65910[.417]* Not applicable

* C:Normality *CHSQ(2)= 8.4053[.015]* Not applicable

* D:Heteroscedasticity*CHSQ(1)= 2.3468[.126]* Not applicable

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation

B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values

C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals

D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

JANEIRO DE 2004 A JUNHO DE 2007

Non-Linear Two-Stage Least Squares Estimation

The estimation method converged after 2 iterations

Non-linear regression formula:

Não convergiu

$lqtdt = a1 + (a2 * prect) + a3 * ldorm + a4 * ldtemp + a5 * lgasoleo + a6 * ldummy$

List of instruments:

ECARV(-3) ECARV(-12) EPETR(-3) EFUELOLEO HIDR

LGASOLEO(-12) LPROD LPIB

42 observations used for estimation from 61 to 102

Parameter	Estimate	Standard Error	T-Ratio[Prob]
-----------	----------	----------------	---------------

A1	39.0428	25.8235	1.5119[.139]
----	---------	---------	--------------

A2	.081124	.040413	2.0074[.052]
----	---------	---------	--------------

A3	-.51151	.29778	-1.7177[.094]
----	---------	--------	---------------

A4	-.047383	.087788	-.53975[.593]
----	----------	---------	---------------

A5	-1.8028	1.6620	-1.0847[.285]
----	---------	--------	---------------

A6	-.70055	.18312	-3.8256[.000]
----	---------	--------	---------------

R-Squared	.66554	R-Bar-Squared	.61908
-----------	--------	---------------	--------

GR-Squared	.56488	GR-Bar-Squared	.50444
------------	--------	----------------	--------

S.E. of Regression	.19542	F-stat. F(5, 36)	14.3270[.000]
--------------------	--------	-------------------	---------------

Mean of Dependent Variable	9.6857	S.D. of Dependent Variable	.31663
----------------------------	--------	----------------------------	--------

Residual Sum of Squares	1.3748	Value of IV Minimand	.039989
-------------------------	--------	----------------------	---------

DW-statistic	1.2986	Sargan's CHSQ(2)	1.0471[.592]
--------------	--------	-------------------	--------------

Diagnostic Tests

* Test Statistics *	LM Version	* F Version	*
---------------------	------------	-------------	---

* A:Serial Correlation*CHSQ(1)=	3.1672[.075]*	Not applicable	*
----------------------------------	---------------	----------------	---

* B:Functional Form *CHSQ(1)=	.0057391[.940]*	Not applicable	*
--------------------------------	-----------------	----------------	---

* C:Normality *CHSQ(2)=	.59053[.744]*	Not applicable	*
--------------------------	---------------	----------------	---

* D:Heteroscedasticity*CHSQ(1)=	.0015870[.968]*	Not applicable	*
----------------------------------	-----------------	----------------	---

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation

B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values

C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals

D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

C. 2ª EQUAÇÃO DO MODELO (LINEAR) COM VARIÁVEL INDEPENDENTE PREÇO PETRÓLEO SEM DESFASAMENTOS

1. SIMULAÇÃO 1

```

Instrumental Variable Estimation
*****
Dependent variable is PRECT
List of instruments:
DORM      TEMP      EPETR(-12)  ECARV(-12)  HIDR(-3)
HIDR(-6)  HIDR(-12)  GASOLEO
48 observations used for estimation from 13 to 60
*****
Regressor      Coefficient      Standard Error      T-Ratio[Prob]
C              -11.1086         23.1878             -0.47907[.634]
QTDT          .8593E-3         .9041E-3            .95038[.347]
INERSE        .084443          .11294              .74770[.459]
EPETR         .16215           .46394              .34951[.728]
ECARV(-3)    .035142          .064387             .54580[.588]
HIDR         -2.0590          1.2384              -1.6626[.104]
*****
R-Squared      -1.3019  R-Bar-Squared      -1.5759
GR-Squared     .38996  GR-Bar-Squared     .31734
S.E. of Regression  1.4413  F-stat.  F( 5, 42)  *NONE*
Mean of Dependent Variable  3.2883  S.D. of Dependent Variable  .89804
Residual Sum of Squares  87.2499  Value of IV Minimand  1.5925
DW-statistic    1.0277  Sargan's  CHSQ( 2)  .76661[.682]
*****
Diagnostic Tests
*****
* Test Statistics *  LM Version  * F Version
*****
* A:Serial Correlation*CHSQ( 1)= .40055[.527]*  Not applicable
* B:Functional Form *CHSQ( 1)= .041508[.839]*  Not applicable
* C:Normality *CHSQ( 2)= 36.4349[.000]*  Not applicable
* D:Heteroscedasticity*CHSQ( 1)= .79322[.373]*  Not applicable
*****
A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation
B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values
C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals
D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

```

2. SIMULAÇÃO 2

Instrumental Variable Estimation

```
*****
Dependent variable is PRECT
List of instruments:
DORM      TEMP      EPETR(-12)  ECARV(-12)  HIDR(-3)
HIDR(-6)  HIDR(-12)  GASOLEO(-12)
48 observations used for estimation from 13 to 60
*****

Regressor      Coefficient      Standard Error      T-Ratio[Prob]
C              -3.1737          6.4429              -.49259[.625]
QTDT          .5413E-3         .3767E-3            1.4369[.158]
INERSE        .058805          .035284             1.6666[.103]
EPETR(-3)     .066901          .15241              .43895[.663]
ECARV(-3)     .0037256         .036366             .10245[.919]
HIDR          -2.1590          .96792              -2.2306[.031]
*****

R-Squared      -.11093  R-Bar-Squared      -.24319
GR-Squared     .37413  GR-Bar-Squared     .29962
S.E. of Regression  1.0013  F-stat.  F( 5, 42)  *NONE*
Mean of Dependent Variable  3.2883  S.D. of Dependent Variable  .89804
Residual Sum of Squares  42.1089  Value of IV Minimand  1.9513
DW-statistic    1.2482  Sargan's  CHSQ( 2)  1.9463[.378]
*****

Diagnostic Tests
*****
* Test Statistics *  LM Version  *  F Version
*****
* A:Serial Correlation*CHSQ( 1)= 2.7108[.100]*  Not applicable
* B:Functional Form *CHSQ( 1)= .14456[.704]*  Not applicable
* C:Normality *CHSQ( 2)= 22.9292[.000]*  Not applicable
* D:Heteroscedasticity*CHSQ( 1)= .0024996[.960]*  Not applicable
*****

A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation
B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values
C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals
D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values
```

3. SIMULAÇÃO 3

```
Instrumental Variable Estimation
*****
Dependent variable is PRECT
List of instruments:
DORM      TEMP      EPETR(-3)  ECARV(-12)  HIDR(-3)
HIDR(-6)  HIDR(-12)  GASOLEO
48 observations used for estimation from 13 to 60
*****
Regressor      Coefficient      Standard Error      T-Ratio[Prob]
C              -2.9899          16.5862             -18026[.858]
QTDT          .5898E-3         .7232E-3            .81546[.419]
INERSE        .068005          .043828             1.5516[.128]
EPETR         .057047          .17599              .32414[.747]
ECARV(-3)    -.0048985        .076295             -.064204[.949]
HIDR         -2.2031          .80217              -2.7464[.009]
*****
R-Squared      -.42414  R-Bar-Squared      -.59368
GR-Squared     .36504  GR-Bar-Squared     .28944
S.E. of Regression  1.1337  F-stat.  F( 5, 42)  *NONE*
Mean of Dependent Variable  3.2883  S.D. of Dependent Variable  .89804
Residual Sum of Squares  53.9807  Value of IV Minimand  1.3545
DW-statistic    1.1455  Sargan's  CHSQ( 2)  1.0538[.590]
*****
Diagnostic Tests
*****
* Test Statistics *  LM Version *  F Version
*****
* A:Serial Correlation*CHSQ( 1)= 3.2097[.073]*  Not applicable
* B:Functional Form *CHSQ( 1)= .28739[.592]*  Not applicable
* C:Normality *CHSQ( 2)= 25.8819[.000]*  Not applicable
* D:Heteroscedasticity*CHSQ( 1)= .70199[.402]*  Not applicable
*****
A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation
B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values
C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals
D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values
```

D. 2ª EQUAÇÃO DO MODELO COM VARIÁVEIS INSTRUMENTAIS COM GASÓLEO(-12), PIB E PRODUÇÃO INDUSTRIAL EM LUGAR DE GASÓLEO

Instrumental Variable Estimation

```

*****
Dependent variable is PRECT
List of instruments:
HIDR(-6)  HIDR(-12)  GASOLEO(-12)  HIDR(-3)  PIB
PROD      TEMP      DORM
48 observations used for estimation from 13 to 60
*****
Regressor      Coefficient      Standard Error      T-Ratio[Prob]
C              -13.5151         16.8645             -.80139[.427]
ECARV(-3)     .056924         .076660             .74256[.462]
EPETR(-3)     .13817          .29531              .46787[.642]
HIDR          -2.9091         1.5647              -1.8592[.070]
QTDT          .9986E-3        .7051E-3            1.4161[.164]
INERSE        .067230         .046312             1.4517[.154]
*****
R-Squared      -.57396  R-Bar-Squared      -.76133
GR-Squared     .26027  GR-Bar-Squared     .17221
S.E. of Regression  1.1918  F-stat.  F( 5, 42)  *NONE*
Mean of Dependent Variable  3.2883  S.D. of Dependent Variable  .89804
Residual Sum of Squares  59.6594  Value of IV Minimand  2.1032
DW-statistic   1.2668  Sargan's  CHSQ( 2)  1.4807[.477]
*****

```

Diagnostic Tests

```

*****
* Test Statistics *  LM Version      * F Version
*****
* A:Serial Correlation*CHSQ( 1)= 1.1061[.293]*  Not applicable
* B:Functional Form *CHSQ( 1)= 1.6142[.204]*  Not applicable
* C:Normality *CHSQ( 2)= 4.9582[.084]*  Not applicable
* D:Heteroscedasticity*CHSQ( 1)= .36474[.546]*  Not applicable
*****
A:Lagrange multiplier test of residual serial correlation
B:Ramsey's RESET test using the square of the fitted values
C:Based on a test of skewness and kurtosis of residuals
D:Based on the regression of squared residuals on squared fitted values

```

II. CAPÍTULO 5

A. TESTE T_2 WU-HAUSMAN (DADO PELA ESTATÍSTICA F) DE ENDOGENEIDADE

1. ENDESA 2004

```
Wu's T2 Statistic
*****
Dependent variable is EN
List of the variables added to the regression:
REN      RIB
742 observations used for estimation from 3 to 744
*****
Regressor      Coefficient      Standard Error      T-Ratio[Prob]
C              4.1703           .033509             124.4538[.000]
IB(-1)        -.030534         .0014855           -20.5549[.000]
IB(-2)         .0068221         .8831E-3           7.7248[.000]
PR            -.37131          .011465            -32.3872[.000]
EN(-1)         .054632          .0011688           46.7423[.000]
REN            .99983           .0011712           853.7129[.000]
RIB           -.2246E-3        .0014878           -.15095[.880]
*****
Joint test of zero restrictions on the coefficients of additional variables:
Lagrange Multiplier Statistic   CHSQ( 2)= 741.7364[.000]
Likelihood Ratio Statistic      CHSQ( 2)= 5893.3[.000]
F Statistic                      F( 2, 735)= 1033912[.000]
```

2. ENDESA 2005

```
Wu's T2 Statistic
*****
Dependent variable is EN
List of the variables added to the regression:
RIB      REN
742 observations used for estimation from 3 to 744
*****
Regressor      Coefficient      Standard Error      T-Ratio[Prob]
C              .46317           .0026900           172.1773[.000]
IB(-1)         .034457          .0012549           27.4585[.000]
IB(-2)         .0030099         .0011349           2.6521[.008]
EN(-1)         .27302           .0017878           152.7106[.000]
PR             .011381          .4306E-3           26.4323[.000]
RIB           -.0031605         .0012564           -2.5155[.012]
REN            1.0011           .0018675           536.0694[.000]
*****
Joint test of zero restrictions on the coefficients of additional variables:
Lagrange Multiplier Statistic   CHSQ( 2)= 740.3126[.000]
Likelihood Ratio Statistic      CHSQ( 2)= 4515.9[.000]
F Statistic                      F( 2, 735)= 161233.3[.000]
*****
```

3. ENDESA 2006

Wu's T_2 Statistic

```
*****
Dependent variable is EN
List of the variables added to the regression:
REN      RIB
746 observations used for estimation from 3 to 748
*****
Regressor      Coefficient      Standard Error      T-Ratio[Prob]
C              1.7644           .032062             55.0294[.000]
EN(-1)        .55805           .0038998           143.0975[.000]
PR            -.18346           .0062413           -29.3943[.000]
IB(-1)        -.17344           .010124            -17.1324[.000]
IB(-2)        .15600           .0091031           17.1371[.000]
REN           .98982           .0045438           217.8398[.000]
RIB           .023483          .010147             2.3143[.021]
*****
Joint test of zero restrictions on the coefficients of additional variables:
Lagrange Multiplier Statistic  CHSQ( 2)= 736.5407[.000]
Likelihood Ratio Statistic     CHSQ( 2)= 3258.3[.000]
F Statistic                     F( 2, 739)= 28770.8[.000]
*****
```

4. IBERDROLA 2004

Wu's T_2 Statistic

```
*****
Dependent variable is IB
List of the variables added to the regression:
RIB      REN
742 observations used for estimation from 3 to 744
*****
Regressor      Coefficient      Standard Error      T-Ratio[Prob]
C              2.4367           .033136             73.5379[.000]
IB(-1)        .0036802         .0014665            2.5096[.012]
EN(-1)        .010296          .0011543            8.9199[.000]
EN(-2)        .0060834         .6862E-3            8.8648[.000]
PR            -.30887          .011315             -27.2976[.000]
RIB           .99981           .0014685            680.8621[.000]
REN           -.1399E-3        .0011559            -.12101[.904]
*****
Joint test of zero restrictions on the coefficients of additional variables:
Lagrange Multiplier Statistic  CHSQ( 2)= 741.5856[.000]
Likelihood Ratio Statistic     CHSQ( 2)= 5557.7[.000]
F Statistic                     F( 2, 735)= 657623.6[.000]
*****
```

5. IBERDROLA 2005

Wu's T_2 Statistic

Dependent variable is IB

List of the variables added to the regression:

RIB REN

742 observations used for estimation from 3 to 744

Regressor	Coefficient	Standard Error	T-Ratio[Prob]
C	-.23560	.020271	-11.6225[.000]
EN(-1)	-.044381	.013328	-3.3300[.001]
EN(-2)	.0068343	.012664	.53965[.590]
IB(-1)	.50123	.0079465	63.0762[.000]
PR	.10458	.0030229	34.5964[.000]
RIB	.97096	.0090470	107.3238[.000]
REN	.010074	.013450	.74897[.454]

Joint test of zero restrictions on the coefficients of additional variables:

Lagrange Multiplier Statistic CHSQ(2)= 702.3694[.000]

Likelihood Ratio Statistic CHSQ(2)= 2173.9[.000]

F Statistic F(2, 735)= 6513.2[.000]

6. IBERDROLA 2006

Wu's T_2 Statistic

Dependent variable is IB

List of the variables added to the regression:

REN RIB

746 observations used for estimation from 3 to 748

Regressor	Coefficient	Standard Error	T-Ratio[Prob]
C	.23908	.019089	12.5243[.000]
IB(-1)	.24357	.0057409	42.4260[.000]
PR	.15248	.0035923	42.4463[.000]
EN(-1)	.028455	.0026274	10.8300[.000]
EN(-2)	.021012	.0023883	8.7982[.000]
REN	.0084638	.0026483	3.1960[.001]
RIB	.98048	.0059140	165.7893[.000]

Joint test of zero restrictions on the coefficients of additional variables:

Lagrange Multiplier Statistic CHSQ(2)= 729.9309[.000]

Likelihood Ratio Statistic CHSQ(2)= 2863.0[.000]

F Statistic F(2, 739)= 16784.4[.000]

B. TESTES ADF À ELASTICIDADE PROCURA RESIDUAL

1. 2004 ENDESA

Unit root tests for variable EN

The Dickey-Fuller regressions include an intercept but not a trend

731 observations used in the estimation of all ADF regressions.

Sample period from 14 to 744

	Test Statistic	LL	AIC	SBC	HQC
DF	-26.3171	-2903.7	-2905.7	-2910.3	-2907.5
ADF(1)	-18.3691	-2903.5	-2906.5	-2913.4	-2909.1
ADF(2)	-15.1617	-2903.5	-2907.5	-2916.7	-2911.0
ADF(3)	-13.2042	-2903.5	-2908.5	-2920.0	-2912.9
ADF(4)	-11.8485	-2903.5	-2909.5	-2923.3	-2914.8
ADF(5)	-10.7481	-2903.5	-2910.5	-2926.5	-2916.7
ADF(6)	-9.5422	-2902.7	-2910.7	-2929.1	-2917.8
ADF(7)	-9.0661	-2902.7	-2911.7	-2932.4	-2919.7
ADF(8)	-8.6916	-2902.7	-2912.7	-2935.6	-2921.5
ADF(9)	-8.3474	-2902.6	-2913.6	-2938.9	-2923.4
ADF(10)	-7.9417	-2902.6	-2914.6	-2942.2	-2925.2
ADF(11)	-7.6708	-2902.6	-2915.6	-2945.5	-2927.1
ADF(12)	-7.4262	-2902.6	-2916.6	-2948.7	-2929.0

95% critical value for the augmented Dickey-Fuller statistic = -2.8659

LL = Maximized log-likelihood AIC = Akaike Information Criterion

SBC = Schwarz Bayesian Criterion HQC = Hannan-Quinn Criterion

Unit root tests for variable EN

The Dickey-Fuller regressions include an intercept and a linear trend

731 observations used in the estimation of all ADF regressions.

Sample period from 14 to 744

	Test Statistic	LL	AIC	SBC	HQC
DF	-26.3358	-2903.2	-2906.2	-2913.1	-2908.9
ADF(1)	-18.3940	-2903.0	-2907.0	-2916.2	-2910.6
ADF(2)	-15.1920	-2903.0	-2908.0	-2919.5	-2912.4
ADF(3)	-13.2392	-2903.0	-2909.0	-2922.8	-2914.3
ADF(4)	-11.8876	-2903.0	-2910.0	-2926.1	-2916.2
ADF(5)	-10.7905	-2903.0	-2911.0	-2929.4	-2918.1
ADF(6)	-9.5857	-2902.3	-2911.3	-2932.0	-2919.3
ADF(7)	-9.1128	-2902.3	-2912.3	-2935.2	-2921.1
ADF(8)	-8.7416	-2902.2	-2913.2	-2938.5	-2923.0
ADF(9)	-8.4005	-2902.2	-2914.2	-2941.7	-2924.8
ADF(10)	-7.9973	-2902.2	-2915.2	-2945.0	-2926.7
ADF(11)	-7.7292	-2902.1	-2916.1	-2948.3	-2928.5
ADF(12)	-7.4873	-2902.1	-2917.1	-2951.6	-2930.4

95% critical value for the augmented Dickey-Fuller statistic = -3.4182

LL = Maximized log-likelihood AIC = Akaike Information Criterion

SBC = Schwarz Bayesian Criterion HQC = Hannan-Quinn Criterion

2. 2005 ENDESA

Unit root tests for variable EN

The Dickey-Fuller regressions include an intercept but not a trend

731 observations used in the estimation of all ADF regressions.

Sample period from 14 to 744

	Test Statistic	LL	AIC	SBC	HQC
DF	-6.2416	-1040.1	-1042.1	-1046.7	-1043.9
ADF(1)	-6.4407	-1038.9	-1041.9	-1048.8	-1044.5
ADF(2)	-7.0089	-1034.1	-1038.1	-1047.3	-1041.7
ADF(3)	-7.6935	-1028.3	-1033.3	-1044.8	-1037.7
ADF(4)	-8.3344	-1023.0	-1029.0	-1042.8	-1034.3
ADF(5)	-8.9072	-1018.4	-1025.4	-1041.5	-1031.6
ADF(6)	-9.1748	-1015.9	-1023.9	-1042.3	-1031.0
ADF(7)	-8.7701	-1015.9	-1024.9	-1045.5	-1032.8
ADF(8)	-8.2033	-1015.8	-1025.8	-1048.7	-1034.6
ADF(9)	-7.7825	-1015.8	-1026.8	-1052.0	-1036.5
ADF(10)	-7.0107	-1014.3	-1026.3	-1053.9	-1036.9
ADF(11)	-6.4419	-1013.4	-1026.4	-1056.2	-1037.9
ADF(12)	-7.1101	-1007.5	-1021.5	-1053.6	-1033.9

95% critical value for the augmented Dickey-Fuller statistic = -2.8659

LL = Maximized log-likelihood AIC = Akaike Information Criterion

SBC = Schwarz Bayesian Criterion HQC = Hannan-Quinn Criterion

Unit root tests for variable EN

The Dickey-Fuller regressions include an intercept and a linear trend

731 observations used in the estimation of all ADF regressions.

Sample period from 14 to 744

	Test Statistic	LL	AIC	SBC	HQC
DF	-6.4158	-1039.0	-1042.0	-1048.9	-1044.7
ADF(1)	-6.6238	-1037.7	-1041.7	-1050.9	-1045.2
ADF(2)	-7.2167	-1032.7	-1037.7	-1049.2	-1042.1
ADF(3)	-7.9385	-1026.4	-1032.4	-1046.2	-1037.8
ADF(4)	-8.6275	-1020.7	-1027.7	-1043.8	-1033.9
ADF(5)	-9.2594	-1015.4	-1023.4	-1041.8	-1030.5
ADF(6)	-9.5860	-1012.4	-1021.4	-1042.0	-1029.3
ADF(7)	-9.2095	-1012.2	-1022.2	-1045.2	-1031.1
ADF(8)	-8.6568	-1012.2	-1023.2	-1048.5	-1032.9
ADF(9)	-8.2530	-1012.2	-1024.2	-1051.8	-1034.8
ADF(10)	-7.4665	-1011.1	-1024.1	-1054.0	-1035.7
ADF(11)	-6.8875	-1010.5	-1024.5	-1056.6	-1036.9
ADF(12)	-7.6461	-1003.7	-1018.7	-1053.1	-1032.0

95% critical value for the augmented Dickey-Fuller statistic = -3.4182

LL = Maximized log-likelihood AIC = Akaike Information Criterion

SBC = Schwarz Bayesian Criterion HQC = Hannan-Quinn Criterion

3. 2006 ENDESA

Unit root tests for variable EN

The Dickey-Fuller regressions include an intercept but not a trend

735 observations used in the estimation of all ADF regressions.

Sample period from 14 to 748

	Test Statistic	LL	AIC	SBC	HQC
DF	-10.4763	-1723.4	-1725.4	-1730.0	-1727.2
ADF(1)	-8.5559	-1716.8	-1719.8	-1726.7	-1722.5
ADF(2)	-8.4454	-1716.3	-1720.3	-1729.5	-1723.9
ADF(3)	-8.9134	-1712.6	-1717.6	-1729.1	-1722.0
ADF(4)	-9.0790	-1710.8	-1716.8	-1730.6	-1722.1
ADF(5)	-9.7506	-1705.0	-1712.0	-1728.1	-1718.2
ADF(6)	-9.8477	-1703.1	-1711.1	-1729.5	-1718.2
ADF(7)	-9.2970	-1703.0	-1712.0	-1732.7	-1720.0
ADF(8)	-9.1235	-1702.5	-1712.5	-1735.5	-1721.4
ADF(9)	-9.4143	-1699.8	-1710.8	-1736.1	-1720.5
ADF(10)	-9.3583	-1698.7	-1710.7	-1738.3	-1721.4
ADF(11)	-9.0408	-1698.5	-1711.5	-1741.4	-1723.0
ADF(12)	-8.6746	-1698.4	-1712.4	-1744.6	-1724.9

95% critical value for the augmented Dickey-Fuller statistic = -2.8658

LL = Maximized log-likelihood AIC = Akaike Information Criterion

SBC = Schwarz Bayesian Criterion HQC = Hannan-Quinn Criterion

Unit root tests for variable EN

The Dickey-Fuller regressions include an intercept and a linear trend

735 observations used in the estimation of all ADF regressions.

Sample period from 14 to 748

	Test Statistic	LL	AIC	SBC	HQC
DF	-10.4903	-1723.2	-1726.2	-1733.1	-1728.9
ADF(1)	-8.5706	-1716.6	-1720.6	-1729.8	-1724.2
ADF(2)	-8.4611	-1716.2	-1721.2	-1732.7	-1725.6
ADF(3)	-8.9308	-1712.4	-1718.4	-1732.2	-1723.7
ADF(4)	-9.0990	-1710.5	-1717.5	-1733.6	-1723.7
ADF(5)	-9.7737	-1704.7	-1712.7	-1731.1	-1719.8
ADF(6)	-9.8733	-1702.8	-1711.8	-1732.5	-1719.8
ADF(7)	-9.3244	-1702.8	-1712.8	-1735.8	-1721.6
ADF(8)	-9.1529	-1702.2	-1713.2	-1738.5	-1723.0
ADF(9)	-9.4462	-1699.4	-1711.4	-1739.0	-1722.1
ADF(10)	-9.3927	-1698.4	-1711.4	-1741.3	-1722.9
ADF(11)	-9.0774	-1698.1	-1712.1	-1744.3	-1724.6
ADF(12)	-8.7132	-1698.1	-1713.1	-1747.6	-1726.4

95% critical value for the augmented Dickey-Fuller statistic = -3.4181

LL = Maximized log-likelihood AIC = Akaike Information Criterion

SBC = Schwarz Bayesian Criterion HQC = Hannan-Quinn Criterion

4. 2004 IBEDROLA

Unit root tests for variable IB

The Dickey-Fuller regressions include an intercept but not a trend

731 observations used in the estimation of all ADF regressions.

Sample period from 14 to 744

	Test Statistic	LL	AIC	SBC	HQC
DF	-26.3171	-2903.7	-2905.7	-2910.3	-2907.5
ADF(1)	-18.3691	-2903.5	-2906.5	-2913.4	-2909.1
ADF(2)	-15.1617	-2903.5	-2907.5	-2916.7	-2911.0
ADF(3)	-13.2042	-2903.5	-2908.5	-2920.0	-2912.9
ADF(4)	-11.8485	-2903.5	-2909.5	-2923.3	-2914.8
ADF(5)	-10.7481	-2903.5	-2910.5	-2926.5	-2916.7
ADF(6)	-9.5422	-2902.7	-2910.7	-2929.1	-2917.8
ADF(7)	-9.0661	-2902.7	-2911.7	-2932.4	-2919.7
ADF(8)	-8.6916	-2902.7	-2912.7	-2935.6	-2921.5
ADF(9)	-8.3474	-2902.6	-2913.6	-2938.9	-2923.4
ADF(10)	-7.9417	-2902.6	-2914.6	-2942.2	-2925.2
ADF(11)	-7.6708	-2902.6	-2915.6	-2945.5	-2927.1
ADF(12)	-7.4262	-2902.6	-2916.6	-2948.7	-2929.0

95% critical value for the augmented Dickey-Fuller statistic = -2.8659

LL = Maximized log-likelihood AIC = Akaike Information Criterion

SBC = Schwarz Bayesian Criterion HQC = Hannan-Quinn Criterion

Unit root tests for variable IB

The Dickey-Fuller regressions include an intercept and a linear trend

731 observations used in the estimation of all ADF regressions.

Sample period from 14 to 744

	Test Statistic	LL	AIC	SBC	HQC
DF	-26.3358	-2903.2	-2906.2	-2913.1	-2908.9
ADF(1)	-18.3940	-2903.0	-2907.0	-2916.2	-2910.6
ADF(2)	-15.1920	-2903.0	-2908.0	-2919.5	-2912.4
ADF(3)	-13.2392	-2903.0	-2909.0	-2922.8	-2914.3
ADF(4)	-11.8876	-2903.0	-2910.0	-2926.1	-2916.2
ADF(5)	-10.7905	-2903.0	-2911.0	-2929.4	-2918.1
ADF(6)	-9.5857	-2902.3	-2911.3	-2932.0	-2919.3
ADF(7)	-9.1128	-2902.3	-2912.3	-2935.2	-2921.1
ADF(8)	-8.7416	-2902.2	-2913.2	-2938.5	-2923.0
ADF(9)	-8.4005	-2902.2	-2914.2	-2941.7	-2924.8
ADF(10)	-7.9973	-2902.2	-2915.2	-2945.0	-2926.7
ADF(11)	-7.7292	-2902.1	-2916.1	-2948.3	-2928.5
ADF(12)	-7.4873	-2902.1	-2917.1	-2951.6	-2930.4

95% critical value for the augmented Dickey-Fuller statistic = -3.4182

LL = Maximized log-likelihood AIC = Akaike Information Criterion

SBC = Schwarz Bayesian Criterion HQC = Hannan-Quinn Criterion

5. 2005 IBERDROLA

Unit root tests for variable IB

The Dickey-Fuller regressions include an intercept but not a trend

731 observations used in the estimation of all ADF regressions.

Sample period from 14 to 744

	Test Statistic	LL	AIC	SBC	HQC
DF	-7.3173	-1007.6	-1009.6	-1014.2	-1011.4
ADF(1)	-6.6451	-1006.3	-1009.3	-1016.2	-1011.9
ADF(2)	-6.4319	-1006.3	-1010.3	-1019.5	-1013.8
ADF(3)	-7.1948	-999.0683	-1004.1	-1015.6	-1008.5
ADF(4)	-7.9730	-992.1628	-998.1628	-1011.9	-1003.5
ADF(5)	-8.4368	-988.5694	-995.5694	-1011.6	-1001.8
ADF(6)	-8.1405	-988.5158	-996.5158	-1014.9	-1003.6
ADF(7)	-7.5640	-988.2158	-997.2158	-1017.9	-1005.2
ADF(8)	-7.6839	-987.1258	-997.1258	-1020.1	-1006.0
ADF(9)	-7.2651	-987.0361	-998.0361	-1023.3	-1007.8
ADF(10)	-6.9335	-986.9973	-998.9973	-1026.6	-1009.6
ADF(11)	-6.4818	-986.5830	-999.5830	-1029.4	-1011.1
ADF(12)	-6.5443	-986.0309	-1000.0	-1032.2	-1012.4

95% critical value for the augmented Dickey-Fuller statistic = -2.8659

LL = Maximized log-likelihood AIC = Akaike Information Criterion

SBC = Schwarz Bayesian Criterion HQC = Hannan-Quinn Criterion

Unit root tests for variable IB

The Dickey-Fuller regressions include an intercept and a linear trend

731 observations used in the estimation of all ADF regressions.

Sample period from 14 to 744

	Test Statistic	LL	AIC	SBC	HQC
DF	-7.5538	-1005.9	-1008.9	-1015.8	-1011.6
ADF(1)	-6.8746	-1004.8	-1008.8	-1018.0	-1012.3
ADF(2)	-6.6672	-1004.8	-1009.8	-1021.3	-1014.2
ADF(3)	-7.4763	-997.0879	-1003.1	-1016.9	-1008.4
ADF(4)	-8.3174	-989.5176	-996.5176	-1012.6	-1002.7
ADF(5)	-8.8425	-985.3015	-993.3015	-1011.7	-1000.4
ADF(6)	-8.5732	-985.1279	-994.1279	-1014.8	-1002.1
ADF(7)	-8.0011	-984.9927	-994.9927	-1018.0	-1003.9
ADF(8)	-8.1719	-983.4706	-994.4706	-1019.7	-1004.2
ADF(9)	-7.7646	-983.4602	-995.4602	-1023.0	-1006.1
ADF(10)	-7.4466	-983.4602	-996.4602	-1026.3	-1008.0
ADF(11)	-6.9924	-983.2564	-997.2564	-1029.4	-1009.7
ADF(12)	-7.0998	-982.3690	-997.3690	-1031.8	-1010.7

95% critical value for the augmented Dickey-Fuller statistic = -3.4182

LL = Maximized log-likelihood AIC = Akaike Information Criterion

SBC = Schwarz Bayesian Criterion HQC = Hannan-Quinn Criterion

6. 2006 IBERDROLA

Unit root tests for variable IB

The Dickey-Fuller regressions include an intercept but not a trend

735 observations used in the estimation of all ADF regressions.

Sample period from 14 to 748

	Test Statistic	LL	AIC	SBC	HQC
DF	-11.7926	-1225.3	-1227.3	-1231.9	-1229.1
ADF(1)	-8.9385	-1211.5	-1214.5	-1221.4	-1217.2
ADF(2)	-8.8647	-1210.9	-1214.9	-1224.1	-1218.4
ADF(3)	-8.9426	-1209.5	-1214.5	-1226.0	-1219.0
ADF(4)	-9.4560	-1205.2	-1211.2	-1225.0	-1216.5
ADF(5)	-9.4068	-1204.2	-1211.2	-1227.3	-1217.4
ADF(6)	-10.3589	-1195.4	-1203.4	-1221.8	-1210.5
ADF(7)	-11.3821	-1185.7	-1194.7	-1215.4	-1202.6
ADF(8)	-11.0292	-1184.7	-1194.7	-1217.7	-1203.5
ADF(9)	-10.8408	-1183.2	-1194.2	-1219.5	-1204.0
ADF(10)	-10.7150	-1181.7	-1193.7	-1221.3	-1204.3
ADF(11)	-10.5681	-1180.3	-1193.3	-1223.2	-1204.8
ADF(12)	-10.7465	-1177.3	-1191.3	-1223.5	-1203.8

95% critical value for the augmented Dickey-Fuller statistic = -2.8658

LL = Maximized log-likelihood AIC = Akaike Information Criterion

SBC = Schwarz Bayesian Criterion HQC = Hannan-Quinn Criterion

Unit root tests for variable IB

The Dickey-Fuller regressions include an intercept and a linear trend

735 observations used in the estimation of all ADF regressions.

Sample period from 14 to 748

	Test Statistic	LL	AIC	SBC	HQC
DF	-11.8022	-1225.1	-1228.1	-1235.0	-1230.8
ADF(1)	-8.9491	-1211.4	-1215.4	-1224.6	-1218.9
ADF(2)	-8.8764	-1210.7	-1215.7	-1227.2	-1220.1
ADF(3)	-8.9558	-1209.4	-1215.4	-1229.2	-1220.7
ADF(4)	-9.4715	-1205.0	-1212.0	-1228.1	-1218.2
ADF(5)	-9.4237	-1204.0	-1212.0	-1230.4	-1219.0
ADF(6)	-10.3781	-1195.2	-1204.2	-1224.9	-1212.2
ADF(7)	-11.4044	-1185.3	-1195.3	-1218.3	-1204.2
ADF(8)	-11.0540	-1184.3	-1195.3	-1220.6	-1205.1
ADF(9)	-10.8681	-1182.9	-1194.9	-1222.5	-1205.5
ADF(10)	-10.7452	-1181.3	-1194.3	-1224.2	-1205.8
ADF(11)	-10.6010	-1179.9	-1193.9	-1226.1	-1206.3
ADF(12)	-10.7833	-1176.9	-1191.9	-1226.4	-1205.2

95% critical value for the augmented Dickey-Fuller statistic = -3.4181

LL = Maximized log-likelihood AIC = Akaike Information Criterion

SBC = Schwarz Bayesian Criterion HQC = Hannan-Quinn Criterion