



Joel Martins Vieira

Análise Dinâmica da Dependência e Volatilidade dos Preços Spot das Commodities



Joel Martins Vieira

**Análise Dinâmica da Dependência e Volatilidade dos
Preços Spot das Commodities**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Economia, realizada sob a orientação científica do Prof. Doutor Carlos Pinho, Professor auxiliar convidado do Departamento de Economia, Gestão e Engenharia Industrial da Universidade de Aveiro.

Dedico este trabalho:

- Aos meus pais por todo o apoio e confiança que desde o momento zero me dedicaram;
- Aos meus irmãos pelo incentivo e afecto desde sempre evidenciados;

o júri

presidente

Professor Doutor Joaquim da Costa Leite
(Professor Associado da Universidade de Aveiro)

vogais

Professor Doutor Ricardo Landeiro de Sousa Gonçalves (**Arguente Principal**)
(Universidade Católica Portuguesa)

Professor Doutor Joaquim Carlos da Costa Pinho (**Orientador**)
(Professor Auxiliar Convidado da Universidade de Aveiro)

agradecimentos

Expresso neste ponto o meu sincero agradecimento:

- Ao Ex.mo Senhor Professor Doutor Carlos Pinho pela disponibilidade, sugestões, conselhos eruditos e cujo proveito, por certo, este trabalho espelhará;
- Ao Ex.mo Senhor Professor Vitor Moutinho pela disponibilidade, diligência e apoio na troca de ideias e aconselhamento no decurso da realização deste trabalho;

palavras-chave

Mercados spot das commodities, Raízes Unitárias, Cointegração, VAR, VECM

resumo

Nos últimos anos, os Mercados spot das commodities têm sofrido um processo de reestruturação em que se procura promover a competitividade. O aumento desta implica o surgimento de novas opções de negócio, surgindo diversos modelos de mercado, assentes em diferentes mecanismos de negociação. Novas regras ditam novos comportamentos de preços, obrigando as entidades dos mercados spot e dos mercados de Derivados de Commodities a um esforço de adaptação.

A análise do preço no mercado spot, da sua evolução e da sua volatilidade, torna-se um factor chave nas tomadas de decisão de todos os stakeholders e shareholders que actuam nestes mercados.

Este trabalho tem como objectivo geral tirar partido das potencialidades dos modelos dinâmicos de avaliação da volatilidade e dependência de preços no mercado spot das commodities na linha de continuidade dos estudos de L'Hégaret et al (2004) e Chemarin et al (2008).

Utilizando os dados de preços do Brent, gás, fuel e carvão relativos ao período compreendido entre Janeiro de 2002 e Dezembro de 2005 testa-se, com recurso a modelos económicos, a causalidade e relações de equilíbrio entre os preços spot das commodities, tendo em conta a existência de possíveis repercussões cruzadas entre o mercado spot do Brent, do carvão, do fuel e do gás natural.

Os resultados permitiram validar as hipóteses que admitiam: a existência de uma relação de dependência directa entre os preços spot do Brent e os preços spot do fuel, em que na relação de longo prazo são os preços do Brent que se movimentam para restabelecer o equilíbrio; a existência de uma relação de dependência directa entre os preços spot do Brent e os preços spot do gás em que na relação de longo-prazo estabelecida entre os preços spot do Brent e os preços do gás são os preços do gás que se movimentam para restabelecer o equilíbrio. Os mesmos resultados não permitiram, contudo, validar as hipóteses em que se admitia a existência de uma relação de causalidade e de cointegração entre o preço do Brent e o preço do carvão e ainda entre o preço de electricidade Omel e o preço das commodities.

keywords

Commodities spot markets, Unit roots, Cointegration, VAR, VECM

abstract

In recent years, the commodities spot markets have experienced a restructuring process, which seeks to promote competitiveness. The competitiveness increase implies the emergence of new business options, and the emergence of several models of emerging market based on different mechanisms of negotiation. New rules dictate new price behavior, forcing the spot markets and Derivatives Commodities markets entities to an effort of adaptation.

The analysis of spot market price, its development and its volatility, becomes a key factor in decision-making of all stakeholders and shareholders acting in these markets.

This work aims to take advantage of the general potential of dynamic models for assessing the volatility and dependence on spot market prices of commodities at the continuation of studies of Hégaret et al (2004) and Chemarin et al (2008).

Using data from the Brent, gas, fuel and coal prices for the period between January 2002 and December 2005, it was tested, using econometric models, the causal links and balance between the spot prices of commodities, taking in account the existence of possible cross-effects between the spot market of Brent, coal, fuel and natural gas.

The results validate the assumptions that admitted: (1) the existence of a relationship of direct dependence between the spot prices of Brent and spot prices of fuel, where in the long-term relationship are the Brent prices which move to restore the balance, (2) the existence of a relationship of direct dependence between the Brent spot prices and gas spot prices which, in the long-term relationship between Brent spot prices and gas prices are the prices of gas which move to restore the balance. However, the same results did not validate the assumptions on which it is admitted the existence of a causal and cointegrating relationship between the price of Brent and the price of coal, and even, between the Spanish spot price of electricity and the commodities price.

ÍNDICE DE CONTEÚDOS

CAPÍTULO I – Introdução

1.1. Enquadramento	1
1.2. Objectivos	3
1.3. Algumas Contribuições Científicas	5
1.4. Estrutura da Dissertação	9

CAPÍTULO II – A Evolução dos Mercados e dos Preços das Commodities

2.1. O Mercado do Petróleo e Refinados	10
2.1.1. Projecção Futura do Brent	18
2.2. O Mercado do Carvão	18
2.2.1. Evolução do Consumo e da Produção	18
2.2.2. Evolução dos Preços do Carvão	21
2.2.3. Projecção Futura do Carvão	22
2.3. O Mercado do Gás Natural	22
2.3.1. Evolução do Consumo e Produção do Gás Natural	22
2.3.2. Evolução da Estrutura de Preços do Gás Natural	24
2.3.2.1. Estrutura de Preços na Europa e no Japão	24
2.3.2.2. Estrutura de Preços nos Estados Unidos e no Reino Unido	26
2.3.3. Projecção Futura do Gás Natural	28
2.4. Conclusões	28

CAPÍTULO III – Relação de Dependência entre os Mercados Spot das Commodities e Volatilidade

3.1. Sistema de Formação e Convergência dos Preços das Commodities: O caso dos Preços do Brent	30
3.2. Dependência dos Mercados Spot das Commodities e a Volatilidade dos Preços	33
3.2.1. Arbitragem de Preços nos Mercados Spot das Commodities	34
3.2.2. Modelo Teórico Proposto	36

3.2.3. Alterações na Volatilidade dos Preços	38
3.3. Conclusão	41

CAPÍTULO IV – Modelos Econométricos para Estudar a Volatilidade e Dependência das Commodities

4.1. Estudo da Cointegração: Considerações Gerais	42
4.2. Testes de Cointegração Multiequacionais – Abordagem de Johansen: VAR	45
4.3. Teste de Cointegração	46
4.4. Testes de Causalidade	48
4.5. Alguns Contributos Relevantes da Literatura	50

CAPÍTULO V – Avaliação Dinâmica dos Preços Spot das Commodities

5.1. Identificação dos Comportamentos dos Preços Spot dos Combustíveis no período de 2002-2005 com base em dados médios mensais	55
5.2. Aplicação do Modelo Teórico Proposto	61
5.2.1. Dados	61
5.2.2. Resultados: Estatísticas Descritivas e Matriz de Correlação	61
5.2.3. Outros Comentários aos Resultados	62
5.3. Estudo da Cointegração	65
5.3.1. Dados	65
5.3.2. Identificação da Ordem de Integração das Variáveis com Base em dados do Mercado Spot das Commodities	66
5.3.3. Cointegração entre as Variáveis Ln Brent e as Variáveis Ln Fuel, Ln API (Carvão) e Ln Zeebrugge (Gás)	69
5.3.4. Cointegração entre as Variáveis Ln Carvão e Ln Brent	74
5.3.5. Cointegração entre as Variáveis Ln Zeebrugge (Gás) e Ln Brent	76
5.3.6. Testes de Causalidade à Granger	79
5.3.7. Cointegração entre as Variáveis Ln Preal “Omel” e as Variáveis Ln Preços Commodities	80
5.3.7.1. Cointegração do Ln Preço Real de Electricidade e os Preços Spot dos Combustíveis Ln Fuel, Ln Brent, Ln Carvão e Ln Gás	80
5.3.7.2. Formulação do VAR	81
5.3.7.3. Testes de Causalidade	81

5.4. Conclusões	83
-----------------	----

CAPÍTULO VI – Conclusões Finais

6.1. Síntese e Conclusão do Trabalho Desenvolvido	85
---	----

6.2. Limitações e Desenvolvimento Futuro	92
--	----

BIBLIOGRAFIA	94
---------------------	----

ANEXO 1	103
----------------	-----

ANEXO 2	121
----------------	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. – Produção de crude por região (Mton) – 1971-2006	11
Figura 2.2. – Evolução da produção de produtos refinados (Mton) – 1971-2006	12
Figura 2.3. – Preços spot do crude (USD/barril) – 1985-2008	13
Figura 2.4. – Preços spot de produtos petrolíferos (USD/barril) – 1985-2008	14
Figura 2.5. – Evolução da produção de carvão, por região (Mton) – 1971-2006	20
Figura 2.6. – Preços de importação de carvão (USD/ton) – 1983-2007	21
Figura 2.7. – Evolução da produção de gás natural por região (milhares de milhões de m ³) – 1971-2006	23
Figura 2.8. – Preços de importação de gás natural (USD/Mbtu) – 1985-2007	25
Figura 3.1. – Evolução dos preços mensais do mercado dos petrolíferos dos tipos Brent e West Texas Intermediate (WTI-2007)	43
Figura 5.1. – Evolução de preços médios mensais das commodities no período total	56
Figura 5.2. – Evolução de preços médios mensais das commodities no ano 2002	57
Figura 5.3. – Evolução de preços médios mensais das commodities no ano 2003	58
Figura 5.4. – Evolução de preços médios mensais das commodities no ano 2004	59
Figura 5.5. – Evolução de preços médios mensais das commodities no ano 2005	60

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2.1. – Utilização da commodity carvão por área geográfica	19
Quadro 4.1. – Contributos da literatura e sua importância para a problemática do estudo	50

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 5.1. – Estatísticas descritivas das variáveis (taxas de rentabilidade preço) relevantes para o conjunto das commodities de 2002-2005	61
Tabela 5.2. – Matriz de Correlação	62
Tabela 5.3. – Relação de longo-prazo estimada entre a variável dependente R_Omel e as variáveis independentes R_Fuel, R_API e R_GN	63
Tabela 5.4. – Relação de longo-prazo estimada entre a variável dependente R_Omel e a variável independente R_Fuel	63
Tabela 5.5. – Modelo ADL Simples	64
Tabela 5.6. – Modelo ADL com resíduos GARCH	64
Tabela 5.7. – Testes de raízes unitárias do tipo ADF	68
Tabela 5.8. – Teste diagnóstico VAR	69
Tabela 5.9. – Teste do traço	70
Tabela 5.10. – Vector de cointegração estimado a partir do VECM (1) entre o Ln Fuel e o Ln Brent	72
Tabela 5.11. – Testes F e Qui-Quadrado	73
Tabela 5.12. – Teste diagnóstico VAR	74
Tabela 5.13. – Teste do traço	75
Tabela 5.14. – Teste diagnóstico VAR	76
Tabela 5.15. – Teste do traço	77
Tabela 5.16. – Vector de cointegração estimado a partir do VECM (1) entre o Ln Zeebrugge e o Ln Brent	77
Tabela 5.17. – Testes F e Qui-Quadrado	78
Tabela 5.18. – Teste Causalidade à Granger	79
Tabela 5.19. – Teste do traço	82

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO

Este capítulo pretende fornecer uma visão global do trabalho desenvolvido e descrito na presente dissertação. Inicia-se o mesmo com um breve enquadramento ao tema abordado, no qual se apresentam e justificam os objectivos, principais contribuições científicas e oportunidades de investigação nesta área científica da Economia. Finaliza-se este capítulo introdutório com a descrição sumária da estrutura da dissertação.

1.1. Enquadramento

O tema abordado nesta dissertação refere a avaliação da dependência e volatilidade dos preços das Commodities.

As suas flutuações de preços e a evolução dos seus mercados, em contexto de globalização são de grande importância, tornando relevante a tentativa de definir condições que ajudem a explicar a formação e oscilação do preço das commodities.

Independentemente das oscilações de curta duração, os dados históricos das cotações internacionais no Mercado Spot do Petróleo, Fuel, Gás e Carvão retratam com perplexidade uma persistente e renitente volatilidade e uma dependência das cotações de preços dos mesmos combustíveis.

A volatilidade e a dependência de preços constituem uma flutuação especulativa no mercado, não ignorando o efeito dos sempre numerosos e variados eventos descritos no contexto internacional. Guerras, actos terroristas no Oriente Médio, alarmes, medo de terrorismo nos EUA ou na Europa, greves dos petroleiros na Nigéria ou na Noruega, problemas fiscais e de saúde financeira de empresas exportadoras russas e tantos outros acontecimentos poderão ser invocados para justificar as pequenas oscilações especulativas localizadas, mas não uma tendência altista de preços.

Por detrás deste conjunto de factos aparentemente desconexos e aleatórios emerge toda uma lógica própria da indústria dos combustíveis. Por um lado, países consumidores, na sua maioria ricos e desenvolvidos, carentes de combustíveis no

seu subsolo ou com o consumo muito maior que a sua produção, com relativa estabilidade geo-económica. Por outro, países produtores, em sua maioria pobres, periféricos e em desenvolvimento, com sérios problemas de instabilidade social e geo-económica. No entanto, esta situação não é nova e persiste já há muito tempo.

A questão mais grave, neste momento, é a da séria instabilidade no Oriente Médio. Não nos referimos simplesmente à questão Israel Vs Palestina com antigos e já crónicos problemas que se têm denunciado, na prática, quase insolúveis. Referimo-nos, sim, à questão do Iraque e suas consequências directas e indirectas cada vez mais graves e complexas. Referimo-nos também à delicada questão da Arábia Saudita, com uma estabilidade política já comprometida e, mesmo, ameaçada.

Quanto às questões estruturais de mercado menciona-se a frequente pressão sobre a procura relacionada principalmente com um discreto aumento em termos percentuais no consumo dos EUA e a num notável aumento de consumo da China.

Nos mercados que têm papel fundamental na determinação dos preços de referência, a concentração também é grande: o mercado físico do Brent é dominado por um grupo de menos de uma dúzia de companhias, cujo comportamento determina o preço de aproximadamente 20 milhões de barris/dia de petróleo, BP (2006). Companhias integradas gigantescas, surgidas após os movimentos de consolidação no sector detêm actualmente tremendo poder de mercado, financeiro e industrial. As “super majors” não têm o poder de elevar os preços tão brutalmente como a OPEP, mas têm a habilidade de usar os petróleos de referência para alavancar, mesmo que brevemente, as margens. O sistema de formação de preço de commodities vigente baseia-se em fórmulas que utilizam como referência os preços dos diferentes tipos de fontes de energia primária. O preço das commodities ajusta-se à evolução do preço do Brent, pelo que a volatilidade dos preços deste acaba por afectar não só o mercado petrolífero, mas também todo o sector da energia. Por sua vez, as repercussões da volatilidade dos preços das commodities naquele sector influem activamente as variáveis macroeconómicas. Os fundamentos das condições globais de oferta e procura indicam a direcção da variação dos preços no médio e no longo prazos e não o

nível desses preços. Se os fundamentos determinassem o nível dos preços, então estes tenderiam a aproximar-se do custo marginal de produção de longo prazo. O enorme diferencial entre preço e custo evidencia a acção de algum tipo de cartel sobre os mercados das commodities. O nível dos preços parece ser determinado por um julgamento implícito sobre o poder dos países produtores das várias fontes de energia primária. Os países consumidores temem um súbito corte de produção e parecem reconhecer que os principais produtores – países do terceiro mundo – necessitam extrair proveitos da produção para se manterem politicamente estáveis e assim manterem igualmente estável a oferta.

O aumento da importância do mercado spot das commodities (quer em termos de volume de transacções, quer em termos de importância na formação dos preços), associado à criação dos mercados financeiros e consequente necessidade de cobertura do risco de variações dos preços spot contribuíram para que os preços passassem a ser mais voláteis no curto prazo. Estes factos, entre outros, tendo em conta o estado actual da literatura sobre o estudo das relações de dependência entre os preços Spot das commodities fazem-nos julgar existirem oportunidades de investigação no plano da análise e consequente proposta de formulação de modelos com recurso a técnicas econométricas para estudar a relação de dependência e a volatilidade dos preços spot das energias primárias relevantes no mercado spot.

1.2. Objectivos

O processo de reestruturação dos sectores energéticos coloca diversos desafios exigindo a alteração dos modelos conceptuais que têm dominado o funcionamento deste sector. Por outro lado, as perspectivas de negócio foram substancialmente alteradas, passando-se de uma situação monopolista para um mercado aberto e competitivo, do qual emergem novas oportunidades mas também novos problemas. Com a crescente complexidade e imprevisibilidade dos mercados das commodities, torna-se cada vez mais difícil o suporte à tomada de decisões financeiras nos sectores energéticos. Sendo assim, torna-se necessário o desenvolvimento de estudos, que permitam aos agentes dos sectores energéticos

analisar continuamente a volatilidade dos preços nos mercados das commodities e que permitam formular estratégias de negócio de forma a ter-se um melhor posicionamento no tipo de cobertura de risco.

Por outro lado, desde há muito tempo, avaliações independentes de preço têm vindo a ser usadas nos contratos físicos. Transacções comerciais, envolvendo enormes volumes de petróleo, são ligadas a estas avaliações, desde as vendas oficiais dos governos do Golfo Pérsico até as vendas *spot* ligadas ao Brent. Nos derivados, a transparência dos preços é relativa: os preços são transparentes no IPE¹ e NYMEX², mas perdem um pouco dessa transparência no mercado *forward* do Brent e nos derivados *over-the-counter* como *swaps*.

Para Goodstein (2004), a arbitragem entre dois mercados físicos de petróleo, por exemplo Brent e Dubai, Brent e WTI³; é imperfeita devido às longas distâncias que podem estar envolvidas. Essa fragmentação introduz distorções na formação dos preços dos petróleos em geral, pois os preços dos petróleos de referência sofrem, além da influência de condições globais, o impacto das condições de oferta e procura regionais nas regiões onde são produzidos.

A arbitragem entre os dois instantes de tempo nos mercados *spot* das commodities na sua generalidade foi facilitada com a criação de contratos de futuros e de outros instrumentos financeiros. A proliferação desses instrumentos de *trading* ampliou as oportunidades de *hedging*, operação na qual o *trader* fixa antecipadamente os preços de compra e/ou de venda negociados no mercado *spot*.

Neste trabalho, como objectivo geral, pretende-se avaliar a dependência versus convergência e a volatilidade das commodities, procurando por um lado propor um modelo conceptual para explicitar tal problemática e, por outro, tirar partido das potencialidades dos modelos dinâmicos de avaliação da volatilidade e dependência de preços no mercado *spot* das commodities.

¹ IPE – International Petroleum Exchange of London

² NYMEX – New York Mercantile Exchange

³ WTI – West Texas Intermediate

1.3. Algumas Contribuições Científicas

Sumariam-se algumas das principais contribuições da literatura sobre a dependência dos preços das commodities e que serviram de reflexão para o tema que abordamos nesta dissertação e para a definição de objectivos a atingir: Rajgopal (1999) examinou o papel que as *commodities* tinham sobre o risco de mercado para as 38 empresas norte-americanas ligadas ao petróleo e ao gás, tendo concluído que as reservas de petróleo e gás têm um impacto positivo na relação entre a rendibilidade dos activos e o preço do crude e gás.

L'Hégaret et al (2004) analisaram o grau de cointegração no mercado do gás natural na Europa, América do Norte e Japão, entre meados da década de 1990 e 2002. A hipótese formulada no estudo por estes autores é que houve uma certa divisão de preços entre a Europa e a América do Norte. A relação entre os preços internacionais do gás natural e sua relação com o preço do petróleo de referência são investigados através da análise da componente de cointegração de Johansen (2005). Mostram que existe um elevado nível de integração dentro da União Europeia, Japão e Estados Unidos e que os mercados Europeu e Japonês e os mercados norte-americanos estão relacionados num grau muito menor, L'Hégaret et al (2004).

Chemarin et al (2008) investigam o papel que os certificados verdes têm no mercado de produção de electricidade, tendo em conta a existência de participações cruzadas entre o mercado do carbono Francês e o mercado spot de electricidade e ainda os preços spot do gás natural e do crude, incluindo na sua análise as condições climáticas em França e nos Outros Países.

De Vany e Walls (1995) analisam o grau de cointegração do mercado de gás da América do Norte e descrevem a evolução dinâmica dos preços nestes mercados. Os seus resultados demonstram um nível crescente de interligações entre os mercados, bem como um aumento da velocidade de absorção de choques de preços nos mercados do gás e, assim, uma decrescente eficácia nos mecanismos de arbitragem.

King e Cuc (1996) investigam a força da cointegração do preço spot entre diferentes bacias produtoras de gás natural da América do Norte desde meados da

década de 1980 até meados da década de 1990. Os seus resultados inferidos na análise do parâmetro da variabilidade temporal indicam que a convergência dos preços tem sido emergente nos mercados regionais, mas que uma divisão regional leste-oeste dos preços do gás natural também tem despontado.

Serletis e Herbert (1999) investigam a dinâmica dos preços de gás natural, fuel óleo e da electricidade na zona leste da Pensilvânia, Nova Jersey, Maryland e Delaware, utilizando dados diários (1996: 10 - 1997: 11). Concluem como resultado importante a existência de correlação entre as séries de preços spot daquelas commodities.

Asche et al. (2000) investigam o grau de cointegração dos mercados do Gás para a França, Alemanha e Bélgica. Os seus resultados demonstram que os mercados nacionais do gás na Alemanha, França e na Bélgica são altamente integrados. No mesmo estudo estes autores inferem que o mercado alemão é integrado por investigarem séries temporais do gás norueguês, holandês e russo e os preços de exportação mensais para Alemanha desde Janeiro de 1990 até Dezembro de 1997. Os resultados do modelo Johansen multivariado mostram que os três países fornecedores de gás competem de perto nos mesmos mercados uma vez que os preços se movem no mesmo sentido ao longo do tempo, mas com diferentes níveis de amplitude.

Jin e Jorion (2005) estenderam o trabalho de Rajgopal (1999), acrescentando o factor *hedging*. Assim, concluíram que este enfraquece a relação entre a rendibilidade das acções e o preço do crude e do gás. Contudo, e numa análise a 119 empresas do sector do crude e do gás, não encontraram nenhuma evidência para suportar a ideia de que o *hedging* afecte o valor das empresas.

Goodstein (2004) revela no seu estudo que os preços do mercado de futuros não constituem previsões dos níveis futuros de preço. Os preços futuros, juntamente com os preços *spot*, fornecem informação ao mercado sobre a disponibilidade (produção + *stocks*) das commodities. Os *spreads* (preços *spot* menos preços futuros) serão positivos quando os *stocks* estiverem baixos, e negativos quando os *stocks* estiverem altos.

Em face desta súpula de contribuições científicas entendemos que, do ponto de vista económico, existem essencialmente oportunidades de investigação

que nos conduzem à formulação da **Questão geral: A volatilidade dos preços spot das commodities nos seus diferentes mercados e entre as várias commodities justificarão as relações de dependência e estabilidade no longo- prazo?**

Além desta questão de enquadramento geral da problemática objecto deste estudo estabelecemos o seguinte conjunto de Questões específicas, cujas respostas serão descritas nas conclusões finais da Tese:

1. Haverá uma relação de convergência de preços das commodities nos seus diferentes mercados, ie, podem convergir para um só Índice médio de preço, por exemplo, para o Brent ou WTI no caso da commodity petróleo?
2. Qual a relação de longo prazo que se admite para explicitar a dependência entre a Rendibilidade média de Preço da Electricidade “Omel” e a Rendibilidade média de Preço das Commodities?
3. Qual a relação de longo prazo, ie, qual ou quais os vectores de cointegração que são admitidos para explicitar a relação entre o Preço do Brent e os Preços das restantes commodities?
4. Qual o sentido de causalidade que pode ser admitido entre as variáveis Preço spot do Brent, Carvão, Gás e Fuel?
5. Qual o sentido na relação de longo-prazo, e as razões que o justificam, entre os movimentos do Preço do Fuel e o Preço do Brent?
6. Qual o sentido na relação de longo-prazo, e as razões que o justificam, entre os movimentos do Preço do Gás e o Preço do Brent?
7. Haverá ou não um vector de cointegração para explicitar a relação entre o Preço da Electricidade “Omel” e o Preço das Commodities?

Metodologia

De forma a respondermos à Questão geral, iremos propor um Modelo Teórico com formulação de premissas que justifiquem dum ponto de vista teórico a problemática da convergência de preços nos diferentes mercados das commodities.

Relativamente às questões específicas enunciadas supra, iremos procurar dar respostas sustentadas com recurso a abordagens econométricas, sendo capazes de validar premissas sob a forma de hipóteses a testar. A metodologia passará pela análise e estudo da causalidade e da convergência de preços através das relações de longo prazo estabelecidas entre as séries de preços, sob a forma de rendibilidades médias dos preços das commodities, ou sob a forma de Logaritmos dos preços das commodities.

Será formulado para o efeito um modelo vectorial autorregressivo (VAR) a partir do qual será possível inferir acerca da presença de vectores cointegrantes. Para esta análise consideramos numa primeira etapa o estudo da cointegração e causalidade com base em dados sobre os preços spot dos combustíveis objecto do estudo. Numa segunda etapa iremos explorar a possibilidade de cointegração e causalidade entre o preço spot do mercado de electricidade e os preços dos combustíveis, admitindo que os preços dos combustíveis influenciam os custos marginais das empresas pelo que via lado oferta haverá causalidade nas relações entre as variáveis preço.

As respostas às questões específicas acima identificadas julgámos que contribuem para a investigação científica, estabelecendo uma base de simulação sólida, que permite o estudo de vários modelos de mercados eléctricos e a obtenção de conclusões extrapoláveis à realidade. Não tendo a pretensão de fornecer uma solução definitiva, pretendemos contribuir com uma pequena parcela de conhecimento que possibilite algum avanço científico nas áreas em foco, nomeadamente na avaliação de estratégias de gestão de cobertura de risco, de estratégias de negociação entre os agentes que operam nesses mercados interdependentes de energia e ainda na definição de estratégias de investimento em activos derivados das commodities. Como pretensão última temos o apoio à

tomada de decisão daqueles agentes mediante análise de formação dos preços nos mercados energéticos.

1.4. Estrutura da Dissertação

Esta introdução constitui o Capítulo I; relativamente ao capítulo dois, este englobará uma análise dos principais acontecimentos que marcaram a evolução após a década de 90 no mercado das commodities, com referências a contributos da literatura para explicitação das causas e efeitos implícitos nessa. No capítulo III de forma a conceber um processo de formação dos preços das commodities, iremos propor um modelo teórico para explicitar a relação de convergência de preços e redução da volatilidade, com ênfase para a importância da problemática da formação e convergência dos preços do Petróleo Brent e WTI. No capítulo IV procuraremos descrever metodologias econométricas que serão utilizadas para o estudo da volatilidade e dependência dos preços das commodities. De seguida, no capítulo V realizaremos um estudo econométrico aplicado ao período de 2002-2005 com base em séries dos preços do Brent, Carvão, Fuel e Gás natural. Todos aqueles preços estão explícitos em euros, sendo para isso necessário proceder-se à aplicação da conversão pela respectiva taxa de câmbio.

Iremos ainda estender o estudo econométrico para analisar a causalidade e inferir se existe ou não cointegração entre o preço spot da electricidade, (tendo para o efeito utilizado dados do mercado espanhol “Omel”) e os preços dos combustíveis. Esta relação de mercado parece-nos pertinente dado que os custos de produção desta energia estão associados aos preços das commodities. Por último apresentaremos no Capítulo VI as conclusões, onde apresentaremos uma síntese e conclusão do trabalho desenvolvido assim como apresentamos as limitações e desenvolvimento futuro com vista a ultrapassar essas mesmas limitações e a estender o modelo de modo a ser mais abrangente quer no domínio dos Mercados das Commodities quer nos Mercados Energéticos em geral.

CAPÍTULO II – A EVOLUÇÃO DOS MERCADOS E DOS PREÇOS DAS COMMODITIES

Introdução

Este capítulo inicialmente irá debruçar-se sobre os acontecimentos que marcaram a evolução recente do mercado das commodities no mercado internacional, com referência às principais contribuições teóricas que sustentam a explicação da evolução ao nível da produção e dos preços no mercado. Esta análise irá permitir, no âmbito do trabalho que desenvolveremos, compreender e procurar explicitar as relações de volatilidade dos preços das commodities.

Tomámos em consideração a década de noventa em diante, o que nos permitirá observar o comportamento dos preços nos mercados spot em situações de crise e de contra choque.

2.1. O Mercado do Petróleo e Refinados

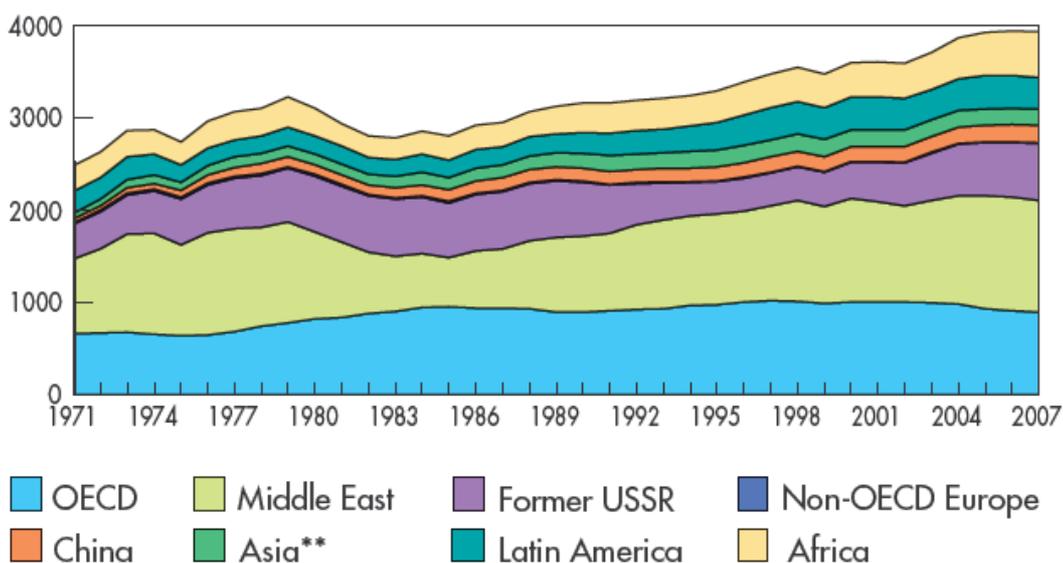
De acordo com relatório IEA (2008), o petróleo representa 36% da procura total por commodities do planeta. Uma série de factores contribuiu para que a indústria petrolífera se consolidasse desta forma, de entre os quais podem-se destacar a escala (para medir o volume de consumo do combustível), o propósito (o petróleo pode ser usado não apenas para fins energéticos, mas também para a produção de uma série de produtos), a disponibilidade do recurso em regiões afastadas dos principais centros de consumo, a evolução tecnológica que tornou possível o transporte do combustível (o facto de o petróleo encontrar-se no estado líquido à temperatura ambiente facilitou o transporte deste hidrocarboneto), a existência e o fortalecimento de grandes agentes na indústria, com estratégias multinacionais (normalmente de actuar na produção em países com reservas significativas e na distribuição em mercados representativos), etc.. Também teve papel relevante para a formação, consolidação e amadurecimento de uma indústria globalizada o surgimento de mecanismos contratuais mais flexíveis que os contratos de longo prazo, resultando na formação de um mercado spot de petróleo,

no qual o produto passou a ser transaccionado como uma commodity. De seguida realizaremos uma síntese da evolução passada e presente desta commodity.

Os choques petrolíferos da década de 70 levaram à conservação de energia e à substituição de produtos energéticos, o que, em conjunto com a recessão mundial do início da década de 80, deprimiu a procura de petróleo e exerceu pressões descendentes sobre os preços do crude. Os preços do crude permaneceriam relativamente baixos até Agosto de 1990. Eis que surge um outro foco de instabilidade. Em 2 de Agosto de 1990 o Iraque invade o Kuwait dando início a um conflito militar na região do Golfo Pérsico que envolveu uma aliança de forças de países ocidentais liderados pela Grã-Bretanha e Estados Unidos da América e países do Médio Oriente, tais como a Arábia Saudita e o Egipto, contra o Iraque. Por um lado a sobre-produção dos países pertencentes à OPEP - nomeadamente do Kuwait – contribuindo para a consequente descida de preços do petróleo no contexto internacional; por outro o desentendimento financeiro verificado entre Kuwait e Iraque relativamente à dívida concernente ao empréstimo do primeiro ao segundo durante o conflito que opôs Irão e Iraque estiveram na génese daquele conflito.

Analisemos de seguida a Produção de crude por região, relacionando-a com a oferta, a procura e consequente impacto no consumo das regiões mais dominantes no contexto internacional.

Figura 2.1. Produção de Crude, por região (Mton) – 1971-2006



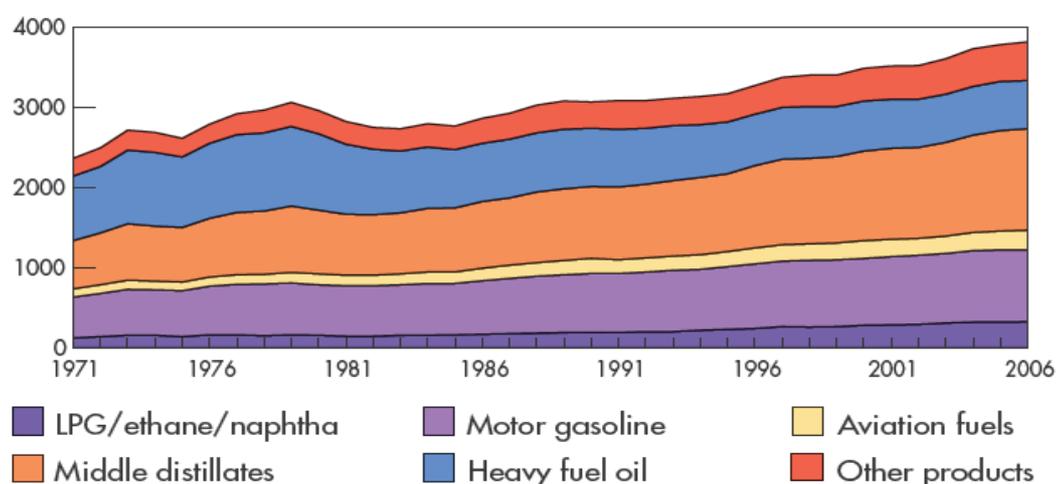
Fonte: Agência Internacional de Energia, "Key World Energy Statistics", 2008

** Exclui a República Popular da China

De acordo com a figura 2.1., a intensidade de produção na sua generalidade, entre 1990 e 1997 e, conseqüente oferta de crude continuou a aumentar consistentemente, embora a taxas reduzidas. Na Europa Ocidental, o consumo de petróleo aumentou a uma taxa anual pouco superior a 1% ao longo do período 1990-1997, sendo o aumento total da procura entre 1990 e 1997 de 7,3%. Nos Estados Unidos e no Canadá, a procura por petróleo aumentou de 18,9 milhões de barris por dia em 1990 para 20,7 milhões em 1997 nestes dois países, Collioux (1998).

Após a invasão do Kuwait pelo Iraque em 1990 e conseqüente boicote comercial, financeiro e militar instaurado pelo conselho de segurança da ONU a este país, os outros membros da OPEP aumentaram a sua produção e em 1992 a OPEP operava a mais de 95% da sua capacidade máxima de utilização, Antill e Arnott (1994). Desde então, a OPEP tem aumentado ininterruptamente a sua produção, que passou de 25 milhões de barris por dia em 1990 para 30 milhões em 1997, Collioux (1998). O peso da OPEP na produção mundial de petróleo cifra-se em cerca de 40%, ocupando a organização um papel preponderante no mercado petrolífero mundial. No entanto, a sua quota de mercado, apesar do aumento da sua produção, fixa-se muito abaixo dos dois terços registados nos anos setenta.

Figura 2.2. Evolução da produção de produtos refinados (Mton) – 1971-2006

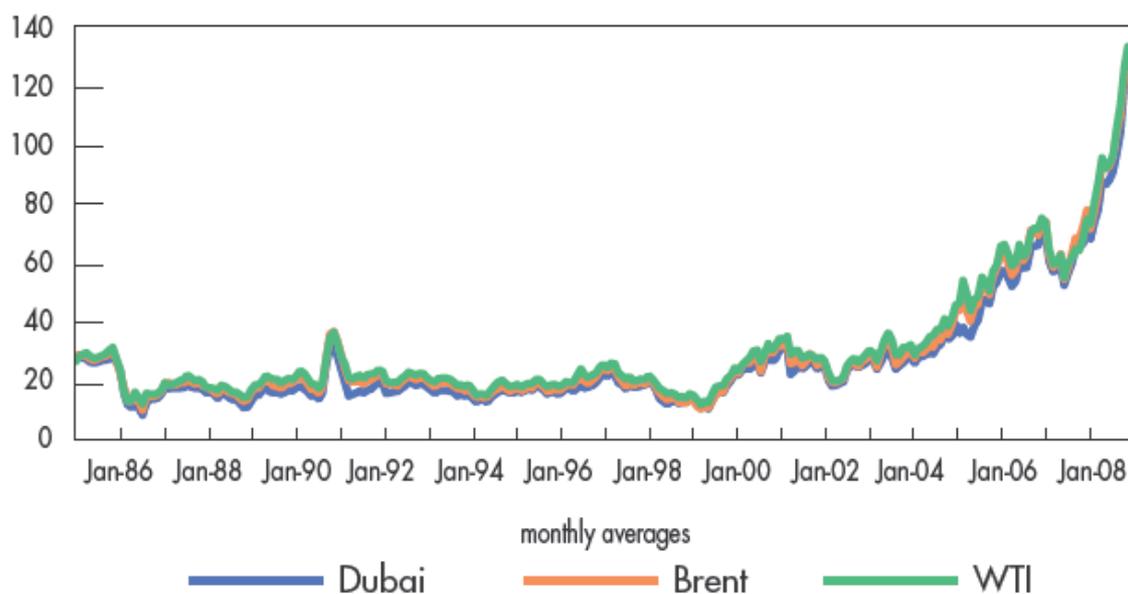


Fonte: Agência Internacional de Energia, "Key World Energy Statistics", 2008

De acordo com a figura 2.2. existe uma tendência de crescimento significativa na produção da maioria dos produtos refinados, com ênfase no Fuel, o que se compreende pela sua utilização, nomeadamente nas grandes indústrias intensivas. Sendo o Fuel um refinado do crude, tal comportamento dos níveis de produção estará indexado ao mercado deste último, o que para explicar tal comportamento é referenciado por Collieux (1998) que a produção não-OPEP tem continuado a aumentar consideravelmente - aumentou de 42 milhões de barris por dia em 1990 para 44,3 milhões em 1997. Na Europa Ocidental, por exemplo, o aumento da produção petrolífera ultrapassou os 50% desde 1990, Collieux (1998). Dado este aumento na produção e as baixas taxas de crescimento da procura, as importações da Europa Ocidental diminuíram significativamente para os seus níveis mais baixos desde a década de sessenta. Os principais importadores de petróleo Europeu, em 1997, eram os Estados Unidos e o Canadá e os principais exportadores para a Europa Ocidental eram o Médio Oriente, a África do Norte e a ex União Soviética. De registar que a produção na Europa Central está quase concentrada na Roménia, Davies e Weston (1998).

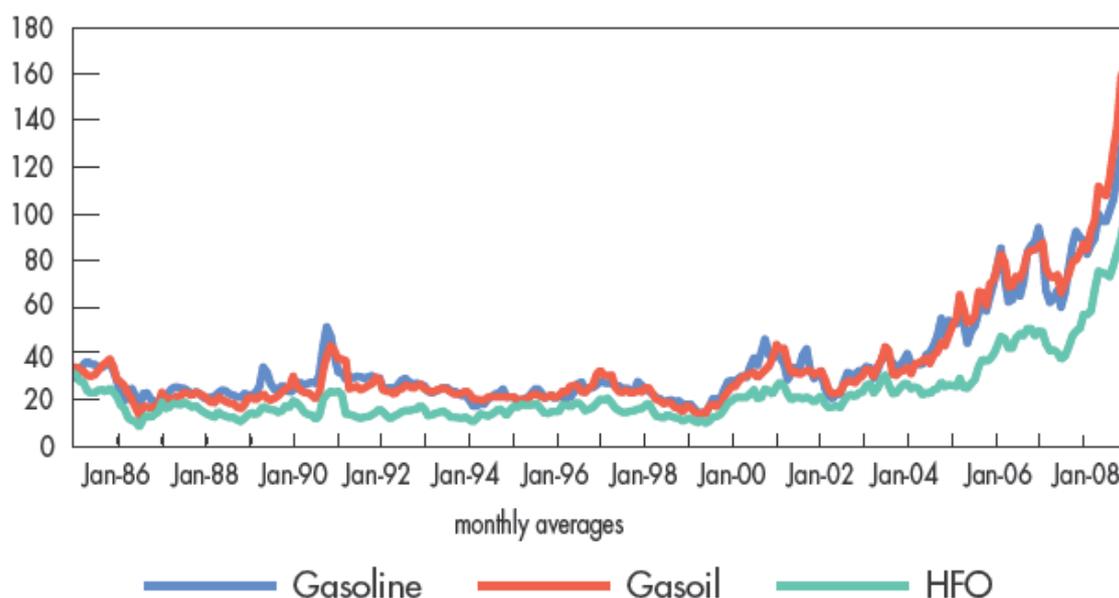
De seguida procederemos à análise dos preços do petróleo e seus derivados. Para o efeito suportar-nos-emos nos seguintes gráficos:

Figura 2.3. Preços Spot do Crude (USD/barril) – 1985-2008



Fonte: Agência Internacional de Energia, "Key World Energy Statistics", 2008

Figura 2.4. Preços Spot de produtos petrolíferos (USD/barril) – 1985-2008



Fonte: Agência Internacional de Energia, “Key World Energy Statistics”, 2008

Conforme referido no enquadramento ao ponto em análise, constata-se pelos gráficos acima que após a recessão mundial verificada no início dos anos 80 que esbateu a procura e exerceu pressões descendentes sobre os preços do petróleo, os preços spot do petróleo (Brent) permaneceram relativamente baixos até Agosto de 1990, subindo acentuadamente, para US\$ 36,1, após a invasão do Kuwait pelo Iraque. Para os que defendem que as forças de mercado aumentam a volatilidade dos preços, a crise no Golfo parece ter evidenciado que o mercado é auto-regulador dos desequilíbrios, pois os preços regressaram aos níveis anteriores à crise num curto espaço de tempo. A Guerra do Golfo proporcionou também a primeira oportunidade para observar o comportamento dos mercados de futuros do petróleo. Toman (1993) refere que ao longo do conflito, o mercado de futuros descontou consistentemente os preços do crude com vencimento futuro, relativamente aos preços spot. O preço dos futuros com vencimento a um mês era 1 dólar mais barato que o preço actual, o preço com vencimento a dois meses era 2 dólares mais barato, e assim sucessivamente. Este padrão dos preços indica, segundo o autor citado, que o mercado considerava o efeito da guerra como temporário e sem grande impacto no preço dos contratos de futuros de prazo mais longo. Indicava, também, que os agentes com posições longas no mercado spot

poderiam diminuir os riscos de aumento nos preços spot, comprando contratos de futuros de crude.

No início de 1994, o preço estava num nível mínimo desde 1986, em cerca de 12 dólares mas, no verão de 1994, voltava para um nível próximo do verificado no verão de 1992. Após 1994, os preços continuaram muito voláteis numa tendência ligeiramente crescente até finais de 1996.

Julgámos interessante comparar a crise de 1990-1991 com os dois choques petrolíferos anteriores. As diferenças entre estes três acontecimentos são tão distintas que, segundo Roeber (1994), eles poderiam ter ocorrido em contextos geográficos diferentes. A explicação para o comportamento tão diferenciado dos preços durante as três crises reside, em parte, nas organizações que operam no mercado. Os preços aumentaram mais lentamente nas duas primeiras crises do que na terceira. Nas duas primeiras, os preços eram formados num contexto de contratos a prazo, a preços oficiais e rígidos face a influências de curto prazo no mercado. Na segunda crise petrolífera, embora existissem mercados spot, estes não tinham liquidez suficiente, o volume de transacções nestes mercados era muito baixo, sendo o crude comprado aos países produtores a preços fixos. Na terceira crise, a existência de mercados spot e de futuros eficientes aumentou a resposta dos mercados face a alterações da oferta. O período compreendido entre Outubro de 1996 e Março de 1999 é marcado pela elevada sobre-produção de crude e consequente queda acentuada e prolongada nos preços do crude. A média anual do preço spot do crude Brent era, em 1998, de 13,11 dólares – o nível mais baixo desde 1976. Collieux (1998) dá como explicação para a amplitude do desequilíbrio entre a oferta e a procura a conjugação de um choque na oferta, um choque na procura e um choque climatérico que se desenvolveram desde o final de 1997. O choque na oferta – sobre-produção – resulta da conjugação de três factores. Por um lado, os dois maiores produtores da OPEP, a Arábia Saudita e o Irão, resolveram aumentar o seu poder e, desde Outubro de 1997, procederam a um aumento das suas produções. O aumento da quota global de 1,3 milhões de barris por dia implicou um aumento na produção superior a 5% relativamente à produção média de 1997. Por outro lado, a produção não OPEP continuou a aumentar a um ritmo próximo da tendência da procura, à volta dos 2,5%. O mercado

aproximava-se, assim, de um desequilíbrio de cerca de um milhão de barris por dia. O terceiro factor reside no facto do Iraque ter retomado as suas exportações em Dezembro de 1997, após as ter suspenso unilateralmente dois meses antes. Em Janeiro de 1998, o Conselho de Segurança da ONU autoriza o Iraque a aumentar as suas vendas no âmbito do programa "petróleo por alimentação". A produção de petróleo do Iraque passou de 700 mil barris por dia em Dezembro de 1997, para 1,19 milhões em Janeiro de 1998 e para 1,7 milhões em Fevereiro. O recobro definitivo do Iraque ao mercado mundial constitui um elemento fundamental no contexto actual dado que o Iraque produzia mais de três milhões de barris por dia antes da crise do Golfo e estava em condições de aumentar a sua produção para cinco ou seis milhões, Collieux (1998). Numa economia madura não são de esperar alterações profundas na procura de petróleo. Flutuações na procura são mais o resultado da severidade do clima, que implica necessidades de aquecimento no Inverno, por exemplo. Contudo, os preços mais baixos no mercado mundial desde finais de 1997 ajudaram a diminuir o valor das importações de petróleo do Japão, Prawiraatmadja e Fesharaki (1999). Segundo Collieux (1998) a crise financeira asiática justifica por si só uma redução na procura petrolífera na ordem dos 1,2 milhões de barris por dia só em 1998, o que constitui um verdadeiro choque na procura e uma das causas da diminuição dos preços. No entanto, Prawiraatmadja e Fesharaki (1999) defendem que, apesar da fraca procura asiática constituir um factor adicional de pressão para a diminuição dos preços, o papel da baixa procura de petróleo nesta região é muito pequeno quando comparado com o excesso de oferta global. Por outro lado, muitos países asiáticos são importadores de petróleo e os preços mais baixos no mercado mundial ao diminuírem o valor das suas importações de petróleo ajudaram a diminuir os efeitos negativos da crise sobre as suas balanças de pagamentos, à excepção da Indonésia e da Malásia que são exportadores líquidos de petróleo. Acresce ainda que nos Estados Unidos e na Europa, a procura de petróleo aumentou muito lentamente, apesar dos preços baixos internacionalmente. O decréscimo registado no nível de preços contribuiu muito moderadamente para o consumo de petróleo. Por sua vez, o choque climatérico decorrente do fenómeno "El Niño" constituiu um factor de volatilidade dos preços no curto prazo. Os Invernos de 1997/1998 e de 1998/1999 foram, no

hemisfério norte, excepcionalmente suaves relativamente às médias históricas, o que salientou o excesso de oferta de petróleo. As causas decisivas para a queda nos preços, de acordo com Fesharaki e Isaak (1999) foram a diminuição significativa nos custos de procurar e desenvolver novo petróleo, induzida pelas inovações tecnológicas e, também conforme apontado por Collieux (1998), o retomar ao mercado de importantes produtores.

Durante o ano de 1998, na ausência de perspectivas de recuperação espontânea do mercado, pois as grandes companhias ocidentais resistiam à diminuição da sua produção apesar dos preços reduzidos - devido aos custos de produção serem muito baixos - os países da OPEP, confrontados com uma diminuição das suas receitas de exportação e fiscais semelhantes às que ocorreram no contra-choque de 1986 realizaram várias reuniões e acordos com vista a estagnarem a sua produção. As respostas foram, contudo, insuficientes para permitir uma retoma dos preços mas as restrições na produção evitaram diminuições ainda maiores nos preços. Em finais de Março de 1999, os membros da OPEP assinaram um pacto para redução da produção de petróleo em 1,7 milhões de barris por dia a partir de Abril e pelo período de um ano – diminuição equivalente a 16% no último ano. Em consequência, o preço do crude Brent, que serve de referência para o mercado, aumentou para 14 dólares. O mercado assimilou, assim, a informação sobre o pacto da OPEP. Quatro países não-OPEP iriam também contribuir para a redução na produção, fixando-se a diminuição total prevista em 2,1 milhões de barris por dia. O objectivo do pacto para os países da OPEP era aumentar o preço para os 18 dólares. Este objectivo não só foi conseguido como foi largamente ultrapassado, Fesharaki e Isaak (1999). Porquanto que entre Janeiro de 1999 e Setembro de 2000, o preço triplicou, pelo que mais que inverteu a queda de preços observada nos anos anteriores. Não obstante o abrandamento económico em 2001-02, as tensões políticas e geopolíticas continuaram a exercer pressões ascendentes sobre os preços do petróleo em 2002-03, conforme relatório da British Petroleum BP (2006). Nos períodos subsequentes assiste-se a uma quase constante escalada dos preços com realce para os dois últimos anos da análise – 2007 e 2008 – onde foram atingidos máximos históricos. Segundo Hamilton (2009) a principal diferença entre

o que aconteceu em 2007/2008 e os dois choques petrolíferos anteriores é que agora o choque deu-se do lado da procura, enquanto no passado foi um problema de ruptura de oferta. De acordo com o mesmo autor a dependência do petróleo como fonte de energia tem deixado a economia mundial demasiado vulnerável às oscilações nos seus preços, sendo que o choque verificar-se do lado da procura ou do lado da oferta é indiferente, pois as consequências acabam por ser as mesmas.

2.1.1. projecção Futura do Brent

Conforme o relatório da British Petroleum – BP (2006) – expressa, a expectativa é de que, até 2020, os países em desenvolvimento venham a consumir quase a mesma quantia do petróleo que os países industrializados. Quase o total do incremento no uso do petróleo no mundo industrializado é previsto ocorrer no sector de transportes, onde não há muitas alternativas ao petróleo economicamente competitivas e disponíveis actualmente. Por oposição, nos países em desenvolvimento, a procura pela commodity petróleo é acreditado que venha a apresentar tendência de crescimento continuo em todos os sectores de uso final à medida que as economias emergentes forem evoluindo do uso de combustíveis não-comerciais, tais como lenhas para aquecimento de casas e uso nas cozinhas, para geradores a diesel. No entanto, conforme teremos oportunidade de verificar mais adiante, na tentativa de diversificação das fontes energéticas e consequente diminuição da vulnerabilidade a choques no mercado das commodities analisada neste ponto, os países industrializados têm vindo a apostar noutras fontes de energia que surgem já com pesos significativos na procura total por commodities.

2.2. O Mercado do Carvão

2.2.1. Evolução do Consumo e da Produção

A procura por carvão mineral tem evidenciado um forte incremento nos anos recentes. São duas as razões apontadas para essa tendência de subida. Dum prisma, salienta-se o aspecto geográfico – de acordo com a AIE (Agência

Internacional de Energia), a Europa ocidental é único ponto do mundo no qual não se regista incremento no consumo de carvão. Para este acréscimo contribuíram activamente economias abundantes naquele recurso – caso da China e Índia – que têm vindo a apresentar fortes taxas de crescimento e por isso, aumentando o consumo daquele mineral. Doutra prisma, temos a vertente sectorial – fruto da competitividade que este recurso evidencia torna-se, segundo Kavouridis (2008), viável a utilização do carvão na produção de electricidade através de termoeléctricas a óleo combustível, a diesel ou a gás. De seguida, de forma a melhor entendermos o incremento evidenciado na utilização deste recurso procederemos à análise da utilização deste mineral para gerar electricidade segregando a mesma por área geográfica. Então temos:

Quadro 2.1. Utilização da Commodity Carvão por área Geográfica

	1971	1980	1990	2000	2005
China	67,73%	52,40%	72,43%	77,90%	78,40%
Coreia do Sul		6,66%	16,76%	36,98%	38,30%
Coreia do Norte	35,98%	47,99%	40,05%	43,31%	39,10%
Índia	42,59%	49,54%	65,34%	68,07%	68,70%
Indonésia			31,54%	36,70%	40,90%
Japão	16,94%	9,60%	14,47%	21,33%	28,00%
Malásia			4,75%	3,78%	26,40%
Taiwan	12,28%	13,96%	28,66%	48,69%	52,90%
Tailândia	6,10%	9,77%	25,02%	18,34%	15,20%
Vietname	73,30%	39,93%	23,05%	11,80%	13,00%
Restantes Países			18,34%	24,71%	23,00%

Fonte: Adaptado de Agência Internacional de Energia (AIE), 2007

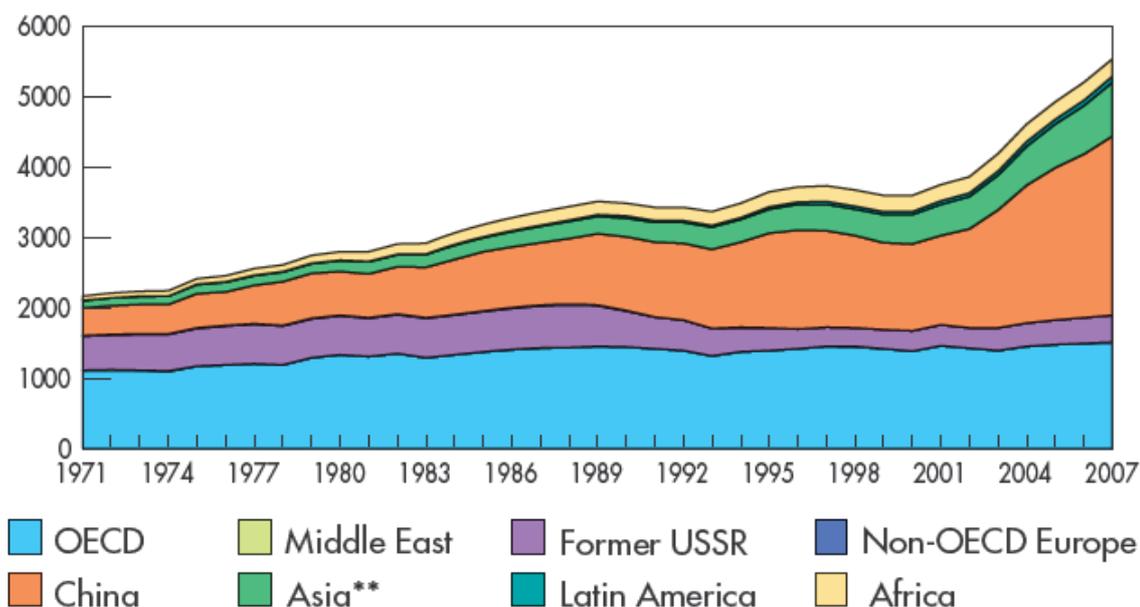
Conforme se verifica pela tabela acima, China e Índia lideram os incrementos – a China, de 67,73% em 1971, passa para 78,40% em 2005; a Índia regista uma taxa de variação face ao mesmo ano base de 61,30%. De registar ainda o avassalador aumento registado na Indonésia – num período inferior a duas décadas, este país passa de zero para 40,90%.

Note-se que a utilização desta commodity em detrimento de outras denota a ânsia dos governos daquela região em minimizar – se possível eliminar – a dependência face a países terceiros no que diz respeito ao abastecimento de electricidade. A comprovar esta conjectura está, por exemplo, a China que, de

acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE), em 2007, iniciou a construção de 55 centrais termoelétricas novas.

Os EUA – país com mais depósitos carboníferos – têm atribuído um papel relevante àquele recurso de forma a reduzir a dependência, no que concerne ao petróleo, de países terceiros instáveis geopoliticamente. De acordo com as estatísticas disponíveis na AIE (2008) a produção de electricidade com recurso ao carvão no intervalo compreendido entre 1996 e 2006 registou um substancial incremento – 18%. O peso do carvão naquela produção, embora tenha sofrido uma queda, ainda se cifra em 16%, facto este que evidencia um não desprezível contributo para a produção de electricidade naquele país.

Gráfico 2.5. Evolução da produção de carvão*, por região (Mton) – 1971-2006



* Inclui carvão recuperado

** Exclui a República Popular da China

Fonte: Agência Internacional de Energia, "Key World Energy Statistics", 2008

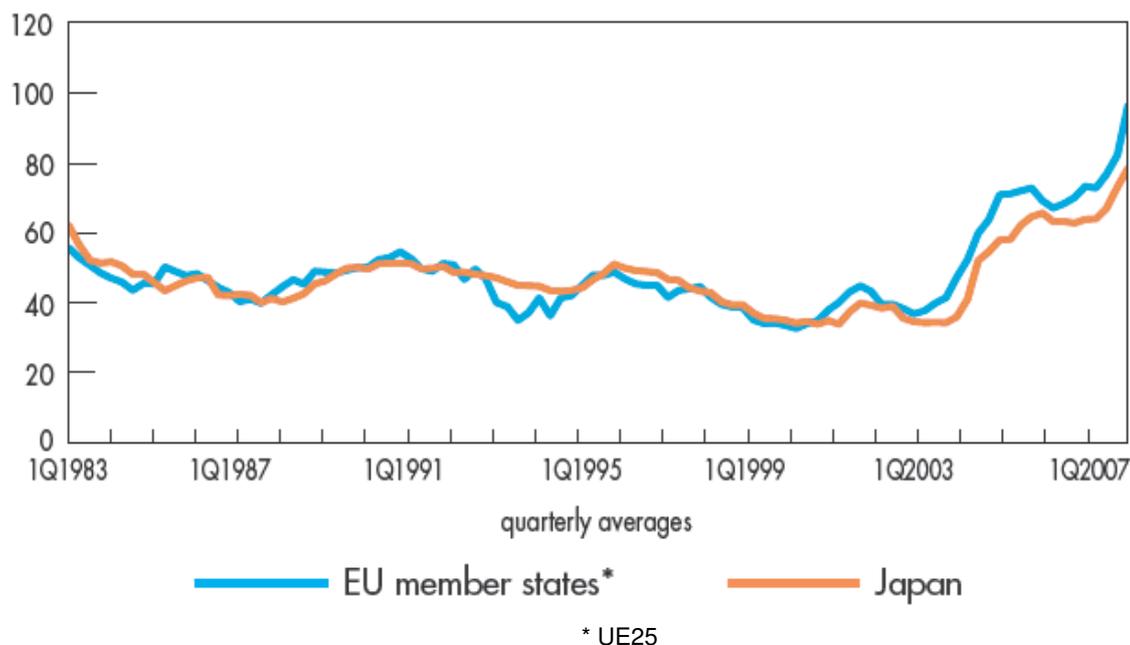
Uma análise da evolução do consumo de carvão é possível através do gráfico 2.5., o qual revela um forte crescimento da procura nos últimos anos – resposta a aumentos de produção no lado da oferta. Destacam-se as causas de crescimento da procura de nível sectorial, ou seja, a expansão do consumo via necessidades de produção de electricidade, e de foco geográfico, pois o consumo cresce na maioria dos Países (regiões do mundo) com um maior incremento na

Ásia e China, exceptuando-se nessa tendência de crescimento de consumo a Europa Ocidental.

A análise decorrente do gráfico 2.5. permite ainda inferir que, entre 1990 e 2007, o consumo mundial de carvão aumentou de cerca 3350 Mton para cerca de 5200 Mton, o que corresponde a uma taxa de crescimento de 55,2%. Entretanto destacam-se duas regiões em que esse comportamento quase permaneceu invariável como sejam o caso dos Países da OCDE e da Ex-URSS.

2.2.2. Evolução dos preços do Carvão

Gráfico 2.6. Preços de importação de carvão (USD/ton) – 1983-2007



Fonte: Agência Internacional de Energia, "Key World Energy Statistics", 2008

O gráfico 2.6. revela o comportamento dos preços do carvão com níveis de descida semelhantes na sua tendência na UE e no Japão até finais de 2002. A partir dessa altura os preços do carvão tomam um comportamento de subida de preços contínua até ao 1º quadrimestre de 2007, com os aumentos dos preços na União Europeia a apresentarem níveis superiores aos aumentos de preços verificados no Japão.

2.2.3. Projecção Futura do Carvão

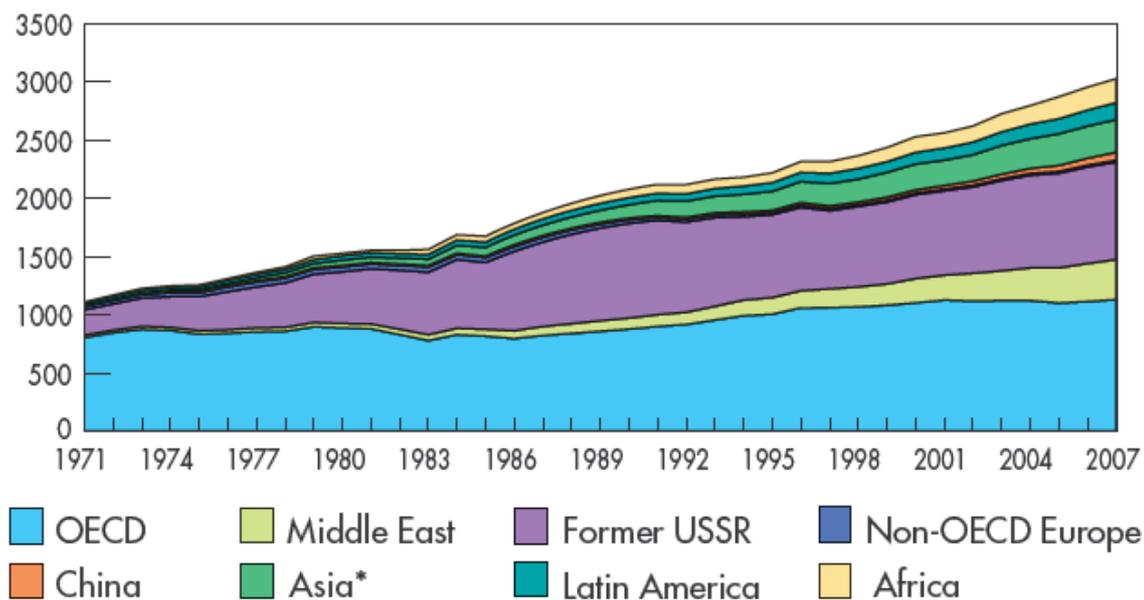
A participação projectada para o carvão no consumo total de energia apresenta um comportamento descendente embora não acentuado no caso de referência do AIE (2007), de 22% em 1999 a 19% em 2020 conforme aquele relatório. Somente uma ligeira perda da sua participação histórica é esperada porque grandes acréscimos de uso de energia são projectados para os países em desenvolvimento, especialmente a China e a Índia, que dependem fortemente do carvão e possuem reservas consideráveis. Quase 60% do carvão consumido no mundo é usado para gerar electricidade e praticamente todo o aumento projectado no consumo mundial do carvão é-o para aquela finalidade. Uma excepção é a China, onde o carvão continua a ser o combustível principal no sector industrial que está a crescer rapidamente, reflectindo as reservas abundantes do carvão e o acesso limitado do país a fontes alternativas de energia, AIE (2007).

2.3. O Mercado do Gás Natural

2.3.1. Evolução do Consumo e produção do Gás natural

De acordo com relatório da AIE (2008), o gás natural ocupa hoje a terceira posição no total da procura mundial por commodities, representando um total de 21% da procura total, ficando atrás do carvão, cuja participação é de 23% e do petróleo que, conforme já citado anteriormente, representa 36% da procura total por commodities do planeta.

Gráfico 2.7. Evolução da produção de Gás Natural, por Região (milhares de milhões de m³) – 1971-2006



* Exclui a República Popular da China

Fonte: Agência Internacional de Energia, "Key World Energy Statistics", 2008

Apesar dos choques do petróleo na década de 70 terem contribuído para o amadurecimento da indústria mundial de petróleo, a verdade é que, conforme já referido, também alertaram para a necessidade de diversificação das fontes energéticas dos países para que estes pudessem estar menos expostos à vulnerabilidade energética inerente aos choques no mercado do petróleo e seus derivados. Desta forma, uma série de países agruparam-se num processo de diminuição da dependência deste combustível, passando a incentivar o uso de outras commodities como fontes de energia. Distintas foram as respostas dos diferentes países mas, de forma geral, visou-se diversificar a fonte energética, optando-se pela inserção ou o aumento do consumo de outras commodities, como a hidráulica (para a geração de electricidade), o gás natural (tanto para a geração de electricidade como para o uso directo no sector industrial e na calefação de ambientes, por exemplo) e a energia nuclear. Por exemplo, no Japão, em 1973, 75% da produção eléctrica deste país consumava-se em centrais termoeléctricas que usavam derivados do petróleo como combustível, Skinner (2004). Diante desta forte dependência o governo japonês estimulou os agentes que actuavam nos sectores eléctrico e do gás natural a formarem um consórcio e a assinarem

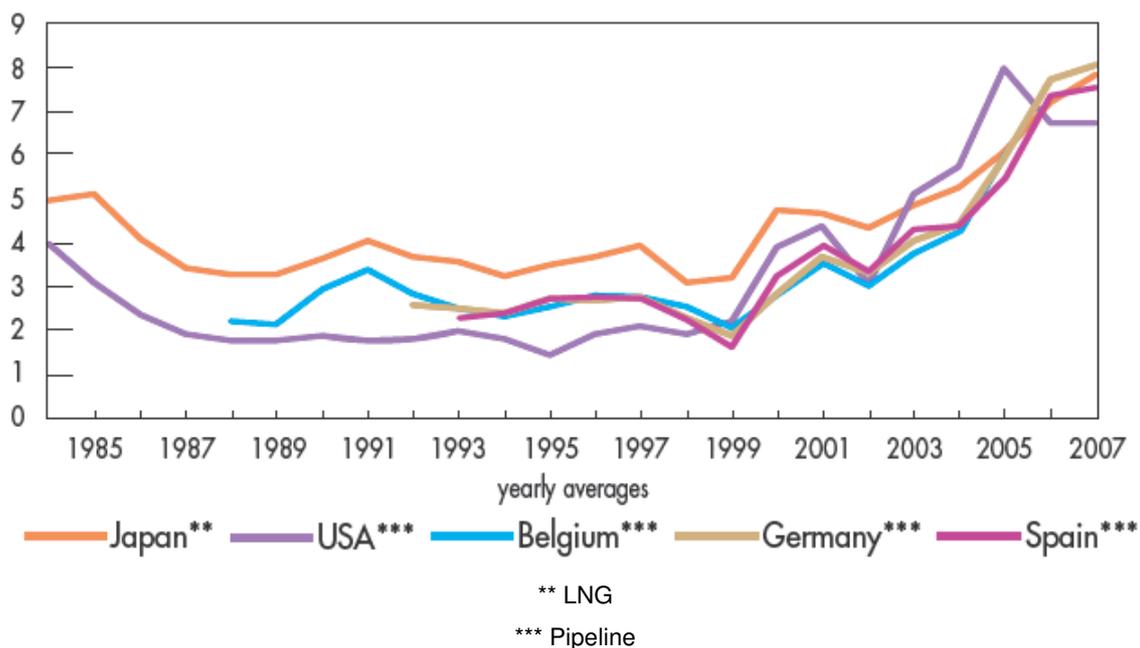
contratos rígidos, de longo prazo e com cláusulas de *take or pay*, para a compra de gás natural liquefeito – GNL, com os produtores de gás natural da região do Alasca num primeiro momento e, posteriormente, com os do Oriente Médio. Esta decisão levou a que o país se transformasse num importante consumidor de gás natural e no principal operador no mercado de GNL do mundo, Jensen (2003); Skinner (2004).

2.3.2. Evolução da Estrutura de Preços do Gás Natural

2.3.2.1. Estrutura de Preços na Europa e no Japão

Até agora, os preços nos países europeus podem ter sido ainda determinados pela sua ligação com os preços de combustíveis alternativos à base de petróleo. A maior parte do gás vendido na Europa baseia-se nos contratos de longo-prazo *take-or-pay*. Nesses contratos, o comprador concorda em receber um determinado volume de gás por ano, ou, alternativamente, pagar a parcela de gás que não quer receber. O preço actual do gás natural, de acordo com o contrato a longo prazo é determinado por uma fórmula que une o preço actual do preço do gás natural com o preço da energia de substitutos relevantes. Os preços do gás são, pois, determinados a um nível tal que a relação entre os preços de gás e os preços dos produtos refinados do petróleo, entre eles o fuel, não dá aos utilizadores de gás qualquer incentivo em procederem à utilização de um combustível alternativo. Com o chamado conceito valor de mercado *netback*, o preço para os produtores de gás é proveniente dos preços dos combustíveis alternativos para o utilizador final mais baratos. Consequentemente, as flutuações dos preços da commodity Brent são transferidas para os produtores de gás. Estes contratos a longo prazo incluem a possibilidade de renegociação dos preços de forma a ajustar o preço do petróleo a cada três e seis meses.

Gráfico 2.8. Preços de Importação de Gás Natural (USD/MBtu) – 1985-2007



Fonte: Agência Internacional de Energia, "Key World Energy Statistics", 2008

No mercado asiático, 97% do gás provém de GNL (Gás Natural Liquefeito)⁴, e o Japão, isoladamente, importa mais de 50% da produção mundial, Cayrade (2004). Tal como nos países europeus, na Ásia-Pacífico GNL os preços, por regra, são indexados aos preços do petróleo bruto, AIE (2002). Esta situação parece estar agora a mudar progressivamente. Assim, os contratos assinados pela empresa comercial de gás britânica Centrica com os produtores de gás noruegueses e holandeses são indexados aos preços no mercado local do Reino Unido. No continente, também, mais contratos que estão ligados, pelo menos em partes, para o preço do gás em plataformas comerciais na Europa continental (Zeebrugge, Bunde) estão a emergir. O acesso de terceiros solicitou o desenvolvimento do primeiro centro comercial -Zeebrugge – na Bélgica, e um segundo hub está a emergir em Bunde -Alemanha. É, por vezes, argumentado que, para o momento, a indexação aos preços do petróleo favorece o desenvolvimento das fontes de fornecimento de gás remoto para um fornecimento seguro para o mercado europeu.

⁴ O GNL é o gás natural liquefeito por meio da redução da sua temperatura a -162° C à pressão atmosférica normal

Ainda que a curto-prazo o comércio de gás esteja a crescer, é expectável que o comércio de gás no continente continue a ser influenciado pelos preços dos contratos de longo-prazo como uma referência e, também, em parte, pela eventual mudança de gás para fuel nalgumas grandes indústrias. Acresce que os hubs de mercado estão ainda na sua infância na Europa continental e, até agora, as operações são limitadas.

2.3.2.2. Estrutura de Preços nos Estados Unidos e no Reino Unido

Com concorrência dentro do sector do gás, a indexação dos preços do gás aos do petróleo não é expectável que exista mais no curto prazo, pois a oferta e procura de gás vai determinar o preço do gás. Na América do Norte, a concorrência do gás tem sido desenvolvida, a oferta e a procura são acompanhadas por mecanismos de mercado, e o mercado é líquido, e até agora auto-suficiente. O Reino Unido está, actualmente, numa posição similar, com um mercado do gás totalmente liberalizado, competitivo e auto-suficiente de gás, AIE (2003). Mas mesmo em tal situação, os preços de gás e os preços dos produtos de petróleo ainda estão ligados de alguma forma. Pois que, a longo prazo, a disponibilidade e os preços dos substitutos do petróleo, para além das possibilidades técnicas do utilizador para alterar combustíveis, continuarão a co-determinar os preços do gás. Mesmo que não exista vínculo contratual geral na estrutura tarifária americana há alguma ligação frequente no mercado entre os preços dos produtos do petróleo e os preços do gás Henry Hub⁵. O Reino Unido, com a abertura da interligação em 2000, passou a ter uma ligação com o mercado de gás continental, dominado pelo vínculo contratual com o petróleo.

A adopção de políticas idênticas quer por parte do Japão quer por parte da Coreia contribuiu para o aumento do consumo mundial de gás natural. Esta iniciativa impulsionou a comercialização de gás natural entre fronteiras (mundiais), uma vez que, até então, as transacções comerciais entre países estavam circunscritas a países localizados próximos dos produtores. Este facto pode ser

⁵ Henry Hub é o preço de referência para contractos futuros de gás natural comercializados no NYMEX (New York Mercantile Exchange)

compreendido pelo aumento na participação deste energético no total do consumo commodities, AIE (2004).

Apesar da crescente importância do gás natural, a indústria gasógena não se estruturou à escala mundial como a indústria do petróleo. Entre os elementos que contribuíram para a formação de mercados locais desligados uns dos outros, em vez da criação de um mercado mundial, está o custo (elevado) associado ao transporte da commodity. Em virtude deste facto, a viabilização de investimentos em mecanismos de transporte (quer via gasodutos quer pelo transporte de GNL) ocorreu, de maneira geral, baseada em contratos de longo prazo e com cláusulas de *take or pay* e *ship or pay*, Jensen (2003).

Os gasodutos desempenharam (e ainda desempenham) papel importantíssimo no encurtar de distâncias entre países (ou regiões) produtores e países (ou regiões) consumidores.

Em território europeu edificaram-se gasodutos desde a ex-União das Repúblicas Socialistas Soviéticas (principal produtor desta commodity) até aos principais mercados consumidores na Europa ocidental. Posteriormente, também pela construção de gasodutos foi possível a ligação do Norte de África ao continente europeu via Espanha e Itália.

Na América do sul estabeleceram-se ligações entre a Argentina e a Bolívia e entre a Argentina e o Chile de forma a abastecer a Argentina de gás natural. O Brasil ligou-se também a este último gasoduto mais recentemente.

Para abastecimento da Ásia utilizou-se o GNL, que é transportado com recurso a navios concebidos para o efeito e que transportam enormes quantidades em função da necessidade de abastecimento daquela região que não dispõe de quaisquer recursos de gás natural.

O investimento, quer pela edificação de gasodutos, quer pela construção de navios que viabilizaram que se encurtassem distâncias entre países (regiões) produtores e países (regiões) consumidores impulsionou a formação de mercados regionais não ligados entre si de gás natural: o europeu, o norte-americano e o asiático, sendo que este último é o mais recente. Em termos de dimensão, de acordo com Skinner (2004), temos, por ordem ascendente, os mercados norte-americano que absorve 30% da produção mundial de gás natural, o europeu

que consome sensivelmente 15% daquela produção, e por último o asiático que regista aproximadamente os mesmos valores que o mercado europeu.

2.3.3. - Projecção Futura do Gás Natural

Nos países industrializados é expectável que o gás natural seja o maior propulsor ao consumo incremental de energia entre os combustíveis principais, tornando-se cada vez mais a escolha para novas centrais eléctricas devido às suas benesses de carácter ambiental e económico. Nos países em desenvolvimento, os incrementos no uso de gás são esperados suprir tanto a produção eléctrica quanto outros usos, inclusive combustível para indústria. De acordo com a AIE (2007), o uso de gás nos países industrializados é projectado a crescer a maior taxa que qualquer outro combustível – uma média de 5,2% ao ano, comparada a 3,7% no que concerne a petróleo e 3,1% para a commodity carvão.

2.4. Conclusões

O aumento dos preços internacionais das commodities, principalmente do petróleo, tem levado países a apostar em diversas fontes alternativas para o suprimento de energia. Neste contexto, desde o ano 2000, a procura mundial por carvão e gás natural tem crescido de forma ininterrupta principalmente nos países asiáticos emergentes, sendo assinalada uma celeridade deste crescimento nos anos mais recentes. Tendo isso em vista, neste capítulo procurou-se analisar os principais vectores do crescimento recente da procura por tipo de commodity. Assim analisou-se a evolução e acontecimentos mais importantes que ocorreram nesses mercados de forma a compreender a evolução da produção, da procura e dos preços. No desenvolvimento do capítulo mostramos que, não obstante os problemas relativos às mudanças climáticas, o carvão mineral continuará a ser um importante recurso para a segurança do abastecimento energético, principalmente no que concerne à produção de electricidade. Apesar das externalidades negativas geradas pela sua utilização, diversas tecnologias têm surgido com o objectivo de melhorar a eficiência e reduzir tais externalidades. Dadas as abundantes reservas mundiais, a sustentabilidade do aumento da procura por carvão dependerá do grau

de desenvolvimento de tecnologias “*clean coal*” e da evolução futura da concorrência inter-energética.

Não obstante o crescimento no consumo mundial energético, e da sua comercialização entre países observa-se que ainda que relativamente ao gás natural não exista nem um mercado mundial de gás (apesar de existir comércio de gás natural entre países) nem uma indústria internacional e globalizada, existem mercados distintos com uma lógica de formação de preços não muito diferenciada. Pois que, se no curto-prazo nos Estados Unidos e no Reino Unido a concorrência dentro do sector do gás contribui para que a oferta e a procura determinem o preço daquela commodity, a verdade é que no longo-prazo os preços do petróleo bruto continuam a co-determinar os preços do gás conforme sucede na Europa e no mercado regional do gás Ásia-Pacífico GNL.

A grande ideia a reter com o desenvolvimento deste capítulo, relativamente à evolução dos preços nos mercados das commodities, é que as tendências de alta de preços são acompanhadas, num primeiro momento, por aumento da volatilidade até que seja atingido um novo patamar que sirva como referência para as tomadas de decisão dos agentes económicos. No caso da indústria petrolífera, a instabilidade dos preços continua a ser um traço marcante. De facto, e num passado recente, após o sucedido em 11 de Setembro de 2001 e a Guerra do Iraque de 2003, as transformações no cenário geopolítico conduziram a um quadro de maior incerteza, elevando os preços e, simultaneamente, tornando o seu comportamento mais volátil.

CAPITULO III – RELAÇÃO DE DEPENDÊNCIA ENTRE OS MERCADOS SPOT DAS COMMODITIES E VOLATILIDADE

Introdução

Neste capítulo é realizada uma introdução ao Sistema de formação e convergência dos preços das commodities, evidenciando as suas características essenciais e requisitos próprios da commodity petróleo. Actualmente, várias explicações concorrem para identificar os factores que determinam o comportamento recente dos preços das commodities face ao preço do petróleo. Após a descrição desta secção iremos propor o nosso modelo teórico sustentado na adequação do contributo de Fonseca e Duque (2004) sobre a interligação de mercados de energia eléctrica e volatilidade.

Por último evidenciam-se as conclusões finais deste capítulo.

3.1. Sistema de Formação e Convergência dos Preços das Commodities: O caso dos Preços do Brent

De acordo com o relatório anual da British Petroleum em 2006, o mercado do Brent – que contribui activamente para a determinação dos preços de referência – não obstante o número de agentes integrados no mesmo ser grande verificam-se níveis de concentração elevada em determinados segmentos do mercado. Segundo a mesma fonte aquele mercado é dominado por um número muito restrito de *majors* que determinam o preço de cerca de 20 milhões bbl/d de petróleo. São, portanto, estas companhias gigantes as detentoras do poder de mercado financeiro e industrial. Esta realidade leva a que um conjunto de transacções não configure um benchmark na medida em que o mercado físico de cada commodity não proporciona uma série contínua de preços. Assim sendo, contratos físicos relativos a transacções comerciais que envolvem volumes de petróleo elevadíssimos têm utilizado como base avaliações independentes de preço do Brent. Os instrumentos financeiros são decorrentes do mercado físico e a ele estão ligados, como sejam

por avaliações dos preços no mercado de futuros⁶ - Brent no IPE (International Petroleum Exchange) – ou por um mecanismo de entrega física – WTI no NUMEX (New York Mercantile Exchange). Nos mercados dos derivados⁷, a transparência dos preços é relativa: os preços são transparentes no IPE e NYMEX, mas perdem um pouco dessa transparência no mercado forward do Brent e nos derivativos over-the-counter (OTC)⁸ como swaps⁹ e CFDs¹⁰. Acresce ainda que a arbitragem entre dois mercados físicos de petróleo – por exemplo Brent e Dubai – é imperfeita devido às longas distâncias que estão envolvidas.

Os Mercados do Brent: inter-relação em termos de Preços

Muito embora os mercados spot existam desde a década de sessenta, conforme especificado no capítulo anterior, quer por falta de liquidez, quer porque o volume de transacções era reduzido nestes mercados constituídos por gigantescas companhias integradas verticalmente funcionando como oligopólio dos países exportadores de petróleo, os preços eram estipulados pelas *majors* através de declarações unilaterais. Por esta razão se justifica o diminuto peso dos mercados spot na total de transacções em períodos precedentes a 1980 – 3% a 5%, BP (2006).

No entanto, a partir dos anos 80 verificou-se um incremento significativo nas transacções ocorridas no mercado spot. Muito pela participação preponderante da publicidade àqueles mercados, bem como pelas dúvidas que se levantaram relativamente à verdadeira capacidade de produção da OPEP o facto foi que em finais dos anos 70 as companhias que compravam o crude aos preços contratados através de contratos a prazo à OPEP passaram a estar receptivos em procederem novamente à outorga desses contratos. Acresceu ainda que as grandes oscilações

⁶ Mercados organizados, onde podem ser assumidos compromissos padronizados de compra ou venda (contrato) de uma determinada mercadoria, activo, financeiro ou índice económico, para liquidação numa data futura preestabelecida.

⁷ Mercados Derivados são aqueles cujas cotações/preços dependem de um outro mercado mais genericamente designado mercado base. Os exemplos mais comuns de derivados são os mercados de *swaps*, futuros e opções.

⁸ Os derivados transaccionáveis no mercado de balcão (também chamados de derivados OTC) correspondem a contratos entre duas partes realizados fora das instalações centralizadas de negociações tais como as bolsas de futuros. Neste tipo de mercado as duas contrapartes negociam termos, tais como preço, vencimento e dimensão de contrato a fim de fazê-lo sob medida para ir de encontro às suas necessidades económicas.

⁹ Trata-se de um dos principais instrumentos utilizados por empresas para protecção financeira de riscos de taxas de câmbio e de juros. O objectivo dos contratos de swap é não permitir desequilíbrios entre os activos e passivos das corporações por oscilações dos mercados financeiros

¹⁰ CFD (Contrato por Diferença) são contratos onde o produtor e o consumidor concordam em pagar a diferença quando o preço está favorável para um e desfavorável para outro.

no preço da commodity verificadas naquele período possibilitavam aos agentes com posição longa nos contratos (compradores) adquirir a commodity às companhias alternativas a um preço eventualmente mais favorável no mercado spot. O preço spot passa, portanto, progressivamente a funcionar como preço de referência e afasta-se do preço oficial, mantendo-se aquele acima do oficial desde 1978 (antes do segundo choque) até 1983 – ano em que os preços spot se fixam abaixo dos preços oficiais, Roeber (1994). Este facto levou à destruição do sistema de preços oficiais da OPEP, dando lugar à introdução do “netback pricing” por parte da Arábia Saudita em 1985 e com o colapso dos preços em 1986. Segundo a óptica do método “netback pricing” o benchmark é retirado do mercado da commodity, pois o valor do crude é o valor dos seus derivados, ou seja, é o valor de todos os produtos que se podem produzir a partir dele. O “netback pricing” foi introduzido pela Arábia Saudita com o objectivo de fornecer crude às refinarias a um preço que reflectisse o seu valor nos mercados dos produtos, o que assegurava as margens às refinarias e garantia mercado à Arábia Saudita, Roeber (1994).

A adopção deste método não foi, contudo, bem sucedido essencialmente por duas razões, por um lado, trata-se de um método complexo e individualmente negociado para corresponder à situação de diferentes refinarias; por outro, os preços segundo este método, dado que não se encontravam relacionados com o mercado spot, em determinado momento, os agentes poderiam ser confrontados com uma melhor alternativa de compra ou venda no mercado spot. Foi, portanto, sem surpresa que na presença de um mercado spot transparente e líquido, o “netback pricing” baseado nos preços dos produtos não subsistiu.

A partir de 1986, de acordo com Gullen (1998), os principais países exportadores de petróleo adoptaram a “formula pricing” que relacionava os preços dos contratos financeiros com os preços spot, calculando os primeiros como o preço spot de um determinado crude *benchmark* adicionado ou subtraído de um factor de ajustamento. Assim sendo, as transacções, por exemplo, do Brent, que é um crude ao qual grande parte das transacções internacionais tem como referência, estão em paridade com as transacções de crudes desde a Venezuela ao Médio Oriente. No seguimento desta ideia, isto é, que os preços dos crudes são análogos independentemente do lugar em que ocorrem, Gullen (1997) chegou à conclusão

que o mercado mundial do crude é integrado, não existindo por isso regionalização. Este autor denota ainda que o papel de benchmarks globais como o Brent e o West Texas Intermediate é relevante, pois que estes dois crudes estão envolvidos em relações de cointegração com quase todos os seus substitutos. Segundo o autor, este facto é justificável pelo enorme desenvolvimento verificado nos anos 90 relativamente aos mercados de futuros destes dois crudes.

A passagem para preços spot e o facto da quase totalidade das transacções de crude ser feita no mercado spot induziu, conforme se conjectura que suceda em mercados livres, a uma maior volatilidade nos preços do petróleo. Surgem de forma a minimizar o risco (mecanismo de cobertura de risco) inerente às sucessivas variações de preços os mercados de derivados do petróleo, principalmente os mercados de futuros.

Existem actualmente, dois grandes mercados onde são transaccionados contratos de futuros de crude: o New York Mercantile Exchange (NYMEX), que encetou as transacções de futuros do West Texas Intermediate (WTI) em 1983 e o International Petroleum Exchange (IPE) de Londres, que encetou a transacção de futuros de crude Brent em 1988. As transacções destes contratos de futuros de crude rapidamente propagaram-se e, devido ao seu uso generalizado e à sua transparência, muitos analistas consideram os preços dos futuros do Brent (do IPE) e do WTI (do NYMEX) como benchmarks globais.

Edwards (1999) defende mesmo que os preços dos futuros no mercado do petróleo tornam-se, de facto, o preço do petróleo. A existência destes (vários) sistemas de preços levanta a questão da possibilidade de ganhos de arbitragem devido à ineficiência dos mercados.

3.2. Dependência dos mercados spot das commodities e a volatilidade dos preços

Para a análise e estudo da volatilidade de preços das commodities, nesta fase do estudo iremos propor um modelo teórico para explicitar a relação entre a convergência e a variabilidade nos diferentes mercados. Socorrer-nos-emos para o efeito de alguns estudos, destacando nesta secção o contributo do estudo de Fonseca e Duque (2004) sobre a interligação de mercados de energia eléctrica e a

volatilidade, embora neste estudo estes autores dêem ênfase, entre outros, a dois outros contributos de Huisman e Mahieu (2003), e ainda de Bessembinder e Lemmon (2002).

Do estudo de Huisman e Mahieu (2003) retira-se a evidência significativa de que a evolução dos preços da electricidade apresenta grande volatilidade diária. É normal observar volatilidades diárias de 29% no mercado da electricidade contrapondo com a volatilidade anual de activos financeiros de 20%, activos estes subjacentes aos contratos de futuros de commodities associadas às tecnologias de produção da electricidade.

Já Bessembinder e Lemmon (2002) mostram no seu estudo que a volatilidade no mercado da electricidade de Pennsylvania, New Jersey e Maryland (PJM), durante o período de Abril de 1997 a Julho de 2000, foi de 34% por dia. Contrapondo este valor com o da volatilidade diária da rendibilidade do índice S&P 500, chegam à conclusão de que o valor observado da volatilidade no mercado PJM é muito superior ao observado no índice S&P 500 – em 5,7% por dia nas rendibilidades diárias do S&P 500 durante um dos meses mais voláteis (Outubro de 1997).

Estas evidências destes estudos sobre a volatilidade dos preços da electricidade levaram a extrapolar a nossa análise para o mercado das commodities.

3.2.1. Arbitragem de Preços nos Mercados Spot das Commodities

A existência de uma convergência de Preços (dependência) nos mercados spot das commodities diminui o exercício de ganhos de arbitragem e, por isso, a ocorrência de desvios entre os preços existentes nos dois mercados de commodities considerados independentes tenderão a ser minimizados.

Para sustentar esta premissa será necessário definir a alteração da rendibilidade do preço de cada commodity em mercados convergentes no preço (dependentes), propondo para o efeito um Índice Rendibilidade Preço para cada

commodity, contrapondo com uma Rendibilidade Preço no caso em que eles seriam independentes na formação do preço nos seus respectivos mercados.

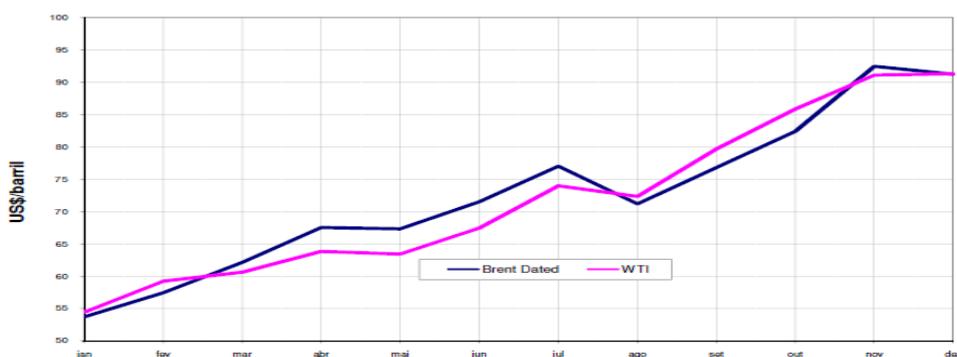
Podemos considerar para efeitos analíticos, por exemplo, dois mercados spot existentes para a mesma commodity, o do petróleo (Brent e WTI), o do Gás natural (Zeebrugge e Henry Hub), generalizando posteriormente toda a formulação analítica para a relação de dependência e volatilidade de preços entre as várias commodities, como sejam o preço do Brent e o Gás Zeebrugge, o preço do Brent e o preço do Carvão API2, o preço do Brent e o preço do Fuel.

Admitimos que a variação do preço em cada instante deverá ser uma função da variação dos preços dos dois mercados independentes, admitindo que os ponderadores para a rentabilidade agregada dos dois mercados sejam iguais, ou seja, $\frac{1}{2}$; isto é o peso do Brent: $\Pi_{Brent} = \Pi_{WTI} = \frac{1}{2}$.

Definidas estas condições gerais de partida para a modelização a propor é possível assumir que a rendibilidade do preço da commodity poderá ser calculada pelas diferenças logarítmicas para cada mercado independente, o que revela desde logo um dado valor esperado e uma dada variância para a rendibilidade média de preço. A rendibilidade é calculada pelas diferenças logarítmicas dos preços da commodity no momento final $t = j$ e no momento inicial $t = i$.

Para explicar o impacto da dependência do preço na rendibilidade do preço dos mercados da commodity petróleo será utilizado o exemplo ilustrativo seguinte com a evolução do preço nos dois mercados independentes, para os quais não existe inicialmente nenhuma interligação (dependência do preço).

Gráfico 3.1. Evolução dos preços médios mensais no mercado spot dos petróleos dos tipos Brent e West Texas Intermediate (WTI-2007)



Fonte: Platt's Crude Oil Markowiro

Obs. Dólar em valor corrente. "Os preços médios do petróleo Brent foram calculados a partir dos preços Brent Dated"

Pela análise do gráfico relativo ao ano 2007 poderemos concluir que os preços do Brent e do WTI tomam ao longo do tempo o mesmo sentido de movimentação, com saltos de posição entre eles; ou seja, o Brent revela valores superiores de preço face ao preço WTI quase todo o 1º semestre, para no 2º semestre, o WTI revelar preços superiores ao Brent, exceptuando o 1º e último mês do ano.

3.2.2. Modelo Teórico Proposto

Após as considerações ex-ante para a formulação a propor, consideramos ainda que a rendibilidade dos preços da commodity petróleo antes da introdução da interligação dos mercados Europeu e Americano (RP_i) pode ser calculada pelas diferenças logarítmicas dos preços, da seguinte forma:

$$\begin{cases} R_{pBrent} = \ln\left(\frac{P_{Brent}^{t=j}}{P_{Brent}^{t=i}}\right) = \ln(P_{Brent}^{t=j}) - \ln(P_{Brent}^{t=i}) \\ R_{pWTI} = \ln\left(\frac{P_{WTI}^{t=j}}{P_{WTI}^{t=i}}\right) = \ln(P_{WTI}^{t=j}) - \ln(P_{WTI}^{t=i}) \end{cases}$$

Equação (3.1)

As rendibilidades dos preços resultantes da introdução da interligação deverão ser função das rendibilidades inicialmente existentes antes da introdução da interligação e podem ser calculadas considerando, em geral, o seguinte modelo:

$$\begin{cases} \ln P_{Brent}^{*,t=j} = \ln P_{Brent}^{t=j} + \alpha_j (\ln P_{WTI}^{t=j} - \ln P_{Brent}^{t=j}) \\ \ln P_{WTI}^{*,t=j} = \ln P_{WTI}^{t=j} + \beta_j (\ln P_{Brent}^{t=j} - \ln P_{WTI}^{t=j}) \end{cases}; \begin{cases} \ln P_{Brent}^{*,t=i} = \ln P_{Brent}^{t=i} + \alpha_j (\ln P_{WTI}^{t=i} - \ln P_{Brent}^{t=i}) \\ \ln P_{WTI}^{*,t=i} = \ln P_{WTI}^{t=i} + \beta_j (\ln P_{Brent}^{t=i} - \ln P_{WTI}^{t=i}) \end{cases}$$

Equação (3.2)

Por outro lado, com a introdução da interligação, a rendibilidade dos preços (R_{pi}^*) pode ser calculada da seguinte forma:

$$\begin{cases} R^* P_{Brent} = 1n \left(\frac{P_{Brent}^{*t=j}}{P_{Brent}^{t=i}} \right) = \ln P_{Brent}^{t=j} - \ln(P_{Brent}^{t=i}) + \alpha_j (\ln P_{WTI}^{t=j} - \ln P_{Brent}^{t=j}) \\ R^* P_{WTI} = 1n \left(\frac{P_{WTI}^{*t=j}}{P_{WTI}^{t=i}} \right) = \ln P_{WTI}^{t=j} - \ln(P_{WTI}^{t=i}) + \beta_j (\ln P_{Brent}^{t=j} - \ln P_{WTI}^{t=j}) \end{cases}$$

Equação (3.3)

A combinação das equações (3.2) e (3.3) permite definir o modelo de formação das rendibilidades dos preços resultantes da introdução de uma dependência na interligação entre os preços no mercado da commodity petróleo Europeu (Brent) e Americano (WTI). Em termos gerais, a rendibilidade do preço em cada mercado será igual ao seu valor inicial mais um desvio na direcção da rendibilidade do preço no outro mercado. A alteração máxima na rendibilidade é tal que não permite nenhuma troca na ordem dos preços finais face aos que existiriam sem a presença da relação de dependência a longo prazo, pelo que α_j e β_j têm de respeitar a seguinte desigualdade:

$$\beta_j \leq 1 - \alpha_j$$

Equação (3.4)

Por outro lado, α_j e β_j não podem ser negativos. Isso significaria que os preços no instante final $t = j$ poderiam afastar-se ainda mais por interferência da interligação. Desta forma α_j e β_j têm de pertencer ao intervalo $[0; 1]$.

Este modelo proposto prevê um ajustamento no sentido da convergência dos preços e por consequência os preços logarítmicos dependem dos valores de α_j e β_j .

No mínimo o ajustamento pode ser nulo e é máximo quando os preços logarítmicos convergem para o mesmo valor ao longo do intervalo dos preços finais. Este intervalo é definido pelos preços logarítmicos existentes nos mercados isolados em $t = j$. No caso de estes preços serem iguais o ajustamento seria nulo.

Por outro lado o modelo proposto não permite uma inversão da ordem ou o afastamento dos preços existentes inicialmente.

3.2.3. Alterações na Volatilidade dos Preços

A formulação apresentada na equação (3.3) deverá permitir obter todas as combinações possíveis de rendibilidades dos preços resultantes de uma convergência de preços entre os dois mercados da commodity. A questão que agora se levanta é a de saber se este impacto sobre a rendibilidade dos preços se reflecte também ao nível da volatilidade. É possível observar esta questão comparando a volatilidade da rendibilidade dos preços, medida pela variância, antes e depois da introdução da convergência.

É relativamente simples demonstrar o resultado da equação seguinte (3.5) que significa que a volatilidade conjunta resultante da convergência de preços é sempre menor ou igual à volatilidade conjunta inicial. Propomos, portanto, a seguinte proposição:

$$\delta^2 \left(\ln \left(\frac{P_{Brent}^{t=j}}{P_{Brent}^{t=i}} \right) \right) + \delta^2 \left(\ln \left(\frac{P_{WTI}^{t=j}}{P_{WTI}^{t=i}} \right) \right) \leq \delta^2 \left(\ln \left(\frac{P_{Brent}^{t=j}}{P_{Brent}^{t=i}} \right) \right) + \delta^2 \left(\ln \left(\frac{P_{WTI}^{t=j}}{P_{WTI}^{t=i}} \right) \right)$$

Equação (3.5)

O resultado de (3.5) só é obtido, no entanto, quando as volatilidades iniciais em cada mercado, medidas pela variância, são iguais. Em geral, a volatilidade conjunta antes da introdução da convergência de preços é dada por (3.6),

$$\delta^2 \left(\ln \left(\frac{P_{Brent}^{t=j}}{P_{Brent}^{t=i}} \right) \right) + \delta^2 \left(\ln \left(\frac{P_{WTI}^{t=j}}{P_{WTI}^{t=i}} \right) \right) = \delta^2 \left[\ln(p_{Brent}^{t=j}) - \ln(p_{Brent}^{t=i}) \right] + \delta^2 \left[\ln(p_{WTI}^{t=j}) - \ln(p_{WTI}^{t=i}) \right]$$

considerando constantes os preços logarítmicos em t=i (momento inicial), teremos a seguinte simplificação:

$$\delta^2 \left(\ln \left(\frac{P_{Brent}^{t=j}}{P_{Brent}^{t=i}} \right) \right) + \delta^2 \left(\ln \left(\frac{P_{WTI}^{t=j}}{P_{WTI}^{t=i}} \right) \right) = \delta^2 \left[\ln(p_{Brent}^{t=j}) \right] + \delta^2 \left[\ln(p_{WTI}^{t=j}) \right]$$

Equação (3.6)

A volatilidade conjunta da rendibilidade dos preços da commodity com a inclusão da convergência de preços nos mercados é dada pela expressão seguinte (3.7), considerando também constantes os preços logarítmicos no momento de tempo $t=0$.

$$\begin{aligned} \mathcal{D}^2 \left(\ln \left(\frac{P^{*t=j}_{Brent}}{P^{t=i}_{Brent}} \right) \right) * \left(\frac{1}{2} \right)^2 + \mathcal{D}^2 \left(\ln \left(\frac{P^{*t=j}_{WTI}}{P^{t=i}_{WTI}} \right) \right) * \left(\frac{1}{2} \right)^2 &= \mathcal{D}^2 (\ln P^{t=j}_{Brent}) * \left(\frac{1}{2} \right)^2 \left[(1-\alpha_j)^2 + \beta_j^2 \right] + \mathcal{D}^2 (\ln P^{t=j}_{WTI}) * \left(\frac{1}{2} \right)^2 \left[(1-\beta_j)^2 + \alpha_j^2 \right] + \\ + 2COV \left[(1-\alpha_j) \ln P^{t=j}_{Brent}; \alpha_j \ln P^{t=j}_{WTI} \right] * \frac{1}{4} &+ 2COV \left[(1-\beta_j) \ln P^{t=j}_{WTI}; \beta_j \ln P^{t=j}_{Brent} \right] * \frac{1}{4} \end{aligned}$$

Equação (3.7)

Para demonstrar o resultado desta equação (3.7) é necessário considerar a *Desigualdade de Cauchy – Schwartz*, que se pode traduzir na seguinte desigualdade:

$$COV(X;Y) \leq \delta_X * \delta_Y$$

Equação (3.8)

Desta forma é possível alterar a equação (3.7) sob a forma duma desigualdade, obtendo a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \mathcal{D}^2 \left(\ln \left(\frac{P^{*t=j}_{Brent}}{P^{t=i}_{Brent}} \right) \right) * \left(\frac{1}{2} \right)^2 + \mathcal{D}^2 \left(\ln \left(\frac{P^{*t=j}_{WTI}}{P^{t=i}_{WTI}} \right) \right) * \left(\frac{1}{2} \right)^2 &\leq \mathcal{D}^2 (\ln P^{t=j}_{Brent}) * \left(\frac{1}{2} \right)^2 \left[(1-\alpha_j)^2 + \beta_j^2 \right] \\ + \mathcal{D}^2 (\ln P^{t=j}_{WTI}) * \left(\frac{1}{2} \right)^2 \left[(1-\beta_j)^2 + \alpha_j^2 \right] &+ 2COV \left[(1-\alpha_j) \ln P^{t=j}_{Brent}; \alpha_j \ln P^{t=j}_{WTI} \right] * \frac{1}{4} + \\ + 2COV \left[(1-\beta_j) \ln P^{t=j}_{WTI}; \beta_j \ln P^{t=j}_{Brent} \right] * \frac{1}{4} & \end{aligned}$$

Equação (3.9)

Expressão que, considerando também constantes os preços logarítmicos no momento de tempo $t=i$, poderá ser simplificada:

$$\begin{aligned} & \mathcal{D}^2 \left(\ln \left(\frac{P_{Brent}^{*t=j}}{P_{Brent}^{t=i}} \right) \right) * \left(\frac{1}{2} \right)^2 + \mathcal{D}^2 \left(\ln \left(\frac{P_{WTI}^{*t=j}}{P_{WTI}^{t=i}} \right) \right) * \left(\frac{1}{2} \right)^2 \leq \underbrace{\left[(1-\alpha_j)^2 + \beta_j^2 \right]}_a \mathcal{D}^2 (\ln P_{Brent}^{t=j}) \left(\frac{1}{2} \right)^2 + \\ & + \underbrace{\left[(1-\beta_j)^2 + \alpha_j^2 \right]}_b \mathcal{D}^2 (\ln P_{WTI}^{t=j}) * \left(\frac{1}{2} \right)^2 + 2 \underbrace{\left[\alpha_j^2 (1-\alpha_j)^2 + \beta_j^2 (1-\beta_j)^2 \right]}_c \mathcal{D}^2 (\ln P_{Brent}^{t=j}) \left(\frac{1}{2} \right)^2 \mathcal{D}^2 (P_{WTI}^{t=j}) * \left(\frac{1}{2} \right)^2 \end{aligned}$$

Equação (3.10)

No caso das volatilidades dos preços da commodity nos mercados inicialmente isolados serem idênticas i.e. $\mathcal{D}^2(R_{PBrent}) = \mathcal{D}^2(R_{PWTI}) = \mathcal{D}^2(R_{PBrent+WTI}^*)$, então:

$$\mathcal{D}^2(R_{PBrent}) = \mathcal{D}^2(R_{PWTI}) = 2\mathcal{D}^2(R_{PBrent+WTI}^*)$$

Desta forma, é possível verificar a seguinte desigualdade:

$$\begin{aligned} & \mathcal{D}^2(R_{PBrent}^*) + \mathcal{D}^2(R_{PWTI}^*) \leq a\mathcal{D}^2(R_{PBrent+WTI}) + b\mathcal{D}^2(R_{PBrent+WTI}) + 2c\mathcal{D}^2(R_{PBrent+WTI}) \Leftrightarrow \\ & \Leftrightarrow \mathcal{D}^2(R_{PBrent}^*) + \mathcal{D}^2(R_{PWTI}^*) \leq (a+b+2c)\mathcal{D}^2(R_{PBrent+WTI}) \end{aligned}$$

Equação (3.11)

Assumindo que os dois mercados têm volatilidades idênticas, a sua volatilidade conjunta pode ser definida por $2\mathcal{D}^2(R_{PBrent+WTI}^*)$. Depois de estabelecida a convergência de preços nos mercados, a soma das novas volatilidades pode ser aferida através da equação (3.11) e comparada com $2\mathcal{D}^2(R_{PBrent+WTI}^*)$. Este resultado tem uma importância muito relevante já que prevê a diminuição conjunta da volatilidade resultante apenas da introdução de uma interligação.

Por outro lado, a convergência de preços nos dois mercados da commodity petróleo provoca um aumento da correlação dos preços o que, se tudo o resto se mantivesse constante, conduziria a que a volatilidade de uma carteira constituída por posições longas nos dois mercados considerados aumentasse. De acordo com este modelo proposto isso não se deverá verificar porque o aumento da correlação é acompanhado por uma diminuição da volatilidade do preço em cada mercado.

3.3. Conclusão

Em geral, a fórmula de preço de uma determinada commodity, como seja o petróleo, no mercado internacional estabelece a diferença de preço em relação a um petróleo de referência como, por exemplo, o Brent. Este diferencial de preço reflecte basicamente as diferenças de qualidade, de custos de refinação e/ou de transporte da commodity em questão e do petróleo/produto de referência utilizado, Jin, Y. e P. Jorion (2005).

Julgámos importante estudar a convergência de preços e a volatilidade das séries de preços das commodities, pelo que avançamos com uma proposta teórica para o caso da commodity petróleo onde destacamos que o tamanho do mercado spot (ou seja, a participação do mercado spot em relação ao total comercializado entre os dois grandes mercados desta commodity) é fundamental para que se analise a volatilidade na convergência de preços. Na indústria do petróleo, os preços transaccionados bilateralmente do Brent e do WTI irão convergir para um dado índice de preço agregado dos dois mercados spots o que fará diminuir a volatilidade dos preços nos respectivos mercados individualmente. Acrescenta-se ainda a possibilidade do modelo proposto se generalizar para a relação de longo prazo entre os preços das séries das várias commodities, o que propomos validar empiricamente através de modelos de cointegração, que serão explicitados no capítulo seguinte.

CAPITULO IV – MODELOS ECONOMÉTRICOS PARA ESTUDAR A VOLATILIDADE E DEPENDÊNCIA DAS COMMODITIES

Os modelos econométricos dinâmicos de cointegração aplicados à compreensão do fenómeno da volatilidade e dependência dos preços spot das commodities e a sua previsão assentam em pressupostos económicos geralmente aceites e comprovados, como sejam a sua correlação positiva com os preços praticados para a electricidade e para fontes de energia alternativa. Essa mesma abordagem é adoptada por muita da bibliografia relativa à modelação da volatilidade e dependência de preços de energia em geral.

4.1. Estudo da Cointegração: Considerações Gerais

Só depois de definidas quais são as variáveis que se caracterizam por conterem raízes unitárias e o número de raízes unitárias existentes em cada um dos processos será possível formular testes à presença de vectores de cointegração, ou seja, relações de equilíbrio de longo prazo. Em geral, se duas variáveis y_t e x_t são $I(1)$, a variável residual resultante da regressão entre elas será também $I(1)$. No entanto, pode dar-se o caso em que seja estacionária [$I(0)$] e então as variáveis y_t e x_t dizem-se cointegradas. Segundo o Teorema de Representação de Granger¹¹, se duas variáveis y_t e x_t forem $I(1)$ e cointegradas então é possível representar a relação entre elas como um mecanismo de correcção de erro. Neste tipo de representação, as variações em pelo menos uma das variáveis são explicadas, não só por variáveis de curto prazo mas também pelo erro (e_t) observado no período anterior em que e_t representa o desvio na relação de longo prazo¹². Admite-se portanto que, no longo prazo, as variáveis x e y estão em equilíbrio e que qualquer desvio a esse equilíbrio num determinado momento

¹¹ Engle (1983); Engle e Granger (1987) referenciados em Pillai (2001)

¹² $e_t = y_t - \lambda x_t$ em que λ representa o coeficiente, estimado por OLS, para a relação de longo prazo entre y e x .

do tempo tende a ser compensado no período seguinte, em sentido contrário, de modo a que o equilíbrio se mantenha. A existência de cointegração entre duas ou mais variáveis integradas pode ser analisada com base em abordagens do tipo uniequacional ou multiequacional. A abordagem uniequacional admite que a variável dependente é explicada por uma ou mais variáveis que lhe são exógenas e admite apenas a existência de uma única combinação linear estacionária (uma única relação de cointegração). A abordagem multiequacional, dado que admite a possibilidade de influência simultânea entre as diferentes variáveis e admite igualmente a existência de múltiplos vectores de cointegração linearmente independentes, acaba por ser mais geral e menos limitativa. A formulação mais genérica de um modelo multiequacional é denominada de VAR (Vector Autorregressive). A especificação do modelo VAR é dada por:

$$z_t = A_1 z_{t-1} + A_2 z_{t-2} + \dots + A_p z_{t-p} + CD_t + \varepsilon_t$$

$(n \times 1)$ $(n \times n)$ $(n \times 1)$ $(n \times n)$ $(n \times 1)$ $(n \times n)$ $(n \times 1)$

Equação (4.1)

em que z_t representa o vector de n variáveis conjuntamente determinadas e as matrizes A_i contêm os parâmetros associados a cada vector z_{t-i} , D_t representa o vector de variáveis determinísticas - constante, tendência, variáveis dummy sazonais, variáveis dummy do tipo impulso ou do tipo *shift* – e C representa o vector de coeficientes associados a cada uma das componentes determinísticas. Os modelos VAR equivalem a sistemas de equações em que cada variável é função dos desfasamentos dela própria, até à ordem p , e dos valores passados, até ao momento $t-p$, das restantes variáveis incluídas. O elemento ε_t representa a componente residual – um vector de variáveis aleatórias com distribuição normal. Sendo $\varepsilon_t : IN(0; \Sigma)$, esta equação pode ser rescrita de modo a ter uma interpretação mais fácil e directa. Trata-se da representação do tipo VECM (Vector Error Correction Model) e que é uma mera transformação da formulação original do VAR mas que permite distinguir as relações de longo prazo das de curto prazo. O VECM assume que existe uma relação estável de longo prazo entre duas ou mais variáveis do vector z_t e que, por isso, existe uma situação de equilíbrio para a qual

se está a convergir a cada momento. Trata-se, portanto, de uma adaptação do conceito do mecanismo de correcção do erro adaptado a um contexto multiequacional. O VECM exprime-se genericamente como:

$$\Delta z_t = \Pi z_{t-1} + \Gamma_1 \Delta z_{t-1} + \Gamma_2 \Delta z_{t-2} + \dots + \Gamma_{p-1} \Delta z_{t-p} + CD + \varepsilon_t$$

Equação (4.2)

onde Δz_t representa o vector das primeiras diferenças do vector z_t , $\Gamma_i = -I + A_1 + A_2 + \dots + A_i$ com $i = 1, 2, \dots, p-1$ e $\Pi = -I + A_1 + A_2 + \dots + A_p$. Por sua vez, a matriz Π pode ser decomposta em duas matrizes (α e β) para que o VECM tenha a seguinte representação:

$$\Delta z_t = \begin{matrix} \alpha & \beta' \\ (nx) & (n \times (n-1)) \end{matrix} \begin{matrix} z_{t-1} \\ ((nx) \times (n-1)) \end{matrix} + \begin{matrix} \Gamma_1 & \Gamma_2 & \dots & \Gamma_p \\ (nx) & (nx) & & (nx) \end{matrix} \begin{matrix} \Delta z_{t-1} \\ \Delta z_{t-2} \\ \dots \\ \Delta z_{t-p} \end{matrix} + CD_t + \varepsilon_t$$

Equação (4.3)

onde β representa a matriz de coeficientes de longo prazo também denominado espaço de cointegração, α representa a velocidade de convergência das diferentes variáveis para a situação de equilíbrio e as matrizes Γ contêm os coeficientes associados aos diferentes z_{t-1} e que representam os ajustamentos de curto prazo não contemplados na relação de longo prazo. Admitindo um conjunto de n variáveis e existência de apenas um vector de cointegração, para que a estimação de um modelo uniequacional seja eficiente é necessário que $n-1$ variáveis inerentes ao vector z_t sejam, pelo menos, fracamente exógenas. Interessa, por isso, desenvolver o conceito de exogeneidade fraca. Esta acontece quando $n-1$ variáveis consideradas não apresentam qualquer correlação com a ou as relações de equilíbrio de longo prazo estimadas (βz_{t-1}). Por isso, se $n-1$ elementos do vector α forem nulos isso significa que apenas uma das variáveis incluídas em z_t depende da relação de longo prazo e apenas essa responde a desequilíbrios que se verifiquem nessa relação. As restantes variáveis dizem-se, por isso, fracamente exógenas relativamente ao vector de cointegração. Assim, variáveis presentes em Δz_t que estejam associadas a elementos nulos de α , consideram-se fracamente

exógenas, ou seja, o vector formado por $\beta'z_{t-1}$ não contribui de nenhuma forma para a explicação dos referidos elementos de Δz_t . Quando isso acontece e existe apenas um vector de cointegração, a abordagem uniequacional é suficiente para testar e estimar a existência de cointegração. Caso as variáveis contidas em z_t sejam endógenas, e mesmo que exista apenas um vector de cointegração é, tal como demonstrado por Johansen¹³, mais eficiente estimar o vector de cointegração recorrendo a uma representação vectorial do que a abordagens uniequacionais. Torna-se assim evidente que a abordagem uniequacional não é mais do que um caso particular dos modelos multiequacionais sendo por isso mais restrito. Os modelos VAR admitem, no entanto, as hipóteses de existência de diversas relações de cointegração.

4.2. Testes de Cointegração Multiequacionais – Abordagem de Johansen: VAR

A abordagem de Johansen baseia-se na formulação de um modelo vectorial autorregressivo (VAR) a partir do qual será possível inferir acerca da presença de vectores cointegrantes. A primeira etapa para a implementação desta metodologia é a definição de quais as variáveis e o número de defasamentos que proporcionam ao VAR propriedades desejáveis: parcimónia, normalidade e ausência de autocorrelação nos erros. Tal como no caso dos testes de detecção de raízes unitárias, a correcta inclusão de componentes determinísticas é fundamental para a validade dos resultados. Deste modo, a segunda etapa consiste em definir a inclusão das componentes constante e tendência no VAR. Consideram-se três possibilidades que são as mais plausíveis nas relações em causa neste estudo: a) constante restrita ao vector de cointegração sem tendência b) constante irrestrita sem tendência c) constante irrestrita e tendência restrita ao vector de cointegração. A escolha das componentes determinísticas vai depender das características

¹³ Johansen em 1992 referenciado por Harris e Sollis (2003), p.94.

Assume a hipótese de endogeneidade de todas as variáveis incluídas e a hipótese de inter-relação entre elas no curto e longo prazo. A abordagem multiequacional torna-se por isso prioritária no âmbito de estudos empíricos, pois só a partir dela é possível detectar a existência de mais de um vector de cointegração e aferir acerca da exogeneidade fraca das variáveis em estudo.

evidenciadas pelas séries incluídas no modelo. A constante deve ser sempre incluída de forma a não obrigar a que a relação entre as variáveis potencialmente cointegradas seja forçada a interceptar a origem. A questão é saber qual a natureza que a constante determinística deverá assumir: restrita ao vector de cointegração ou irrestrita ao vector de cointegração. Essa decisão depende de diversos factores como sejam, a natureza das séries em questão e o facto de serem exógenas à relação de cointegração. De um modo geral, a componente constante só deverá ser restrita ao vector de cointegração quando as séries em níveis não aparentem ter algum tipo de tendência, Hendry e Juselius (2000); Harris e Sollis (2003)¹⁴; Patterson (2000)¹⁵. De outro modo, a constante deverá ser sempre considerada irrestrita ao vector de cointegração. O facto de a constante ser irrestrita não implica necessariamente que a relação de cointegração não possua constante. O que acontece é que a constante pertencente à relação de equilíbrio de longo prazo está “incluída” também na constante irrestrita. Se mais de uma variável apresentar tendência, a tendência deverá ser incluída no modelo. Isto sucede porque caso as tendências evidenciadas por cada variável tenham diferentes declives, será necessária a inclusão de uma tendência determinística para captar essa diferença, Hendry e Juselius (2000); Patterson (2000). Caso a inclusão de tendência determinística seja necessária, os testes do rácio de verosimilhança para a exclusão da tendência apontarão para a rejeição da hipótese nula de o coeficiente associado à tendência ser zero. Também aqui se põe a questão de restringir ou não a tendência determinística ao espaço de cointegração. Mais uma vez, vai depender do tipo de trajectória apresentado pelas séries e do facto de as variáveis serem ou não exógenas à relação de cointegração. Se alguma das variáveis apresentar uma tendência do tipo quadrático, isso significa que a tendência determinística a incluir no modelo terá de ser irrestrita ao espaço de cointegração.

4.3. Teste de Cointegração

Segundo a definição de cointegração dada por Engle e Granger ¹⁶, as n

¹⁴ p.133

¹⁵ p.627

¹⁶ Engle e Granger em 1987 referenciado por Enders (2004), p.322

variáveis de um vector $z_t = [z_{1t}, z_{2t}, \dots, z_{pt}]'$ dizem-se cointegradas de ordem $(d, b)[z_t : CI(d, b)]$ se:

- i. Todas as variáveis forem integradas de ordem d , ou seja, se z_t for $I(d)$;
- ii. Existir um vector $\beta = (\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_p)$ tal que $\beta' z_t = \beta_1 z_{1t} + \beta_2 z_{2t} + \dots + \beta_p z_{pt}$ seja uma combinação linear com ordem de integração $(d - b)$, sendo que $d > b > 0$;

Recorde-se que a matriz $\Pi = -I + A_1 + A_2 + \dots + A_p$ incluída na equação VECM pode ser decomposta em $\Pi = \alpha\beta'$ em que α representa a velocidade de ajustamento para o equilíbrio e β a matriz contendo os vectores de cointegração ou, de outra forma, os coeficientes das relações de longo prazo. Existirá cointegração caso existam $r \leq (n - 1)$ colunas em β que sejam linearmente independentes e, caso seja $I(1)$, então $\beta' z : (n - 1)$. Assim, se o traço de Π for igual a $r \leq (n - 1)$ então existem r vectores de cointegração.

Os testes de cointegração relacionados com a abordagem de Johansen consistem em estimar os valores próprios (λ) associados a cada uma das hipóteses de existência de vectores de cointegração: $r = 0$, $r = 1$, $r = 2$, ..., $r = n - 1$. Para provar a existência de cointegração bastará provar que existe pelo menos um $\lambda_i \neq 0$ em que $i = 1, 2, \dots, n - 1$.

O teste mais usual e robusto, Harris e Sollis (2003)¹⁷, é o teste do traço definido por:

$$\lambda_{\text{traço}} = -T \sum_{i=r+1}^n \ln(1 - \hat{\lambda}_i) \quad r = 1, 2, \dots, n - 1$$

Equação (4.4)

em que a hipótese nula é: $H_0 : \lambda_i = 0$ com $i = r + 1, \dots, n$. O teste é realizado sequencialmente começando pela hipótese de o traço de Π ser igual a zero, ou

¹⁷ p. 122

seja $r = 0$, contra a hipótese alternativa de $r \geq 1$. Caso a hipótese nula não seja rejeitada, a sequência de teste interrompe-se e conclui-se pela não existência de qualquer vector de cointegração. Se H_0 for rejeitada, prossegue-se testando $r \leq 1$ contra $r > 1$. Sempre que a hipótese nula seja rejeitada, prossegue-se até $H_0 : r \leq 1(n-1)$. Se algum dos testes não rejeitar a hipótese nula o teste pára e conclui-se pela existência de tantos vectores de cointegração quantas as rejeições das hipóteses nulas já ocorridas na sequência de teste. Os valores críticos relativos ao teste do traço variam consoante a especificação, em termos de componentes determinísticas, dada ao VECM. No caso de amostras de pequena dimensão é aconselhável corrigir a estatística de teste substituindo $-T$ por $-(T - nk)$ na equação explícita supra, Harris e Sollis (2003)¹⁸, em que k corresponde ao número de desfasamentos considerados.

4.4. Testes de Causalidade

Tendo sido definido o VAR no que toca aos desfasamentos e componentes determinísticas a incluir é de todo o interesse proceder a testes de causalidade. Estes permitirão identificar as relações de interdependência entre as diferentes variáveis podem ajudar a decidir se a abordagem multiequacional pode ser dispensada em prol de uma abordagem uniequacional. O conceito de Causalidade à Granger (que, em rigor, se prende com a noção de precedência e não propriamente de causa) pode ser útil na especificação de modelos VAR ou VECM, na medida em que permite inferir acerca da relevância da inclusão de determinada variável explicativa no VAR, Harris e Sollis (2003)¹⁹; Mello e Nell (2001); Ghosh (2000).

Uma variável y diz-se causar à Granger a variável x se os valores y_{t-1} contiverem informação que ajude a prever o valor de x_t . Assumindo um modelo do tipo:

¹⁸ p.124

¹⁹ p.137

$$\begin{bmatrix} y_t \\ x_t \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^p \begin{bmatrix} \alpha_{11,i} & \alpha_{12,i} \\ \alpha_{21,i} & \alpha_{22,i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{t-1} \\ x_{t-i} \end{bmatrix} + CD_t \begin{bmatrix} u_{1,t} \\ u_{2,t} \end{bmatrix}$$

A hipótese nula de a variável y_t não causar à Granger a variável x_t pode ser verificada testando a restrição:

$$\alpha_{21,i} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, p$$

A hipótese nula é testada contra a hipótese alternativa de pelo menos um $\alpha_{21,i}$ ser diferente de zero, caso em que existe pelo menos uma observação passada de y que ajuda a prever x_t . Caso se pretenda testar a causalidade entre o conjunto de variáveis x sobre y , o teste incidirá sobre os coeficientes $\alpha_{21,i}$. A aplicação deste tipo de testes implica que a regressão auxiliar esteja correctamente especificada ao nível das componentes determinísticas. Essa formulação terá de ser investigada previamente para que o VAR possua as propriedades estatísticas adequadas. No entanto, este teste pode apresentar problemas no caso de alguma das variáveis não ser estacionária, já que a distribuição da estatística de teste deixa de ser válida. Nesse caso, o VAR deverá ser reformulado para uma especificação do tipo VECM de forma a garantir que as restrições incidam sobre variáveis estacionárias e sobre o(s) vector(es) de cointegração eventualmente existente(s). A formulação a aplicar será :

$$\begin{bmatrix} \Delta y_t \\ \Delta x_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \end{bmatrix} [\beta_1 \beta_2] \begin{bmatrix} y_{t-1} \\ x_{t-1} \end{bmatrix} \sum_{i=1}^{p-1} \begin{bmatrix} y_{11,i} & y_{12,i} \\ y_{21,i} & y_{22,i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta y_{t-i} \\ \Delta x_{t-i} \end{bmatrix} + CD_t \begin{bmatrix} u_{1,t} \\ u_{2,t} \end{bmatrix}$$

e a hipótese de não causalidade à Granger de x para y é verificada testando:

$$\alpha_1 = 0 ; e \gamma_{12,i} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, p$$

Ou seja, terá de se comprovar a exogeneidade fraca de y em relação ao vector de cointegração e a não relevância da inclusão de desfasamentos das primeiras diferenças de x na equação de Δy . No caso bivariado, o teste de

causalidade à Granger torna-se útil se o objectivo for, por exemplo, tentar aferir se vale a pena incluir x na modelação VECM do comportamento de y . Caso a resposta seja negativa (exogeneidade forte) pode optar-se por incluir mais variáveis explicativas através das quais a informação contida nos valores passados de x possa, indirectamente, influenciar o comportamento de y . Caso tal não aconteça, a inclusão de x no VECM não se reveste de qualquer utilidade.

4.5. Alguns Contributos Relevantes da Literatura

Nesta subsecção pretendemos resumir alguns contributos da literatura que utilizaram modelos econométricos dinâmicos, nomeadamente modelos de cointegração para avaliar as relações de dependência de preços e integração de mercados de commodities e ou sectores energéticos, como seja por exemplo sector eléctrico, cuja produção está associada à dependência dos preços das commodities aqui tratadas no estudo.

Quadro 4.1. – Contributos da Literatura e sua Importância para a problemática do estudo

Autores, Título Paper e Ano de Publicação	Objectivos da Investigação	Modelo e Metodologia	Conclusões Principais
<p>L'Hégaret et al (2004)</p> <p>"International Market Integration for Natural Gas? A Cointegration analysis of Prices in Europe, North America and Japan</p>	<p>Analisaram o grau de integração no mercado de gás natural na Europa, América do Norte e Japão, entre meados da década de 1990 a 2002. A hipótese formulada no estudo por estes autores é que existe diferenciação de preços no mercado do Gás natural entre a Europa e a América do Norte.</p>	<p>A relação entre os preços internacionais do gás natural e sua relação com o preço do petróleo de referência, são testados através da análise da componente de cointegração de Johansen, com dados que abrangem o período compreendido entre Junho de 2005 a Dezembro de 2007.</p>	<p>O estudo evidencia por um lado que existe causalidade nos dois sentidos para um elevado nível de integração do gás natural face ao Brent na direcção União Europeia/Japão e Estados Unidos e que os testes de cointegração revelam a existência de diferentes níveis nos ajustamentos de longo-prazo do preço do gás face ao preço do Brent nos mercados Europeu e Japonês e nos mercados Europeu e Norte-americano e ainda entre os mercados do Japão e a América do Norte. Todos os vectores de cointegração revelam um grau muito menor na velocidade do ajustamento dos preços.</p>

<p>Chemarin et al (2008)</p> <p>“Electricity, Carbon and weather in France: Where do we stand?”</p>	<p>Investigam o papel que os certificados verdes têm no mercado de produção de electricidade, tendo em conta a existência de participações cruzadas entre o mercado do carbono Francês e o mercado spot da electricidade, e ainda os preços spot do gás natural e do crude, incluindo na análise as condições climatéricas na França e nos Outros Países.</p>	<p>São utilizados uma variedade de Modelos econométricos de séries temporais do tipo GARCH bivariados para testar a magnitude da relação de efeito cruzado entre o preço do crude, o preço do gás e ainda a volatilidade casual entre os ciclos de preços do carbono e da electricidade.</p>	<p>No estudo econométrico, os testes de raízes unitárias confirmam que os preços do índice Powernext são estacionários. Evidência esta já evidenciada noutros estudos de: Worthington et al. (2005), Pekka, Antti (2005), De Vanis, Paredes (1999), Bystrom (2003)). Por outro lado, as séries de preços do carbono no Powernext não são estacionários, o que inviabilizou a estimação da relação de longo prazo entre estes. O grande contributo do estudo econométrico dos seus autores é mostrar que os coeficientes na equação condicional dos retornos médios estimados do gás e do crude pelo modelo VAR indiciam que ambos os mercados são cointegrados. Sugerindo, assim que a relação de longo prazo entre os preços do gás e do crude poderiam ser previstos com informação de cada mercado acerca dos respectivos retornos de preços desfasados.</p>
<p>Asche et al. (2002)</p> <p>“ European Market Integration for Gás? Volume Flexibility and Political Risk”</p>	<p>Analizam a integração entre os mercados do gás natural norueguês, holandês e russo. Para o efeito analisam as séries de preços de exportação mensais daqueles países para a Alemanha no intervalo compreendido entre Janeiro de 1990 e Dezembro de 1997.</p>	<p>Modelos econométricos de séries temporais com estudo de cointegração – Metodologia de Johansen multivariado.</p>	<p>Os resultados do estudo econométrico evidenciam que os fornecedores/produtores de gás nos três mercados competem entre si nos mesmo mercado de destino – Alemanha – e que os preços nas suas relações de longo prazo se movem no mesmo sentido ao longo do tempo, mas em diferentes níveis proporcionais de variação de preços.</p>
<p>Autores, Titulo Paper e Ano de Publicação</p>	<p>Objectivos da Investigação</p>	<p>Modelo e Metodologia</p>	<p>Conclusões Principais</p>
<p>De Vany e Walls (1995)</p> <p>“ The Emerging New Order in Natural Gas”</p>	<p>Analizam o grau de integração regional no mercado de gás da América do Norte e a forma como evoluiu a dinâmica dos preços nestes mercados integrados por uma grande rede de <i>pipelines</i> (gasodutos).</p>	<p>A amostra de dados foi considerada tendo em conta uma subamostra no período 1987-1990 para os preços spot do gás em seis redes de interligação entre os mercados regionais americanos. Para validar o grau de integração foi utilizado um processo de estimação a duas etapas de acordo com Engle-Granger.</p>	<p>Os resultados do estudo econométrico validam as premissas que defendem um nível crescente de interligações entre os mercados regionais da América do Norte, bem como um aumento da velocidade de absorção de choques de preços nos mercados do gás e, assim, uma decrescente eficácia nos mecanismos de arbitragem nos mesmos mercados regionais. Os testes de cointegração de Engle-Granger evidenciaram que</p>

			os preços spot do gás natural são cada vez mais integrados à medida que o acesso aos gasodutos se expande através da rede de interligação entre os mercados.
<p>King e Cuc (1996)</p> <p>"Prices Convergence in North American Natural Gas Spots Markets"</p>	<p>Investigam a intensidade da integração dos efeitos da integração entre diferentes regiões produtoras de gás natural da América do Norte.</p>	<p>Utilização de dados de séries de preços do gás natural a partir de meados da década de 1980 até meados da década de 1990. Foi testado o fenómeno da integração com modelos de séries temporais, usando a variação do parâmetro Kalman Filter e análise de cointegração de Engle-Granger.</p>	<p>Os resultados dos testes de cointegração bivariada (testes de Engle-Granger) são qualitativamente semelhantes aos resultados encontrados no estudo de De Vany e Walls (1995). Os resultados da análise de King e Cuc sob a inferência do parâmetro de variabilidade temporal indicam que a convergência dos preços tem sido sentida nos mercados regionais emergentes americanos, mas que uma divisão dos mercados regionais do gás natural leste-oeste, por si só, conduzem à variabilidade dos preços do gás natural.</p>
<p>Serletis (1997)</p> <p>"Is there an East-West split in North American Natural Gas Markets?"</p>	<p>Os objectivos de investigação deste autor são, em todo semelhantes, aos objectivos definidos no estudo de King e Cuc (1996).</p>	<p>São utilizados dados mensais para o preço spot do gás natural norte americano no período desde Junho de 1990 a Janeiro de 1996 em oito mercados regionais. A metodologia econométrica utilizada consiste na abordagem Engle-Granger e cointegração de Johansen.</p>	<p>Os resultados de Serletis fundamentam-se no seu estudo pela utilização da tendência estocástica dos preços do gás, o que confere aos modelos estimados maior robustez dos resultados face aos anteriormente encontrados por King e Cuc, contrariando a premissa de que existia arbitragem de preços nos oito mercados regionais norte-americanos.</p>
Autores, Título Paper e Ano de Publicação	Objectivos da Investigação	Modelo e Metodologia	Conclusões Principais

<p>Serletis e Herbert (1999)</p> <p>“The Message in North American Energy Prices”.</p>	<p>Investiga a dinâmica norte-americana dos preços de gás natural, fuel óleo e da electricidade na zona leste da Pensilvânia, Nova Jersey, Maryland e Delaware, para inferir acerca do poder de mercado no mercado da electricidade e sua dependência ao mercado do petróleo de Nova York Harbor.</p>	<p>Utilizando dados diários (Outubro de 1996 a Novembro de 1997) dos preços do gás natural, electricidade e petróleo na região americana PJM (Pensilvânia, Nova Jersey, Maryland e Delaware). A metodologia econométrica utilizada é o estudo do VAR com a inclusão do teste de raízes unitárias ADF e do teste de cointegração de Engle e Granger bivariado.</p>	<p>Os testes utilizados nos custos de cointegração evidenciam que a correlação entre os preços do gás nos mercados regionais identificados revelam características de estacionariedade, o que permitiu identificar vectores de cointegração. Os resultados apontam para a existência de poder de mercado pelo que, o mesmo é explicado pela grande variabilidade das séries de preços existentes em cada região do PJM. Logo, nas relações de longo-prazo foram encontradas diferentes estimativas para os coeficientes de ajustamento entre os preços do gás das diversas regiões.</p>
<p>Asche et al. (2000)</p> <p>“ Market integration for Natural Gas in Europe”</p>	<p>Investigam o grau de integração do mercado do Gás Natural na França, Alemanha e Bélgica.</p>	<p>Abordagem econométrica com testes de causalidade de Engle-Granger e teste de cointegração de Johansen pelo método da máxima verosimilhança.</p>	<p>Os resultados deste estudo revelam que os diferentes preços do gás na fronteira da França movem-se em direcção ao equilíbrio dos mercados destino (Alemanha e Bélgica) nos mesmos sentidos de causalidade ao longo do tempo, revelando diferenças significativas nas suas médias. Acresce ainda uma forte evidência de alta integração dos mercados inferidos pelos resultados dos vectores de cointegração estimados.</p>

CAPITULO V – AVALIAÇÃO DINÂMICA DOS PREÇOS SPOT DAS COMMODITIES

Introdução

Os modelos econométricos estimados só serão considerados válidos se conseguirem cumprir uma série de requisitos estatísticos que só se atingirão caso a relação entre variáveis tenha sido estável durante um período considerável de tempo. Só nessas condições é considerado válido realizar previsões pois só é expectável que uma determinada relação entre variáveis se mantenha caso exista forte evidência de ter existido essa relação no passado.

Metodologia

Dentro do método econométrico aplicado à volatilidade e dependência dos preços spot das commodities, no longo prazo, pode-se optar por abordagens mais ou menos desagregadas. Abordagens mais agregadas tendem a encarar a relação da tal dependência como um todo e a estudar as variáveis preço spot, de carácter mais abrangente, que possam influenciar a dependência conjunta dessas commodities. Abordagens estas no alinhamento dos autores King e Cuc (1996); L'Hégaret et.al (2004) e Chemarin et al (2008). Abordagens mais desagregadas optam por olhar para um sector industrial de forma a tentar modelar as suas especificidades com a dependência dos preços das commodities. Tal sucede porque este sector industrial, veja-se o caso do sector eléctrico, revela padrões e necessidades de consumo por commodities distintas, logo este sector industrial reagirá com diferentes níveis de intensidade nas relações de dependência relativamente à volatilidade dos preços das commodities (ver Serletis e Herbert (1999) e Chemarin et al (2008)).

A metodologia adoptada inspira-se claramente nos trabalhos de L'Hégaret et.al (2004) e Chemarin et al (2008).

A primeira fase consistirá em estudar as propriedades das séries envolvidas no estudo nomeadamente para averiguar qual a ordem de integração de cada uma

delas. Numa segunda fase procurar-se-á encontrar evidência de cointegração recorrendo a diversas metodologias de análise.

Como objectivo do estudo econométrico proposto formulamos as seguintes Hipóteses a testar:

[H1]: Existe uma relação de dependência directa entre os preços spot do brent e os preços spot do fuel;

[H2]: Existe uma relação de dependência directa entre os preços spot do brent e os preços spot do carvão;

[H3]: Existe uma relação de dependência directa entre os preços spot do brent e os preços spot do gás;

[H4]: Na relação de longo-prazo estabelecida entre os preços do Fuel e os preços do Brent são os preços do brent que se movimentam para restabelecer o equilíbrio;

[H5]: Na relação de longo-prazo estabelecida entre os preços spot do brent e os preços do gás são os preços do gás que se movimentam para restabelecer o equilíbrio;

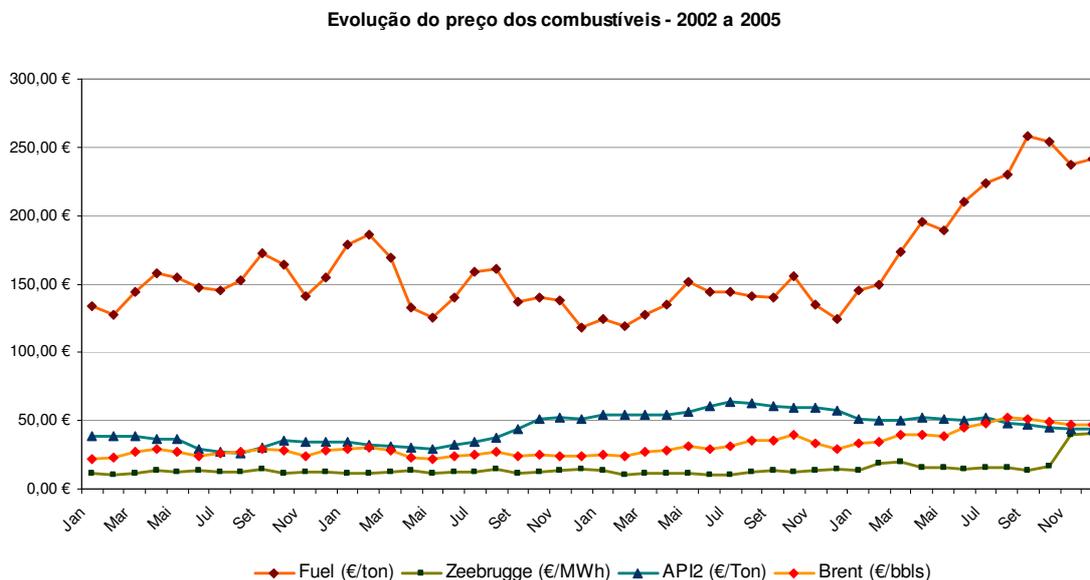
[H6]: Existe uma relação de dependência directa entre os preços spot da electricidade Omel e os preços spot das commodities;

No desenvolvimento deste mesmo capítulo, iremos apresentar os resultados dos testes e estimações efectuadas com recurso ao software Eviews, seus comentários e conclusões face às hipóteses formuladas.

5.1. Identificação dos Comportamentos dos preços Spot dos combustíveis no período 2002-2005 com base em dados médios mensais

Iremos descrever nesta fase do estudo a evolução e comportamento do Preço Omel e do preço dos combustíveis: Carvão, Brent, Gás e Fuel no período de 2002 a 2005. Para o efeito socorremo-nos da prévia análise gráfica dos dados das séries de preços das commodities com valores médios mensais.

Gráfico 5.1. Evolução de preços médios mensais das commodities no período total

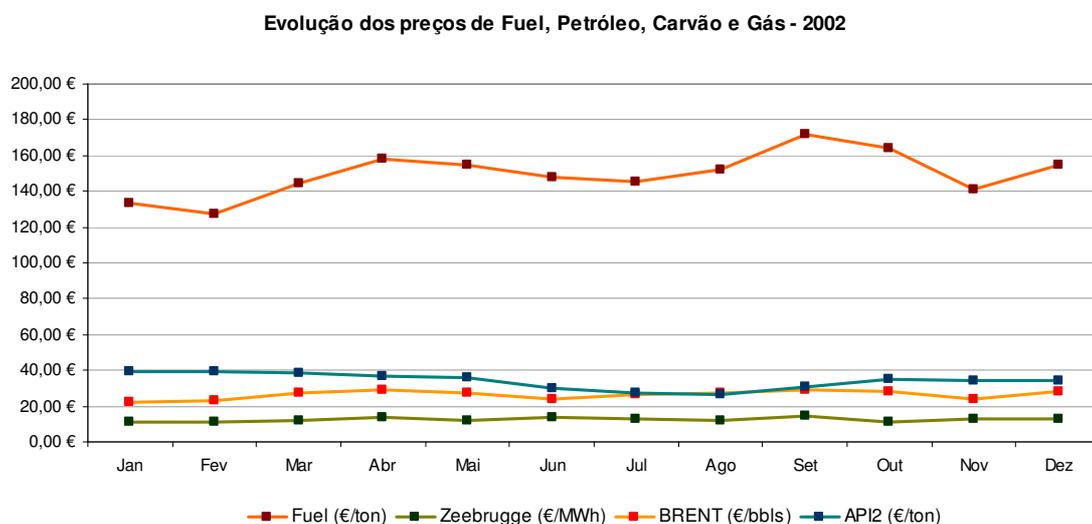


Fonte: Elaboração própria com base em dados da amostra

Desta análise gráfica destaca-se a forte volatilidade do preço do Fuel em todo o período da análise. Evidencia-se, nesta commodity, uma maior volatilidade (e maior intensidade) na variação de subida e de descida de preços face à commodity Carvão. Esta comparação torna-se possível dado que as duas séries de preços estão valoradas na mesma unidade de medida. Como o Fuel é um refinado do Brent é de esperar que alterações de preço no Brent condicionem alteração no mesmo sentido no preço do Fuel, logo no gráfico não é possível aferir dos níveis de magnitude de variações dos preços destas, pois é preciso ter em atenção as diferentes unidades de medida de preços, que no caso do Brent são Euros por barril transaccionado e no Fuel são Euros por tonelada transaccionada.

Quanto ao Zeebrugge (Gás natural), a sua volatilidade é muito menor no período de análise pois só a partir de 2003, por exemplo, a maioria das centrais de produção de electricidade em Portugal e Espanha começaram a utilizar este combustível nas suas tecnologias de produção.

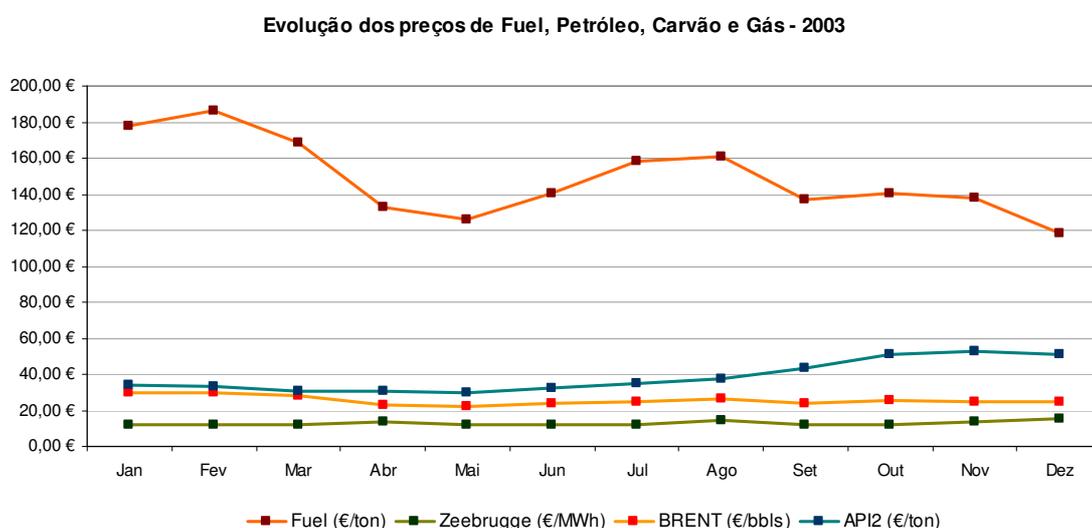
Gráfico 5.2. Evolução de preços médios mensais das commodities no ano 2002



Fonte: Elaboração própria com base dados da amostra

No ano de 2002, os preços médios mensais do Fuel apresentam um comportamento variável ao longo do ano de 2002 com inversões de subida do seu preço no 1º trimestre e 3º Trimestre para descida de preço no 2º trimestre e 4º trimestre exceptuando a transição do mês de Janeiro para Fevereiro (descida de preço) e de Novembro para Dezembro (subida de preço). Por sua vez o API2 (carvão) apresenta uma tendência de descida no 1º semestre do ano, com alguma volatilidade no sentido da descida. A partir sensivelmente do mês de Julho há uma inversão na tendência, logo subida dos preços até Outubro, mantendo-se com pouca oscilação no último trimestre do ano. Por sua vez o Brent apresenta um comportamento de subida de preços médios mensais no 1º trimestre do ano (contrário do carvão), para descer no 2º trimestre, (idêntico ao carvão); no 3º trimestre novamente subida para nova descida no 4º trimestre, apesar de no último mês voltar a haver subida de preço do Brent. Relativamente ao comportamento de preços médios mensais do Zeebrugge (Gás) parece ser pouco volátil ao longo do ano com tendência ligeira subida no 1º trimestre, com descida seguida de subida no 2º, 3º, e 4º trimestre.

Gráfico 5.3. Evolução de preços médios mensais das commodities no ano 2003



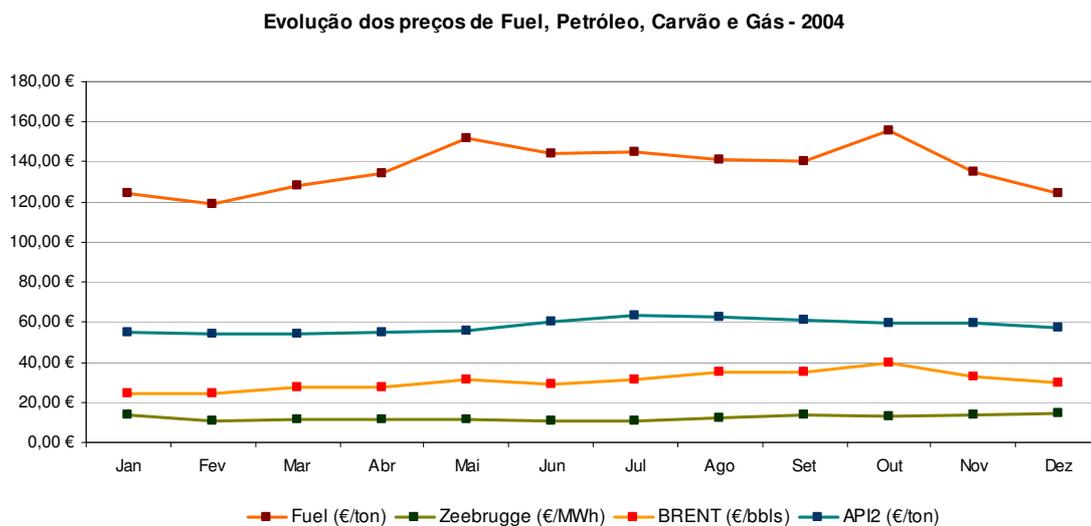
Fonte: Elaboração própria com base dados da amostra

No ano de 2003, os preços médios mensais do Fuel apresentam um comportamento em sentido contrário ao verificado no ano anterior, ou seja inversões de descida no 1º semestre com excepção da subida do seu preço na transição do mês de Janeiro para Fevereiro e Maio para Junho; a subida de preço desta commodity continua a verificar-se no decurso do 3º Trimestre; de Setembro a Novembro apresenta um comportamento pouco volátil com pequenas oscilações no preço para no último mês do ano voltar a evidenciar descida de preço. A commodity API2 apresenta um aumento generalizado em todos os meses do ano de 2003, exceptuando a transição do mês de Janeiro para Fevereiro e de Novembro para Dezembro (descida de preço). Os preços médios mensais do carvão apresentam uma tendência de ligeira descida no 1º Trimestre do ano para subir com alguma intensidade no 2º e 3º trimestre; no 4º trimestre mantêm valores elevados com pouca variabilidade. Por sua vez, o Brent apresenta um comportamento oscilante ao longo do ano com ligeiras descidas seguidas de ligeiras subidas no 1º semestre, para voltar a apresentar ligeiras subidas e ligeiras descidas no 2º semestre. Esta evidência contrasta com o verificado no ano anterior para a série de preços do Brent.

Relativamente ao comportamento de preços do Zeebrugge (Gás) parece ser

pouco volátil ainda que com menor intensidade do que no ano transacto – 2002. Ao longo do ano reflecte tendência ligeira de subida no 1º trimestre, com descida seguida de subida no 2º, 3º e 4º trimestre.

Gráfico 5.4. Evolução de preços médios mensais das commodities no ano 2004

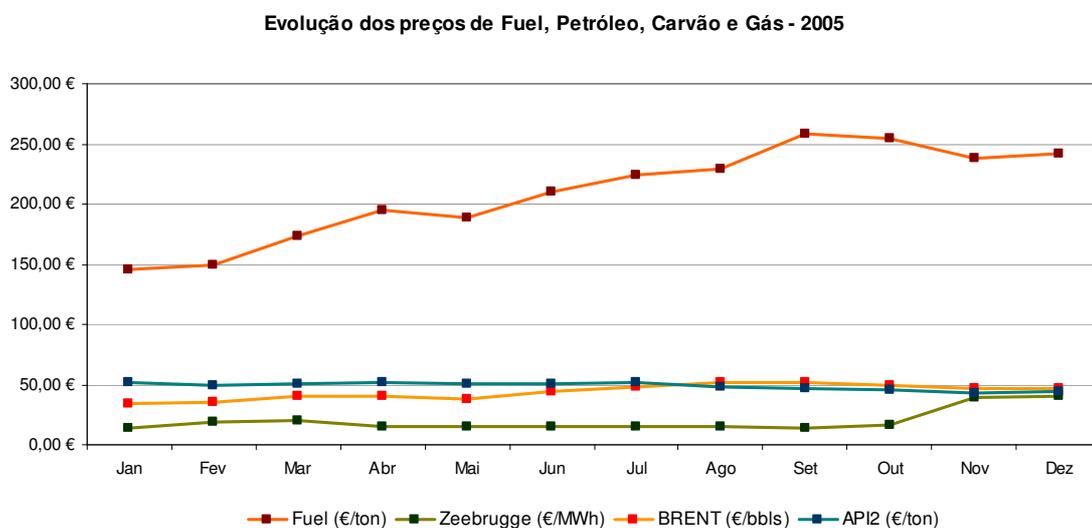


Fonte: Elaboração própria com base dados da amostra

No ano de 2004, os preços médios mensais do Fuel apresentam um comportamento contra-ciclístico ao longo do ano de 2004 com inversões de subida do seu preço até Maio para descida de preço deste até final do 3ºTrimestre, com descida de preço no 4ºtrimestre. Neste mesmo ano de 2004, os preços médios mensais do carvão apresentam uma tendência pouco variável no 1º trimestre do ano para apresentar uma subida significativa no decurso do 2ºtrimestre e início do 3ºtrimestre para apresentar uma descida a partir de Julho até final do ano; ressalve-se que esta descida foi de menor intensidade do que na tendência de subida dos preços. Quanto ao comportamento de preços do Brent, este apresenta um comportamento muito semelhante ao do carvão, no entanto regista níveis de intensidade na subida e na descida com menores magnitudes de variação.

Quanto ao comportamento de preços médios mensais do Zeebrugge (Gás) parece ser muito pouco volátil ao longo do ano com tendência ligeira subida no 2º semestre do ano.

Gráfico 5.5. Evolução de preços médios mensais das commodities no ano 2005



Fonte: Elaboração própria com base dados amostra

Para o ano de 2005, os preços médios mensais do Fuel apresentam um aumento durante grande parte do período do ano até final do 3º Trimestre para descer o nível de preços e voltar a inverter no último mês do ano. Por sua vez, o carvão apresenta uma tendência de ligeira descida no decurso do ano todo, mas com tendência de descida mais acentuada no 2º semestre do ano. O Brent apresenta um comportamento oscilante ao longo do ano com ligeiras subidas seguidas de ligeiras descidas até finais Abril; a partir daqui assiste-se a uma tendência de subida progressiva nos preços médios do Brent até cerca do final de Agosto, para até final do ano assistir-se a uma ligeira descida tal como aconteceu com os preços médios do carvão. Por sua vez, os preços médios mensais do Zeebrugge (Gás) apresentam um comportamento mais volátil do que nos anos anteriores desta análise, com uma ligeira subida de preços no 1º trimestre seguido de uma ligeira descida seguida de ligeira subida mas muito pouco volátil até ao mês de Outubro; a partir daqui e até Novembro assiste-se a uma significativa subida de preço para patamares nunca atingidos, mantendo-se neste patamar no último mês do ano de 2005.

5.2. Aplicação do modelo Teórico proposto

5.2.1. Dados

Para o efeito aplicaremos as potencialidades do modelo teórico proposto em termos dinâmicos recorrendo à utilização de metodologias econométricas de análise das séries temporais através de uma aplicação às cotações do logaritmo natural da rendibilidade dos preços spot diários para o período desde Janeiro de 2002 até Dezembro de 2005, inicialmente das várias Commodities: Brent, Fuel, Carvão, Gás e ainda da rendibilidade do preço de electricidade "Omel". Os dados relativos a estas mesmas variáveis estão expressos na mesma unidade monetária – Euros, pelo que foram ajustadas as séries do Brent e do Carvão tendo por base a taxa de câmbio spot do USD face ao Euro.

5.2.2. Resultados: Estatísticas descritivas e Matriz de Correlação

Tabela 5.1. – Estatísticas descritivas das variáveis (taxas de rendibilidade preço) relevantes para o conjunto das Commodities de 2002-2005):

VARIÁVEIS *	Média	Desvio Padrão	Minimo	Maximo	Mediana
'RP_Brent'	0.00047758	0.079885	-0.32158	0.34532	0.013193
'RP_Fuel'	0.00048908	0.024588	-0.23299	0.17322	0.0019159
'RP_API2'	0.00020018	0.060876	-0.25251	0.19529	0.0082342
'RP_Zeebrugge'	0.00098639	0.10137	-0.33928	0.30994	0.012260
'RP_Omel'	0.00020067	0.21402	-1.1524	1.1852	-0.011457

* (1457 observações válidas)

Tabela (5.1.)

No período amostral teremos para o conjunto das variáveis constantes do quadro um comportamento, em termos médios, idêntico na maioria das commodities como se poderá confirmar nos casos da rendibilidade do Brent e do Fuel; e do Carvão e do Preço Omel que são muito próximos. Exceptua-se, portanto,

a rendibilidade média do Preço do gás natural que apresenta um maior desvio da rendibilidade média face às restantes.

Relativamente à volatilidade que poderá ser inferida a partir do valor do desvio-padrão diremos que existe uma forte volatilidade para a rendibilidade preço Omel. No tocante às commodities, assiste-se uma maior volatilidade na rendibilidade preço do Gás Zeebrugge, seguindo-se o Brent, Carvão e o Fuel a apresentar menor volatilidade na rendibilidade do preço.

De seguida, apresenta-se a matriz de correlação:

	R_OMEL	R_Brent	R_Fuel	R_API	R_GN
R_OMEL	1.0000	0.056797	0.016219	0.034819	-0.054644
R_Brent	0.056797	1.0000	0.048560	0.0080888	-0.045621
R_Fuel	0.016219	0.048560	1.0000	-0.015669	-0.011816
R_API	0.034819	0.0080888	-0.015669	1.0000	0.030120
R_GN	-0.054644	-0.045621	-0.011816	0.030120	1.0000

Tabela (5.2.)

Verifica-se a existência de correlações positivas entre a rendibilidade preço do Brent e as rendibilidades preço das commodities: Fuel e Carvão (API2); entre a rendibilidade do preço do Brent e a rendibilidade do Preço Omel; entre a rendibilidade preço do Carvão (API2) e rendibilidade Preço do Gás natural e entre a rendibilidade preço do Carvão (API2) e a rendibilidade do preço Omel .

Por sua vez temos correlação negativa entre a variável rendibilidade preço do Brent e a rendibilidade preço do Gás Natural Zeebrugge; entre a rendibilidade preço do Fuel e das commodities Carvão e Gás Natural Zeebrugge; entre a rendibilidade do preço Omel e a commodity do gás natural.

5.2.3. - Outros comentários aos resultados

- Todas as séries são não estacionárias, pelo que não faz sentido a análise de cointegração com as variáveis sob a forma de taxas de retorno (taxas de rendibilidade preço);
- Nenhuma das séries tem distribuição normal e parecem ter, com excepção de R_Omel (rendibilidade média preço Omel), uma distribuição bimodal; ver gráficos

no Anexo 1;

- A inclusão de dummies para corrigir outliers torna R_Fuel (rendibilidade média do preço do Fuel) não significativa;
- Não há grande lógica em considerar que a rendibilidade média do preço Omel afecta a rendibilidade média do preço do Brent e demais commodities mas sim o contrário; também não vale a pena considerar modelos vectoriais na análise bastando a abordagem uniequacional (ADL-Modelo Autoregressivo com defasamentos distribuídos);
- Das diversas Commodities, apenas o fuel parece "resistir" nos modelos uniequacionais. Esta evidência tem por base os resultados das equações de longo prazo que se obtêm a partir do ADL;

Na tabela seguinte apresentam-se os resultados da equação de longo prazo. A variável com p-value mais baixo é R_Fuel com um p-value de 0.166:

	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob
Constant	0.000744079	0.0008446	0.881	0.378
R_Fuel	0.0851060	0.06142	1.39	0.166
R_API	2.30744e-007	0.03747	0.00	1.000
R_GN	0.0135365	0.01958	0.691	0.490

Tabela (5.3.)

Quando se retiram R_API e R_GN com p-values muito mais elevados, R_Fuel passa a ser significativa conforme tabela 5.4:

	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob
Constant	0.000139261	0.0009069	0.154	0.878
R_Fuel	0.164267	0.07805	2.10	0.035
Long-run sigma	0.0341729			

Tabela (5.4.)

Foi estimado o modelo com a variável explicativa R_Fuel (Rendibilidade média do preço do Fuel), assumindo resíduos GARCH (1,1). A relação de longo

prazo estimada, a partir de um ADL simples, foi: $R_OMEL=0,0001 + 0,164 R_Fuel$

- A heteroscedasticidade pode ser modelada através de modelos GARCH e os resultados parecem satisfatórios uma vez que a heteroscedasticidade desaparece. No entanto a evidência de não normalidade dos resíduos não desaparece, mesmo incluindo variáveis dummy que entrem em linha de conta com os *outliers*. Porém, o gráfico de distribuição parece-nos bastante aproximado à normal. A literatura diz-nos que no caso de grandes amostras, o pressuposto de normalidade pode ser relaxada, pelo Teorema do Limite Central.

O software PcGive calcula as equações de longo prazo para os modelos ADL simples, mas não tem essa função implementada no caso dos modelos GARCH. Em princípio, quando se faz uma modelação GARCH dos resíduos, os coeficientes associados às variáveis explicativas são diferentes dos obtidos num modelo equivalente (em termos de variáveis explicativas) sem a parte da modelação GARCH.

No caso do modelo com o Fuel pode-se observar que quando se passa do modelo ADL simples (tabela 5.5):

	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob	Part.R^2
R_OMEL_1	-0.473166	0.02670	-17.7	0.000	0.1852
R_OMEL_35	0.0572601	0.02643	2.17	0.030	0.0034
Constant	0.000623201	0.004059	0.154	0.878	0.0000
R_Fuel	0.248194	0.1661	1.49	0.135	0.0016
R_Fuel_5	0.516901	0.1661	3.11	0.002	0.0070
R_Fuel_17	-0.343471	0.1662	-2.07	0.039	0.0031
R_Fuel_29	0.313481	0.1665	1.88	0.060	0.0026

Tabela (5.5.)

para o modelo ADL com resíduos GARCH (tabela 5.6),

	Coefficient	Std.Error	robust-SE	t-value	t-prob
R_OMEL_1Y	-0.441086	0.02835	0.02836	-15.6	0.000
R_OMEL_35Y	0.0677026	0.02516	0.02497	2.71	0.007
Constant X	0.00150284	0.003634	0.003683	0.408	0.683
R_Fuel X	0.373751	0.1517	0.1944	1.92	0.055
R_Fuel_5X	0.320557	0.1548	0.2504	1.28	0.201

R_Fuel_17X	-0.392066	0.1576	0.2034	-1.93	0.054
R_Fuel_29X	0.290772	0.1545	0.1598	1.82	0.069
alpha 0 H	0.000767000	0.0002391	0.0003012	2.55	0.011
alpha 1 H	0.0608389	0.01296	0.02452	2.48	0.013
beta 1 H	0.905399	0.01979	0.02830	32.0	0.000

Tabela (5.6.)

os coeficientes mantêm o sinal mas as magnitudes alteram-se, em especial os desfasamentos mais próximos. Até que ponto estas alterações têm impacto significativo na relação de longo prazo estimada? Não sabemos. Apenas sabemos que o problema da heteroscedasticidade condicional dos resíduos fica resolvido e que o ajustamento melhora sensivelmente.

Na modelação ARCH/GARCH, estamos a utilizar abordagens muito simples e temos consciência que a análise ainda tem muito espaço para sofisticação.

5.3. – Estudo da Cointegração

5.3.1– Dados

Face às limitações encontradas no estudo com a utilização das variáveis sob a forma de rendibilidades de preços conforme modelo teórico proposto, optou-se pela utilização das séries de preços sob a forma logarítmica. Assim para o efeito aplicaremos as potencialidades dos modelos dinâmicos recorrendo à utilização de metodologias econométricas de análise de séries temporais e cointegração descritas no capítulo IV através de uma aplicação às cotações do logaritmo natural (Ln) dos preços spot diários para o período desde Janeiro de 2002 até Dezembro de 2005 das várias Commodities: Brent, Fuel, Carvão e Gás. Os dados relativos a estas mesmas variáveis estão expressos na mesma unidade monetária – Euros, pelo que foram ajustadas as séries do brent e do carvão tendo por base a taxa de câmbio spot do USD face ao Euro.

Em termos metodológicos, em primeiro lugar, utilizam-se testes de raízes unitárias de ADF (Dickey-Fuller aumentado) para determinar a ordem de integração de cada uma das variáveis. Em seguida, calculam-se as correlações cruzadas entre as séries estacionarizadas de modo a não só medir a intensidade das

relações entre as taxas de juro e a taxa de inflação como também o sentido dessa relação. Por último procedem-se a testes de cointegração e testes de causalidade à Granger entre as variáveis em estudo no contexto dos modelos vectoriais autoregressivos também denominados Modelos (VAR).

5.3.2. – Identificação da ordem de integração das variáveis com base em dados mercado spot das commodities

Um problema que pode surgir frequentemente na modelagem de séries temporais é o da não estacionariedade das mesmas. Um outro problema, não menos frequente é o da presença de relações espúrias entre as variáveis. Este tipo de relação fica-se a dever, na maioria dos casos, à presença de uma tendência temporal comum nas séries. As relações espúrias apresentam, geralmente, indicadores estatísticos bons, como sejam as estatísticas F observadas bastante elevadas, sem que isso signifique que, de facto, as variáveis modeladas se determinem simultaneamente.

Muitas vezes, uma série não estacionária em nível resulta estacionária nas primeiras diferenças. Neste caso diz-se que a série é integrada de ordem 1 e representa-se por $I(1)$ (se a série for estacionária nas 2^{as} diferenças diz-se integrada de ordem 2 [$I(2)$], e se o for nas $q^{\text{ésimas}}$ diferenças diz-se integrada de ordem q representando-se por $I(q)$). A diferenciação permite, em muitos casos, resolver o problema da não estacionariedade das séries, colocando, contudo, um outro problema: a perda de informação, nomeadamente de longo prazo por se deixar de trabalhar com as séries em nível. Na maioria dos casos, os estudos empíricos levados a cabo em macroeconomia envolvem variáveis não estacionárias em nível mas estacionárias nas primeiras diferenças. Esta problemática seria ultrapassada se as séries, embora não estacionárias individualmente, o passassem a ser quando regredidas conjuntamente. Esta solução permitir-nos-ia analisar modelos que combinassem as propriedades de curto e de longo prazos e que ao mesmo tempo mantivessem a estacionariedade das séries – surge então o conceito de cointegração.

Em economia existem diversas variáveis que registam um andamento temporal comum e um próximo em que as oscilações na evolução de uma delas levam a oscilações no padrão temporal da outra. Exemplos destas variáveis podem ser o: Preço spot Brent e Preço Futuro do Brent; Preço spot Carvão e Preço Futuro do Carvão; Preço spot Gás e Preço Futuro do Gás; o preço de dois combustíveis substitutos para a produção de electricidade (Fuel e Gás); etc.. Uma ideia semelhante, é a de se considerar relações de equilíbrio entre as variáveis, onde o equilíbrio é um ponto estável caracterizado por forças que levam as variáveis a aproximarem-se desse ponto sempre que elas tendem a afastar-se, Engle e Granger (1987), pp.251.

Em síntese diremos que uma definição de cointegração pode ser dada por: Duas séries x_t e y_t dizem-se cointegradas de ordem d, b com $d \geq b \geq 0$ e que se representa por $x_t, y_t : CI(d * b)$ se:

- i. ambas as séries forem integradas de ordem d ,
- ii. existir uma combinação linear entre estas variáveis da forma $\alpha_1 x_t + \alpha_2 y_t$, que é integrada de ordem $d - b$.

Esta definição pode ser generalizada ao caso de n variáveis da seguinte forma: se x_t representar um vector $(n * 1)$ de séries $x_{1t}, x_{2t}, \dots, x_{nt}$, e:

- i. se cada uma das séries for integrada de ordem d
- ii. se existir um vector α de ordem $(n * 1)$ tal que $x_t \cdot \alpha : I(d - b)$ então $x_t \cdot \alpha : CI(d * b)$.

Duas ou mais variáveis dizem-se cointegradas quando combinações lineares de séries não estacionárias são estacionárias. Conceptualmente, indica que as diferenças entre as séries temporais têm uma média e uma variância que são constantes, o que significa que as séries “acompanham-se” ao longo do tempo, ou seja, têm uma tendência estocástica comum. Para efectuar a análise de cointegração é necessário previamente verificar se as séries são ou não estacionárias e se têm a mesma ordem de integração²⁰.

²⁰ De acordo com a teoria econométrica, se uma variável é integrada de ordem (p) e outra de ordem(s), uma combinação linear das duas é integrada de ordem (p-s)

O passo prévio à verificação de possibilidade de cointegração das seguintes séries para as variáveis: Preço Spot do Brent, do Carvão, do Gás e do Fuel é analisar a identificação da ordem de integração de cada uma destas variáveis

Quanto ao número de desfasamentos, adoptamos uma abordagem general-to-specific: partindo de um número máximo de desfasamentos de 36 eliminamos os desfasamentos que resultaram não significativos.

Obtiveram-se os seguintes resultados para os testes de raízes unitárias do tipo ADF Testes de Raízes Unitárias (Augmented Dickey Fuller):

Tabela 5.7. Testes de Raízes Unitárias do tipo ADF

Variável	Valor do teste	Desfasamentos
PReal ⁺	-2.51315	36
Δ PReal	-8.30671**	35
PBrent ⁺	-2.38481	31
Δ PBrent	-10.8789**	30
PFuel ⁺	-1.60519	32
Δ PFuel	-7.023353**	31
PApi (Carvão) ⁺	-1.17242	36
Δ PApi (Carvão)	-8,4223**	35
PZeebrugge(Gás) ⁺	-2.4626	28
Δ PPZeebrugge(Gás)	-8.5024**	27

** - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 1%;

De acordo com resultados, todas as variáveis são I (1), pelo que é possível testar a cointegração (têm de existir pelo menos 2 séries I (1)). Fomos, ainda, ver se existiam quebras de estrutura que necessitassem de ser contempladas para introduzir as necessárias correcções. Foram encontradas na série do Preço no caso do Preço do Fuel e do Carvão, essas quebras existem e são corrigidas com uma dummy.

Tivemos igualmente de acrescentar uma variável dummy do tipo degrau para corrigir o súbito aumento do nível dos preços do mercado Zeebrugge.

5.3.3. Cointegração entre as variáveis Ln Brent e as variáveis Ln Fuel, Ln API (Carvão), Ln Zeebrugge (Gás)

A cointegração representa a condição necessária, embora não suficiente, para validar a hipótese da dependência inferida pela relação entre o Ln Brent e Ln Fuel, Ln Carvão e Ln Gás.

Testar a existência de cointegração entre um dado conjunto de variáveis reduz-se, na prática, a testar a existência de uma raiz unitária no vector dos resíduos da regressão de cointegração.

Cointegração entre as variáveis Ln Fuel e o Ln Brent

Tabela 5.8. Teste diagnóstico VAR

Estatística de teste	Valor
F_{AR1-2}	1.3678
X_{nd}^2	1139,6**

** - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 1%

Os testes F_{AR1-2} visam testar a presença de autocorrelação nos erros de estimação. Os testes X_{nd}^2 têm por objectivo testar a normalidade dos resíduos. Os resultados dos testes de diagnóstico apontam para um modelo com boas propriedades com a excepção de alguns problemas de não normalidade dos resíduos e que posteriormente iremos analisar.

De acordo com os resultados da tabela existe evidência ao nível de 1% de significância para se afirmar que não existe autocorrelação dos resíduos pelo que não será necessária a inclusão de mais defasamentos no modelo. Não existe evidência da normalidade dos resíduos uma vez que o teste do Qui-quadrado rejeita a hipótese nula de normalidade. No entanto, esta não normalidade não afecta a validade do teste do traço que iremos apresentar de seguida.

Este teste é realizado sequencialmente começando pela hipótese de o traço de Π ser igual a zero, ou seja $r=0$, contra a hipótese alternativa de $r \geq 1$. Recorde-se no capítulo IV que descrevemos que a matriz Π incluída na equação

pode ser decomposta em $\Pi = \alpha\beta$ em que α representa a velocidade de ajustamento para o equilíbrio e β a matriz contendo os vectores de cointegração, ou seja, os coeficientes das relações de longo prazo.

Caso a hipótese nula não seja rejeitada, a sequência de teste interrompe-se e conclui-se pela não existência de qualquer vector de cointegração. Se H_0 for rejeitada, prossegue-se testando $r \leq 1$ contra $r > 1$. Sempre que a hipótese nula seja rejeitada, prossegue-se até $H_0 : r \leq 1(n-1)$. Se algum dos testes não rejeitar a hipótese nula o teste pára e conclui-se pela existência de tantos vectores de cointegração quantas as rejeições das hipóteses nulas já ocorridas na sequência de teste.

De acordo com outputs obtidos, obteve-se os seguintes resultados para o teste do Traço:

Tabela 5.9. Teste do traço

H0	H1	Traço	Traço corrigido
$r=0$	$r>0$	41.14**	40.22**
$r \leq 1$	$r > 1$	4.17	4.07

** - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 1%

De acordo com a tabela supra, o teste do traço aponta para a presença de um vector de cointegração. O teste do traço rejeita a hipótese nula de existirem zero vectores de cointegração e não rejeita a hipótese nula de existir pelo menos um vector de cointegração. O teste do traço corrigido é uma outra versão do teste para pequenas amostras. Dado que estamos a lidar com mais de um milhar de observações, os resultados são muito semelhantes.

Estimação do VECM

Se y_t (Ln Brent) e x_t (Ln Fuel) são duas séries integradas de ordem 1 e que são cointegradas com vector de cointegração $[1, -\beta]$. Então, as variáveis:

$\Delta LnBrent_t = yLnBrent_t - LnBrent_{t-1}$; $\Delta LnFuel_t = LnFuel_t - LnFuel_{t-1}$ e ainda $LnBrent_t - \beta LnFuel_t$ são todas $I(0)$, ou seja, estacionárias. O modelo de correcção do erro pode ser definido da seguinte forma:

$$\Delta LnBrent_t = \gamma(\Delta LnFuel_t) + \lambda(LnBrent_t - \beta LnFuel_t) + \varepsilon_t$$

Este modelo descreve a variação de Ln Brent, em torno da sua tendência de longo prazo, como sendo função da variação de Ln Fuel e uma correcção do erro dada por $LnBrent_t - \beta LnFuel_t$, que mais não é que o erro de equilíbrio no modelo de cointegração.

O modelo corrector do erro estima-se geralmente através de um VAR: é o modelo VAR com mecanismo corrector do erro. Esta variante dos modelos VAR é abordada por alguns autores, nomeadamente Engel e Granger (1987). Estes desenvolvem um modelo VAR com mecanismo corrector do erro. A ideia apresentada pelos autores é simples: a proporção do desequilíbrio de um período numa dada variável pode ser corrigida no período seguinte, e esta correcção pode ser introduzida no modelo VAR. Um VAR bivariado com mecanismo corrector do erro relacionaria as variações de uma variável com erros de equilíbrio ocorridos no passado e com as variações ocorridas no passado nas duas variáveis. Neste artigo mostra-se ainda como se pode utilizar o modelo definido e estimado desta forma para testar cointegração. Embora apresentado apenas de um ponto de vista teórico, este artigo tem ainda a particularidade de remeter para diversos outros artigos onde são feitas aplicações empíricas dos modelos e técnicas apresentados. Um exemplo simples no caso bivariado considerado, e com apenas um desfasamento, seria seguinte formulação do VAR com mecanismo corrector do erro:

$$\begin{cases} \Delta LnBrent_t = a_{10} + a_{11}\Delta LnBrent_{t-1} + a_{12}\Delta LnFuel_{t-1} + \alpha_{11}(LnBrent_{t-1} - c - \beta LnFuel_{t-1}) + \varepsilon_{1t} \\ \Delta LnFuel_t = a_{20} + a_{21}\Delta LnBrent_{t-1} + a_{22}\Delta LnFuel_{t-1} + \alpha_{21}(LnBrent_{t-1} - c - \beta LnFuel_{t-1}) + \varepsilon_{2t} \end{cases}$$

De qualquer das formas irão ser apresentados os resultados da estimação do vector de cointegração na abordagem VECM. Na estimação do VECM foi testada a hipótese de o coeficiente da matriz α associado a cada uma das variáveis

Ln Pr Brent; Ln Pr Gas, Ln Pr Carvão ser igual a zero.

Será interessante analisar o VECM resultante da eliminação de todos os coeficientes não significativamente diferentes de zero, ou seja, o VECM na sua versão mais parcimoniosa. Para este efeito, utilizou-se a estratégia de teste SER (Sequential Elimination of Regressors) e que consiste em analisar o impacto da exclusão de uma determinada variável no VECM baseado num determinado critério de informação. Sequencialmente, são retiradas as variáveis que impliquem uma maior redução do critério de informação (neste caso o critério de Schwarz) até que não seja possível reduzi-lo mais.

Tabela 5.10. Vector de Cointegração estimado a partir do VECM (1) entre o LN Fuel e o Ln Brent

Variável	Beta
Ln Brent	1
Ln Fuel	-0.62269
Trend	-0.0003093

Antes de se prosseguir para a análise destes resultados teremos que descrever a metodologia utilizada neste vector de cointegração. Assim, colocou-se em evidência o LnBrent e não o Fuel já que há forte evidência de que LnFuel é fracamente exógeno ao vector de cointegração.

Relativamente às hipóteses **[H1]**: Existe uma relação de dependência directa entre os preços spot do brent e os preços spot do fuel, e a hipótese **[H4]**: Na relação de longo-prazo estabelecida entre os preços do Fuel e os preços do Brent são os preços do brent que se movimentam para restabelecer o equilíbrio, existe evidência para não se rejeitarem estas duas hipóteses.

Relativamente aos resultados diremos que o coeficiente associado à tendência, apesar de estatisticamente significativo, é na prática desprezível uma vez que apresenta um valor muito baixo e indica uma pequeníssima divergência entre a trajectória de Ln Brent e do LnFuel. Do ponto de vista teórico consideramos que se pode justificar esta tendência com a crescente obsolescência (por via ambiental) do Fuel enquanto fonte de energia.

Os resultados revelam significância para se afirmar que na relação de longo prazo estimada é o Ln Brent e a variável Tipo degrau "Trend" que influencia o Ln

Fuel. Isto é, quando há um desequilíbrio na relação de longo prazo estimada (quando a igualdade não se verifica) é o Ln Fuel que se "movimenta" no sentido de se recuperar a situação de equilíbrio.

O coeficiente associado a este ECM deverá ter sinal negativo para que, se por exemplo, o desvio for positivo exista um mecanismo que "puxe" a variável endógena de novo para a relação de longo prazo. Por outro lado, este coeficiente $\alpha_{LnBrent}$ mede a velocidade de ajustamento da variável endógena a desvios em relação ao equilíbrio de longo prazo.

Dada a relação de longo prazo acima, o coeficiente $\alpha_{LnBrent}$ estimado foi de -0.12998 sendo este interpretado como a taxa de convergência para o equilíbrio de longo prazo. Significa que o incremento de Ln Brent num determinado ano inclui a correção de cerca de 0.10658 unidades do desequilíbrio verificado na relação de longo prazo no ano anterior.

Tudo indica que o VECM não apresenta problemas ao nível da autocorrelação ou não normalidades dos resíduos pela ausência de autocorrelação, segundo os testes F e Qui-quadrado:

Tabela 5.11. Testes F e Qui-Quadrado

Testes	Estatísticas
Normality test: $\chi^2(4)$	1176.8**
Hetero test: $F(198,4012)$	1.2234*

* - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 5%

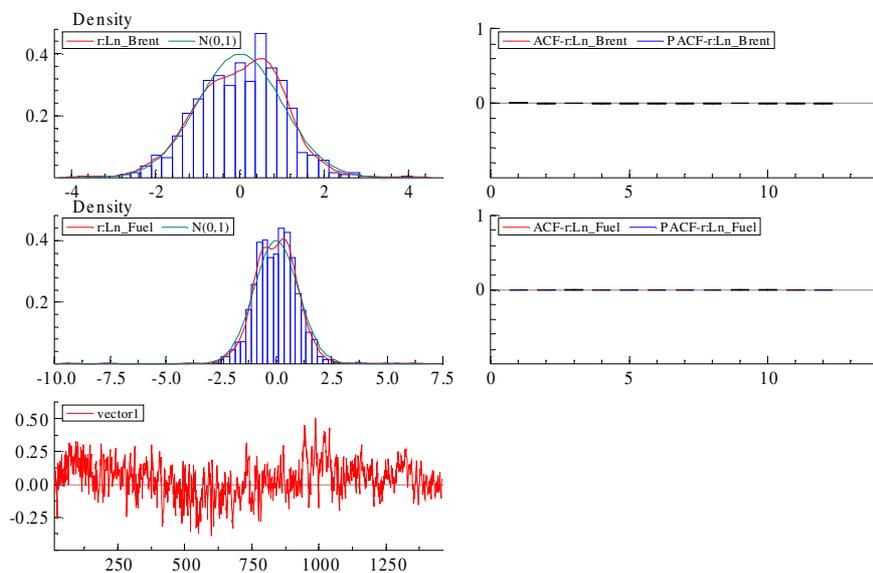
** - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 1%

Em face destes resultados, ao nível de significância de 5% rejeita-se a hipótese de autocorrelação e tal evidência indica que a especificação não apresenta problemas, ou seja os resultados para estas estatísticas, para um nível de significância de 1% implicam a rejeição da hipótese nula de ausência de autocorrelação dos resíduos.

Por outro lado a análise dos resíduos conforme figura seguinte, não está totalmente "limpa" (a distribuição dos resíduos está ligeiramente enviesada e com caudas mais pesadas que a distribuição normal) mas cremos que não haja grande impacto nos resultados obtidos.

Nestes Gráficos, tenta-se comparar o histograma dos resíduos com a distribuição normal; ver os autocorrelogramas totais e parciais. Neste caso as barras dos autocorrelogramas parecem muito próximas de zero indicando que não haverá problemas de autocorrelação.

Os últimos gráficos mostram o comportamento do vector de cointegração que mais não é do que um resíduo entre a relação de longo prazo – em que Ln Fuel é colocado em evidência – e o valor efectivamente verificado para Ln Fuel.



5.3.4. Cointegração entre as variáveis Ln Carvão e Ln Brent

Tabela 5.12. Teste diagnóstico VAR

Estadística de teste	Valor
F_{AR1-2}	0.91299
X_{nd}^2	24.602**

** - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 1%

De acordo com os resultados da tabela acima existe evidência, ao nível de de significância de 1% para se afirmar que não existe autocorrelação dos resíduos. Não será, portanto, necessária a inclusão de mais desfasamentos no modelo. Não

existe evidência da normalidade dos resíduos uma vez que o teste do Qui quadrado rejeita a hipótese nula de normalidade.

De acordo com outputs obtidos, obteve-se os seguintes resultados para o teste do Traço:

Tabela 5.13. Teste do traço

H0	H1	Traço	Traço corrigido
R=0	r>0	12.60	12.09
R<=1	r>1	1.70	1.63

** - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 1%

De acordo com a tabela 5.13., o teste do traço aponta para a inexistência de um vector de cointegração. O teste do traço não rejeita a hipótese nula de existirem zero vectores de cointegração e rejeita a hipótese nula de existir pelo menos um vector de cointegração. Assim, em face destes resultados, não foi possível encontrar evidência de cointegração do Carvão com o Brent.

Relativamente à hipótese formulada, **[H2]**: Existe uma relação de dependência directa entre os preços spot do brent e os preços spot do carvão, existe evidência com base nos dados amostrais e resultados encontrados, para rejeitarmos esta hipótese. Tal facto poderá ser devido à amostra recolhida. Isto porque existiu um período (2004-2005) em que o preço do carvão desceu e o crude subiu. Sabemos que, em geral, o comportamento de preço do carvão acompanha a tendência do crude embora de uma forma muito mais suave e nem sempre síncrona. Como o efeito de substituição, especialmente no curto e médio prazo, é muitíssimo baixo estamos convictos (embora não tenhamos argumentos numéricos) que as oscilações no preço do crude não afectam directamente o preço do carvão (nem vice-versa). O facto de haver sintonia entre as oscilações de ambos os produtos energéticos está mais ligado à pressão da procura de energia a nível mundial - veja-se o caso mais recente já descrito no capítulo II, em que China e Índia são apontados como os principais drivers do preço da energia; veja-se a actual crise mundial que determinou o abrandamento económico dos países mais desenvolvidos e o conseqüente abrandamento/redução da procura por energia.

5.3.5. Cointegração entre as variáveis Ln Zeebrugge (Gás) e o Ln Brent

Antes de efectuarmos a análise à cointegração entre Ln Zeebrugge (Gás) e o Ln Brent consideramos pertinente referir a seguinte evidência: existe uma diferença fundamental do Zeebrugge (Gás) face ao fuel: é que o gás natural não é um produto refinado com base no petróleo. Apesar de desconhecermos até que ponto vai a substituição entre o gás natural e derivados do petróleo, o que é facto é que Fuel e gás natural podem concorrer quer ao nível dos usos industriais quer ao nível da produção da electricidade. O carvão, actualmente, só concorre ao nível da produção de electricidade. É também um facto conhecido que uma parte significativa dos contratos de abastecimento de gás natural recorrem a fórmulas de fixação de preço indexadas a cabazes de crudes e/ou produtos refinados.

De acordo com a tabela para o Teste diagnóstico VAR, temos os seguintes resultados:

Tabela 5.14. Teste diagnóstico VAR

Estatística de teste	Valor
F_{AR1-2}	1.5199
X_{nd}^2	16.551**

** - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 1%

Podemos admitir existência de evidência ao nível de 1% de significância para se afirmar que não existe autocorrelação dos resíduos pelo que não será necessária a inclusão de mais desfasamentos no modelo. Não existe evidência da normalidade dos resíduos uma vez que o teste do Qui quadrado rejeita a hipótese nula de normalidade. De seguida iremos analisar a admissão do vector de cointegração com recurso ao Teste do Traço.

De acordo com outputs obtidos obtiveram-se os seguintes resultados para o teste do Traço:

Tabela 5.15. Teste do traço

H0	H1	Traço	Traço corrigido
R=0	r>0	35.59**	34.14**
R<=1	r>1	1.07	1.03

** - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 1%

De acordo com a tabela supra, o teste do traço aponta para a presença de um vector de cointegração. O teste do traço rejeita a hipótese nula de existirem zero vectores de cointegração e não rejeita a hipótese nula de existir pelo menos um vector de cointegração. Encontrou-se evidência que LnZeebrugge é fracamente exógeno ao vector de cointegração.

Tabela 5.16. Vector de Cointegração estimado a partir do VECM (1) entre o LN Zeebrugge e o Ln Brent

Variável	Beta
Ln Zeebrugge	1
Ln Brent	-0.43067
Dummy	-1.1073

Este vector de cointegração revela que, face a desequilíbrios na relação de longo prazo, é o Ln Zeebrugge que responde e não o Ln Brent. Relativamente aos resultados diremos que o coeficiente associado à Dummy é estatisticamente significativo. Na prática indica uma divergência entre a trajectória de Ln Brent e do LnZeebrugge.

Face aos resultados enumerados nesta subsecção diremos que as hipóteses **[H3]**: Existe uma relação de dependência directa entre os preços spot do brent e os preços spot do gás e a hipótese **[H5]**: Na relação de longo-prazo estabelecida entre os preços spot do brent e os preços do gás são os preços do gás que se movimentam para restabelecer o equilíbrio não serão rejeitadas, pelo que validamos estas duas formulações de hipóteses. Assim, existe evidência para se afirmar que quando há um desequilíbrio na relação de longo prazo estimada (quando a igualdade não se verifica) é o Ln Zeebrugge que se "movimenta" no sentido de se recuperar a situação de equilíbrio em direcção ao Ln Brent. Em termos de interpretação da relação diremos que o coeficiente associado a este

ECM deverá ter sinal negativo para que, se por exemplo, o desvio for positivo, exista um mecanismo que "puxe" a variável endógena de novo para a relação de longo prazo. Por outro lado, este coeficiente $\alpha_{Zeebrugge}$ mede a velocidade de ajustamento da variável endógena a desvios em relação ao equilíbrio de longo-prazo.

Dos resultados acima apresentados merece ainda destaque, dada a relação de longo prazo acima, o coeficiente estimado $\alpha_{Zeebrugge}$ que foi de -0.10658, sendo este interpretado como a taxa de convergência para o equilíbrio de longo prazo. Significa, portanto, que o incremento de Ln Zeebrugge num determinado ano inclui a correção de cerca de 0.10658 unidades do desequilíbrio verificado na relação de longo prazo no ano anterior. Tudo indica que o VECM não apresenta problemas ao nível da autocorrelação ou não normalidades dos resíduos, por entre outros aspectos, devido à ausência de autocorrelação. Segundo os testes F e Qui-quadrado:

Tabela 5.17. Testes F e Qui-Quadrado

Testes	Estatísticas
Normality test: Chi ² (4)	16.237**
Hetero test: F(351, 3744)	1.1818*

* - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 5%

** - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 1%

Em face destes resultados, ao nível de significância de 5%, rejeita-se a hipótese de autocorrelação e tal evidência indica que a especificação não apresenta problemas, ou seja, que os resultados para estas estatísticas, a um nível de significância de 1%, implicam a rejeição da hipótese nula de ausência de autocorrelação dos resíduos. Com estes Gráficos que se extraíram dos outputs do software tentamos comparar o histograma dos resíduos com a distribuição normal; ver os autocorrelogramas totais e parciais. Neste caso as barras dos autocorrelogramas parecem muito próximas de zero indiciando que não haverá à priori problemas de autocorrelação. Os últimos gráficos mostram o comportamento do vector de cointegração que mais não é do que um resíduo entre a relação de longo prazo – em que Ln Fuel é colocado em evidência – e o valor efectivamente verificado para Ln Fuel.

5.3.6. - Testes de Causalidade à Granger

A hipótese nula testada é de que determinada variável (ou conjunto de variáveis) não causa(m) outra(s) variável(is) à Granger. Caso a hipótese nula não seja rejeitada, isso significa que nenhum dos coeficientes associados à variável X_i na equação da variável Y_i são significativamente diferentes de zero. Nesse caso, conclui-se que, através do modelo VAR/VECM formulado, não é possível detectar que a variável X_i tenha qualquer poder explicativo sobre o comportamento da variável Y_i .

Na tabela seguinte encontram-se os níveis de significância (p-values) para o teste F correspondente:

Tabela 5.18. Teste causalidade à Granger:

Teste	Valor do Teste	p-value
H0: "Ln_Brent" do not Granger-cause "Ln_Fuel"	1.6631	0.046*
H0: "Ln_Fuel" do not Granger-cause "Ln_Brent"	2.6190	0.0003**
H0: "Ln_Gas" do not Granger-cause "Ln_Brent"	0.9636	0.5211
H0: "Ln_Brent" do not Granger-cause "Ln_Gas"	1.1485	0.2670
H0: "Ln_PReal do not Granger-cause "Ln_Fuel"	0.7747	0.8301
H0: "Ln_Fuel" do not Granger-cause "Ln_PReal"	1.1992	0.1937
H0: "Ln_PReal do not Granger-cause "Ln_API"	0.5125	0.9930
H0: "Ln_API" do not Granger-cause "Ln_PReal"	1.4150	0.0521***
H0: "Ln_PReal do not Granger-cause "Ln_Brent"	1.2927	0.1143
H0: "Ln_Brent" do not Granger-cause "Ln_PReal"	1.3155	0.0995***

* - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 5%

** - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 1%

*** - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 10%

Em face dos resultados anteriores, o teste de causalidade à Granger mostra que, a um nível de significância de 1% é possível admitir-se causalidade entre o Ln Brent e o Ln Fuel, contudo só ao nível de significância de 5% é possível rejeitar a hipótese de que existe sentido da causalidade do Ln Brent e do Ln Fuel.

Podemos ainda admitir com 10% de significância que existe relação de

causalidade entre o Ln Api (Carvão) e Ln Preço Real “Omel” e ainda entre O Ln Brent e o Ln P_Real “Omel”, pelo que se conclui que todas as restantes relações de causalidade admitidas na tabela acima não admitem relação de causalidade entre as variáveis mencionadas nessas relações. Isto equivale a afirmar que todas estas últimas são fortemente exógenas relativamente ao vector de cointegração.

Assim, aos níveis de significância habituais, existe evidência para não se rejeitar as Hipóteses nulas, logo os testes de causalidade à Granger indicam não existe causalidade nem num sentido nem noutro. Este resultado parece-me estranho dado que o software estima que LnZeebrugge (Gás) depende do vector de cointegração. Os resultados não parecem coerentes.

5.3.7. Cointegração entre as variáveis Ln PReal “OMel” e as variáveis Ln Preços Commodities

5.3.7.1. – Cointegração do Ln Preço Real de Electricidade e os preços spot dos combustíveis LnFuel, Ln Brent, Ln Carvão e Ln Gas

Neste estudo sobre a volatilidade e dependência dos preços dos combustíveis, sendo estes determinantes da função produção de electricidade por tipo de tecnologia de produção seria plausível admitir, à partida, que existisse volatilidade de dependência nos preços da electricidade no mercado spot. Admitindo mercados competitivos para a electricidade, os preços nestes mercados tenderiam para os níveis próximos dos custos marginais. Perante tal assumption diremos que existe alguma causalidade entre o preço spot de electricidade e os preços dos combustíveis. Logo, uma subida do preço da electricidade poderá ter consequências no sentido da redução da procura por efeito de substituição – os consumidores tendem a optar por fontes de energia que satisfaçam as suas necessidades ao menor custo.

5.3.7.2. Formulação do VAR

Conforme já referido, a incorporação do preço relativo da electricidade como variável explicativa visa analisar o impacto, do lado da oferta, da evolução da competitividade da electricidade, em termos de preço, face ao fuelóleo e, por analogia, face aos combustíveis fósseis e outros combustíveis cujo preço esteja indexado ao do petróleo (caso do gás natural). Em princípio, quando os preços spot da electricidade apresentarem uma dada tendência (subida ou descida), tal evidência reporta-nos para admitirmos também que é de esperar comportamento semelhante para os preços spot das commodities. Por ser um sector energia-intensivo, a escolha da fonte de energia é importante para garantir a competitividade das empresas. Praticamente toda a tecnologia existente depende quase exclusivamente da electricidade para o seu funcionamento.

5.3.7.3. Testes de causalidade

Test for Granger-Causality:

H0: "LnP_Real" do not Granger-cause "Ln_Brent"

Test statistic $l = 1.2927$

$pval-F(1; 36, 2694) = 0.1143$

H0: "Ln_Brent" do not Granger-cause "LnP_Real"

Test statistic $l = 1.3155$

$pval-F(1; 36, 2694) = 0.0995$

H0: "LnP_Real" do not Granger-cause "LnZeebrugge"

Test statistic $l = 1.2817$

$pval-F(1; 36, 2696) = 0.1220$

H0: "LnZeebrugge" do not Granger-cause "LnP_Real"

Test statistic $l = 1.0759$

$pval-F(1; 36, 2696) = 0.3488$

H0: "LnP_Real" do not Granger-cause "Ln_API"

Test statistic $l = 0.5125$

$pval-F(1; 36, 2694) = 0.9930$

H0: "Ln_API" do not Granger-cause "LnP_Real"

Test statistic $l = 1.4150$

pval-F(1; 36, 2694) = 0.0521

H0: "LnP_Real" do not Granger-cause "Ln_Fuel"

Test statistic 1 = 0.7747

pval-F(1; 36, 2696) = 0.8301

H0: "Ln_Fuel" do not Granger-cause "LnP_Real"

Test statistic 1 = 1.1992

pval-F(1; 36, 2696) = 0.1937

Os testes de causalidade à Granger acima apresentados indicam que, com um nível de significância de 5%, não existe qualquer evidência de precedência entre estas variáveis em qualquer dos sentidos. No entanto, se adoptássemos um nível de significância de 10% já haveria evidência de precedência entre LnAPI e o LnPReal e entre LnBrent e LnPReal. Dada a forte correlação entre LnBrent e LnFuel, parece estranho que não exista evidência semelhante de causalidade entre LnFuel e LnPReal.

De acordo com outputs obtidos, obteve-se os seguintes resultados para o teste do Traço:

Tabela 5.19.

Teste do traço: Ln PReal - LnFuel

H0	H1	Traço	Traço corrigido
R=0	r>0	14.52	13.78
R<=1	R>1	0.19	0.18

Teste do traço: Ln PReal - LnAPI

H0	H1	Traço	Traço corrigido
R=0	r>0	14.57	13.83
R<=1	R>1	1.28	1.21

Teste do traço: Ln PReal - LnZeebrugge

H0	H1	Traço	Traço corrigido
R=0	r>0	11.31	10.74
R<=1	R>1	0.15	0.15

Teste do traço: Ln PReal - LnBrent

H0	H1	Traço	Traço corrigido
R=0	r>0	19.86	18.86
R<=1	R>1	5.28	5.01

** - rejeição da hipótese nula a um nível de significância de 1%

De acordo com a tabela 5.19., todos os testes do traço apontam para a inexistência de um vector de cointegração. O teste do traço não rejeita a hipótese nula de existirem zero vectores de cointegração e rejeita a hipótese nula de existir pelo menos 1 vector de cointegração. Assim, em face destes resultados, não foi possível encontrar evidência de cointegração do Ln PReal - LnFuel , do Ln PReal - LnAPI , do Ln PReal - LnZeebrugge , do Ln PReal – LnBrent.

5.4. Conclusões

Na fase inicial deste capítulo optamos por procurar validar o modelo teórico formulado, tendo para o efeito utilizado as séries sob a forma de taxas de retorno (Rendibilidades médias). Como todas as séries eram estacionárias não fez sentido a análise de cointegração com as variáveis sob a forma de taxas de retorno. Contudo foi possível estabelecer uma relação de longo prazo entre o rendimento média do preço da electricidade no mercado “Omel” e a rendibilidade média do Fuel.

Tendo abandonado a utilização de séries sob a forma de rendibilidade média optámos pela consideração de séries sob a forma do logaritmo do preço. Assim, procuramos validar as hipóteses levantadas neste capítulo na sua introdução, aplicando o estudo da cointegração para validar as relações de preços. Nos testes realizados nesta parte do estudo, há que destacar desde logo, os testes de raízes unitárias que confirmam que os Ln dos preços do Brent, Gás e Fuel são estacionários, enquanto os Ln dos preços do carvão não são estacionários. Os coeficientes da equação condicional dos preços médios estimados pelo VAR sempre indicam que os mercados onde se transaccionam o Brent, Fuel e Gás são integrados. Por outro lado, os resultados do modelo ECM enfatizam um relacionamento de curto prazo entre os preços mercados, bem como a existência

de um equilíbrio entre os dois preços spot a longo prazo.

Tomando em consideração estes mercados de commodities, os resultados também apontam para a falta de efeitos cruzados entre o mercado do Brent e o do carvão, e entre o do fuel e o do gás natural. Por último, o nosso trabalho destaca o impacto limitado das variações do preço da electricidade e dos preços das diversas commodities. No entanto, e sem surpresa, encontramos a existência de ambos os efeitos entre as várias commodities no mercado (ou seja, de gás e petróleo).

Finalmente, dado que a volatilidade e a dependência dos preços nos mercados distintos das commodities pode ser subestimado por erros de especificação nos dados, leva-nos a ponderar com alguma prudência as leituras e as conclusões dos resultados.

CAPITULO VI – CONCLUSÕES FINAIS

6.1. Síntese e Conclusão do Trabalho Desenvolvido

O objectivo geral deste trabalho foi analisar a volatilidade dos preços spot das commodities e a estabilidade na convergência de preços das commodities para o estabelecimento do equilíbrio de longo prazo. Procedeu-se ainda ao estudo das relações de causalidade entre as commodities.

De facto, as recentes e crescentes modificações nos mercados das commodities tornam a volatilidade dos seus preços nos vários mercados um caso de estudo actual muito interessante, na medida em que permitem um desenvolvimento de ferramentas de análise a considerar nas tomadas de decisão, por exemplo, de hedging face à dinâmica das suas constantes evoluções.

Acresce ao estudo dos mercados das commodities o comportamento dos agentes vendedores e compradores, principais intervenientes no processo de negociação desses mercados spot, que nos levou a considerar um capítulo onde se descreveu, entre outros itens, as evoluções recentes do lado da procura e do lado da oferta e consequentes explicitações dos factores condutores dos comportamentos de preços nos mercados de cada commodity, cuja abrangência está descrita no Capítulo II desta dissertação.

A metodologia de modelos econométricos referenciados nos estudos da revisão da literatura efectuada, juntamente com a que adoptamos e explicitamos no Capítulo IV e aplicamos no Capítulo V da nossa análise à volatilidade e dependência dos preços spot nos mercados das commodities permitem um(a) melhor:

- familiarização com os diferentes modelos de formação de preços nos mercados das commodities;
- análise da evolução futura dos preços de mercado das commodities;
- estudo das diferentes estratégias de integração de preços nos diferentes mercados de commodities;

- estudo dos diferentes cenários de previsão de preços, o que por si só conduz a diferentes comportamentos dos seus competidores e demais agentes, diferentes estratégias de actuação, etc.

Estas vantagens podem traduzir-se em redução de custos nas entidades produtoras de commodities e nos consumidores industriais e domésticos. Para melhor compreender o alcance desta evidência tome-se o seguinte exemplo: as entidades produtoras industriais – unidades geradoras e electricidade – quando analisam o comportamento dos preços no mercado das commodities podem inferir que não é vantajoso colocar em funcionamento todos os seus geradores, ou todo o seu tipo de tecnologia associada aos geradores, mas sim reorientar as suas estratégias de dimensão e/ou de utilização da capacidade produtiva, podendo à partida, e dependendo do tipo de geradores, deixá-los desligados durante um ou mais dias, colocando em funcionamento outros geradores com utilização de diferente tecnologia de produção e consequentemente mais ou menos dependentes de outro tipo de commodity.

De salientar que à parte de alguns aspectos específicos, nomeadamente no que concerne às características particulares de produção e distribuição das commodities, muitas das características realçadas são relevantes e aplicáveis a qualquer tipo de mercado de commodities.

Os agentes presentes nos mercados industriais vão recolhendo informação sobre o desempenho do mercado das commodities. À medida que as negociações vão evoluindo nos mercados industriais fortemente dependentes de commodities, como seja o mercado da electricidade, a análise da informação referida no ponto anterior pode ser uma mais valia para a tomada de decisão daqueles agentes dos produtores de energia que utilizam essas commodities como matéria-prima para a produção de electricidade.

L'Hégaret et al (2004) estudou a cointegração de preços spot do gás, tendo evidenciado que nos países europeus estes preços são determinados pela sua ligação aos preços de combustíveis alternativos à base de petróleo, como seja o fuel. A maior parte do gás vendido na Europa baseia-se nos contratos de longo prazo take-or-pay, ou seja o preço spot do gás, de acordo com o contrato de futuro

do gás é determinado por uma fórmula que une o preço spot do preço do gás natural com o preço spot da commodity substituta relevante. Os preços do gás são, pois, determinados a um nível tal que a relação entre os preços de gás, Brent e fuel não dão aos utilizadores de gás natural qualquer incentivo para se desviarem para outro recurso de combustível alternativo.

Com a intensificação da concorrência no mercado do gás, a indexação dos preços do gás aos preços de referência do Brent e dos seus refinados parece tender a não existir mais no curto prazo. Tudo aponta para que sejam as determinantes da oferta e da procura de gás a determinar o preço do mesmo. Um bom exemplo desta tendência é o mercado daquela commodity na América do Norte, no qual o incremento da concorrência tem revelado ser auto-suficiente para, através das determinantes oferta e procura, fixar os níveis de preço do gás naquela região. No Reino Unido, pelas mesmas razões e de forma análoga, encontra-se o mercado do gás totalmente liberalizado, competitivo e auto-suficiente, AIE (2003). Conforme exposto na redacção do capítulo dois, a mesma fonte vem, no relatório referente ao ano seguinte, admitir que, mesmo em tal situação de ausência de indexação do gás ao Brent e/ou aos seus refinados, se verifica que aqueles preços ainda estão ligados de alguma forma. A longo prazo, a disponibilidade e os preços dos substitutos do Brent, para além das possibilidades técnicas como utilizador para múltiplos agentes económicos, continuará a determinar os preços do gás, Agência Internacional de Energia (2004a).

Chemarin et al (2008) no seu estudo mostra que não existem efeitos cruzados realçados pelos seus resultados entre o preço do gás e o preço do petróleo. Tal facto inviabiliza a previsão dos retornos de um mercado específico, utilizando para tal as informações dum outro mercado. Além disso, os resultados do modelo do Mecanismo Corrector do Erro (ECM) reforçam esta ideia pela ausência de uma relação de curto prazo entre os mercados do gás e do petróleo, bem como a existência de um desequilíbrio entre os dois preços spot a longo prazo.

Nesta dissertação, no Capítulo V, no alinhamento das conclusões de L'Hégaret et al (2004) e Chemarin et al (2008), a nossa estratégia do estudo à cointegração revelou que quando existe diferenciação de preços ao longo do tempo para as várias commodities e estas são altamente dependentes dos preços do

brent, nas relações de longo prazo, são os preços das commodities Fuel e Gás que caminham no sentido do preço do brent, permitindo que os competidores mais directos pratiquem preços semelhantes.

As considerações relativas à formação de preços e convergência entre os diversos preços no mercado das Commodities levaram a que propusessemos um modelo teórico conceptual para formular a convergência de preços das commodities e consequente redução da volatilidade de preços nos mercados de cada commodity para um objectivo específico e num objectivo mais generalizado que o modelo fosse adaptado para as relações de interdependência entre os preços das várias commodities. Este modelo proposto no capítulo III julgamos constituir uma mais valia para sustentar a discussão científica para esta problemática.

Tendo em conta, que os modelos mais utilizados para explicitar relações de longo prazo entre variáveis, consideramos o estudo da Cointegração como um recurso empírico valioso na análise às relações de longo-prazo citadas no ponto anterior.

Finalizaremos este ponto desta subsecção com a formulação sumária de respostas às questões enunciadas na introdução da dissertação. Para o efeito foram utilizadas séries de preços logaritmizadas.

Questão (1): Haverá uma relação de convergência de preços das commodities nos seus diferentes mercados, ie, podem convergir para um só Índice médio de preço, por exemplo, para o Brent ou WTI no caso da commodity petróleo?

Resposta: Em virtude de as séries utilizadas sob a forma de Rendibilidades médias de preços das commodities serem estacionárias não permitiram o estudo da cointegração, logo face a amostra utilizada, concluímos existir evidência para inferirmos que não existe relação de convergência de preços das commodities.

Questão (2): Qual a relação de longo prazo que se admite para explicitar a dependência entre a Rendibilidade média de Preço da Electricidade “Omel” e a Rendibilidade média de Preço das Commodities?

Resposta: Com efeito, apenas R_Brent e R_GN apresentam coeficientes de correlação significativamente diferentes de zero, o que indica que, à partida, são estas as variáveis com maior potencial para entrarem num modelo explicativo de R_Omel. Contudo das diversas Commodities, apenas o fuel parece "resistir" nos modelos uniequacionais, esta evidência tem por base os resultados das equações de longo prazo que se obtêm a partir do ADL. Foi estimado o modelo com a variável explicativa R_Fuel (Rendibilidade média do preço do Fuel), assumindo resíduos GARCH (1,1). A relação de longo prazo estimada, a partir de um ADL simples: $R_{OMEL}=0,0001+0,164R_{Fuel}$.

Questão (3): Qual a relação de longo prazo, ie, qual ou quais os vectores de cointegração que são admitidos para explicitar a relação entre o Preço do Brent e os Preços das restantes commodities?

Resposta: Conforme redacção aposta no capítulo V, os resultados obtidos com os dados amostrais relativos ao período de 2002 a 2005 permitiu explorar a existência dum vector de cointegração entre o Ln Preço do Fuel e o Ln Preço do Brent, e ainda outro vector de cointegração entre Ln do Brent e o Ln Gás. De acordo com os resultados do teste do traço, estes apresentam evidência estatística aos níveis habituais de decisão para se apontar para a presença de um vector de cointegração. O teste do traço rejeita a hipótese nula de existirem zero vectores de cointegração e não rejeita a hipótese nula de existir pelo menos 1 vector de cointegração. Não foi possível admitir um vector de cointegração entre o Ln Brent e o Ln do Carvão.

Questão (4): Qual o sentido de causalidade que pode ser admitido entre as variáveis Preço spot do Brent, Carvão, Gás e Fuel?

Resposta: Em face dos resultados encontrados no capítulo V podemos afirmar, através do teste de causalidade à Granger, que a um nível de significância de 1% é possível admitir causalidade entre o Ln Brent e o Ln Fuel, contudo só ao nível de significância de 5% é possível rejeitar a hipótese de que existe sentido da causalidade do Ln Brent e do Ln Fuel. Relativamente às hipóteses de se admitir causalidade entre o Ln Brent e Ln Gás, aos níveis de significância habituais, existe evidência para não se rejeitar as Hipóteses nulas, o que equivale a afirmar que todas estas últimas são fortemente exógenas relativamente ao vector de cointegração. Os testes de causalidade à Granger indicam que não existe causalidade nem num sentido nem noutro. Este resultado parece-nos estranho na medida em que o software estima que LnZeebrugge (Gás) depende do vector de cointegração.

Questão (5): Qual o sentido na relação de longo-prazo, e as razões que o justificam, entre os movimentos do Preço do Fuel e o Preço do Brent?

Resposta: Na relação de longo-prazo estabelecida entre os preços do Fuel e os preços do Brent são os preços do Brent que se movimentam para restabelecer o equilíbrio. A veracidade desta hipótese foi sustentada no capítulo V, cujos resultados relativos ao vector de cointegração são apresentados na seguinte expressão:

$$ECM = Ln Brent + 0.12998 + 0.62269*Ln Fuel + 0.0003093*Trend$$

Pode parecer paradoxal e um contra-senso mas perfeitamente plausível se pensarmos que o que o lado da procura quer realmente são combustíveis e a procura também determina, por essa via, o preço das matérias-primas. Se a procura aumenta, face uma determinada capacidade de produção, o bem Fuel torna-se mais escasso e a matéria-prima do qual é feito, por inerência, também, o que torna ambos mais caros. Normalmente estamos habituados a pensar no

mecanismo inverso que é o da influência no preço por via da oferta (aumento/diminuição da capacidade de produção, aumento do risco geo-estratégico nas zonas de extracção, etc.) o que não deixa de ser verdadeiro. O que os modelos, com base na amostra estudada, nos dizem é que a procura tem "ditado" o preço e que há pouca evidência que a oferta tenha provocado oscilações significativas no preço do Brent e que depois se transmitiram ao Fuel. Talvez com outra amostra que abarcasse períodos em que os constrangimentos do lado da oferta de crude tivessem sido claros (1ª Guerra do Golfo, grandes acções de concertação da OPEP), a evidência apontasse para uma bi-direccionalidade nos efeitos.

Questão (6): Qual o sentido na relação de longo-prazo, e as razões que o justificam, entre os movimentos do Preço do Gás e o Preço do Brent?

Resposta: Na relação de longo-prazo estabelecida entre os preços do Fuel e os preços do Brent são os preços do Brent que se movimentam para restabelecer o equilíbrio, a veracidade desta hipótese foi sustentada nos resultados do vector de cointegração estimado:

$$ECM = \text{Ln Zeebrugge} + 0.10658 + 0.43067 * \text{Ln Brent} + 1.1073 \text{DummyZeebrugge}$$

Esta evidência de que os preços do Brent reagem ao ajuste de equilíbrio com os preços do gás, tem merecido algumas reflexões que parecem apontar para a questão da convergência e indexação e preços que analisamos no Capítulo III. Assim diremos, em síntese, que a indexação dos preços da maioria das commodities ao preço do petróleo tem favorecido o desenvolvimento das fontes de fornecimento de gás mais remotas para um fornecimento com melhorias de abastecimento e segurança de novos gasodutos. Por outro lado, além deste aumento de capacidade, assiste-se a um aumento da comercialização do gás, e os preços desta commodity são influenciados pela evolução dos preços em contratos a longo prazo e, também, em parte pela eventual mudança de gás para fuel em algumas grandes indústrias.

Questão (7): Haverá ou não um vector de cointegração para explicitar a relação entre o Preço da Electricidade “Omel” e o Preço das Commodities?

Resposta: De acordo com os resultados evidenciados para análise a esta questão no Capítulo V, os testes de causalidade à Granger, indicam que, ao nível de significância de 5%, não existe qualquer evidência de precedência entre o Preço da Electricidade “Omel” e o Preço das Commodities em qualquer dos sentidos. Contudo ao nível de significância de 10%, já haveria evidência de precedência entre LnAPI e o LnPReal e entre LnBrent e LnPReal. Dada a forte correlação entre LnBrent e LnFuel, parece-nos estranho que não exista evidência semelhante de causalidade entre LnFuel e LnPReal. Por outro lado o teste do traço aponta para a inexistência de um vector de cointegração. O teste do traço não rejeita a hipótese nula de existirem zero vectores de cointegração e rejeita a hipótese nula de existir pelo menos 1 vector de cointegração, logo não podemos especificar e estimar nenhum vector de cointegração entre o Preço Omel e o Preço das Commodities.

6.2. Limitações e Desenvolvimento Futuro

A validação do Modelo teórico proposto parece crítica. Contudo, consideramos que a limitação encontrada no estudo empírico poderá ser apontada à amostra utilizada. Assim, numa abrangência maior em termos temporais e utilizando dados mensais poderiam ter sido encontrados outras conclusões sobre a não estacionariedade das rendibilidades médias de preços das commodities.

Noutra perspectiva, no sentido de tornar o recurso econométrico do estudo da cointegração uma ferramenta de análise mais abrangente no domínio dos Mercados das Commodities, um dos desenvolvimentos a considerar seria a inclusão de outro tipo de mercados de transacção das commodities, que não apenas o mercado *spot*. Por exemplo, julgámos fazer todo o sentido que esta ferramenta adoptada nesta análise permitisse estudar as relações de longo prazo a serem estabelecidas com os mercados de derivados financeiros (exemplos entre outros: futuros, forwards, opções, swaps) das commodities.

Outro desenvolvimento poderia ter sido explicitar a existência dos próprios efeitos transversais entre várias commodities no mercado spot (ou seja, de gás, fuel carvão e petróleo), com recurso a uma vasta variedade de modelos ARCH, GARCH, que já serviram de base à investigação da magnitude do efeito de preços cruzados e da volatilidade casuais entre os ciclos de preços das commodities. Contudo, existem limitações no conhecimento do mestrando para a aplicação destes modelos pela exigência de conhecimentos que o avanço destes modelos assim exige.

Além disso, poder-se-ia ter previsto a evolução dos preços das commodities. Seria necessário realizar ou obter previsões relativas às variáveis explicativas. Contudo, é preciso referir que nos modelos de previsão existem dois focos de incerteza: o primeiro será a incerteza da manutenção das relações observadas no passado num futuro relativamente longo e o segundo será a incerteza inerente às previsões realizadas sobre cada uma das variáveis explicativas, ainda para mais quando estas são predeterminadas pelo meio envolvente em que o mercado das commodities se insere. Tal previsão não foi realizada neste estudo, embora a literatura revista também não o tenha feito. Teria sido, portanto, uma lacuna que poderia ter sido aproveitada.

Este trabalho, apesar das limitações enunciadas julgámos ter permitido fornecer um contributo significativo ao estudo da volatilidade dos preços e à dependência causal entre as commodities que foram objecto de análise. Tal é sustentado pelo impacto científico conseguido pelo recurso econométrico da cointegração realizado e comprovado pelo conjunto de publicações efectuadas no decurso deste trabalho.

BIBLIOGRAFIA

Adelman, M (1991), "Oil Fallacies", in *The Economics of Petroleum Supply*, **Adelman, M. (editores), (1993)**, pp. 537-548, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.

Adelman, M. (1994), "The World Oil Market: Past and Future", *The Energy Journal*, Vol. 15, Special Issue, pp. 3-11.

Al-Chalabi, F. J. (2003), *US Encyclopedia of Energy – A History of OPEC*. Centre for Global Energy Studies, Janeiro de 2003.

Antill, N. e R. Arnott (1994), "Oil and Gas Equities: Evaluation and Trading", Cambridge, England, Woodhead Publishing Limited.

Antoniu, A. e A. Foster (1992), "The Effect of Futures Trading on Spot Price Volatility: Evidence for Brent Crude Oil Using GARCH", *Journal of Business Finance and Accounting*, Vol. 19, N° 4, pp. 473-484.

Artus, P. (1990), "Quand la Création d'un Marché à Terme Peut-elle Déstabiliser le Cours au Comptant?", *Revue Economique*, Vol. 41, N° 1, pp 71-94.

Artus, P. (1996), "Création d'un Marché à Terme, Nature des Imperfections Financieres et Stabilité du Prix au Comptant", *Revue Economique*, Vol. 47, N°3, pp. 1043-1062.

Asche, F., Osmundsen, P., Tveteras, R., 2000, "Market Integration for Natural Gas in Europe". Stavanger University College, Mimeo (September).

Asche, F., Osmundsen, P., Tveteras, R., 2002, "European Market Integration for Gas ? Volume Flexibility and Political Risk". *Energy Economics* 24, 249–265..

ASPO (2004), "Association for the Study of Peak Oil&Gas". Newsletter, n. 26, Feb. 2003. Material disponível na internet: <http://www.asponews.org/ASPO.newsletter.026.php>.

ASPO (2004), "Association for the Study of Peak Oil&Gas". Newsletter, n. 45, Sept. 2004. Material disponível na internet: <http://www.asponews.org/HTML/Newsletter45.html>.

Baillie, R., C. Chung e M. Tieslau (1996), "Analysing Inflation by the Fractionally Integrated ARFIMA-GARCH Model", *Journal of Applied Econometrics*, Vol. 11, pp. 23-40.

Baldauf, B. e G. Santoni (1991), "Stock Price Volatility: Some Evidence from an ARCH Model", *The Journal of Futures Markets*, Vol. 11, N° 2, pp. 191-200.

Berellini, P. (1999), "Oil Companies Policies in the Downstream Markets", in *New Equilibria in the Energy Markets: The Role of New Regions and Areas*, International Association for Energy Economics, 22nd Annual International Conference Proceedings, Vol. 1, pp. 434-442.

BP (2008), BP Statistical review of world energy 2008, Material disponível na internet: www.bp.com.

BP (2007), BP Statistical review of world energy 2007, Material disponível na internet: www.bp.com.

BP (2006), BP Statistical review of world energy 2006, Material disponível na internet: www.bp.com.

Bystroom, H. (2005), "Extreme value theory and extremely large electricity price changes", *International Review of Economics and Finance*, Vol.14, pp.41-55.

Campell, C. J., Laherrère, J. (1998), "The end of cheap oil". *Scientific American*, Mar. 1998.

Cayrade, P. et al. (2004), "Investments in Gas Pipelines and Liquefied Natural Gas Infrastructure - What is the Impact on the Security of Supply?"

Clô, A. (2000), *Oil Economics and Policy*. Kluwer Academic Publishers, Londres.

Considine T.J. (2000), "The impacts of weather variations on energy demand and carbon emissions", *Resource and energy economics*, Vol.22, pp.295-314.

Chemarin, S., Heinen, A. ; Strobl, E.(2008), "Electricity, Carbon and Weather in France: Where do we stand? Working Paper. (EDF- Ecole Polytechnique, e AXA-Ecole Polytechnique).

Cornot-Gandolphe, S., 2003, Natural Gas Supply and Demand in Europe - the Importance and Changing Nature of Flexibility. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 27, 99–108

Collieux, R. (1998), "Um Poço Sem Fundo", *Economia Pura*, Ano 1, N° 6, pp. 62-65.

Dahl, C. e T. Duggan (1998), "Survey of Price Elasticities from Economic Exploration Models of US Oil and Gas Supply", *Journal of Energy Finance and Development*, Vol. 3, N° 2, pp. 129-169.

Dargay, J. e D. Gatley (1994), "Oil Demand in the Industrialised Countries", *The Energy Journal*, Vol. 15, Special Issue, pp. 39-67.

Davies, P. e P. Weston (1998), "Evolution and Revolution - Oil Markets in Europe and the FSU", *International Association for Energy Economics Newsletter*, Fourth Quarter 1998, pp. 4-12.

Deffeyes, K. S. (2001), *Hubbert's Peak: the impending world oil shortage*. New Jersey: Princeton University Press, 2001.

Department of Energy (DOE) (2008), *World Oil Market and Oil Price Chronologies: 1970-2003*. U.S. Department of Energy, Washington

De Vany A.S., W.D. Walls (1999), "Cointegration analysis of spot electricity prices: Insights on transmission efficiency in the western US.", *Energy Economics*, Vol.21, pp.435-448.

De Vany, A. S., Walls, W. D. (1995), "The Emerging New Order In Natural Gas - Market versus Regulation". Quorum Books, Westport.

Drost, F. e T. Nijman (1993), "Temporal Aggregation of GARCH", *Econometrica*, Vol. 61, pp. 909-927.

Dubofsky, D.(1992), *Options and Financial Futures, Valuation and Uses*, McGrawHill International Editions.

Edwards, W. (1999), "Crude Oil: a Call for Enlightened Price Management", *International Association for Energy Economics Newsletter*, First Quarter 1999, pp. 24- 26.

Engle, R. (1982), "Autoregressive Conditional Heteroscedasticity with Estimates of the Variance of United Kingdom Inflation", *Econometrica*, Vol. 50, N° 4, pp. 987-1007.

Engle, R., D. Lilien e R. Robins (1987), "Estimating Time Varying Risk Premia in the Term Structure: the ARCH-M Model", *Econometrica*, Vol. 55, N° 2, pp. 391-407.

Engle, R. e V. Ng (1993), "Measuring and Testing the Impact of News on Volatility", *The Journal of Finance*, Val. 48, N° 5, pp. 1749-1777.

Engle, R. F., Granger, C. W. J.(1987), "Cointegration and Error Correction: Representation, Estimation and Testing". *Econometrica* 55, 251–276.

Engle, R.F. (2002), "Dynamic conditional correlation: A simple class of multivariate GARCH models", *Journal of Business and Economic Statistics*, Vol.20, pp.339-350.

Enders, W. (2004) *Applied Time Series Modelling and Forecasting*. John Wiley & Sons Ltd, England.

Evans, John. (1986) *OPEC, Its Member States and World Energy Market*. Longman, Londres.

Fesharaki, F. e D. Isaak (1999), "Iran, OPEC, and the World Oil Market: an Analysis of the Data Behind the Quota Disputes", *International Association for Energy Economics Newsletter*, First Quarter 1999, pp. 14-16.

Fiorentini, G., G. Calzolari e L. Panattoni (1996), "Analytic Derivatives and the Computation of GARCH Estimates", *Journal of Applied Econometrics*, Val. 11, pp. 399-417.

Fonseca, N. (2004), Tese Mestrado em Ciências Empresariais – Finanças, "Interligação de mercados de energia eléctrica e volatilidade" – FEP, Universidade do Porto.

Gately, D. (1995), "Strategies for OPEC's Pricing and Output Decisions", *The Energy Journal*, Val. 16, N° 3, pp. 1-16.

Ghosh, S. (2002), "Electricity Consumption and Economic Growth in India". *Energy Policy*, Vol.30, n. 2

Goodstein, D. (2004), "Out of gas: the end of the age of oil". New York: W. W. Norton Company, 2004.

Griffin, J. e L. Vielhaber (1994), "OPEC Production: the Missing Link", *The Energy Journal*, Val. 15, Special Issue, pp. 115~132.

Gulen, G. (1997), "Regionalization in the World Crude Oil Market", *The Energy Journal*, Val. 18, N° 2, pp. 109-126.

Gulen, G. (1998), "Efficiency in The Crude Oil Futures Market", *Journal of Energy Finance and Development*, Val. 3, N° 1, pp. 13-21.

Gulen, G. (1999), "Regionalization in the World Crude Oil Market: Further Evidence", *The Energy Journal*, Val. 20, NO 1, pp. 125-139.

Harris, R. e Sollis, R. (2003), *Applied Time Series Modelling and Forecasting*. John Wiley & Sons Ltd, England.

Hamm, K. (1994), "The Refining Industry in the North Atlantic", *The Energy Journal*, Val. 15, Special Issue, pp. 179-191.

Hamilton, James D. (2009), "Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-08".

Hendry D.F. e Juselius, K. (2000), *Explaining Cointegration Analysis: Part II*. Working Paper. Disponível em <http://www.econ.ku.dk/wpa/pink/2000/0020.pdf>

International Energy Agency (2002), *Natural Gas Information 2002*. OECD/IEA.

International Energy Agency (2002), *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*.

International Energy Agency (2003), *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*. OECD/IEA.

International Energy Agency (2004a), *Key world energy statistics 2003*, IEA. Material disponível na internet: www.iea.org.

International Energy Agency (2004b), *Analysis of the Impact of High Oil Prices on the Global Economy*. Washington, 2004.

International Energy Agency (2006), *International energy outlook*. Washington, 2005. Material disponível na internet: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo03/index.html>.

International Energy Agency (2007), *International energy outlook*. Washington, 2006. Material disponível na internet: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo03/index.html>.

International Energy Agency (2008), *International energy outlook*. Washington, 2007. Material disponível na internet: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo03/index.html>.

Illum, K., et al (2003), *Oil-based technology and economy: prospects for the future*. Copenhagen: Society of Danish Engineers (SDE).

Jensen, J. T. (2003), *The LNG Revolution*. *The Energy Journal* 24, 1–45.

Jiménez-Rodríguez, R. E Sanchez, M. (2004), Oil price shocks and real GDP growth: empirical evidence for some OECD countries, Documento de Trabalho do BCE N.º 362, Maio de 2004.

Jin, Y., e P. Jorion (2005), Firm value and hedging: Evidence from U.S oil and gas producers, *Journal of Finance*, forthcoming.

Johansen, S. (1995). Likelihood-Based Inference in Cointegrated Vector Autoregressive Models. Oxford, Oxford University Press.

King, M., Cuc, M. (1996). Prices Convergence in North American Natural Gas Spots Markets. *The Energy Journal* 17, 47–62.

Kleibergen, F. e H. Van Dijk (1993), "Non-Stationarity in GARCH Models: a Bayesian Analysis", *Journal of Applied Econometrics*, Vol. 8, pp. 541-561. **Laherrère, J. (2000)**, Vers un déclin de la production pétrolière. Apresentado no "Énergie et Développement Durable". Bruxelas, 2000.

Laherrère, J. (2001a), "Estimative of Oil Reserves". Material disponível na internet: <http://www.oilcrisis.com/laherrere>, IIASA -International Energy Workshop, Luxemburg, Plenary Session I: Resources, 19 June.

Laherrère, J. (2001b), "Forecasting Future Production from Past Discovery". Material disponível na internet: <http://www.oilcrisis.com/laherrere>, OPEC and Global Energy Balance: Towards a Sustainable Energy Future, Vienna, Sept. 28-29.

Li, C. e W. Li (1996), "On a Double-Threshold Autoregressive Heteroscedastic Time Series Model", *Journal of Applied Econometrics*, Vol.II, pp. 253-274.

Liu, S e B. Brosen (1995), "Maximum Likelihood Estimation of a GARCH-STABLE Model", *Journal of Applied Econometrics*, Vol. 10, pp. 273-285.

L'Hégaret, G., Siliverstovs, B., Hirschhausen, C. (2004), "International Market Integration for Gas: A Cointegration Analysis of Gas Prices". Memoire de DEA, Université Paris IX - Ecole Nationale de la Statistique et l'Administration Economique.

L'Hégaret, G. (2003), "International Market Integration for Gas: A Cointegration Analysis of Gas Prices". M'emoire de DEA, Université Paris IX - Ecole Nationale de la Statistique et l'Administration Economique.

Martin, J.M. (1990), L'Économie Mondiale de l'Énergie. Paris: Éditions La Découverte (Edição Brasileira, 1992: A Economia Mundial da Energia. São Paulo: UNESP).

Mark, K. (1994), "Business Cycles and the Oil Market", The Energy Journal, Val. 15, Special Issue, pp.15-38.

Mello, M e Nell, K.S. (2001) The Forecasting Ability of a Cointegrated VAR Demand System With Endogenous vs. Exogenous Expenditure Variable. Working Papers nº109 Julho. Faculdade de Economia da Universidade do Porto.

Mian, S. L. (1996), Evidence on corporate hedging policy, Journal of Financial & Quantitative Analysis 31, 419-439 Modigliani, F. e M. Miller, 1958, The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment, American Economic Review, Vol. 48, 333-391

Mitchell, J. (1994), "Oil Production Outside OPEC and the Former Soviet Union: A Model Applied to the U.S. and u.K.", The Energy Journal, Val. 15, Special Issue, 157- 176.

Nelson, D. (1991), "Conditional Heteroskedasticity in Asset Returns: a New Approach", Econometrica, Vol 59, N° 2, pp. 347-370.

Newey, W. e D. Steingewald (1997), "Asymptotic Bias for Quasi-Maximum Likelihood Estimators in Conditional Heteroskedasticity Models", Econometrica, Vol. 65, N° 3, pp. 587-599.

Nonnenberg, M. J. B. (2004), Evolução Recente dos Preços do Petróleo, Boletim de Conjuntura, IPEA. N.º 66, p. 77-80, Setembro.

Osterwald-Lenum, M. (1992). A Note with Quantiles of the Asymptotic Distribution of the Maximum Likelihood Cointegration Rank Test Statistics. Oxford Bulletin for Economics and Statistics 54, 461–472.

Obi, C. e R. Malone (1997), "Crude Oil Futures and Bond Portfolio Management: Opportunities for Intermarket Cross Hedging", Journal of Energy Finance and Development, Val. 2, N° 2, pp. 197-211.

Odell, P. (1994), "World Oil Resources, Reserves and Production", The Energy Journal, Vol. 15, Special Issue, pp. 89-114.

Paik, I. et al. (1999), "Strategic Oil Stocks in the APEC Region", in New Equilibria in the Energy Markets: The Role of New Regions and Areas, International

Association for Energy Economics, 22nd Annual International Conference Proceedings, Vol.I, pp. 48- 57.

Patterson, K. (2000), "An Introduction to Applied Econometrics: a Time Series Approach". Palgrave, New York.

Pantula, S. G., Gonzales-Farias, G., Fuller, W. A. (1994), "A Comparison of Unit-Root Test Criteria". Journal of Business and Economic Statistics 12 (4), 449–459.

Pardo A., Meneua V., Valorb E. (2002), "Temperature and seasonality influences on Spanish electricity load", Energy Economics, Vol.24, pp.55-70.

Prawiraatmadja, W. e F. Fesharaki (1999), "Update on the Oil Industry in Key Asian Countries: Implications of the East-Asian Economic Crisis and Lower Oil Prices in the International Market", International Association for Energy Economics Newsletter, Second Quarter 1999, pp. 4-9.

Pekka M., K. Antti (2005), "Evaluating multivariate GARCH models in the Nordic electricity markets", working papers, Helsinki School of Economics.

Petersen, M.e S. Thiagarajan (2000), "Risk measurement and hedging: with and without derivatives", Financial Management, 5-30.

Pillai, N. (2001), "Electricity Demand Analysis and Forecasting: The Tradition is Questioned!". Working Paper n°312 Centre for Development Studies, Thiruvananthapuram.

Pindyck, R. (1978), "Gains to Producers from the Cartelization of Exhaustible Resources", The Review of Economics and Statistics, Vol. 60, N° 2, pp. 238-251.

Plourde, A. e G. Watkins (1998), "Crude Oil Prices Between 1985 and 1994: How Volatile in Relation to Other Commodities?", Resource and Energy Economics, Vol. 20, pp. 245-262.

Rajgopal, S. (1999), "Early Evidence on the Informativeness of the SEC's Market Risk Disclosures: The Case of Commodity Price Risk Exposure of Oil and Gas Producers," The Accounting Review, Vol. 74, No. 3, July 1999, pp. 251-280.

Roeber, J. (1994), "Oil Industry Structure and Evolving Markets", The Energy Journal, Val. 15, Special Issue, pp.253-276.

Rogers, M. e J. Treat (1994), "The Role of Futures and Other Energy-Linked Financial Instruments", The Energy Journal, Val. 15, Special Issue, pp 279-288.

Salameh, M. (1998), "The U.S. Strategic Petroleum Reserve and the Saudi Connection", International Association for Energy Economics Newsletter, Fourth Quarter 1998, pp. 22-23.

Serletis, A., (1997), "Is There an East-West Split in North American Natural Gas Markets?" The Energy Journal 1, 47–62.

Serletis, A., Herbert, J., 1999, The Message in North American Energy Prices. Energy Economics 21, 471–483.

Silvennoinen A., Terasvirta T. (2007), "Multivariate GARCH models", SSE/EFI Working Papers in Economics and Finance, n_.669.

Skinner, R. (2004), LNG: "Towards a Global Gas Market?" Public policy forum, November, Ottawa.

Taverne, B. (1999), "Petroleum, industry and governments. An introduction to petroleum regulation, economics and government policies". London: Kluwer Law International.

Tsay, R.S (2005), "Analysis of Financial Time Series", Wiley-Interscience.

Toman, M. (1993), "The Economics of Energy Security: Theory, Evidence, Policy", in Handbook of Natural Resource and Energy Economics, Kneese, A. e Sweeney, J. (editores), Vol.3, pp. 1167-1218, Elsevier Science Publishers.

Tse, Y. K., Tsui A. (2002), "A Multivariate Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity Model with Time-Varying Correlations", Journal of Business and Economic Statistics, Vol.20, pp.351-362.

Turnovsky, S. (1983), "The Determination of Spot and Futures Prices with Storable Commodities", Econometrica, Vol. 51, N° 5, pp. 1363-1387.

Watkins, C. (1994), "Unravelling a Riddle: the Outlook for Russian Oil", The Energy Journal, Vol. 15, Special Issue, pp. 133-156.

Watkins, G. e S. Streifel (1998), "World Crude Oil Supply: Evidence from Estimating Supply Functions by Country", Journal of Energy Finance and Development, Vol. 3, N° 1, pp. 23-48.

ANEXO 1

Unit-root tests (using Tese Omel-Retornos.in7)

The sample is 36 - 1457

R_OMEL: ADF tests (T=1422, Constant; 5%=-2.86 1%=-3.44)

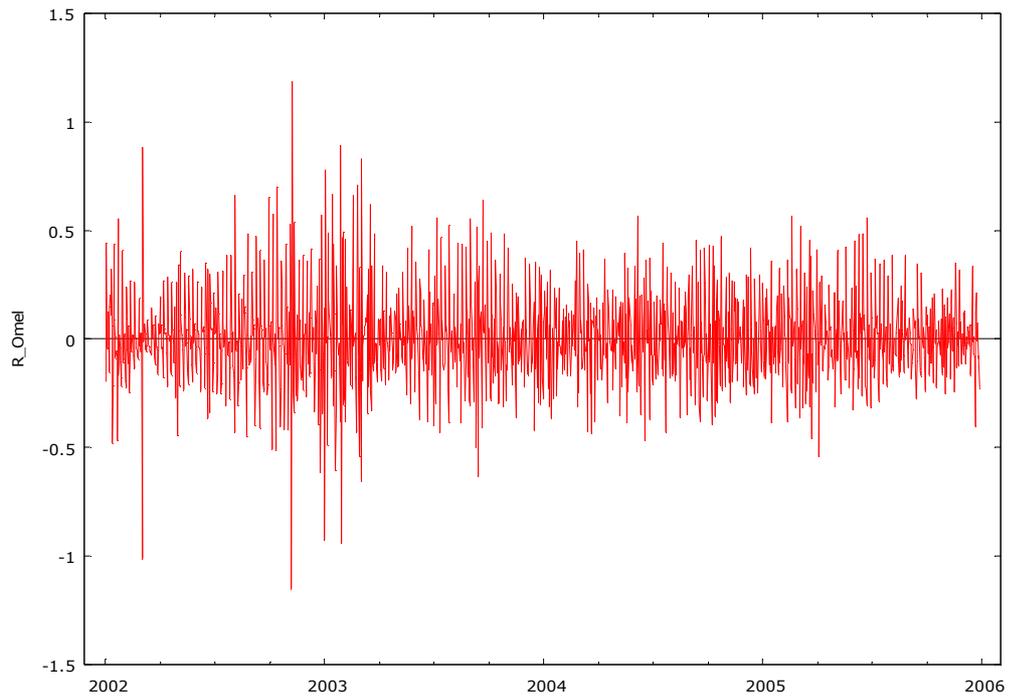
D-lag	t-ADF	beta Y_1	sigma	t-DY_lag	t-prob	AIC	F-prob
34	-9.006**	-3.5389	0.1537	-2.036	0.0419	-3.720	
33	-9.842**	-3.8011	0.1539	3.794	0.0002	-3.718	0.0419
32	-9.158**	-3.3592	0.1547	2.526	0.0117	-3.709	0.0001
31	-8.797**	-3.0835	0.1550	1.543	0.1230	-3.706	0.0000
30	-8.668**	-2.9215	0.1550	1.979	0.0480	-3.706	0.0000
29	-8.431**	-2.7248	0.1552	-2.660	0.0079	-3.705	0.0000
28	-9.321**	-3.0067	0.1555	-0.9413	0.3467	-3.701	0.0000
27	-9.882**	-3.1091	0.1555	-3.212	0.0013	-3.702	0.0000
26	-11.23**	-3.4907	0.1561	3.822	0.0001	-3.696	0.0000
25	-10.54**	-3.0832	0.1568	2.323	0.0203	-3.687	0.0000
24	-10.28**	-2.8512	0.1571	0.08758	0.9302	-3.684	0.0000
23	-10.63**	-2.8425	0.1570	1.444	0.1490	-3.686	0.0000
22	-10.63**	-2.7047	0.1571	0.1640	0.8698	-3.686	0.0000
21	-11.01**	-2.6889	0.1570	0.7710	0.4408	-3.687	0.0000
20	-11.25**	-2.6161	0.1570	-3.602	0.0003	-3.688	0.0000
19	-13.07**	-2.9900	0.1577	5.210	0.0000	-3.680	0.0000
18	-11.95**	-2.5194	0.1591	4.223	0.0000	-3.662	0.0000
17	-11.16**	-2.1751	0.1601	0.6226	0.5336	-3.651	0.0000
16	-11.46**	-2.1245	0.1600	0.9320	0.3515	-3.652	0.0000
15	-11.70**	-2.0503	0.1600	1.455	0.1460	-3.653	0.0000
14	-11.79**	-1.9385	0.1601	-0.3702	0.7113	-3.653	0.0000
13	-12.54**	-1.9675	0.1600	-6.858	0.0000	-3.654	0.0000
12	-16.36**	-2.6106	0.1626	7.341	0.0000	-3.623	0.0000
11	-14.44**	-2.0327	0.1657	4.682	0.0000	-3.587	0.0000
10	-13.56**	-1.7004	0.1669	1.703	0.0889	-3.572	0.0000
9	-13.81**	-1.5839	0.1670	0.1865	0.8521	-3.572	0.0000
8	-14.76**	-1.5711	0.1669	0.3727	0.7094	-3.573	0.0000
7	-15.87**	-1.5459	0.1669	-4.122	0.0000	-3.575	0.0000
6	-20.06**	-1.8569	0.1678	-9.392	0.0000	-3.564	0.0000
5	-35.07**	-2.7679	0.1729	15.34	0.0000	-3.505	0.0000
4	-30.26**	-1.7360	0.1867	10.87	0.0000	-3.353	0.0000
3	-28.59**	-1.1413	0.1942	5.837	0.0000	-3.274	0.0000
2	-32.28**	-0.85666	0.1965	6.665	0.0000	-3.251	0.0000
1	-38.99**	-0.58084	0.1995	10.25	0.0000	-3.222	0.0000
0	-48.75**	-0.25185	0.2067			-3.152	0.0000

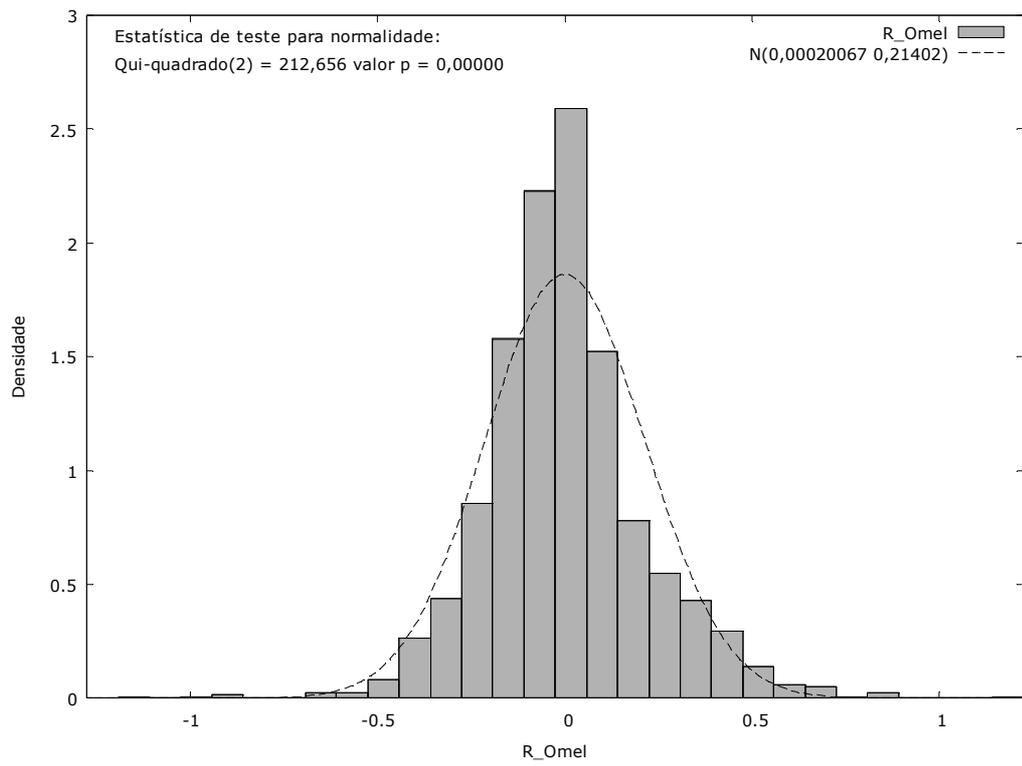
Estadísticas Descriptivas, usando as observações 02/01/02 - 05/12/28
para a variável 'R_Omel' (1457 observações válidas)

Média	0.00020067
Mediana	-0.011457
Mínimo	-1.1524
Máximo	1.1852
Desvio padrão	0.21402
C.V.	1066.6
Enviesamento	0.31920
Curtose Ex.	2.6518

Correlation matrix:

	R_OMEL	R_Brent	R_Fuel	R_API	R_GN
R_OMEL	1.0000	0.056797	0.016219	0.034819	-0.054644
R_Brent	0.056797	1.0000	0.048560	0.0080888	-0.045621
R_Fuel	0.016219	0.048560	1.0000	-0.015669	-0.011816
R_API	0.034819	0.0080888	-0.015669	1.0000	0.030120
R_GN	-0.054644	-0.045621	-0.011816	0.030120	1.0000





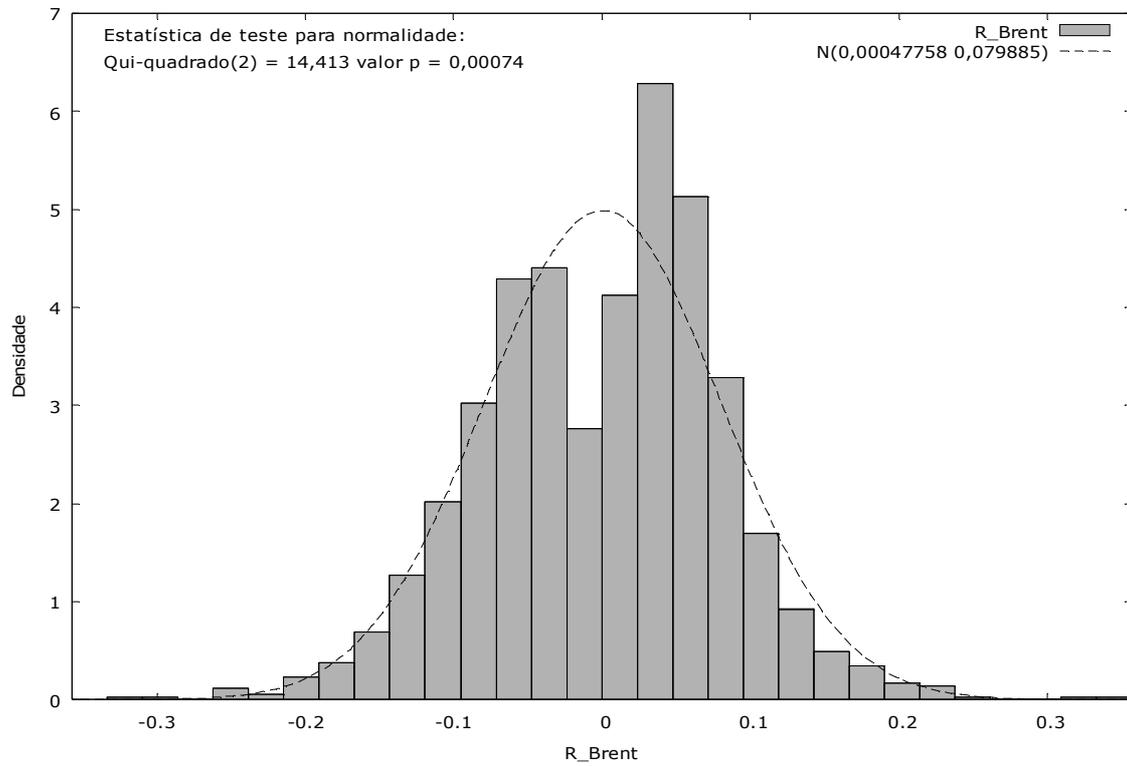
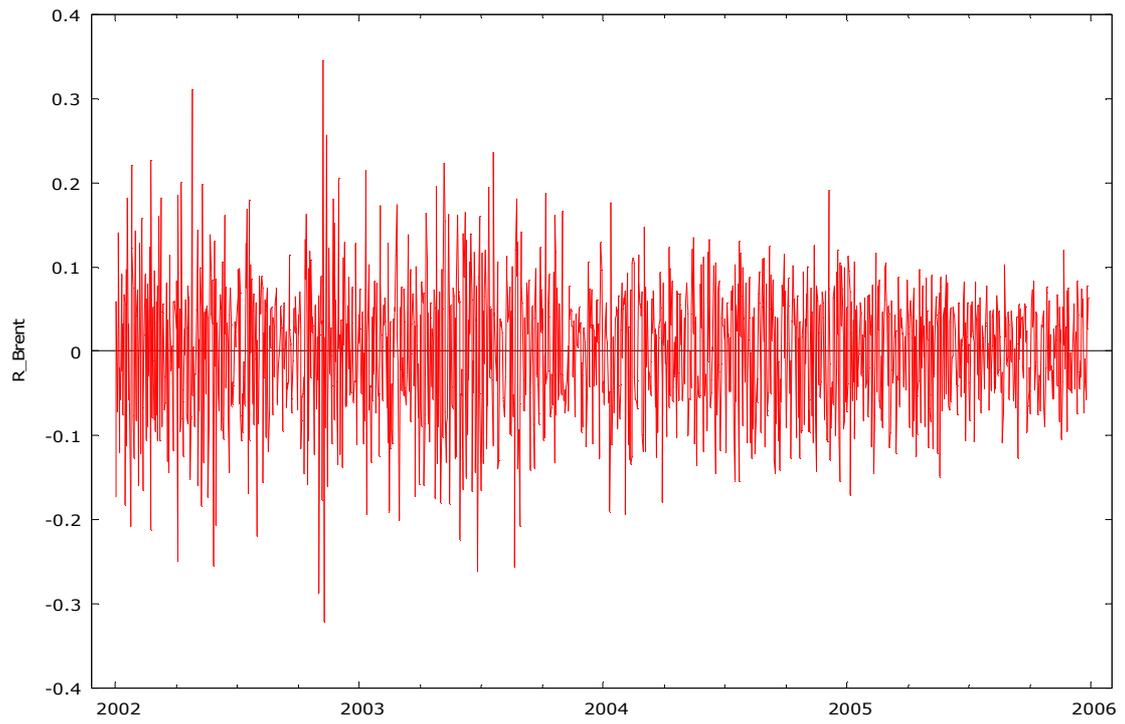
Unit-root tests (using Tese Omel-Retornos.in7)
 The sample is 29 - 1457

R_Brent: ADF tests (T=1429, Constant; 5%=-2.86 1%=-3.44)

D-lag	t-ADF	beta Y_1	sigma	t-DY_lag	t-prob	AIC	F-prob
27	-10.71**	-2.9679	0.07471	2.383	0.0173	-5.168	
26	-10.44**	-2.7321	0.07483	0.5888	0.5561	-5.166	0.0173
25	-10.69**	-2.6744	0.07481	1.105	0.2694	-5.167	0.0495
24	-10.80**	-2.5693	0.07482	0.04714	0.9624	-5.167	0.0648
23	-11.27**	-2.5648	0.07479	1.406	0.1600	-5.169	0.1238
22	-11.34**	-2.4360	0.07482	-0.5559	0.5784	-5.169	0.1009
21	-12.10**	-2.4876	0.07480	-0.1081	0.9139	-5.170	0.1462
20	-12.83**	-2.4976	0.07477	1.180	0.2380	-5.171	0.2163
19	-13.18**	-2.3911	0.07478	2.103	0.0357	-5.172	0.2057
18	-13.22**	-2.2114	0.07487	2.703	0.0070	-5.170	0.0821
17	-13.02**	-1.9965	0.07504	1.667	0.0958	-5.166	0.0123
16	-13.21**	-1.8694	0.07509	1.362	0.1736	-5.166	0.0080
15	-13.54**	-1.7691	0.07511	3.232	0.0013	-5.166	0.0072
14	-13.17**	-1.5506	0.07536	-1.217	0.2236	-5.160	0.0003
13	-14.60**	-1.6358	0.07538	1.488	0.1369	-5.160	0.0004
12	-15.13**	-1.5357	0.07541	2.908	0.0037	-5.160	0.0003
11	-15.09**	-1.3543	0.07561	1.527	0.1270	-5.155	0.0000
10	-15.71**	-1.2626	0.07564	2.786	0.0054	-5.155	0.0000
9	-15.83**	-1.1070	0.07582	1.918	0.0554	-5.151	0.0000
8	-16.42**	-1.0052	0.07589	1.270	0.2044	-5.150	0.0000
7	-17.51**	-0.93984	0.07591	0.5621	0.5741	-5.150	0.0000
6	-19.41**	-0.91133	0.07589	0.1559	0.8762	-5.151	0.0000
5	-22.52**	-0.90346	0.07587	6.268	0.0000	-5.153	0.0000
4	-22.14**	-0.63528	0.07688	1.732	0.0834	-5.127	0.0000
3	-25.53**	-0.56369	0.07693	5.110	0.0000	-5.126	0.0000
2	-27.67**	-0.37856	0.07761	5.926	0.0000	-5.109	0.0000
1	-30.40**	-0.19338	0.07853	2.904	0.0037	-5.086	0.0000
0	-42.15**	-0.10854	0.07873			-5.082	0.0000

Estadísticas Descriptivas, usando as observações 02/01/02 - 05/12/28
 para a variável 'R_Brent' (1457 observações válidas)

Média	0.00047758
Mediana	0.013193
Mínimo	-0.32158
Máximo	0.34532
Desvio padrão	0.079885
C.V.	167.27
Enviesamento	-0.12203
Curtose Ex.	0.47186



Unit-root tests (using Tese Omel-Retornos.in7)
The sample is 8 - 1457

R_Fuel: ADF tests (T=1450, Constant; 5%=-2.86 1%=-3.44)

D-lag	t-ADF	beta Y_1	sigma	t-DY_lag	t-prob	AIC	F-prob
6	-16.55**	-0.31192	0.02440	2.104	0.0356	-7.421	
5	-17.19**	-0.24339	0.02443	0.8178	0.4136	-7.419	0.0356
4	-18.77**	-0.21718	0.02442	1.160	0.2463	-7.420	0.0785
3	-20.75**	-0.18115	0.02443	0.9089	0.3635	-7.421	0.0923
2	-23.95**	-0.15358	0.02443	1.756	0.0794	-7.421	0.1228
1	-28.64**	-0.10270	0.02444	1.052	0.2930	-7.421	0.0662
0	-40.94**	-0.073021	0.02444			-7.421	0.0756

Estatísticas Descritivas, usando as observações 02/01/02 - 05/12/28
para a variável 'R_Fuel' (1457 observações válidas)

Média	0.00048908
Mediana	0.0019159
Mínimo	-0.23299
Máximo	0.17322
Desvio padrão	0.024588
C.V.	50.274
Enviesamento	-0.35108
Curtose Ex.	10.007

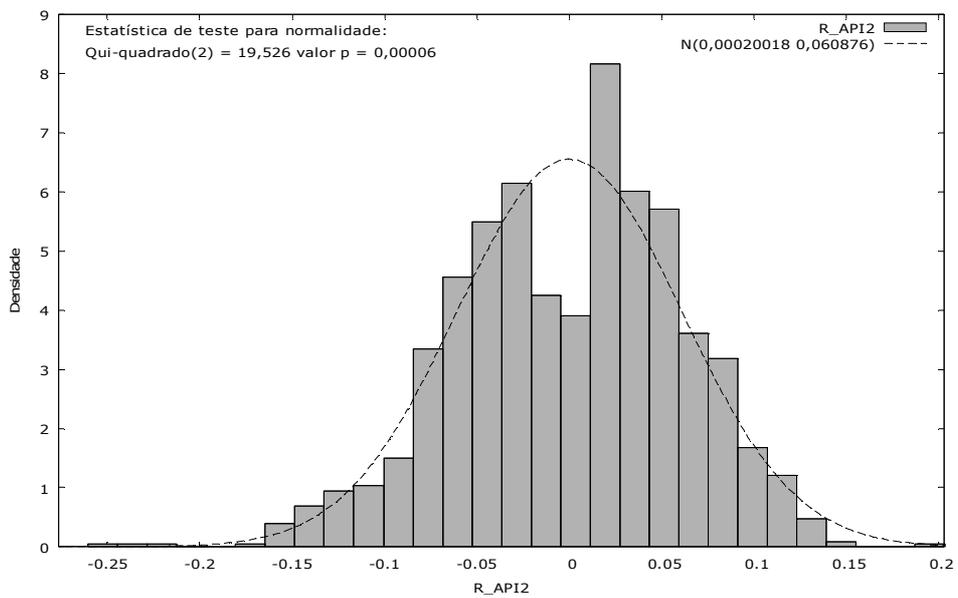
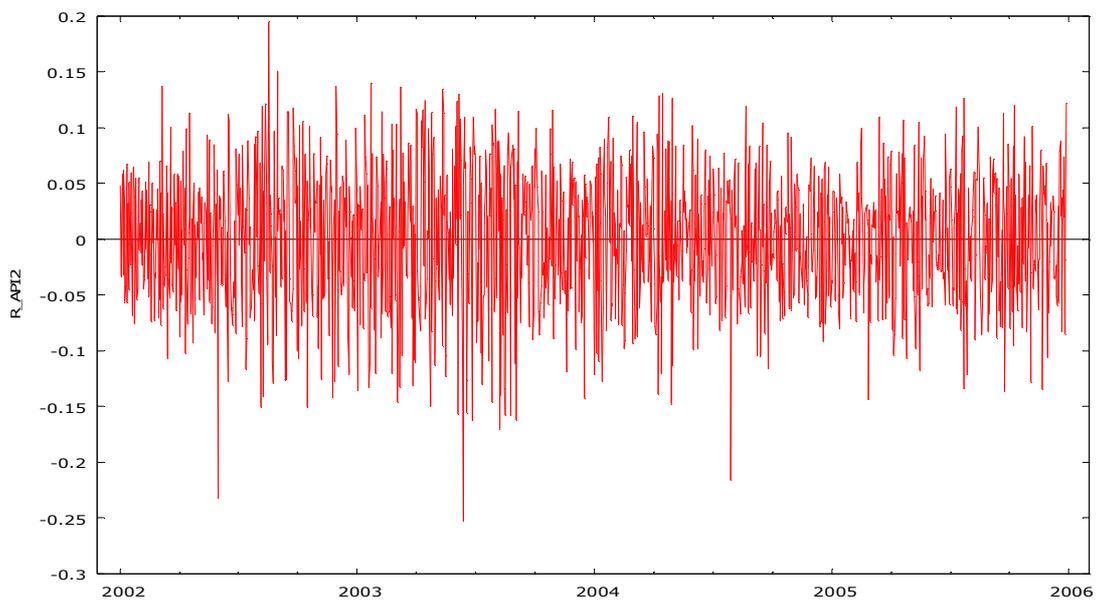
Unit-root tests (using Tese Omel-Retornos.in7)
The sample is 29 - 1457

R_API: ADF tests (T=1429, Constant; 5%=-2.86 1%=-3.44)

D-lag	t-ADF	beta Y_1	sigma	t-DY_lag	t-prob	AIC	F-prob
27	-12.36**	-3.5389	0.05798	2.764	0.0058	-5.675	
26	-12.06**	-3.2270	0.05812	0.7399	0.4595	-5.671	0.0058
25	-12.48**	-3.1448	0.05811	1.504	0.1327	-5.672	0.0168
24	-12.66**	-2.9842	0.05814	0.2566	0.7975	-5.672	0.0153
23	-13.36**	-2.9570	0.05812	1.524	0.1278	-5.673	0.0328
22	-13.66**	-2.8021	0.05814	1.656	0.0979	-5.673	0.0252
21	-13.95**	-2.6410	0.05818	3.077	0.0021	-5.672	0.0163
20	-13.69**	-2.3656	0.05835	1.386	0.1658	-5.667	0.0008
19	-14.09**	-2.2458	0.05837	2.776	0.0056	-5.667	0.0007
18	-13.97**	-2.0228	0.05851	0.9579	0.3383	-5.663	0.0001
17	-14.62**	-1.9476	0.05851	3.074	0.0022	-5.664	0.0001
16	-14.44**	-1.7252	0.05869	2.274	0.0231	-5.659	0.0000
15	-14.59**	-1.5696	0.05877	3.934	0.0001	-5.656	0.0000
14	-14.03**	-1.3267	0.05907	0.8307	0.4063	-5.647	0.0000
13	-14.76**	-1.2762	0.05907	2.192	0.0286	-5.648	0.0000
12	-15.00**	-1.1501	0.05915	1.807	0.0710	-5.646	0.0000
11	-15.48**	-1.0509	0.05919	4.717	0.0000	-5.645	0.0000
10	-14.67**	-0.82275	0.05964	2.642	0.0083	-5.631	0.0000
9	-14.69**	-0.70251	0.05976	1.998	0.0459	-5.627	0.0000
8	-15.00**	-0.61656	0.05982	0.4728	0.6364	-5.626	0.0000
7	-16.13**	-0.59650	0.05981	-0.4554	0.6489	-5.627	0.0000
6	-18.12**	-0.61605	0.05979	-0.1885	0.8505	-5.628	0.0000
5	-20.80**	-0.62417	0.05977	3.697	0.0002	-5.630	0.0000
4	-21.80**	-0.47969	0.06004	2.878	0.0041	-5.621	0.0000
3	-23.93**	-0.37497	0.06019	4.387	0.0000	-5.617	0.0000
2	-25.84**	-0.23252	0.06057	4.724	0.0000	-5.605	0.0000
1	-28.61**	-0.096501	0.06102	1.785	0.0745	-5.591	0.0000
0	-39.54**	-0.047029	0.06107			-5.590	0.0000

Estadísticas Descriptivas, usando as observações 02/01/02 - 05/12/28 para a variável 'R_API2' (1457 observações válidas)

Média	0.00020018
Mediana	0.0082342
Mínimo	-0.25251
Máximo	0.19529
Desvio padrão	0.060876
C.V.	304.11
Enviesamento	-0.25046
Curtose Ex.	-0.10059



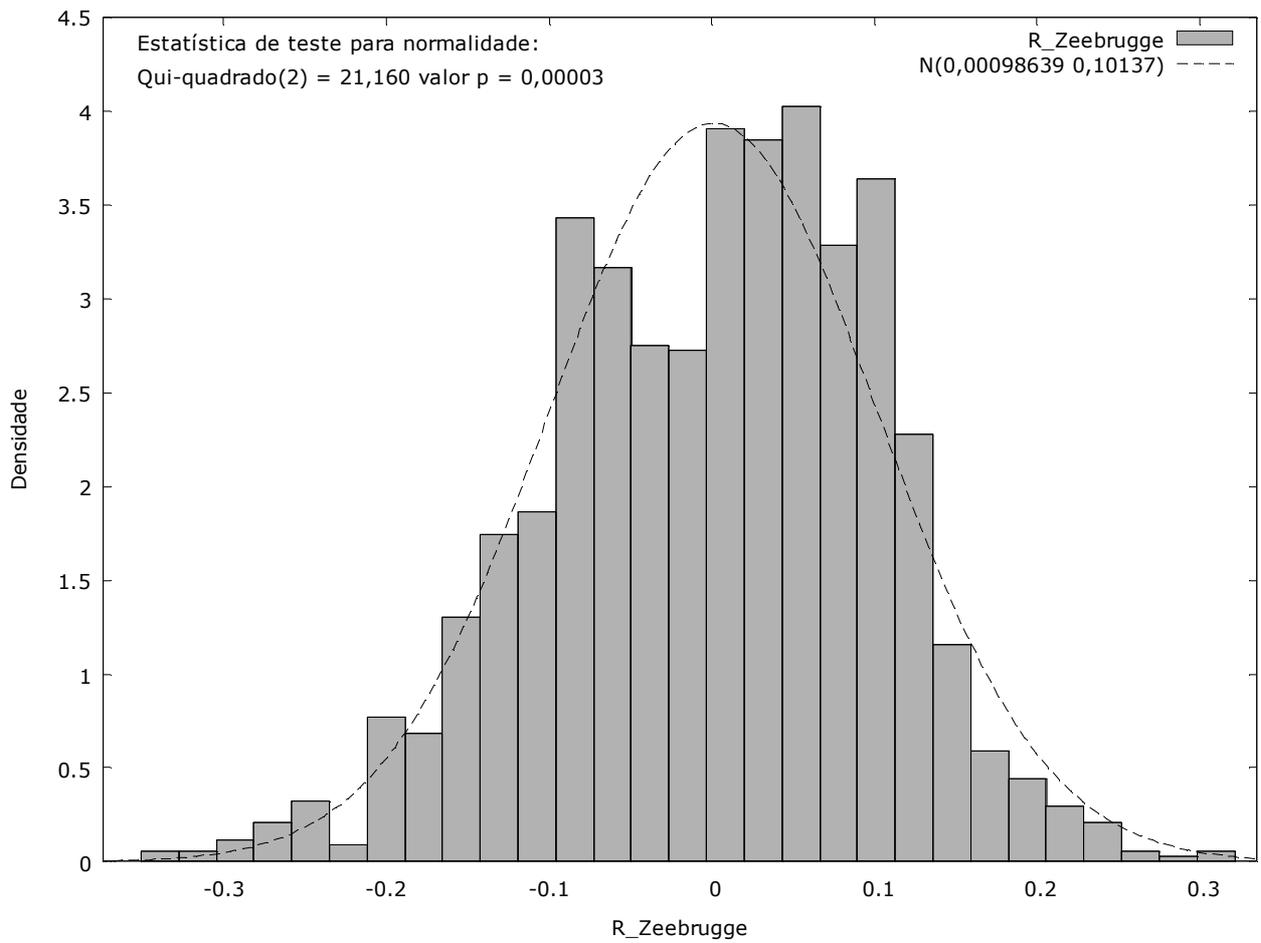
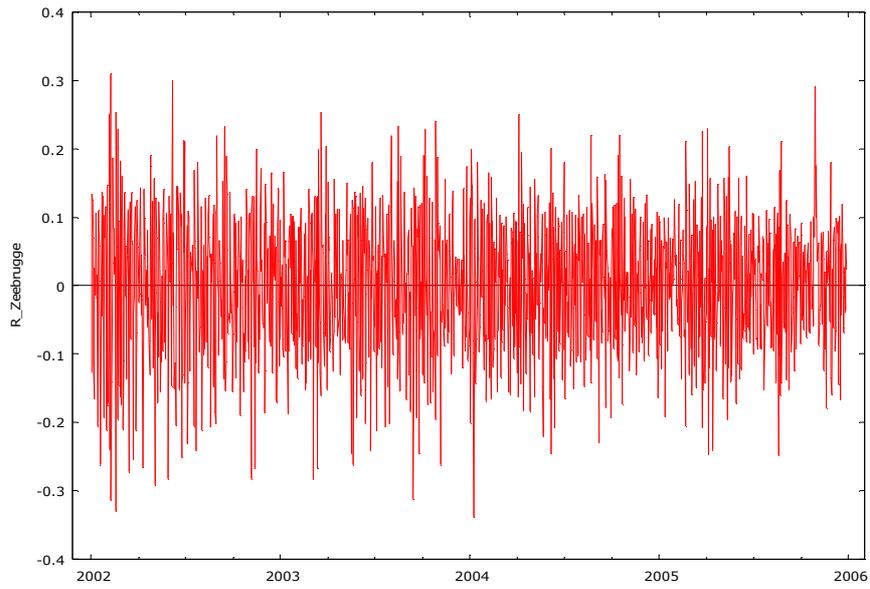
Unit-root tests (using Tese Omel-Retornos.in7)
 The sample is 29 - 1457

R_GN: ADF tests (T=1429, Constant; 5%=-2.86 1%=-3.44)

D-lag	t-ADF	beta Y_1	sigma	t-DY_lag	t-prob	AIC	F-prob
27	-7.805**	-1.7507	0.09370	-2.428	0.0153	-4.715	
26	-8.563**	-1.9445	0.09387	-1.881	0.0602	-4.712	0.0153
25	-9.291**	-2.1017	0.09395	0.6968	0.4860	-4.711	0.0090
24	-9.411**	-2.0444	0.09394	0.3436	0.7312	-4.712	0.0194
23	-9.639**	-2.0164	0.09391	-0.2124	0.8318	-4.714	0.0400
22	-10.05**	-2.0338	0.09387	0.2221	0.8243	-4.715	0.0732
21	-10.37**	-2.0158	0.09384	0.1773	0.8593	-4.716	0.1194
20	-10.74**	-2.0016	0.09381	-0.1719	0.8636	-4.718	0.1796
19	-11.27**	-2.0155	0.09378	2.449	0.0145	-4.719	0.2517
18	-11.01**	-1.8303	0.09394	-0.2229	0.8236	-4.716	0.0636
17	-11.60**	-1.8472	0.09391	2.762	0.0058	-4.718	0.0936
16	-11.26**	-1.6525	0.09413	0.5940	0.5526	-4.714	0.0136
15	-11.60**	-1.6112	0.09411	0.4823	0.6296	-4.715	0.0193
14	-12.03**	-1.5781	0.09408	-1.983	0.0475	-4.716	0.0276
13	-13.47**	-1.7214	0.09418	-2.448	0.0145	-4.715	0.0129
12	-15.56**	-1.9104	0.09435	4.424	0.0000	-4.712	0.0031
11	-14.89**	-1.6060	0.09497	1.575	0.1154	-4.699	0.0000
10	-15.44**	-1.5014	0.09501	0.8657	0.3868	-4.699	0.0000
9	-16.48**	-1.4452	0.09501	2.208	0.0274	-4.700	0.0000
8	-17.06**	-1.3103	0.09514	3.791	0.0002	-4.698	0.0000
7	-16.91**	-1.1005	0.09558	0.5065	0.6126	-4.689	0.0000
6	-18.61**	-1.0727	0.09556	-0.06435	0.9487	-4.690	0.0000
5	-21.46**	-1.0762	0.09552	1.511	0.1311	-4.692	0.0000
4	-24.63**	-0.99636	0.09557	3.714	0.0002	-4.692	0.0000
3	-27.70**	-0.81821	0.09600	6.040	0.0000	-4.683	0.0000
2	-30.26**	-0.57048	0.09718	7.071	0.0000	-4.660	0.0000
1	-33.62**	-0.32690	0.09884	6.193	0.0000	-4.626	0.0000
0	-43.61**	-0.14221	0.1001			-4.601	0.0000

Estatísticas Descritivas, usando as observações 02/01/02 - 05/12/28
 para a variável 'R_Zeebrugge' (1457 observações válidas)

Média	0.00098639
Mediana	0.012260
Mínimo	-0.33928
Máximo	0.30994
Desvio padrão	0.10137
C.V.	102.77
Enviesamento	-0.26892
Curtose Ex.	-0.057078



Modelling R_OMEL by OLS (using Tese Omel-Retornos.in7)

The estimation sample is: 37 to 1457

	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob	Part.R^2
R_OMEL_1	-0.469349	0.02681	-17.5	0.000	0.1821
R_OMEL_2	-0.364710	0.02957	-12.3	0.000	0.0995
R_OMEL_3	-0.294902	0.03110	-9.48	0.000	0.0613
R_OMEL_4	-0.229791	0.03202	-7.18	0.000	0.0361
R_OMEL_5	-0.190997	0.03249	-5.88	0.000	0.0245
R_OMEL_6	-0.185493	0.03278	-5.66	0.000	0.0227
R_OMEL_7	0.0539705	0.03321	1.63	0.104	0.0019
R_OMEL_8	-0.00902393	0.03321	-0.272	0.786	0.0001
R_OMEL_9	-0.0911443	0.03322	-2.74	0.006	0.0054
R_OMEL_10	-0.0967074	0.03326	-2.91	0.004	0.0061
R_OMEL_11	-0.133553	0.03327	-4.01	0.000	0.0116
R_OMEL_12	-0.125521	0.03340	-3.76	0.000	0.0102
R_OMEL_13	-0.115932	0.03358	-3.45	0.001	0.0086
R_OMEL_14	0.0440618	0.03364	1.31	0.191	0.0012
R_OMEL_15	-0.0866096	0.03356	-2.58	0.010	0.0048
R_OMEL_16	-0.119570	0.03375	-3.54	0.000	0.0090
R_OMEL_17	-0.0804534	0.03373	-2.39	0.017	0.0041
R_OMEL_18	-0.0953029	0.03363	-2.83	0.005	0.0058
R_OMEL_19	-0.125809	0.03355	-3.75	0.000	0.0101
R_OMEL_20	-0.100295	0.03365	-2.98	0.003	0.0064
R_OMEL_21	0.0201779	0.03362	0.600	0.549	0.0003
R_OMEL_22	-0.0856061	0.03343	-2.56	0.011	0.0047
R_OMEL_23	-0.0534597	0.03350	-1.60	0.111	0.0018
R_OMEL_24	-0.0448005	0.03342	-1.34	0.180	0.0013
R_OMEL_25	-0.0271827	0.03324	-0.818	0.414	0.0005
R_OMEL_26	-0.0549701	0.03301	-1.67	0.096	0.0020
R_OMEL_27	-0.0471527	0.03289	-1.43	0.152	0.0015
R_OMEL_28	0.0640900	0.03286	1.95	0.051	0.0028
R_OMEL_29	0.000993168	0.03274	0.0303	0.976	0.0000
R_OMEL_30	0.00841542	0.03267	0.258	0.797	0.0000
R_OMEL_31	-0.0937327	0.03240	-2.89	0.004	0.0060
R_OMEL_32	-0.0743216	0.03203	-2.32	0.020	0.0039
R_OMEL_33	-0.0764639	0.03149	-2.43	0.015	0.0043
R_OMEL_34	-0.0572241	0.03068	-1.86	0.062	0.0025
R_OMEL_35	0.0795482	0.02920	2.72	0.007	0.0054
R_OMEL_36	0.0562718	0.02641	2.13	0.033	0.0033
Constant	0.000951797	0.004048	0.235	0.814	0.0000
R_Brent	0.0758358	0.05313	1.43	0.154	0.0015
R_Brent_1	0.113393	0.05280	2.15	0.032	0.0033
R_Brent_2	-0.0675908	0.05296	-1.28	0.202	0.0012
R_Brent_3	0.128631	0.05319	2.42	0.016	0.0042
R_Brent_21	-0.134969	0.05252	-2.57	0.010	0.0048
R_Brent_24	-0.0961241	0.05257	-1.83	0.068	0.0024
R_Brent_28	-0.100501	0.05198	-1.93	0.053	0.0027

sigma	0.152538	RSS	32.0399414
R^2	0.505155	F(43,1377) =	32.69 [0.000]**
log-likelihood	677.999	DW	2
no. of observations	1421	no. of parameters	44
mean(R_OMEL)	9.99649e-005	var(R_OMEL)	0.0455647

AR 1-2 test: F(2,1375) = 0.12380 [0.8836]
ARCH 1-1 test: F(1,1375) = 53.421 [0.0000]**
Normality test: Chi^2(2) = 346.00 [0.0000]**
hetero test: F(86,1290) = 2.1680 [0.0000]**
RESET test: F(1,1376) = 15.834 [0.0001]**

When the log-likelihood constant is NOT included:

AIC	-3.73020	SC	-3.56736
HQ	-3.66938	FPE	0.0239884

Modelling **R_OMEL** by restricted **GARCH(1,1)** (Tese Omel-Retornos.in7)

The estimation sample is: 36 to 1457

		Coefficient	Std.Error	robust-SE	t-value	t-prob
R_OMEL_1	Y	-0.422039	0.02475	0.02749	-15.4	0.000
.....
R_OMEL_35	Y	0.0500651	0.02220	0.02311	2.17	0.030
Constant	X	0.00136271	0.003315	0.003371	0.404	0.686
R_Fuel_5	X	0.398586	0.1451	0.1503	2.65	0.008
R_Fuel_17	X	-0.276353	0.1421	0.1382	-2.00	0.046
R_Fuel_29	X	0.180904	0.1407	0.1423	1.27	0.204
R_API_2	X	-0.132857	0.05443	0.05204	-2.55	0.011
R_API_4	X	0.104884	0.05450	0.05630	1.86	0.063
R_API_10	X	0.0815026	0.05518	0.05385	1.51	0.130
R_API_35	X	0.157509	0.05536	0.05461	2.88	0.004
R_GN	X	-0.0711201	0.03370	0.03325	-2.14	0.033
R_GN_5	X	0.0605173	0.03406	0.03232	1.87	0.061
R_GN_6	X	0.0680343	0.03410	0.03456	1.97	0.049
R_GN_15	X	-0.0469502	0.03313	0.03204	-1.47	0.143
R_GN_32	X	0.0743834	0.03262	0.03310	2.25	0.025
Outlier1	X	-0.878148	0.09887	0.01865	-47.1	0.000
Outlier2	X	0.563583	0.09953	0.03032	18.6	0.000
Outlier3	X	-0.934156	0.1717	0.04320	-21.6	0.000
Outlier4	X	0.799857	0.1646	0.03923	20.4	0.000
Outlier5	X	-0.682622	0.1337	0.01852	-36.9	0.000
Outlier6	X	-0.881085	0.1439	0.02973	-29.6	0.000
Outlier7	X	0.496350	0.1958	0.04046	12.3	0.000
Outlier8	X	-0.600965	0.1889	0.04111	-14.6	0.000
Outlier9	X	-0.570470	0.1756	0.03021	-18.9	0.000
Outlier10	X	-0.556268	0.1593	0.03320	-16.8	0.000
Outlier11	X	-0.512072	0.1191	0.01996	-25.7	0.000
Outlier12	X	-0.542588	0.1215	0.02221	-24.4	0.000
Outlier13	X	0.455465	0.1275	0.01598	28.5	0.000
Outlier14	X	0.470328	0.1481	0.02529	18.6	0.000
Outlier15	X	0.489807	0.1527	0.02665	18.4	0.000
Outlier16	X	-0.626297	0.1402	0.02889	-21.7	0.000
alpha_0	H	0.000540165	0.0002202	0.0002638	2.05	0.041
alpha_1	H	0.0588564	0.01350	0.01343	4.38	0.000
beta_1	H	0.910996	0.02206	0.02322	39.2	0.000
log-likelihood		890.395486	HMSE		2.471	
mean(h_t)		0.0177842	var(h_t)		4.00084e-005	
no. of observations		1422	no. of parameters		64	
AIC.T		-1652.79097	AIC		-1.16230026	
mean(R_OMEL)		0.000164745	var(R_OMEL)		0.0455386	
alpha(1)+beta(1)		0.969853	alpha_i+beta_i>=0,		alpha(1)+beta(1)<1	

Portmanteau(37): Chi^2(5) = 34.887 [0.0000]**

Normality test for scaled residuals

Observations	1422
Mean	0.0081206

Std.Devn. 0.99766
 Skewness -0.046316
 Excess Kurtosis 0.49551
 Minimum -3.8857
 Maximum 3.4430
 Asymptotic test: Chi²(2) = 15.056 [0.0005]**
Normality test: Chi²(2) = 14.064 [0.0009]**

ARCH coefficients:

Lag	Coefficient	Std.Error
1	0.016194	0.02714
2	-0.050546	0.02714

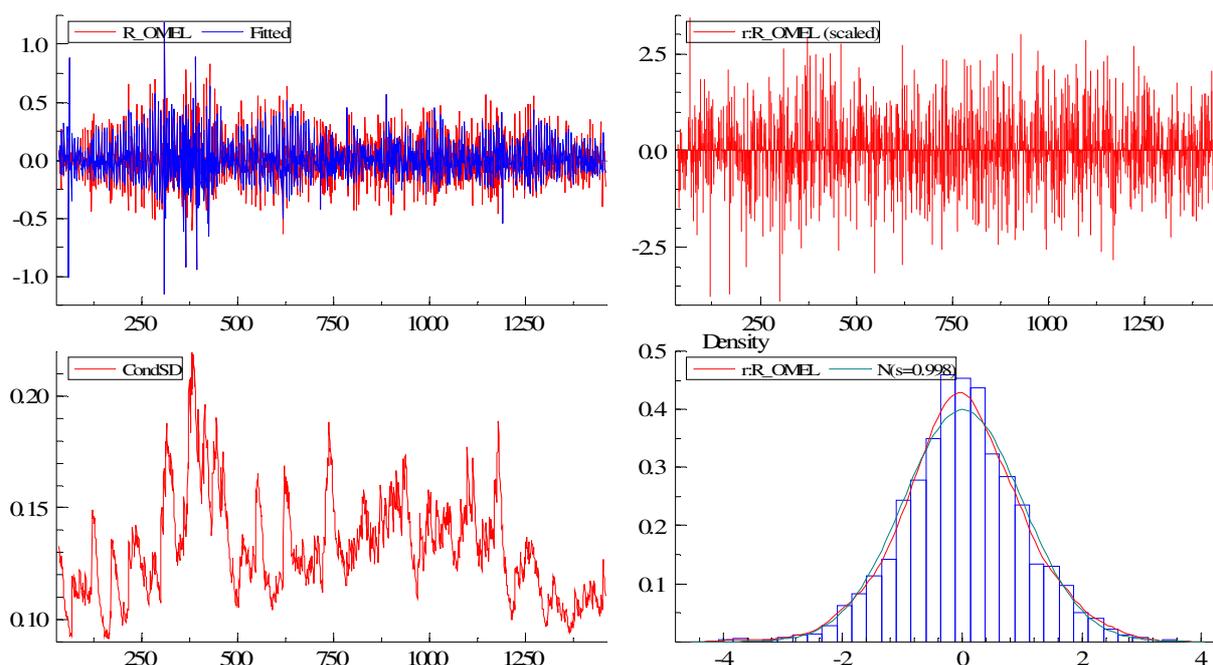
RSS = 3502.08 sigma = 1.60825

Testing for error ARCH from lags 1 to 2
ARCH 1-2 test: F(2,1354)= 1.8956 [0.1506]

Solved static long-run equation for R_OMEL

	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob
Constant	0.000744079	0.0008446	0.881	0.378
R_Fuel	0.0851060	0.06142	1.39	0.166
R_API	2.30744e-007	0.03747	0.00	1.000
R_GN	0.0135365	0.01958	0.691	0.490
Outlier1	-0.204315	0.03544	-5.77	0.000
Outlier2	0.128530	0.03457	3.72	0.000
Outlier3	-0.221596	0.03772	-5.87	0.000
Outlier4	0.183917	0.03665	5.02	0.000
Outlier5	-0.157618	0.03424	-4.60	0.000
Outlier6	-0.210325	0.03550	-5.92	0.000
Outlier7	0.126098	0.03398	3.71	0.000
Outlier8	-0.141949	0.03594	-3.95	0.000
Outlier9	-0.135248	0.03430	-3.94	0.000
Outlier10	-0.127549	0.03442	-3.71	0.000
Outlier11	-0.121193	0.03314	-3.66	0.000
Outlier12	-0.126963	0.03331	-3.81	0.000
Outlier13	0.106466	0.03287	3.24	0.001
Outlier14	0.111607	0.03322	3.36	0.001
Outlier15	0.112633	0.03383	3.33	0.001
Outlier16	-0.147506	0.03356	-4.40	0.000

Long-run sigma = 0.0315746



Modelling R_OMEL by OLS (using Tese Omel-Retornos.in7)

The estimation sample is: 36 to 1457

	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob	Part.R^2
R_OMEL_1	-0.473166	0.02670	-17.7	0.000	0.1852
.....					
R_OMEL_35	0.0572601	0.02643	2.17	0.030	0.0034
Constant	0.000623201	0.004059	0.154	0.878	0.0000
R_Fuel	0.248194	0.1661	1.49	0.135	0.0016
R_Fuel_5	0.516901	0.1661	3.11	0.002	0.0070
R_Fuel_17	-0.343471	0.1662	-2.07	0.039	0.0031
R_Fuel_29	0.313481	0.1665	1.88	0.060	0.0026
sigma	0.152926	RSS		32.3199289	
R^2	0.500896	F(39,1382) =	35.56	[0.000]**	
log-likelihood	672.79	DW		2.01	
no. of observations	1422	no. of parameters		40	
mean(R_OMEL)	0.000164745	var(R_OMEL)		0.0455386	

AR 1-2 test: F(2,1380)= 0.74653 [0.4742]
ARCH 1-1 test: F(1,1380)= 58.768 [0.0000]**
Normality test: Chi^2(2) = 342.24 [0.0000]**
hetero test: F(78,1303)= 3.8497 [0.0000]**
RESET test: F(1,1381)= 13.135 [0.0003]**

Solved static long-run equation for R_OMEL

	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob
Constant	0.000139261	0.0009069	0.154	0.878
R_Fuel	0.164267	0.07805	2.10	0.035

Long-run sigma = 0.0341729

Modelling R_OMEL by restricted GARCH(1,1) (Tese Omel-Retornos.in7)

The estimation sample is: 36 to 1457

		Coefficient	Std.Error	robust-SE	t-value	t-prob
R_OMEL_1	Y	-0.441086	0.02835	0.02836	-15.6	0.000
.....						
R_OMEL_35	Y	0.0677026	0.02516	0.02497	2.71	0.007
Constant	X	0.00150284	0.003634	0.003683	0.408	0.683
R_Fuel	X	0.373751	0.1517	0.1944	1.92	0.055
R_Fuel_5	X	0.320557	0.1548	0.2504	1.28	0.201
R_Fuel_17	X	-0.392066	0.1576	0.2034	-1.93	0.054
R_Fuel_29	X	0.290772	0.1545	0.1598	1.82	0.069
alpha_0	H	0.000767000	0.0002391	0.0003012	2.55	0.011
alpha_1	H	0.0608389	0.01296	0.02452	2.48	0.013
beta_1	H	0.905399	0.01979	0.02830	32.0	0.000

log-likelihood 735.579531 HMSE 6.07889
mean(h_t) 0.0229405 var(h_t) 0.000160476
no. of observations 1422 no. of parameters 43
AIC.T -1385.15906 AIC -0.974092167
mean(R_OMEL) 0.000164745 var(R_OMEL) 0.0455386
alpha(1)+beta(1) 0.966238 alpha_i+beta_i>=0, alpha(1)+beta(1)<1

Initial terms of $\alpha(L)/[1-\beta(L)]$:
0.060839 0.055083 0.049873 0.045154 0.040883 0.037015
0.033514 0.030343 0.027473 0.024874 0.022521 0.020390

Used sample mean of squared residuals to start recursion
Robust-SE based on analytical Information matrix and analytical OPG matrix
BFGS using analytical derivatives (eps1=0.0001; eps2=0.005):
Strong convergence

Portmanteau(37): Chi^2(2) = 21.658 [0.0000]**

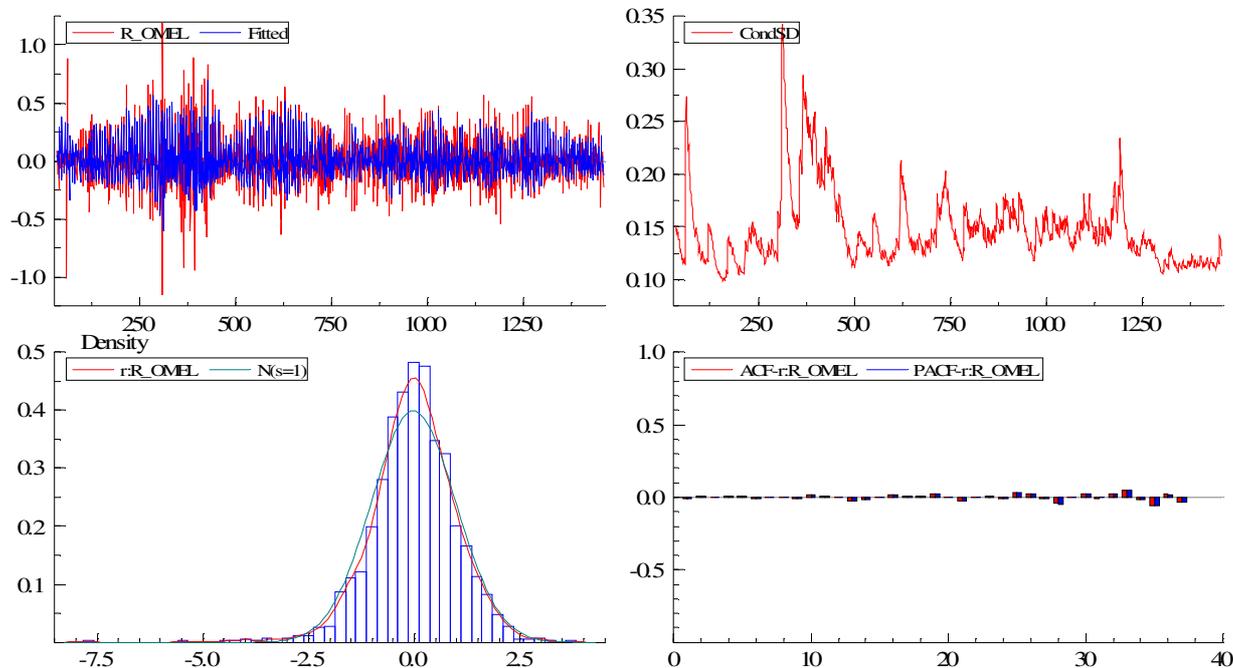
Normality test for scaled residuals
Observations 1422
Mean -0.014824
Std.Devn. 1.0007
Skewness -0.68839
Excess Kurtosis 4.0208
Minimum -7.8126
Maximum 3.6877
Asymptotic test: Chi^2(2) = 1070.2 [0.0000]**
Normality test: Chi^2(2) = 278.47 [0.0000]**

ARCH coefficients:
Lag Coefficient Std.Error
1 0.042964 0.02696
2 -0.021248 0.02696
RSS = 8623.39 sigma = 2.50431

Testing for error ARCH from lags 1 to 2
ARCH 1-2 test: F(2,1375)= 1.5301 [0.2169]

Solved static long-run equation for R_OMEL
Coefficient Std.Error t-value t-prob

Constant 0.000139261 0.0009069 0.154 0.878
R_Fuel 0.164267 0.07805 2.10 0.035
Long-run sigma = 0.0341729



Modelling **R_OMEL by restricted GARCH(1,1)** (Tese Omel-Retornos.in7)
 The estimation sample is: 36 to 1457

		Coefficient	Std.Error	robust-SE	t-value	t-prob
R_OMEL_1	Y	-0.420719	0.02509	0.02807	-15.0	0.000
.....						
R_OMEL_35	Y	0.0523796	0.02317	0.02323	2.25	0.024
Constant	X	0.00177967	0.003371	0.003430	0.519	0.604
R_Fuel	X	0.148137	0.1418	0.1378	1.07	0.283
R_Fuel_5	X	0.396930	0.1472	0.1533	2.59	0.010
R_Fuel_17	X	-0.253093	0.1448	0.1404	-1.80	0.072
R_Fuel_29	X	0.199556	0.1436	0.1432	1.39	0.164
Outlier1	X	-0.920708	0.1069	0.01771	-52.0	0.000
Outlier2	X	0.572019	0.1072	0.02907	19.7	0.000
Outlier3	X	-0.969326	0.1636	0.04311	-22.5	0.000
Outlier4	X	0.810691	0.1586	0.03868	21.0	0.000
Outlier5	X	-0.659079	0.1438	0.01855	-35.5	0.000
Outlier6	X	-0.895104	0.1511	0.02955	-30.3	0.000
Outlier7	X	0.505714	0.2020	0.04195	12.1	0.000
Outlier8	X	-0.601493	0.1976	0.04372	-13.8	0.000
Outlier9	X	-0.586163	0.1836	0.03444	-17.0	0.000
Outlier10	X	-0.565917	0.1721	0.03573	-15.8	0.000
Outlier11	X	-0.508118	0.1201	0.01844	-27.6	0.000
Outlier12	X	-0.551739	0.1245	0.02271	-24.3	0.000
Outlier13	X	0.477939	0.1263	0.01617	29.6	0.000
Outlier14	X	0.462921	0.1449	0.02319	20.0	0.000
Outlier15	X	0.493938	0.1583	0.02551	19.4	0.000
Outlier16	X	-0.674653	0.1519	0.02786	-24.2	0.000

alpha_0	H	0.000287886	0.0001389	0.0001635	1.76	0.079
alpha_1	H	0.0399549	0.01002	0.01087	3.68	0.000
beta_1	H	0.944317	0.01504	0.01581	59.7	0.000

log-likelihood	873.085841	HMSE	2.59769
mean(h_t)	0.0182123	var(h_t)	3.9207e-005
no. of observations	1422	no. of parameters	59
AIC.T	-1628.17168	AIC	-1.14498712
mean(R_OMEL)	0.000164745	var(R_OMEL)	0.0455386
alpha(1)+beta(1)	0.984272	alpha_i+beta_i>=0, alpha(1)+beta(1)<1	

Initial terms of $\alpha(L)/[1-\beta(L)]$:

0.039955	0.037730	0.035629	0.033645	0.031772	0.030003
0.028332	0.026754	0.025265	0.023858	0.022529	0.021275

Portmanteau(37): Chi^2(2) = 26.093 [0.0000]**

Normality test for scaled residuals

Observations	1422
Mean	0.0051873
Std.Devn.	0.99687
Skewness	-0.095160
Excess Kurtosis	0.63228
Minimum	-4.0193
Maximum	3.1226

Asymptotic test: Chi^2(2) = 25.833 [0.0000]**

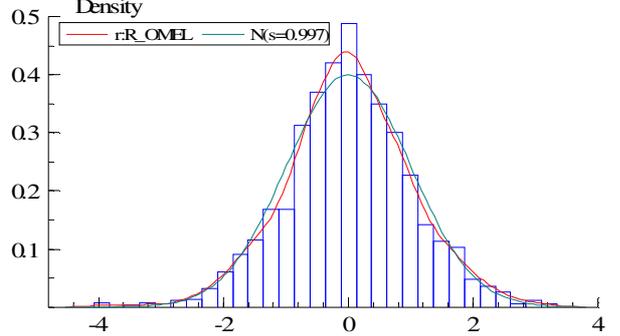
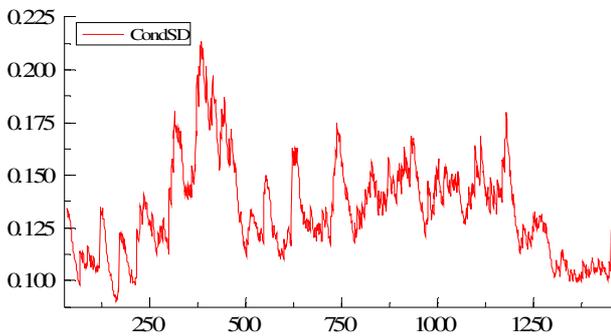
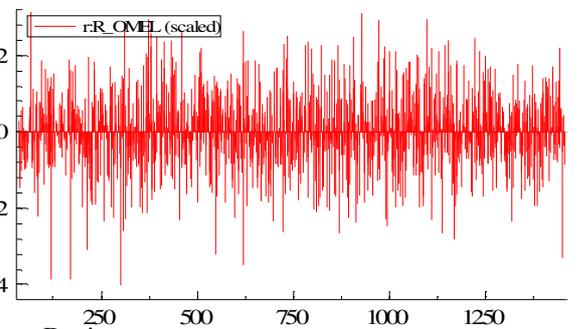
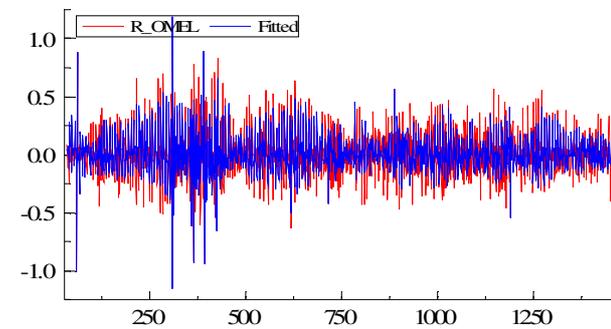
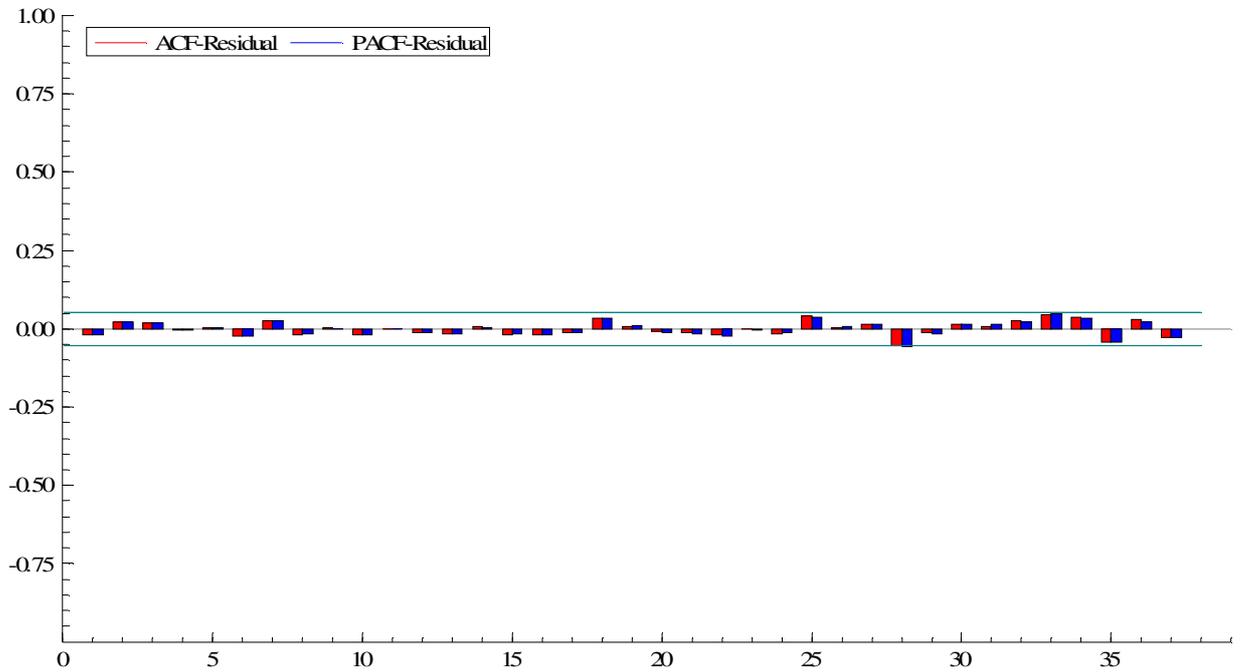
Normality test: Chi^2(2) = 21.868 [0.0000]**

ARCH coefficients:

Lag	Coefficient	Std.Error
1	0.028359	0.0271
2	-0.038452	0.0271

RSS = 3684.16 sigma = 1.64649

Testing for error ARCH from lags 1 to 2
ARCH 1-2 test: $F(2,1359) = 1.5141 [0.2204]$



Solved static long-run equation for R_OMEL

	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob
Constant	0.000727163	0.0008087	0.899	0.369

R_Fuel	0.110425	0.06900	1.60	0.110
Outlier1	-0.202844	0.03597	-5.64	0.000
Outlier2	0.123155	0.03405	3.62	0.000
Outlier3	-0.217295	0.03839	-5.66	0.000
Outlier4	0.178489	0.03680	4.85	0.000
Outlier5	-0.146760	0.03344	-4.39	0.000
Outlier6	-0.202335	0.03586	-5.64	0.000
Outlier7	0.117829	0.03361	3.51	0.000
Outlier8	-0.132758	0.03481	-3.81	0.000
Outlier9	-0.128154	0.03424	-3.74	0.000
Outlier10	-0.124589	0.03404	-3.66	0.000
Outlier11	-0.112748	0.03237	-3.48	0.001
Outlier12	-0.122412	0.03294	-3.72	0.000
Outlier13	0.105693	0.03209	3.29	0.001
Outlier14	0.104958	0.03234	3.24	0.001
Outlier15	0.106964	0.03305	3.24	0.001
Outlier16	-0.150540	0.03360	-4.48	0.000

ANEXO 2

Testes de raízes unitárias

Teste Aumentado de Dickey-Fuller, para **LnP_Real**

com constante e tendência

modelo: $(1-L)y = b_0 + b_1*t + (a-1)*y(-1) + \dots + e$

coeficiente de 1ª-ordem para e: -0.001

diferenças desfasadas: $F(36, 1381) = 31.007 [0.0000]$

valor estimado de $(a - 1)$: -0.0355479

estatística de teste: $\tau_{ct}(1) = -2.51315$

valor p assintótico 0.3217

Regressão aumentada de Dickey-Fuller

Estimativas Mínimos Quadrados (OLS) usando as 1420 observações

02/02/07-05/12/27

Variável dependente: **d_LnP_Real**

	coeficiente	erro padrão	rácio-t	valor p	
const	0.0247453	0.0161083	1.536	0.1247	
LnP_Real_1	-0.0355479	0.0141448	-2.513	0.3217	
d_LnP_Real_1	-0.449649	0.0295507	-15.22	1.86e-048	***
.....					
d_LnP_Real_35	0.0810321	0.0294242	2.754	0.0060	***
d_LnP_Real_36	0.0526067	0.0265476	1.982	0.0477	**
time	2.60103e-05	1.12005e-05	2.322	0.0204	**

Teste Aumentado de Dickey-Fuller, para **d_LnP_Real**

incluindo 35 desfasamentos de $(1-L)d_LnP_Real$

dimensão de amostragem 1420

hipótese nula de raiz unitária: $a = 1$

teste com constante

modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)*y(-1) + \dots + e$

coeficiente de 1ª-ordem para e: -0.001

diferenças desfasadas: $F(35, 1383) = 33.810 [0.0000]$

valor estimado de $(a - 1)$: -4.30587

estatística de teste: $\tau_c(1) = -8.30671$

valor p assintótico 6.179e-014

Teste Aumentado de Dickey-Fuller, para **Ln_Brent**
incluindo 28 desfasamentos de (1-L)Ln_Brent
dimensão de amostragem 1428
hipótese nula de raiz unitária: a = 1

com constante e tendência
modelo: $(1-L)y = b_0 + b_1*t + (a-1)*y(-1) + \dots + e$
coeficiente de 1ª-ordem para e: -0.004
diferenças desfasadas: F(28, 1397) = 4.610 [0.0000]
valor estimado de (a - 1): -0.0329056
estatística de teste: tau_ct(1) = -2.38481
valor p assintótico 0.3875

Regressão aumentada de Dickey-Fuller
Estimativas Mínimos Quadrados (OLS) usando as 1428 observações
02/01/30-05/12/27
Variável dependente: d_Ln_Brent

	coeficiente	erro padrão	rácio-t	valor p	
const	0.102141	0.0425757	2.399	0.0166	**
Ln_Brent_1	-0.0329056	0.0137980	-2.385	0.3875	
d_Ln_Brent_1	-0.159459	0.0291943	-5.462	5.57e-08	***
.....					
d_Ln_Brent_28	-0.0556030	0.0263729	-2.108	0.0352	**
time	1.67206e-05	8.00090e-06	2.090	0.0368	**

Teste Aumentado de Dickey-Fuller, para d_Ln_Brent
incluindo 30 desfasamentos de (1-L)d_Ln_Brent
dimensão de amostragem 1425
hipótese nula de raiz unitária: a = 1

teste com constante
modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)*y(-1) + \dots + e$
coeficiente de 1ª-ordem para e: 0.000
diferenças desfasadas: F(30, 1393) = 6.555 [0.0000]

valor estimado de $(a - 1)$: -4.52902
estatística de teste: $\tau_c(1) = -10.8789$
valor p assintótico 4.758e-022

Teste Aumentado de Dickey-Fuller, para **d_Ln_Brent**
incluindo 27 desfasamentos de $(1-L)d_Ln_Brent$
dimensão de amostragem 1428
hipótese nula de raiz unitária: $a = 1$

teste com constante
modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)*y(-1) + \dots + e$
coeficiente de 1ª-ordem para e: -0.004
diferenças desfasadas: $F(27, 1399) = 6.863 [0.0000]$
valor estimado de $(a - 1)$: -3.94966
estatística de teste: $\tau_c(1) = -10.6635$
valor p assintótico 2.387e-021

Teste Aumentado de Dickey-Fuller, para **Ln_Fuel**
incluindo 32 desfasamentos de $(1-L)Ln_Fuel$
dimensão de amostragem 1424
hipótese nula de raiz unitária: $a = 1$

com constante e tendência
modelo: $(1-L)y = b_0 + b_1*t + (a-1)*y(-1) + \dots + e$
coeficiente de 1ª-ordem para e: -0.002
diferenças desfasadas: $F(32, 1389) = 1.390 [0.0733]$
valor estimado de $(a - 1)$: -0.0061915
estatística de teste: $\tau_{ct}(1) = -1.60519$
valor p assintótico 0.7914

Regressão aumentada de Dickey-Fuller

Estimativas Mínimos Quadrados (OLS) usando as 1424 observações

02/02/03-05/12/27

Variável dependente: d_Ln_Fuel

	coeficiente	erro padrão	rácio-t	valor p	
const	0.0300011	0.0188658	1.590	0.1120	
Ln_Fuel_1	-0.00619150	0.00385718	-1.605	0.7914	
d_Ln_Fuel_1	-0.0793766	0.0269216	-2.948	0.0032	***
.....					
d_Ln_Fuel_32	0.0489320	0.0267930	1.826	0.0680	*
time	2.57496e-06	1.83217e-06	1.405	0.1601	

Teste Aumentado de Dickey-Fuller, para **d_Ln_Fuel**

incluindo 31 desfasamentos de (1-L)d_Ln_Fuel

dimensão de amostragem 1424

hipótese nula de raiz unitária: $a = 1$

teste com constante

modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)*y(-1) + \dots + e$

coeficiente de 1ª-ordem para e: -0.001

diferenças desfasadas: $F(31, 1391) = 1.298 [0.1272]$

valor estimado de $(a - 1)$: -1.37124

estatística de teste: $\tau_c(1) = -7.02353$

valor p assimptótico 2.859e-010

Teste Aumentado de Dickey-Fuller, para **Ln_API**

incluindo 36 desfasamentos de (1-L)Ln_API

dimensão de amostragem 1420

hipótese nula de raiz unitária: $a = 1$

com constante e tendência

modelo: $(1-L)y = b_0 + b_1*t + (a-1)*y(-1) + \dots + e$

coeficiente de 1ª-ordem para e: -0.002

diferenças desfasadas: $F(36, 1381) = 4.443 [0.0000]$

valor estimado de $(a - 1)$: -0.0101956

estatística de teste: $\tau_{ct}(1) = -1.17242$

valor p assimptótico 0.915

Regressão aumentada de Dickey-Fuller

Estimativas Mínimos Quadrados (OLS) usando as 1420 observações

02/02/07-05/12/27

Variável dependente: d_Ln_API

	coeficiente	erro padrão	rácio-t	valor p	
const	0.0363772	0.0301049	1.208	0.2271	
Ln_API_1	-0.0101956	0.00869613	-1.172	0.9150	
d_Ln_API_1	-0.129892	0.0280541	-4.630	4.00e-06	***
d_Ln_API_2	-0.138846	0.0282590	-4.913	1.00e-06	***
.....					
d_Ln_API_36	0.0508127	0.0269965	1.882	0.0600	*
time	3.32783e-06	5.34994e-06	0.6220	0.5340	

Teste Aumentado de Dickey-Fuller, para **d_Ln_API**

incluindo 35 desfasamentos de (1-L)d_Ln_API

dimensão de amostragem 1420

hipótese nula de raiz unitária: $a = 1$

teste com constante

modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)*y(-1) + \dots + e$

coeficiente de 1ª-ordem para e: -0.002

diferenças desfasadas: $F(35, 1383) = 5.485 [0.0000]$

valor estimado de $(a - 1)$: -4.2799

estatística de teste: $\tau_c(1) = -8.4223$

valor p assintótico 2.782e-014

UR Test with structural break for series: LnZeebrugge

sample range: [01/30/2002 (7), 12/27/2005 (7)], T = 1428

number of lags (1st diff): 28

value of test statistic: -2.4626

used break date: 10/28/2005 (7)

shiftfunction: shift dummy

time trend included

critical values (Lanne et al. 2002):

T	1%	5%	10%
1000	-3.55	-3.03	-2.76

regression results:

variable	coefficient	t-statistic
d(trend)	0.0006	0.0063
d(const)	2.3213	969.8151
d(shiftfkt)	0.5660	236.4719
dx(-1)	-0.2924	-11.1840
.....		
dx(-27)	0.0572	2.1018
dx(-28)	0.0654	2.5029

UR Test with structural break for series: LnZeebrugge_dl

sample range: [01/30/2002 (7), 12/27/2005 (7)], T = 1428

number of lags (1st diff): 27

value of test statistic: -8.5024

used break date: 10/28/2005 (7)

shiftfunction: impulse dummy

time trend included

critical values (Lanne et al. 2002):

T	1%	5%	10%
1000	-3.55	-3.03	-2.76

regression results:

variable	coefficient	t-statistic
d(trend)	0.0000	0.0000
d(const)	-0.0624	-25.4024
d(shiftfkt)	0.5031	144.8492
dx(-1)	-1.2341	-47.4415
.....		
dx(-27)	-0.1213	-4.6640

Ln Fuel - LnBrent

Tests on the significance of each lag

Lag 16	F(4,2812)=	2.4194	[0.0465]	*
Lag 15	F(4,2812)=	2.4079	[0.0474]	*
Lag 14	F(4,2812)=	1.2912	[0.2711]	
Lag 13	F(4,2812)=	1.3078	[0.2647]	
Lag 12	F(4,2812)=	0.75367	[0.5555]	
Lag 11	F(4,2812)=	1.3716	[0.2412]	
Lag 10	F(4,2812)=	0.49591	[0.7388]	
Lag 9	F(4,2812)=	0.28625	[0.8870]	
Lag 8	F(4,2812)=	0.97797	[0.4182]	
Lag 7	F(4,2812)=	4.3041	[0.0018]	**
Lag 6	F(4,2812)=	2.3039	[0.0562]	
Lag 5	F(4,2812)=	2.7884	[0.0251]	*
Lag 4	F(4,2812)=	1.1035	[0.3531]	
Lag 3	F(4,2812)=	2.2969	[0.0568]	
Lag 2	F(4,2812)=	0.89967	[0.4632]	
Lag 1	F(4,2812)=	510.99	[0.0000]	**

Tests on the significance of all lags up to 16

Variable	F-test	Value	[Prob]	AIC	SC	
Full model				-6.90219	-6.65336	
Lag 16- 16	F(4,2812)=	2.4194	[0.0465]	*	-6.90087	-6.66667
Lag 15- 16	F(8,2812)=	2.0613	[0.0363]	*	-6.90160	-6.68204
Lag 14- 16	F(12,2812)=	2.2989	[0.0065]	**	-6.89932	-6.69440
Lag 13- 16	F(16,2812)=	2.2531	[0.0030]	**	-6.89892	-6.70863
Lag 12- 16	F(20,2812)=	2.0067	[0.0050]	**	-6.90161	-6.72596

Lag 11- 16	F(24,2812)=	1.8550	[0.0070]**	-6.90408	-6.74307
Lag 10- 16	F(28,2812)=	1.6427	[0.0181]*	-6.90860	-6.76223
Lag 9 - 16	F(32,2812)=	1.5714	[0.0218]*	-6.91116	-6.77942
Lag 8 - 16	F(36,2812)=	1.6078	[0.0125]*	-6.91141	-6.79431
Lag 7 - 16	F(40,2812)=	1.9614	[0.0003]**	-6.90267	-6.80021
Lag 6 - 16	F(44,2812)=	1.9010	[0.0003]**	-6.90464	-6.81681
Lag 5 - 16	F(48,2812)=	2.0132	[0.0001]**	-6.90124	-6.82805
Lag 4 - 16	F(52,2812)=	2.1938	[0.0000]**	-6.89483	-6.83628
Lag 3 - 16	F(56,2812)=	2.0590	[0.0000]**	-6.89954	-6.85563
Lag 2 - 16	F(60,2812)=	2.0758	[0.0000]**	-6.89879	-6.86951
Lag 1 - 16	F(64,2812)=	523.05	[0.0000]**	-1.87589	-1.86125

SYS(6) Estimating the system by OLS (using Data1)

The estimation sample is: 17 to 1457

URF equation for: Ln_Brent

	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob
Ln_Brent_1	0.787797	0.02666	29.5	0.000
.....				
Ln_Brent_16	-0.0556260	0.02662	-2.09	0.037
Ln_Fuel_1	0.113763	0.08200	1.39	0.166
.....				
Ln_Fuel_16	-0.128769	0.08183	-1.57	0.116
Trend	3.99685e-005	8.637e-006	4.63	0.000
Constant	U 0.0140421	0.05618	0.250	0.803

sigma = 0.0747234 RSS = 7.856098136

URF equation for: Ln_Fuel

	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob
Ln_Brent_1	-0.00215093	0.008687	-0.248	0.804
.....				
Ln_Brent_16	-0.00774537	0.008672	-0.893	0.372
Ln_Fuel_1	0.913296	0.02671	34.2	0.000
.....				
Ln_Fuel_16	-0.0379520	0.02666	-1.42	0.155
Trend	-1.01171e-006	2.814e-006	-0.360	0.719
Constant	U 0.0357000	0.01830	1.95	0.051

sigma = 0.0243432 RSS = 0.8337788627

log-likelihood	5041.02761	-T/2log Omega	9130.40846
Omega	3.13675216e-006	log Y'Y/T	-6.72678059
R^2(LR)	0.997383	R^2(LM)	0.890836
no. of observations	1441	no. of parameters	68

When the log-likelihood constant is NOT included:

AIC	-12.5779	SC	-12.3291
HQ	-12.4851	FPE	3.44746e-006

When the log-likelihood constant is included:

AIC	-6.90219	SC	-6.65336
HQ	-6.80930	FPE	0.00100565

F-test on regressors except unrestricted: $F(66,2812) = 790.172$ [0.0000] **

F-tests on retained regressors, $F(2,1406) =$

Ln_Brent_1	439.176 [0.000]**	Ln_Brent_2	0.969538 [0.380]
Ln_Brent_3	4.14540 [0.016]*	Ln_Brent_4	2.03940 [0.130]
Ln_Brent_5	2.68905 [0.068]	Ln_Brent_6	3.75852 [0.024]*
Ln_Brent_7	8.04368 [0.000]**	Ln_Brent_8	1.41464 [0.243]
Ln_Brent_9	0.380552 [0.684]	Ln_Brent_10	0.721166 [0.486]
Ln_Brent_11	2.39400 [0.092]	Ln_Brent_12	0.318600 [0.727]
Ln_Brent_13	2.10577 [0.122]	Ln_Brent_14	0.796667 [0.451]
Ln_Brent_15	3.53785 [0.029]*	Ln_Brent_16	2.45408 [0.086]
Ln_Fuel_1	584.678 [0.000]**	Ln_Fuel_2	0.741261 [0.477]
Ln_Fuel_3	0.301517 [0.740]	Ln_Fuel_4	0.112314 [0.894]
Ln_Fuel_5	2.59414 [0.075]	Ln_Fuel_6	0.651912 [0.521]
Ln_Fuel_7	0.496413 [0.609]	Ln_Fuel_8	0.474007 [0.623]
Ln_Fuel_9	0.176946 [0.838]	Ln_Fuel_10	0.318006 [0.728]
Ln_Fuel_11	0.353759 [0.702]	Ln_Fuel_12	1.13127 [0.323]
Ln_Fuel_13	0.604316 [0.547]	Ln_Fuel_14	1.89958 [0.150]
Ln_Fuel_15	1.16101 [0.313]	Ln_Fuel_16	2.09377 [0.124]
Trend	10.9505 [0.000]**	Constant U	1.90640 [0.149]

correlation of URF residuals (standard deviations on diagonal)

	Ln_Brent	Ln_Fuel
Ln_Brent	0.074723	0.074997
Ln_Fuel	0.074997	0.024343

correlation between actual and fitted

Ln_Brent	Ln_Fuel
----------	---------

0.95965 0.99320

Ln_Brent : Portmanteau(12): 0.644509
Ln_Fuel : Portmanteau(12): 0.218102
Ln_Brent : AR 1-2 test: F(2,1405)= 2.8580 [0.0577]
Ln_Fuel : AR 1-2 test: F(2,1405)= 0.14865 [0.8619]
Ln_Brent : Normality test: Chi^2(2) = 9.3175 [0.0095]**
Ln_Fuel : Normality test: Chi^2(2) = 1162.2 [0.0000]**
Ln_Brent : ARCH 1-1 test: F(1,1405)= 28.075 [0.0000]**
Ln_Fuel : ARCH 1-1 test: F(1,1405)= 27.915 [0.0000]**
Ln_Brent : hetero test: F(66,1340)= 2.0697 [0.0000]**
Ln_Fuel : hetero test: F(66,1340)= 0.71875 [0.9562]

Vector Portmanteau(12): 1.2444

Vector AR 1-2 test: F(8,2804)= 1.3678 [0.2055]

Vector Normality test: Chi^2(4) = 1139.6 [0.0000]**

Vector hetero test: F(198,4012)= 1.2234 [0.0202]*

I(1) cointegration analysis, 17 to 1457

eigenvalue	loglik	for rank
	5020.458	0
0.025331	5038.945	1
0.0028867	5041.028	2

rank	Trace test [Prob]	Max test [Prob]	Trace test (T-nm)	Max test (T-nm)
0	41.14 [0.000]**	36.97 [0.000]**	40.22 [0.000]**	36.15 [0.000]**
1	4.17 [0.719]	4.17 [0.720]	4.07 [0.731]	4.07 [0.733]

Tests on the significance of each variable

Variable	F-test	Value [Prob]
Ln_Brent	F(32,2812)=	65.061 [0.0000]**
Ln_Fuel	F(32,2812)=	311.80 [0.0000]**
Constant	F(2,1406)=	1.9064 [0.1490]
Trend	F(2,1406)=	10.951 [0.0000]**

SYS(11) Cointegrated VAR (using Data1)

The estimation sample is: 17 to 1457

Cointegrated VAR (16) in:
 [0] = Ln_Brent
 [1] = Ln_Fuel
 Unrestricted variables:
 [0] = Constant
 Restricted variables:
 [0] = Trend
 Number of lags used in the analysis: 16
General cointegration restrictions:
&2=1;
&1=0;

beta

Ln_Brent	1.0000
Ln_Fuel	-0.62269
Trend	-0.00030930

Standard errors of beta

Ln_Brent	0.00000
Ln_Fuel	0.087486
Trend	4.2200e-005

alpha

Ln_Brent	-0.12998
Ln_Fuel	0.00000

Standard errors of alpha

Ln_Brent	0.022209
Ln_Fuel	0.00000

beta is identified

When the log-likelihood constant is NOT included:

AIC	-12.5775	SC	-12.3397
HQ	-12.4888	FPE	3.44881e-006

When the log-likelihood constant is included:

AIC	-6.90179	SC	-6.66393
HQ	-6.81300	FPE	0.00100605

LR test of restrictions: Chi^2(1) = 2.4138 [0.1203]

Switching (scaled linear) using analytical derivatives (eps1=0.0001;
eps2=0.005):
Strong convergence

Vector Portmanteau statistic for 12 lags and 1441 observations: 2.37787

Vector Normality test for Residuals

Skewness

-0.15831 -0.40959

Excess kurtosis

3.2700 11.815

Skewness (transformed)

-2.4510 -6.1424

Excess kurtosis (transformed)

1.6209 33.622

Vector Normality test: Chi²(4) = 1176.8 [0.0000]**

Ln_Brent : Portmanteau(12): 0.540759

Ln_Fuel : Portmanteau(12): 0.241174

Ln_Brent : Normality test: Chi²(2) = 9.3499 [0.0093]**

Ln_Fuel : Normality test: Chi²(2) = 1200.7 [0.0000]**

Equação 1:

Ljung-Box Q' = 0.0675862 com valor p = P(Qui-quadrado(7) > 0.0675862) = 1

Equação 2:

Ljung-Box Q' = 0.481992 com valor p = P(Qui-quadrado(7) > 0.481992) = 1

TEST FOR GRANGER-CAUSALITY:

H0: "Ln_Brent" do not Granger-cause "Ln_Fuel"

Test statistic 1 = 1.6631

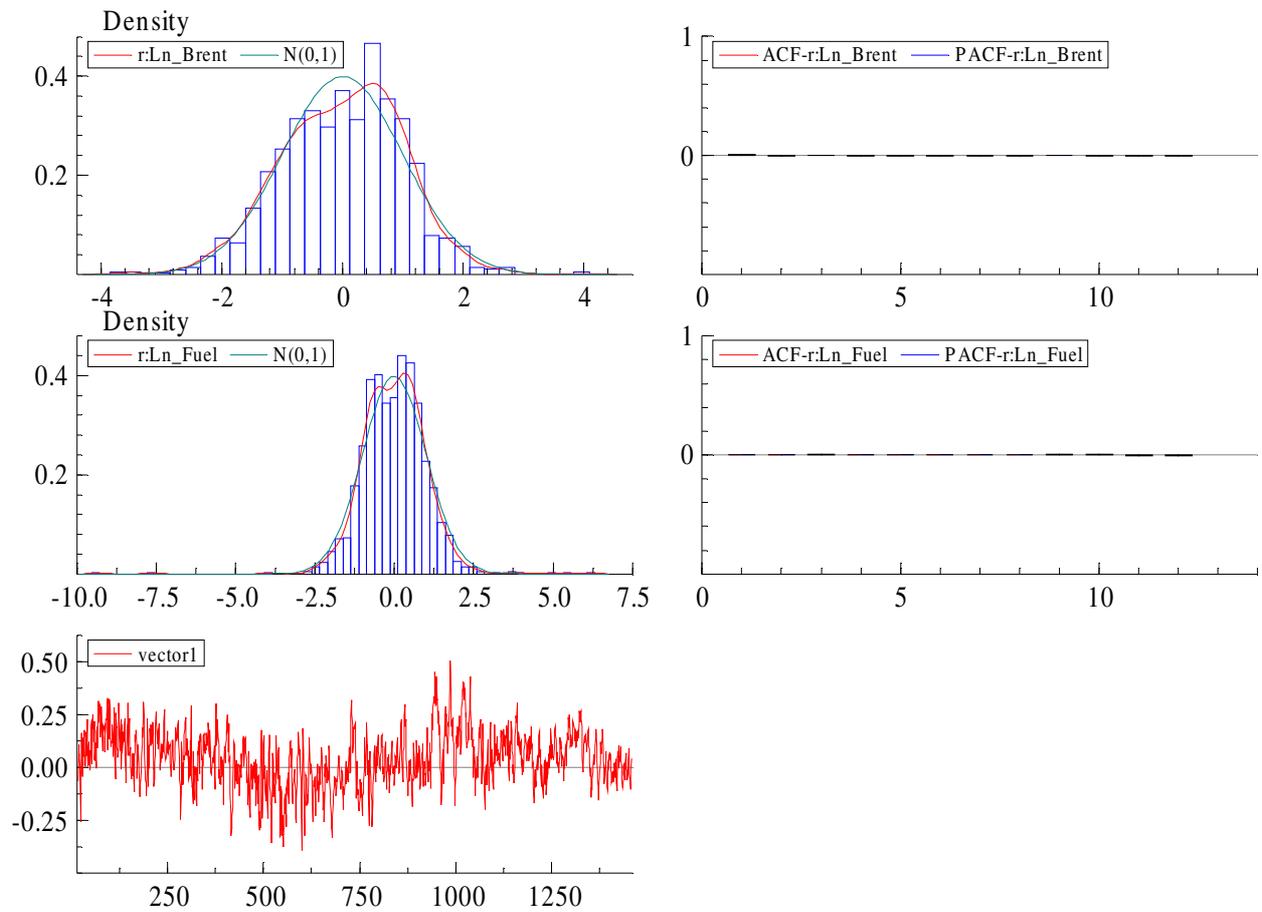
pval-F(1; 17, 2803) = 0.0426

TEST FOR GRANGER-CAUSALITY:

H0: "Ln_Fuel" do not Granger-cause "Ln_Brent"

Test statistic $t = 2.6190$

pval-F(1; 17, 2803) = 0.0003



Ln API - LnBrent

SYS(3) Estimating the system by OLS (using Data1)

The estimation sample is: 30 to 1457

URF equation for: Ln_Brent

	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob
Ln_Brent_1	0.812909	0.02695	30.2	0.000
.....				
Ln_Brent_29	0.0596313	0.02671	2.23	0.026
Ln_API_1	-0.0300122	0.03481	-0.862	0.389
.....				
Ln_API_29	0.0428173	0.03471	1.23	0.218
Trend	1.87641e-005	1.106e-005	1.70	0.090
Constant	U 0.117807	0.07173	1.64	0.101

sigma = 0.0747022 RSS = 7.634012635

URF equation for: Ln_API

	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob
Ln_Brent_1	-0.0386315	0.02089	-1.85	0.065
.....				
Ln_Brent_29	-0.0207353	0.02071	-1.00	0.317
Ln_API_1	0.853012	0.02699	31.6	0.000
.....				
Ln_API_29	0.0782144	0.02692	2.91	0.004
Trend	1.81415e-005	8.576e-006	2.12	0.035
Constant	U 0.138784	0.05562	2.50	0.013

sigma = 0.0579206 RSS = 4.589362797

log-likelihood	3781.31636	-T/2log Omega	7833.80482
Omega	1.71808455e-005	log Y'Y/T	-5.4583506
R^2(LR)	0.995967	R^2(LM)	0.929639
no. of observations	1428	no. of parameters	120
When the log-likelihood constant is NOT included:			
AIC	-10.8036	SC	-10.3613
HQ	-10.6384	FPE	2.03333e-005
When the log-likelihood constant is included:			

AIC	-5.12789	SC	-4.68554
HQ	-4.96269	FPE	0.00593139

F-test on regressors except unrestricted: $F(118, 2734) = 341.692 [0.0000]$ **

F-tests on retained regressors, $F(2, 1367) =$

Ln_Brent_1	456.213 [0.000]**	Ln_Brent_2	0.524618 [0.592]
Ln_Brent_3	2.19896 [0.111]	Ln_Brent_4	0.574337 [0.563]
Ln_Brent_5	2.51867 [0.081]	Ln_Brent_6	5.56756 [0.004]**
Ln_Brent_7	7.85042 [0.000]**	Ln_Brent_8	0.261703 [0.770]
Ln_Brent_9	0.102279 [0.903]	Ln_Brent_10	0.527680 [0.590]
Ln_Brent_11	0.208263 [0.812]	Ln_Brent_12	0.984215 [0.374]
Ln_Brent_13	1.85574 [0.157]	Ln_Brent_14	1.30375 [0.272]
Ln_Brent_15	1.03467 [0.356]	Ln_Brent_16	4.20866 [0.015]*
Ln_Brent_17	1.62377 [0.198]	Ln_Brent_18	0.0808989 [0.922]
Ln_Brent_19	0.373982 [0.688]	Ln_Brent_20	0.332882 [0.717]
Ln_Brent_21	0.224914 [0.799]	Ln_Brent_22	1.36271 [0.256]
Ln_Brent_23	0.0500886 [0.951]	Ln_Brent_24	1.02261 [0.360]
Ln_Brent_25	0.414610 [0.661]	Ln_Brent_26	0.849629 [0.428]
Ln_Brent_27	1.76483 [0.172]	Ln_Brent_28	0.706984 [0.493]
Ln_Brent_29	2.98474 [0.051]	Ln_API_1	499.385 [0.000]**
Ln_API_2	0.998484 [0.369]	Ln_API_3	1.34579 [0.261]
Ln_API_4	0.159741 [0.852]	Ln_API_5	1.19700 [0.302]
Ln_API_6	0.633397 [0.531]	Ln_API_7	3.63500 [0.027]*
Ln_API_8	0.0541678 [0.947]	Ln_API_9	0.802819 [0.448]
Ln_API_10	2.31182 [0.099]	Ln_API_11	0.178168 [0.837]
Ln_API_12	2.26807 [0.104]	Ln_API_13	3.88742 [0.021]*
Ln_API_14	0.305709 [0.737]	Ln_API_15	1.00911 [0.365]
Ln_API_16	2.21373 [0.110]	Ln_API_17	1.08592 [0.338]
Ln_API_18	0.194435 [0.823]	Ln_API_19	1.38504 [0.251]
Ln_API_20	1.42793 [0.240]	Ln_API_21	1.14276 [0.319]
Ln_API_22	1.97958 [0.139]	Ln_API_23	2.51500 [0.081]
Ln_API_24	0.297823 [0.742]	Ln_API_25	0.543098 [0.581]
Ln_API_26	0.399725 [0.671]	Ln_API_27	0.297806 [0.742]
Ln_API_28	2.19053 [0.112]	Ln_API_29	4.99040 [0.007]**
Trend	3.68528 [0.025]*	Constant U	4.47175 [0.012]*

Ln_Brent : Portmanteau(12): 0.81237
 Ln_API : Portmanteau(12): 0.350062
 Ln_Brent : AR 1-2 test: F(2,1366)= 2.1292 [0.1193]
 Ln_API : AR 1-2 test: F(2,1366)= 0.71256 [0.4906]
 Ln_Brent : Normality test: Chi^2(2) = 6.9428 [0.0311]*
 Ln_API : Normality test: Chi^2(2) = 17.610 [0.0001]**
 Ln_Brent : ARCH 1-1 test: F(1,1366)= 23.652 [0.0000]**
 Ln_API : ARCH 1-1 test: F(1,1366)= 16.882 [0.0000]**
 Ln_Brent : hetero test: F(118,1249)= 1.5653 [0.0002]**
 Ln_API : hetero test: F(118,1249)= 1.4054 [0.0040]**

Vector Portmanteau(12): 1.91568

Vector AR 1-2 test: F(8,2726)= 0.91299 [0.5044]

Vector Normality test: Chi^2(4) = 24.602 [0.0001]**

Vector hetero test: F(354,3741)= 1.2583 [0.0012]**

I(1) cointegration analysis, 30 to 1457

eigenvalue	loglik for rank	
	3775.015	0
0.0076035	3780.465	1
0.0011922	3781.316	2

rank	Trace test [Prob]	Max test [Prob]	Trace test (T-nm)	Max test (T-nm)
0	12.60 [0.769]	10.90 [0.535]	12.09 [0.804]	10.46 [0.580]
1	1.70 [0.972]	1.70 [0.972]	1.63 [0.975]	1.63 [0.976]

Tests on the significance of each variable

Variable	F-test	Value [Prob]
Ln_Brent	F(58,2734)=	62.531 [0.0000]**
Ln_API	F(58,2734)=	108.95 [0.0000]**
Constant	F(2,1367)=	4.4718 [0.0116]*
Trend	F(2,1367)=	3.6853 [0.0253]*

Tests on the significance of each lag

Lag 29	F(4,2734)=	3.9867 [0.0031]**
Lag 28	F(4,2734)=	1.4792 [0.2058]
Lag 27	F(4,2734)=	0.99750 [0.4076]
Lag 26	F(4,2734)=	0.59785 [0.6642]
Lag 25	F(4,2734)=	0.49031 [0.7429]

Lag 24	F(4,2734)=	0.69081	[0.5983]
Lag 23	F(4,2734)=	1.2978	[0.2685]
Lag 22	F(4,2734)=	1.6023	[0.1709]
Lag 21	F(4,2734)=	0.69914	[0.5925]
Lag 20	F(4,2734)=	0.87668	[0.4770]
Lag 19	F(4,2734)=	0.84730	[0.4951]
Lag 18	F(4,2734)=	0.14281	[0.9662]
Lag 17	F(4,2734)=	1.3962	[0.2327]
Lag 16	F(4,2734)=	3.2389	[0.0116]*
Lag 15	F(4,2734)=	1.0436	[0.3831]
Lag 14	F(4,2734)=	0.77433	[0.5418]
Lag 13	F(4,2734)=	2.7493	[0.0268]*
Lag 12	F(4,2734)=	1.5634	[0.1813]
Lag 11	F(4,2734)=	0.19880	[0.9391]
Lag 10	F(4,2734)=	1.3738	[0.2404]
Lag 9	F(4,2734)=	0.45096	[0.7718]
Lag 8	F(4,2734)=	0.15413	[0.9612]
Lag 7	F(4,2734)=	5.8016	[0.0001]**
Lag 6	F(4,2734)=	3.1040	[0.0147]*
Lag 5	F(4,2734)=	1.8196	[0.1222]
Lag 4	F(4,2734)=	0.37788	[0.8246]
Lag 3	F(4,2734)=	1.7903	[0.1279]
Lag 2	F(4,2734)=	0.76520	[0.5478]
Lag 1	F(4,2734)=	476.96	[0.0000]**

Tests on the significance of all lags up to 29

Variable	F-test	Value	[Prob]	AIC	SC
Full model				-5.12789	-4.68554
Lag 29- 29	F(4,2734)=	3.9867	[0.0031]**	-5.12186	-4.69425
Lag 28- 29	F(8,2734)=	2.1893	[0.0255]*	-5.12633	-4.71346
Lag 27- 29	F(12,2734)=	2.2692	[0.0074]**	-5.12488	-4.72676
Lag 26- 29	F(16,2734)=	1.7225	[0.0363]*	-5.13024	-4.74687
Lag 25- 29	F(20,2734)=	1.5627	[0.0529]	-5.13317	-4.76454
Lag 24- 29	F(24,2734)=	1.4463	[0.0741]	-5.13628	-4.78239
Lag 23- 29	F(28,2734)=	1.7234	[0.0106]*	-5.13212	-4.79298
Lag 22- 29	F(32,2734)=	1.6918	[0.0091]**	-5.13350	-4.80910
Lag 21- 29	F(36,2734)=	1.9013	[0.0010]**	-5.12886	-4.81921
Lag 20- 29	F(40,2734)=	1.8984	[0.0006]**	-5.12912	-4.83422
Lag 19- 29	F(44,2734)=	1.9714	[0.0002]**	-5.12705	-4.84689

Lag 18- 29	F(48,2734)=	1.9755	[0.0001]**	-5.12693	-4.86152
Lag 17- 29	F(52,2734)=	2.2481	[0.0000]**	-5.11698	-4.86632
Lag 16- 29	F(56,2734)=	2.1448	[0.0000]**	-5.12034	-4.88441
Lag 15- 29	F(60,2734)=	2.1133	[0.0000]**	-5.12126	-4.90008
Lag 14- 29	F(64,2734)=	2.1392	[0.0000]**	-5.11981	-4.91337
Lag 13- 29	F(68,2734)=	2.3604	[0.0000]**	-5.10903	-4.91735
Lag 12- 29	F(72,2734)=	2.3798	[0.0000]**	-5.10716	-4.93022
Lag 11- 29	F(76,2734)=	2.3579	[0.0000]**	-5.10736	-4.94517
Lag 10- 29	F(80,2734)=	2.2657	[0.0000]**	-5.11155	-4.96410
Lag 9 - 29	F(84,2734)=	2.1806	[0.0000]**	-5.11584	-4.98314
Lag 8 - 29	F(88,2734)=	2.0889	[0.0000]**	-5.12100	-5.00304
Lag 7 - 29	F(92,2734)=	2.4483	[0.0000]**	-5.09841	-4.99519
Lag 6 - 29	F(96,2734)=	2.4604	[0.0000]**	-5.09662	-5.00815
Lag 5 - 29	F(100,2734)=	2.6967	[0.0000]**	-5.07981	-5.00609
Lag 4 - 29	F(104,2734)=	2.9638	[0.0000]**	-5.05990	-5.00092
Lag 3 - 29	F(108,2734)=	2.9081	[0.0000]**	-5.06167	-5.01743
Lag 2 - 29	F(112,2734)=	2.8973	[0.0000]**	-5.06044	-5.03095
Lag 1 - 29	F(116,2734)=	168.92	[0.0000]**	-1.09018	-1.07543

Ln Zeebrugge - LnBrent

Tests on the significance of each variable

Variable	F-test	Value	[Prob]
Ln_Brent	F(58,2734)=	92.417	[0.0000]**
LnZeebrugge	F(58,2734)=	34.959	[0.0000]**
Dummy_Zeegrube	F(2,1367)=	13.871	[0.0000]**
Constant	F(2,1367)=	3.1993	[0.0411]*

Tests on the significance of each lag

Lag 29	F(4,2734)=	3.6005	[0.0062]**
Lag 28	F(4,2734)=	0.77833	[0.5391]
Lag 27	F(4,2734)=	2.6426	[0.0321]*
Lag 26	F(4,2734)=	0.84741	[0.4950]
Lag 25	F(4,2734)=	0.44772	[0.7741]
Lag 24	F(4,2734)=	1.2596	[0.2837]
Lag 23	F(4,2734)=	0.17280	[0.9524]
Lag 22	F(4,2734)=	0.22279	[0.9258]
Lag 21	F(4,2734)=	1.1780	[0.3184]
Lag 20	F(4,2734)=	1.4757	[0.2068]
Lag 19	F(4,2734)=	1.3659	[0.2433]
Lag 18	F(4,2734)=	0.48966	[0.7434]
Lag 17	F(4,2734)=	0.93255	[0.4439]
Lag 16	F(4,2734)=	3.5103	[0.0073]**
Lag 15	F(4,2734)=	0.92212	[0.4500]
Lag 14	F(4,2734)=	7.0864	[0.0000]**
Lag 13	F(4,2734)=	1.7474	[0.1368]
Lag 12	F(4,2734)=	0.70996	[0.5850]
Lag 11	F(4,2734)=	0.42744	[0.7889]
Lag 10	F(4,2734)=	1.1232	[0.3436]
Lag 9	F(4,2734)=	1.3051	[0.2657]
Lag 8	F(4,2734)=	0.96255	[0.4268]
Lag 7	F(4,2734)=	3.9604	[0.0033]**
Lag 6	F(4,2734)=	3.4736	[0.0077]**
Lag 5	F(4,2734)=	2.9332	[0.0196]*
Lag 4	F(4,2734)=	0.78991	[0.5316]
Lag 3	F(4,2734)=	2.0303	[0.0876]
Lag 2	F(4,2734)=	0.42017	[0.7942]
Lag 1	F(4,2734)=	402.30	[0.0000]**

Tests on the significance of all lags up to 29

Variable	F-test	Value [Prob]	AIC	SC
Full model			-4.18712	-3.74476
Lag 29- 29	F(4,2734)=	3.6005 [0.0062]**	-4.18221	-3.75460
Lag 28- 29	F(8,2734)=	2.4266 [0.0130]*	-4.18417	-3.77131
Lag 27- 29	F(12,2734)=	2.4468 [0.0036]**	-4.18256	-3.78444
Lag 26- 29	F(16,2734)=	1.9007 [0.0164]*	-4.18740	-3.80403
Lag 25- 29	F(20,2734)=	1.6543 [0.0338]*	-4.19107	-3.82244
Lag 24- 29	F(24,2734)=	1.5281 [0.0482]*	-4.19408	-3.84020
Lag 23- 29	F(28,2734)=	1.3436 [0.1074]	-4.19900	-3.85986
Lag 22- 29	F(32,2734)=	1.2123 [0.1919]	-4.20376	-3.87936
Lag 21- 29	F(36,2734)=	1.3152 [0.0997]	-4.20320	-3.89355
Lag 20- 29	F(40,2734)=	1.4068 [0.0470]*	-4.20239	-3.90749
Lag 19- 29	F(44,2734)=	1.5077 [0.0173]*	-4.20079	-3.92064
Lag 18- 29	F(48,2734)=	1.4519 [0.0233]*	-4.20400	-3.93859
Lag 17- 29	F(52,2734)=	1.5214 [0.0098]**	-4.20290	-3.95223
Lag 16- 29	F(56,2734)=	1.5636 [0.0050]**	-4.20250	-3.96658
Lag 15- 29	F(60,2734)=	1.6361 [0.0016]**	-4.20060	-3.97942
Lag 14- 29	F(64,2734)=	1.9655 [0.0000]**	-4.18679	-3.98036
Lag 13- 29	F(68,2734)=	1.9203 [0.0000]**	-4.18904	-3.99735
Lag 12- 29	F(72,2734)=	1.9511 [0.0000]**	-4.18775	-4.01080
Lag 11- 29	F(76,2734)=	1.9283 [0.0000]**	-4.18913	-4.02693
Lag 10- 29	F(80,2734)=	1.9968 [0.0000]**	-4.18559	-4.03814
Lag 9 - 29	F(84,2734)=	1.9613 [0.0000]**	-4.18774	-4.05503
Lag 8 - 29	F(88,2734)=	1.8843 [0.0000]**	-4.19260	-4.07464
Lag 7 - 29	F(92,2734)=	2.1834 [0.0000]**	-4.17417	-4.07095
Lag 6 - 29	F(96,2734)=	2.2423 [0.0000]**	-4.16999	-4.08152
Lag 5 - 29	F(100,2734)=	2.5959 [0.0000]**	-4.14576	-4.07203
Lag 4 - 29	F(104,2734)=	3.0202 [0.0000]**	-4.11527	-4.05629
Lag 3 - 29	F(108,2734)=	3.0649 [0.0000]**	-4.10981	-4.06557
Lag 2 - 29	F(112,2734)=	3.1039 [0.0000]**	-4.10459	-4.07510
Lag 1 - 29	F(116,2734)=	117.66 [0.0000]**	-0.768647	-0.753902

SYS(20) Estimating the system by OLS (using Datal)

The estimation sample is: 31 to 1458

URF equation for: Ln_Brent

	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob
Ln_Brent_1	0.809695	0.02697	30.0	0.000
.....				
Ln_Brent_29	0.0596562	0.02668	2.24	0.026
LnZeebrugge_1	0.0168261	0.02175	0.773	0.439
.....				
LnZeebrugge_29	-0.0125654	0.02155	-0.583	0.560
Dummy_Zeegrube	-0.00720693	0.01812	-0.398	0.691
Constant	U 0.0202515	0.03863	0.524	0.600

sigma = 0.0747409 RSS = 7.641914529

URF equation for: LnZeebrugge

	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob
Ln_Brent_1	-0.0102287	0.03345	-0.306	0.760
.....				
Ln_Brent_29	-0.0571078	0.03308	-1.73	0.085
LnZeebrugge_1	0.719858	0.02698	26.7	0.000
.....				
LnZeebrugge_29	-0.0674102	0.02673	-2.52	0.012
Dummy_Zeegrube	0.118220	0.02247	5.26	0.000
Constant	U 0.117987	0.04790	2.46	0.014

sigma = 0.0926835 RSS = 11.75142702

log-likelihood	3109.60168	-T/2log Omega	7162.09013
Omega	4.40168272e-005	log Y'Y/T	-5.48051681
R^2 (LR)	0.989437	R^2 (LM)	0.878621
no. of observations	1428	no. of parameters	120
When the log-likelihood constant is NOT included:			
AIC	-9.86287	SC	-9.42052
HQ	-9.69767	FPE	5.20933e-005
When the log-likelihood constant is included:			
AIC	-4.18712	SC	-3.74476
HQ	-4.02192	FPE	0.0151960

F-test on regressors except unrestricted: $F(118, 2734) = 202.269 [0.0000]$ **

F-tests on retained regressors, $F(2, 1367) =$

Ln_Brent_1	450.272	[0.000]**	Ln_Brent_2	0.564933	[0.569]
Ln_Brent_3	2.50695	[0.082]	Ln_Brent_4	0.748049	[0.473]
Ln_Brent_5	2.18235	[0.113]	Ln_Brent_6	3.36314	[0.035]*
Ln_Brent_7	7.72592	[0.000]**	Ln_Brent_8	0.956804	[0.384]
Ln_Brent_9	0.239901	[0.787]	Ln_Brent_10	0.681876	[0.506]
Ln_Brent_11	0.0909480	[0.913]	Ln_Brent_12	0.902330	[0.406]
Ln_Brent_13	1.24011	[0.290]	Ln_Brent_14	1.33528	[0.263]
Ln_Brent_15	1.40267	[0.246]	Ln_Brent_16	4.33986	[0.013]*
Ln_Brent_17	1.48743	[0.226]	Ln_Brent_18	0.187146	[0.829]
Ln_Brent_19	0.0302835	[0.970]	Ln_Brent_20	1.39376	[0.248]
Ln_Brent_21	0.724028	[0.485]	Ln_Brent_22	0.374301	[0.688]
Ln_Brent_23	0.0751104	[0.928]	Ln_Brent_24	1.59423	[0.203]
Ln_Brent_25	0.802160	[0.449]	Ln_Brent_26	1.61459	[0.199]
Ln_Brent_27	2.51677	[0.081]	Ln_Brent_28	1.51328	[0.221]
Ln_Brent_29	3.90227	[0.020]*	LnZeebrugge_1	356.685	[0.000]**
LnZeebrugge_2	0.276218	[0.759]	LnZeebrugge_3	1.69371	[0.184]
LnZeebrugge_4	0.869977	[0.419]	LnZeebrugge_5	3.51374	[0.030]*
LnZeebrugge_6	3.44652	[0.032]*	LnZeebrugge_7	0.154024	[0.857]
LnZeebrugge_8	1.03273	[0.356]	LnZeebrugge_9	2.30971	[0.100]
LnZeebrugge_10	1.59632	[0.203]	LnZeebrugge_11	0.784698	[0.456]
LnZeebrugge_12	0.558333	[0.572]	LnZeebrugge_13	2.36556	[0.094]
LnZeebrugge_14	12.7397	[0.000]**	LnZeebrugge_15	0.374419	[0.688]
LnZeebrugge_16	2.62349	[0.073]	LnZeebrugge_17	0.437297	[0.646]
LnZeebrugge_18	0.821879	[0.440]	LnZeebrugge_19	2.67944	[0.069]
LnZeebrugge_20	1.44396	[0.236]	LnZeebrugge_21	1.55544	[0.211]
LnZeebrugge_22	0.0626361	[0.939]	LnZeebrugge_23	0.263886	[0.768]
LnZeebrugge_24	0.879161	[0.415]	LnZeebrugge_25	0.0822882	[0.921]
LnZeebrugge_26	0.0618229	[0.940]	LnZeebrugge_27	2.65453	[0.071]
LnZeebrugge_28	0.0501584	[0.951]	LnZeebrugge_29	3.38260	[0.034]*
Dummy_Zeegrube	13.8711	[0.000]**	Constant U	3.19930	[0.041]*

correlation of URF residuals (standard deviations on diagonal)

	Ln_Brent	LnZeebrugge
Ln_Brent	0.074741	-0.022383
LnZeebrugge	-0.022383	0.092683

correlation between actual and fitted

Ln_Brent	LnZeebrugge
0.96005	0.94839

Ln_Brent : Portmanteau(12): 0.76787
 LnZeebrugge : Portmanteau(12): 1.10961
Ln_Brent : AR 1-2 test: F(2,1366)= 1.9764 [0.1390]
LnZeebrugge : AR 1-2 test: F(2,1366)= 1.5028 [0.2229]
 Ln_Brent : Normality test: Chi^2(2) = 8.3985 [0.0150]*
 LnZeebrugge : Normality test: Chi^2(2) = 7.8587 [0.0197]*
 Ln_Brent : ARCH 1-1 test: F(1,1366)= 34.767 [0.0000]**
 LnZeebrugge : ARCH 1-1 test: F(1,1366)= 18.463 [0.0000]**
 Ln_Brent : hetero test: F(117,1250)= 1.3807 [0.0062]**
 LnZeebrugge : hetero test: F(117,1250)= 1.1171 [0.1950]

Vector Portmanteau(12): 2.51492
Vector AR 1-2 test: F(8,2726)= 1.5199 [0.1448]
Vector Normality test: Chi^2(4) = 16.551 [0.0024]**
 Vector hetero test: F(351,3744)= 1.1818 [0.0144]*

rank	Trace test [Prob]	Max test [Prob]	Trace test (T-nm)	Max test (T-nm)
0	35.59 [0.000]**	34.52 [0.000]**	34.14 [0.000]**	33.11 [0.000]**
1	1.07 [0.300]	1.07 [0.300]	1.03 [0.310]	1.03 [0.310]

SYS(29) Cointegrated VAR (using Data1)
 The estimation sample is: 31 to 1458

Cointegrated VAR (29) in:

[0] = Ln_Brent

[1] = LnZeebrugge

Unrestricted variables:

[0] = Constant

Restricted variables:

[0] = Dummy_Zeegrube

Number of lags used in the analysis: 29

General cointegration restrictions:

&3=1;

&0=0;

Beta

Ln_Brent	-0.43067
LnZeebrugge	1.0000
Dummy_Zeegrube	-1.1073

Standard errors of beta

Ln_Brent	0.10428
LnZeebrugge	0.00000
Dummy_Zeegrube	0.13457

alpha

Ln_Brent	0.00000
LnZeebrugge	-0.10658

Standard errors of alpha

Ln_Brent	0.00000
LnZeebrugge	0.018618

Restricted long-run matrix, rank 1

	Ln_Brent	LnZeebrugge	Dummy_Zeegrube
Ln_Brent	0.00000	0.00000	0.00000
LnZeebrugge	0.045902	-0.10658	0.11802

Standard errors of long-run matrix

Ln_Brent	0.00000	0.00000	0.00000
LnZeebrugge	0.0080181	0.018618	0.020615

Moving-average impact matrix

0.25116	-1.9988e-017
0.10817	-8.6080e-018

log-likelihood	3108.67794	-T/2log Omega	7161.16639
no. of observations	1428	no. of parameters	117
rank of long-run matrix	1	no. long-run restrictions	1

beta is identified

When the log-likelihood constant is NOT included:

AIC	-9.86578	SC	-9.43448
HQ	-9.70471	FPE	5.19405e-005

When the log-likelihood constant is included:

AIC	-4.19003	SC	-3.75873
-----	----------	----	----------

HQ -4.02896 FPE 0.0151515

LR test of restrictions: Chi²(1) = 0.77499 [0.3787]

Vector Portmanteau statistic for 12 lags and 1428 observations: 2.7313

Vector Normality test for Residuals

Skewness

-0.076104 -0.18096

Excess kurtosis

3.3526 3.0203

Skewness (transformed)

-1.1785 -2.7841

Excess kurtosis (transformed)

2.6269 -0.44331

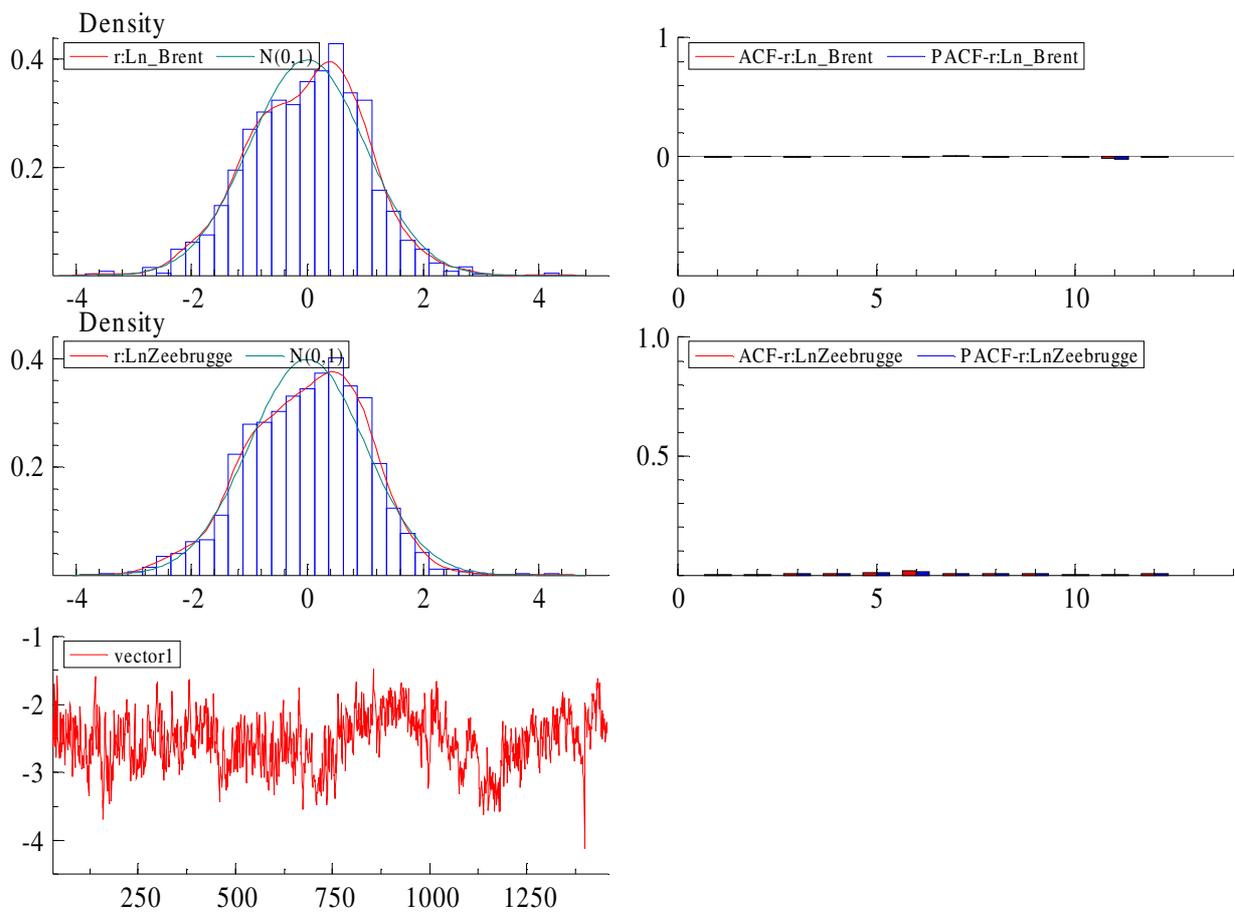
Vector Normality test: Chi²(4) = 16.237 [0.0027]**

Ln_Brent : Portmanteau(12): 0.853078

LnZeebrugge : Portmanteau(12): 1.08951

Ln_Brent : Normality test: Chi²(2) = 8.0589 [0.0178]*

LnZeebrugge : Normality test: Chi²(2) = 7.8772 [0.0195]*



TEST FOR GRANGER-CAUSALITY:

H0: "LnZeebrugge" do not Granger-cause "Ln_Brent"

Test statistic 1 = 0.9636

pval-F(1; 29, 2730) = 0.5211

TEST FOR GRANGER-CAUSALITY:

H0: "Ln_Brent" do not Granger-cause "LnZeebrugge"

Test statistic 1 = 1.1485

pval-F(1; 29, 2730) = 0.2670

Ln PReal - LnFuel

SYS(3) Estimating the system by OLS (using Tese Omel-Dados Combustíveis em Ln.in7)

The estimation sample is: 38 to 1458

log-likelihood	3972.74135	-T/2log Omega	8005.36466
Omega	1.27851421e-005	log Y'Y/T	-5.44812747
R^2(LR)	0.99703	R^2(LM)	0.880515
no. of observations	1421	no. of parameters	146
When the log-likelihood constant is NOT included:			
AIC	-11.0617	SC	-10.5214
HQ	-10.8599	FPE	1.57132e-005
When the log-likelihood constant is included:			
AIC	-5.38598	SC	-4.84564
HQ	-5.18414	FPE	0.00458367

F-test on regressors except unrestricted: $F(144, 2694) = 324.562$ [0.0000] **

F-tests on retained regressors, $F(2, 1347) =$

LnP_Real_1	181.568 [0.000]**	LnP_Real_2	5.52592 [0.004]**
LnP_Real_3	3.39438 [0.034]*	LnP_Real_4	1.09208 [0.336]
LnP_Real_5	1.25125 [0.286]	LnP_Real_6	0.289848 [0.748]
LnP_Real_7	31.0480 [0.000]**	LnP_Real_8	1.30065 [0.273]
LnP_Real_9	4.89912 [0.008]**	LnP_Real_10	0.144279 [0.866]
LnP_Real_11	0.908517 [0.403]	LnP_Real_12	0.216896 [0.805]
LnP_Real_13	0.0262832 [0.974]	LnP_Real_14	14.5797 [0.000]**
LnP_Real_15	8.31664 [0.000]**	LnP_Real_16	1.61226 [0.200]
LnP_Real_17	1.13510 [0.322]	LnP_Real_18	0.180293 [0.835]
LnP_Real_19	0.334790 [0.716]	LnP_Real_20	0.139316 [0.870]
LnP_Real_21	8.90900 [0.000]**	LnP_Real_22	3.94937 [0.019]*
LnP_Real_23	0.153331 [0.858]	LnP_Real_24	0.330112 [0.719]
LnP_Real_25	0.771024 [0.463]	LnP_Real_26	1.20073 [0.301]
LnP_Real_27	0.380233 [0.684]	LnP_Real_28	7.76516 [0.000]**
LnP_Real_29	3.96759 [0.019]*	LnP_Real_30	0.0562835 [0.945]
LnP_Real_31	6.64983 [0.001]**	LnP_Real_32	0.365914 [0.694]
LnP_Real_33	0.0336157 [0.967]	LnP_Real_34	0.475602 [0.622]
LnP_Real_35	8.89347 [0.000]**	LnP_Real_36	3.54656 [0.029]*
Ln_Fuel_1	553.099 [0.000]**	Ln_Fuel_2	1.20523 [0.300]

Ln_Fuel_3	0.674249 [0.510]	Ln_Fuel_4	0.254211 [0.776]
Ln_Fuel_5	5.07410 [0.006]**	Ln_Fuel_6	0.748117 [0.473]
Ln_Fuel_7	0.733659 [0.480]	Ln_Fuel_8	0.653119 [0.521]
Ln_Fuel_9	0.819107 [0.441]	Ln_Fuel_10	0.520285 [0.594]
Ln_Fuel_11	0.558827 [0.572]	Ln_Fuel_12	0.0349282 [0.966]
Ln_Fuel_13	0.544881 [0.580]	Ln_Fuel_14	0.0403275 [0.960]
Ln_Fuel_15	0.514484 [0.598]	Ln_Fuel_16	0.657556 [0.518]
Ln_Fuel_17	0.587007 [0.556]	Ln_Fuel_18	1.88302 [0.153]
Ln_Fuel_19	0.732295 [0.481]	Ln_Fuel_20	0.186031 [0.830]
Ln_Fuel_21	1.33680 [0.263]	Ln_Fuel_22	2.14300 [0.118]
Ln_Fuel_23	0.138926 [0.870]	Ln_Fuel_24	0.0362413 [0.964]
Ln_Fuel_25	2.59324 [0.075]	Ln_Fuel_26	1.48269 [0.227]
Ln_Fuel_27	0.230923 [0.794]	Ln_Fuel_28	0.000880596 [0.999]
Ln_Fuel_29	2.13797 [0.118]	Ln_Fuel_30	1.99633 [0.136]
Ln_Fuel_31	0.441439 [0.643]	Ln_Fuel_32	2.71116 [0.067]
Ln_Fuel_33	0.225802 [0.798]	Ln_Fuel_34	0.233866 [0.792]
Ln_Fuel_35	0.205637 [0.814]	Ln_Fuel_36	0.338013 [0.713]
Constant U	4.14406 [0.016]*		

LnP_Real : Portmanteau(12): 0.962689
Ln_Fuel : Portmanteau(12): 0.133431
LnP_Real : AR 1-2 test: F(2,1346)= 1.4824 [0.2275]
Ln_Fuel : AR 1-2 test: F(2,1346)= 0.55752 [0.5728]
LnP_Real : Normality test: Chi^2(2) = 359.68 [0.0000]**
Ln_Fuel : Normality test: Chi^2(2) = 1062.4 [0.0000]**
LnP_Real : ARCH 1-1 test: F(1,1346)= 63.844 [0.0000]**
Ln_Fuel : ARCH 1-1 test: F(1,1346)= 34.365 [0.0000]**
LnP_Real : hetero test: F(144,1203)= 1.4083 [0.0019]**
Ln_Fuel : hetero test: F(144,1203)= 0.59668 [0.9999]

Vector Portmanteau(12): 1.94278
Vector AR 1-2 test: F(8,2686)= 1.3168 [0.2301]
Vector Normality test: Chi^2(4) = 1419.5 [0.0000]**
Vector hetero test: F(432,3603)= 0.96657 [0.6740]

I(1) cointegration analysis, 38 to 1458

eigenvalue	loglik	for rank
	3965.484	0
0.010030	3972.646	1

0.00013376 3972.741 2

rank	Trace test [Prob]	Max test [Prob]	Trace test (T-nm)	Max test (T-nm)
0	14.52 [0.069]	14.33 [0.047]*	13.78 [0.089]	13.60 [0.062]
1	0.19 [0.663]	0.19 [0.663]	0.18 [0.671]	0.18 [0.671]

S&L Test for: LnP_Real Ln_Fuel
sample range: [02/06/2002 (7), 12/27/2005 (7)], T = 1421
included lags (levels): 36
dimension of the process: 2
intercept included
response surface computed:

r0	LR	pval	90%	95%	99%
0	3.12	0.8271	10.47	12.26	16.10
1	0.01	0.9530	2.98	4.13	6.93

OPTIMAL ENDOGENOUS LAGS FROM INFORMATION CRITERIA

sample range: [02/06/2002 (7), 12/27/2005 (7)], T = 1421

optimal number of lags (searched up to 36 lags of levels):
Akaike Info Criterion: 36

TEST FOR GRANGER-CAUSALITY:

H0: "LnP_Real" do not Granger-cause "Ln_Fuel"

Test statistic 1 = 0.7747
pval-F(1; 36, 2696) = 0.8301

TEST FOR GRANGER-CAUSALITY:

H0: "Ln_Fuel" do not Granger-cause "LnP_Real"

Test statistic 1 = 1.1992
pval-F(1; 36, 2696) = 0.1937

Ln PReal - LnAPI

SYS(10) Estimating the system by OLS (using Tese Omel-Dados Combustíveis em Ln.in7)

The estimation sample is: 38 to 1458

log-likelihood	2748.26518	-T/2log Omega	6780.88849
Omega	7.16422075e-005	log Y'Y/T	-4.54313
R^2 (LR)	0.993267	R^2 (LM)	0.903295
no. of observations	1421	no. of parameters	148
When the log-likelihood constant is NOT included:			
AIC	-9.33552	SC	-8.78777
HQ	-9.13091	FPE	8.83006e-005
When the log-likelihood constant is included:			
AIC	-3.65977	SC	-3.11202
HQ	-3.45516	FPE	0.0257580

F-test on regressors except unrestricted: $F(146, 2692) = 206.265 [0.0000] **$

F-tests on retained regressors, $F(2, 1346) =$

LnP_Real_1	182.287 [0.000]**	LnP_Real_2	6.01809 [0.003]**
LnP_Real_3	3.04689 [0.048]*	LnP_Real_4	1.70538 [0.182]
LnP_Real_5	0.453452 [0.636]	LnP_Real_6	0.395682 [0.673]
LnP_Real_7	36.5526 [0.000]**	LnP_Real_8	3.33865 [0.036]*
LnP_Real_9	4.60533 [0.010]*	LnP_Real_10	0.0723035 [0.930]
LnP_Real_11	0.908234 [0.403]	LnP_Real_12	0.395604 [0.673]
LnP_Real_13	0.216872 [0.805]	LnP_Real_14	12.7273 [0.000]**
LnP_Real_15	8.40376 [0.000]**	LnP_Real_16	0.846788 [0.429]
LnP_Real_17	0.884585 [0.413]	LnP_Real_18	0.557507 [0.573]
LnP_Real_19	0.684554 [0.504]	LnP_Real_20	0.385141 [0.680]
LnP_Real_21	5.76079 [0.003]**	LnP_Real_22	3.14494 [0.043]*
LnP_Real_23	0.309192 [0.734]	LnP_Real_24	0.0409957 [0.960]
LnP_Real_25	0.688891 [0.502]	LnP_Real_26	1.92555 [0.146]
LnP_Real_27	0.260018 [0.771]	LnP_Real_28	8.60106 [0.000]**
LnP_Real_29	2.16973 [0.115]	LnP_Real_30	0.00371078 [0.996]
LnP_Real_31	7.13950 [0.001]**	LnP_Real_32	0.467715 [0.627]
LnP_Real_33	0.216722 [0.805]	LnP_Real_34	0.851750 [0.427]
LnP_Real_35	8.31424 [0.000]**	LnP_Real_36	2.37269 [0.094]
Ln_API_1	499.007 [0.000]**	Ln_API_2	1.07207 [0.343]

Ln_API_3	2.73686 [0.065]	Ln_API_4	0.492574 [0.611]
Ln_API_5	1.59328 [0.204]	Ln_API_6	0.733416 [0.480]
Ln_API_7	4.50008 [0.011]*	Ln_API_8	0.369819 [0.691]
Ln_API_9	0.213683 [0.808]	Ln_API_10	0.835131 [0.434]
Ln_API_11	2.38455 [0.093]	Ln_API_12	1.11904 [0.327]
Ln_API_13	2.52058 [0.081]	Ln_API_14	0.0758327 [0.927]
Ln_API_15	1.64686 [0.193]	Ln_API_16	2.23763 [0.107]
Ln_API_17	0.750014 [0.473]	Ln_API_18	0.345549 [0.708]
Ln_API_19	1.95380 [0.142]	Ln_API_20	2.07583 [0.126]
Ln_API_21	1.84110 [0.159]	Ln_API_22	1.03463 [0.356]
Ln_API_23	0.935070 [0.393]	Ln_API_24	0.138011 [0.871]
Ln_API_25	0.834534 [0.434]	Ln_API_26	0.342293 [0.710]
Ln_API_27	1.22142 [0.295]	Ln_API_28	1.87493 [0.154]
Ln_API_29	1.63430 [0.195]	Ln_API_30	0.687180 [0.503]
Ln_API_31	1.45354 [0.234]	Ln_API_32	1.76539 [0.172]
Ln_API_33	0.525901 [0.591]	Ln_API_34	0.522665 [0.593]
Ln_API_35	2.84255 [0.059]	Ln_API_36	5.07157 [0.006]**
Trend	4.79789 [0.008]**	Constant U	3.27454 [0.038]*

LnP_Real : Portmanteau(12): 1.41974
Ln_API : Portmanteau(12): 0.123643
LnP_Real : AR 1-2 test: F(2,1345)= 1.1903 [0.3045]
Ln_API : AR 1-2 test: F(2,1345)= 1.0209 [0.3606]
LnP_Real : Normality test: Chi^2(2) = 306.13 [0.0000]**
Ln_API : Normality test: Chi^2(2) = 15.312 [0.0005]**
LnP_Real : ARCH 1-1 test: F(1,1345)= 62.358 [0.0000]**
Ln_API : ARCH 1-1 test: F(1,1345)= 14.280 [0.0002]**
LnP_Real : hetero test: F(146,1200)= 1.1164 [0.1754]
Ln_API : hetero test: F(146,1200)= 1.1899 [0.0713]

Vector Portmanteau(12): 2.08055
Vector AR 1-2 test: F(8,2684)= 1.4582 [0.1673]
Vector Normality test: Chi^2(4) = 321.01 [0.0000]**
Vector hetero test: F(438,3594)= 1.1847 [0.0074]**

I(1) cointegration analysis, 38 to 1458

eigenvalue	loglik for rank	
	2740.982	0
0.0093094	2747.627	1

0.00089791 2748.265 2

rank	Trace test [Prob]	Max test [Prob]	Trace test (T-nm)	Max test (T-nm)
0	14.57 [0.616]	13.29 [0.316]	13.83 [0.676]	12.62 [0.372]
1	1.28 [0.988]	1.28 [0.989]	1.21 [0.990]	1.21 [0.990]

TEST FOR GRANGER-CAUSALITY:

H0: "LnP_Real" do not Granger-cause "Ln_API"

Test statistic $l = 0.5125$

pval-F(1; 36, 2694) = 0.9930

TEST FOR GRANGER-CAUSALITY:

H0: "Ln_API" do not Granger-cause "LnP_Real"

Test statistic $l = 1.4150$

pval-F(1; 36, 2694) = 0.0521

Ln PReal - LnZeebrugge

SYS(12) Estimating the system by OLS (using Tese Omel-Dados Combustíveis em Ln.in7)

The estimation sample is: 38 to 1458

log-likelihood	2083.40089	-T/2log Omega	6116.0242
Omega	0.000182628489	log Y'Y/T	-4.64853994
R^2(LR)	0.980928	R^2(LM)	0.837073
no. of observations	1421	no. of parameters	146
When the log-likelihood constant is NOT included:			
AIC	-8.40257	SC	-7.86222
HQ	-8.20072	FPE	0.000224454
When the log-likelihood constant is included:			
AIC	-2.72681	SC	-2.18647
HQ	-2.52497	FPE	0.0654751

F-test on regressors except unrestricted: $F(144,2694) = 116.759 [0.0000] **$

F-tests on retained regressors, $F(2,1347) =$

LnP_Real_1	179.100 [0.000]**	LnP_Real_2	6.48138 [0.002]**
LnP_Real_3	3.33921 [0.036]*	LnP_Real_4	2.47457 [0.085]
LnP_Real_5	1.11241 [0.329]	LnP_Real_6	0.660813 [0.517]
LnP_Real_7	32.8733 [0.000]**	LnP_Real_8	1.72292 [0.179]
LnP_Real_9	4.43965 [0.012]*	LnP_Real_10	1.95098 [0.143]
LnP_Real_11	1.53358 [0.216]	LnP_Real_12	0.0270781 [0.973]
LnP_Real_13	1.01784 [0.362]	LnP_Real_14	12.8089 [0.000]**
LnP_Real_15	8.64666 [0.000]**	LnP_Real_16	0.834043 [0.435]
LnP_Real_17	0.913606 [0.401]	LnP_Real_18	0.135710 [0.873]
LnP_Real_19	0.865708 [0.421]	LnP_Real_20	0.755631 [0.470]
LnP_Real_21	6.68488 [0.001]**	LnP_Real_22	4.13494 [0.016]*
LnP_Real_23	0.349123 [0.705]	LnP_Real_24	0.0735300 [0.929]
LnP_Real_25	0.415184 [0.660]	LnP_Real_26	0.463177 [0.629]
LnP_Real_27	0.218680 [0.804]	LnP_Real_28	8.06888 [0.000]**
LnP_Real_29	1.91163 [0.148]	LnP_Real_30	0.926233 [0.396]
LnP_Real_31	8.04723 [0.000]**	LnP_Real_32	0.268797 [0.764]
LnP_Real_33	1.25938 [0.284]	LnP_Real_34	0.951505 [0.386]
LnP_Real_35	9.16849 [0.000]**	LnP_Real_36	3.20314 [0.041]*
LnZeebrugge_1	376.687 [0.000]**	LnZeebrugge_2	0.0307906 [0.970]
LnZeebrugge_3	0.567485 [0.567]	LnZeebrugge_4	0.724650 [0.485]

LnZeebrugge_5	3.56682 [0.029]*	LnZeebrugge_6	2.02371 [0.133]
LnZeebrugge_7	1.22783 [0.293]	LnZeebrugge_8	0.286606 [0.751]
LnZeebrugge_9	2.62284 [0.073]	LnZeebrugge_10	2.55826 [0.078]
LnZeebrugge_11	0.659370 [0.517]	LnZeebrugge_12	0.0958047 [0.909]
LnZeebrugge_13	1.14421 [0.319]	LnZeebrugge_14	9.30700 [0.000]**
LnZeebrugge_15	0.439437 [0.644]	LnZeebrugge_16	2.01470 [0.134]
LnZeebrugge_17	0.847137 [0.429]	LnZeebrugge_18	0.951436 [0.386]
LnZeebrugge_19	3.09118 [0.046]*	LnZeebrugge_20	1.68395 [0.186]
LnZeebrugge_21	1.94726 [0.143]	LnZeebrugge_22	0.0524931 [0.949]
LnZeebrugge_23	0.565589 [0.568]	LnZeebrugge_24	0.842922 [0.431]
LnZeebrugge_25	0.0888819 [0.915]	LnZeebrugge_26	0.0904565 [0.914]
LnZeebrugge_27	1.35679 [0.258]	LnZeebrugge_28	0.415538 [0.660]
LnZeebrugge_29	3.66788 [0.026]*	LnZeebrugge_30	1.56847 [0.209]
LnZeebrugge_31	0.959052 [0.384]	LnZeebrugge_32	0.733934 [0.480]
LnZeebrugge_33	0.668968 [0.512]	LnZeebrugge_34	1.01522 [0.363]
LnZeebrugge_35	0.904428 [0.405]	LnZeebrugge_36	1.07536 [0.341]
Constant U	1.06715 [0.344]		

LnP_Real : Portmanteau(12): 0.792183
LnZeebrugge : Portmanteau(12): 0.61133
LnP_Real : AR 1-2 test: F(2,1346)= 1.5236 [0.2183]
LnZeebrugge : AR 1-2 test: F(2,1346)= 2.3417 [0.0966]
LnP_Real : Normality test: Chi^2(2) = 332.57 [0.0000]**
LnZeebrugge : Normality test: Chi^2(2) = 6.7072 [0.0350]*
LnP_Real : ARCH 1-1 test: F(1,1346)= 62.071 [0.0000]**
LnZeebrugge : ARCH 1-1 test: F(1,1346)= 31.310 [0.0000]**
LnP_Real : hetero test: F(144,1203)= 1.0466 [0.3445]
LnZeebrugge : hetero test: F(144,1203)= 1.3231 [0.0091]**

Vector Portmanteau(12): 1.93088
Vector AR 1-2 test: F(8,2686)= 1.6851 [0.0969]
Vector Normality test: Chi^2(4) = 337.28 [0.0000]**
Vector hetero test: F(432,3603)= 1.1975 [0.0049]**

I(1) cointegration analysis, 38 to 1458

eigenvalue	loglik	for rank
	2077.746	0
0.0078210	2083.325	1
0.00010751	2083.401	2

rank	Trace test [Prob]	Max test [Prob]	Trace test (T-nm)	Max test (T-nm)
0	11.31 [0.196]	11.16 [0.148]	10.74 [0.232]	10.59 [0.179]
1	0.15 [0.696]	0.15 [0.696]	0.15 [0.703]	0.15 [0.703]

TEST FOR GRANGER-CAUSALITY:

H0: "LnP_Real" do not Granger-cause "LnZeebrugge"

Test statistic $l = 1.2817$

pval-F(1; 36, 2696) = 0.1220

TEST FOR GRANGER-CAUSALITY:

H0: "LnZeebrugge" do not Granger-cause "LnP_Real"

Test statistic $l = 1.0759$

pval-F(1; 36, 2696) = 0.3488

Ln PReal - LnBrent

SYS(17) Estimating the system by OLS (using Tese Omel-Dados Combustíveis em Ln.in7)

The estimation sample is: 38 to 1458

log-likelihood	2411.10367	-T/2log Omega	6443.72698
Omega	0.000115148843	log Y'Y/T	-4.92931979
R^2(LR)	0.984077	R^2(LM)	0.845003
no. of observations	1421	no. of parameters	148
When the log-likelihood constant is NOT included:			
AIC	-8.86098	SC	-8.31323
HQ	-8.65637	FPE	0.000141923
When the log-likelihood constant is included:			
AIC	-3.18523	SC	-2.63748
HQ	-2.98062	FPE	0.0414002

F-test on regressors except unrestricted: $F(146,2692) = 127.68 [0.0000] **$

F-tests on retained regressors, $F(2,1346) =$

LnP_Real_1	190.669 [0.000]**	LnP_Real_2	6.53061 [0.002]**
LnP_Real_3	2.15111 [0.117]	LnP_Real_4	5.32478 [0.005]**
LnP_Real_5	0.716221 [0.489]	LnP_Real_6	0.476449 [0.621]
LnP_Real_7	33.4907 [0.000]**	LnP_Real_8	2.26509 [0.104]
LnP_Real_9	4.03806 [0.018]*	LnP_Real_10	0.0274820 [0.973]
LnP_Real_11	1.04646 [0.351]	LnP_Real_12	0.0823336 [0.921]
LnP_Real_13	0.137913 [0.871]	LnP_Real_14	13.3161 [0.000]**
LnP_Real_15	10.0578 [0.000]**	LnP_Real_16	3.25047 [0.039]*
LnP_Real_17	0.756652 [0.469]	LnP_Real_18	0.139905 [0.869]
LnP_Real_19	0.939636 [0.391]	LnP_Real_20	1.49858 [0.224]
LnP_Real_21	8.05005 [0.000]**	LnP_Real_22	3.78883 [0.023]*
LnP_Real_23	0.256399 [0.774]	LnP_Real_24	0.0767820 [0.926]
LnP_Real_25	2.42176 [0.089]	LnP_Real_26	1.44797 [0.235]
LnP_Real_27	0.237170 [0.789]	LnP_Real_28	7.89060 [0.000]**
LnP_Real_29	1.78303 [0.169]	LnP_Real_30	0.548699 [0.578]
LnP_Real_31	6.22318 [0.002]**	LnP_Real_32	0.196514 [0.822]
LnP_Real_33	0.0821481 [0.921]	LnP_Real_34	0.708168 [0.493]
LnP_Real_35	8.66509 [0.000]**	LnP_Real_36	2.35685 [0.095]
Ln_Brent_1	432.168 [0.000]**	Ln_Brent_2	2.12181 [0.120]

Ln_Brent_3	6.31952 [0.002]**	Ln_Brent_4	4.45951 [0.012]*
Ln_Brent_5	2.31005 [0.100]	Ln_Brent_6	6.41172 [0.002]**
Ln_Brent_7	11.6594 [0.000]**	Ln_Brent_8	3.48102 [0.031]*
Ln_Brent_9	0.559070 [0.572]	Ln_Brent_10	1.28092 [0.278]
Ln_Brent_11	0.253271 [0.776]	Ln_Brent_12	0.581498 [0.559]
Ln_Brent_13	0.532808 [0.587]	Ln_Brent_14	0.942537 [0.390]
Ln_Brent_15	1.08774 [0.337]	Ln_Brent_16	3.83462 [0.022]*
Ln_Brent_17	1.86183 [0.156]	Ln_Brent_18	0.230109 [0.794]
Ln_Brent_19	0.0752399 [0.928]	Ln_Brent_20	0.232436 [0.793]
Ln_Brent_21	3.31628 [0.037]*	Ln_Brent_22	1.49040 [0.226]
Ln_Brent_23	0.146643 [0.864]	Ln_Brent_24	2.57375 [0.077]
Ln_Brent_25	0.156810 [0.855]	Ln_Brent_26	0.0340631 [0.967]
Ln_Brent_27	0.0559074 [0.946]	Ln_Brent_28	1.52411 [0.218]
Ln_Brent_29	1.46835 [0.231]	Ln_Brent_30	0.0658183 [0.936]
Ln_Brent_31	0.163722 [0.849]	Ln_Brent_32	1.51119 [0.221]
Ln_Brent_33	0.00419960 [0.996]	Ln_Brent_34	0.0692473 [0.933]
Ln_Brent_35	0.208521 [0.812]	Ln_Brent_36	0.369778 [0.691]
Trend	2.98401 [0.051]	Constant U	4.61909 [0.010]*

correlation of URF residuals (standard deviations on diagonal)

	LnP_Real	Ln_Brent
LnP_Real	0.15284	0.041670
Ln_Brent	0.041670	0.074132

correlation between actual and fitted

LnP_Real	Ln_Brent
0.92310	0.96106

LnP_Real : Portmanteau(12): 0.878139
Ln_Brent : Portmanteau(12): 0.518538
LnP_Real : AR 1-2 test: F(2,1345)= 3.3840 [0.0342]*
Ln_Brent : AR 1-2 test: F(2,1345)= 0.41255 [0.6620]
LnP_Real : Normality test: Chi^2(2) = 354.31 [0.0000]**
Ln_Brent : Normality test: Chi^2(2) = 4.4676 [0.1071]
LnP_Real : ARCH 1-1 test: F(1,1345)= 67.038 [0.0000]**
Ln_Brent : ARCH 1-1 test: F(1,1345)= 22.025 [0.0000]**
LnP_Real : hetero test: F(146,1200)= 1.2438 [0.0327]*
Ln_Brent : hetero test: F(146,1200)= 1.3405 [0.0064]**

Vector Portmanteau(12): 2.1693

Vector AR 1-2 test: F(8,2684)= 1.5232 [0.1437]
 Vector Normality test: Chi^2(4) = 352.48 [0.0000]**
 Vector hetero test: F(438,3594)= 1.1825 [0.0079]**

I(1) cointegration analysis, 38 to 1458

eigenvalue	loglik for rank	
	2401.173	0
0.010210	2408.464	1
0.0037084	2411.104	2

rank	Trace test [Prob]	Max test [Prob]	Trace test (T-nm)	Max test (T-nm)
0	19.86 [0.237]	14.58 [0.224]	18.86 [0.295]	13.84 [0.274]
1	5.28 [0.565]	5.28 [0.567]	5.01 [0.602]	5.01 [0.603]

TEST FOR GRANGER-CAUSALITY:

H0: "LnP_Real" do not Granger-cause "Ln_Brent"

Test statistic 1 = 1.2927
 pval-F(1; 36, 2694) = 0.1143

TEST FOR GRANGER-CAUSALITY:

H0: "Ln_Brent" do not Granger-cause "LnP_Real"

Test statistic 1 = 1.3155
 pval-F(1; 36, 2694) = 0.0995