



## **ANÁLISE DO CONSUMO DE GÁS NATURAL PARA O ANO GÁS 2007-2008**

Abril/2007

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>0</b>	<b>SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
<b>1</b>	<b>DESCRIÇÃO DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS ATÉ 2006 .....</b>	<b>5</b>
1.1	Mercado eléctrico .....	9
1.1.1	Central da Tapada do Outeiro .....	9
1.1.2	Central do Carregado .....	10
1.1.3	O Acordo de Gestão de Consumo .....	10
1.1.4	Central Termoeléctrica do Ribatejo .....	13
1.2	Clientes directos .....	13
1.2.1	Cogeração .....	16
1.2.2	Cerâmicas, Vidreiras e Têxteis .....	17
1.3	Distribuidoras regionais .....	17
1.3.1.1	Lisboagás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás .....	19
1.3.1.2	Beiragás e Tagusgás .....	23
1.3.1.3	Duriensegás, Dianagás, Medigás e Dourogás .....	25
<b>2</b>	<b>ANÁLISE ESTATÍSTICA E ECONOMÉTRICA .....</b>	<b>29</b>
2.1	Análise gráfica e estatística descritiva .....	29
2.2	Variáveis explicativas da evolução da procura .....	33
2.2.1	Gráficos de dispersão .....	33
2.2.2	Análise da correlação entre as variáveis independentes (Preços) .....	50
2.2.3	Regressões .....	52
<b>3</b>	<b>PREVISÕES DE CONSUMO PARA O ANO GÁS 2007-2008 .....</b>	<b>59</b>
3.1	Cenários de Evolução dos Consumos dos Centros Electroprodutores .....	59
3.1.1	Tapada do Outeiro .....	59
3.1.2	Termoeléctrica do Ribatejo .....	64
3.2	Análise ARIMA das séries respeitantes às distribuidoras regionais e aos clientes directos .....	65
3.2.1	Consumo de gás natural pelas distribuidoras regionais .....	65
3.2.2	Consumo de gás natural pelos Clientes Directos .....	74
<b>4</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>85</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Evolução do número de clientes da Transgás .....	6
Figura 1-2 - Gás natural adquirido à Transgás em 2006 .....	7
Figura 1-3 - Vendas de gás natural em quantidade .....	8
Figura 1-4 - Peso relativo dos centros electroprodutores, clientes directos (indústrias) e distribuidoras na procura de gás natural .....	8
Figura 1-5 - Evolução do gás natural adquirido pelos centros electroprodutores .....	9
Figura 1-6 - Consumos de gás natural das centrais electroprodutoras .....	11
Figura 1-7 - Índice de produtividade hidroelétrica, peso da produção dos PRE, das centrais a gás natural do SEP na produção total .....	12
Figura 1-8 - Clientes directos da Transgás .....	14
Figura 1-9 - Pontos de entrega a clientes directos por actividade - 2004 .....	15
Figura 1-10 - Evolução dos consumos dos clientes directos .....	16
Figura 1-11 - Evolução dos consumos das distribuidoras regionais .....	18
Figura 1-12 - Evolução dos consumos da LisboaGás, PortGás, Lusitaniagás e Setgás .....	19
Figura 1-13 - Crescimento das vendas nos últimos três anos e nº de clientes distribuídos face aos objectivos propostos na concessão (ano de referência 2005) .....	21
Figura 1-14 - Evolução do número de clientes da LisboaGás, PortGás, Lusitaniagás e Setgás .....	22
Figura 1-15 - Evolução da rede de baixa pressão da LisboaGás, PortGás, Lusitaniagás e Setgás .....	23
Figura 1-16 - Evolução dos consumos da Beiragás e Tagusgás .....	24
Figura 1-17 - Evolução do número de clientes da Beiragás e Tagusgás .....	24
Figura 1-18 - Evolução da rede de baixa pressão da Beiragás e Tagusgás .....	25
Figura 1-19 - Evolução dos consumos da Duriensegás, Dianagás, Medigás e Dourogás .....	26
Figura 1-20 - Evolução do número de clientes da Duriensegás, Dianagás e Medigás .....	27
Figura 1-21 - Evolução da rede de baixa pressão da Duriensegás, Dianagás e Medigás .....	27
Figura 2-1 - Evolução das vendas de gás natural .....	30
Figura 2-2 - Taxa de crescimento médio anual .....	31
Figura 2-3 - Vendas de gás natural às distribuidoras de gás natural .....	32
Figura 2-4 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do fuelóleo .....	35
Figura 2-5 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do gasóleo de aquecimento .....	36
Figura 2-6 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e da cotação média mensal do <i>brent</i> .....	37
Figura 2-7 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço da electricidade .....	39
Figura 2-8 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do butano em garrafas .....	40
Figura 2-9 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do butano em granel .....	41
Figura 2-10 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do propano em garrafas .....	41

Figura 2-11 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do propano a granel .....	42
Figura 2-12 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do propano canalizado .....	43
Figura 2-13 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do seu preço médio mensal .....	44
Figura 2-14 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural das distribuidoras e da tarifa doméstica mensal.....	45
Figura 2-15 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural das distribuidoras e da tarifa industrial mensal .....	47
Figura 2-16 - Diagrama de dispersão entre as quantidades adquiridas e a temperatura média anual.....	48
Figura 2-17 - Análise de dispersão entre as quantidades adquiridas e o VAB da indústria.....	49
Figura 2-18 - Análise de dispersão entre as quantidades adquiridas e o VAB por habitante .....	50
Figura 3-1 - Evolução do peso das emissões de energia eléctrica das centrais eólicas no conjunto da PRE ocorridas e implícitas nas tarifas para 2007 .....	61
Figura 3-2 - Evolução das produções das centrais eólicas, dos restantes PRE e das centrais a gás natural do SEP ocorridas em 2006 e implícitas nas tarifas de 2007 .....	62
Figura 3-3 - Evolução da potência instalada verificada, prevista no plano de investimento 2006-2011 da REN e implícita nas tarifas de 2007.....	63
Figura 3-4 - Coeficientes de autocorrelação dos resíduos .....	67
Figura 3-5 - Autocorrelação dos resíduos.....	69
Figura 3-6 - Autocorrelação parcial dos resíduos .....	69
Figura 3-7 - Estimativa das quantidades adquiridas pelas distribuidoras regionais e valores ocorridos (modelo ARIMA(1,1,1) (0,1,2)).....	73
Figura 3-8 - Estimativa das quantidades adquiridas pelas distribuidoras regionais e valores ocorridos (modelo ARIMA(1,1,1) (0,1,0)).....	74
Figura 3-9 - Autocorrelação dos resíduos.....	76
Figura 3-10 - Autocorrelação dos resíduos e autocorrelação parcial dos resíduos após a integração de grau 1 .....	78
Figura 3-11 - Estimativa das quantidades adquiridas pelos clientes directos e valores ocorridos (modelo ARIMA(0,1,1) (0,1,1)).....	82
Figura 3-12 - Estimativa das quantidades adquiridas pelos clientes directos e valores ocorridos (modelo ARIMA(0,1,1) (0,1,1)).....	83
Figura 4-1 - Quantidades consumidas ocorridas, previsões ERSE, previsões Transgás e previsões REN.....	86

---

**ÍNDICE DE QUADROS**

Quadro 2-1 - Alguns dados estatísticos .....	31
Quadro 2-2 - Correlações das quantidades adquiridas mensalmente.....	33
Quadro 2-3 - Correlação entre as variáveis explicativas .....	51
Quadro 2-4 - Resultado das regressões pelo método dos mínimos quadrados.....	53
Quadro 2-5 - Testes à regressão linear entre as quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e o preço do propano a granel .....	54
Quadro 2-6 - Regressão (método mínimos quadrados) da função log-log das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e do preço do propano a granel.....	54
Quadro 2-7 - Testes à regressão linear entre as quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e o preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre.....	55
Quadro 2-8 - Regressão (mínimos quadrados) da função quadrática das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e do preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre.....	55
Quadro 2-9 - Modelo autoregressivo de grau 2 da função quadrática das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e do preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre.....	56
Quadro 2-10 - Testes à regressão linear entre as quantidades de gás natural adquiridas pelas distribuidoras regionais e o preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre .....	56
Quadro 2-11 - Regressão (mínimos quadrados) da função quadrática das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e do preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre.....	57
Quadro 3-1 - Previsões cenário 2 .....	64
Quadro 3-2 - Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias do consumo de gás natural pelas distribuidoras regionais.....	66
Quadro 3-3 - Teste aumentado de <i>Dick-Fuller</i> de rejeição da hipótese nula de que a série é não estacionária .....	70
Quadro 3-4 - Modelos ARIMA para as quantidades de gás natural adquiridas pelas distribuidoras regionais .....	72
Quadro 3-5 - Quantidades previstas pelos modelos.....	74
Quadro 3-6 - Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos .....	75
Quadro 3-7 - Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos .....	77
Quadro 3-8 - Teste aumentado de <i>Dick-Fuller</i> de rejeição da hipótese nula de que a série é não estacionária .....	79
Quadro 3-9 - Modelos ARIMA para as quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos.....	81
Quadro 3-10 - Quantidades adquiridas pelos clientes directos previstas pelos modelos .....	83

## 0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O objectivo da análise à procura do gás natural não se esgota no corrente trabalho, tendo por âmbito o estudo contínuo e melhorado dos factores determinantes da procura do gás natural em Portugal continental. Contudo, no presente momento, pretende-se que este trabalho seja uma mais-valia à definição das primeiras tarifas para o ano gás 2007-2008.

Assim, este trabalho visa, em primeiro lugar, criar as bases para que se possa identificar os principais factores explicativos da evolução do consumo de gás natural. O lançamento deste trabalho surge em simultâneo com a definição das primeiras tarifas para o ano gás 2007-2008. Este facto gerou a necessidade de concretizar o segundo objectivo do presente estudo: proporcionar ao regulador uma base de conhecimentos suficiente que possibilite à ERSE interpretar e avaliar as tendências de evolução da procura do gás natural e, conseqüentemente, lhe permita contra argumentar as previsões das empresas relativas à evolução dessa variável no curto prazo.

Neste contexto, o trabalho subdivide-se em quatro partes:

- Descrição da evolução da procura até 2006.
- Análise estatística e econométrica da procura até 2006.
- Previsões da procura para o ano gás 2007-2008.
- Conclusão.

Na primeira parte descreve-se a evolução do consumo de gás natural até 2006 para os três principais grupos de clientes: os centros electroprodutores, os clientes directos com consumos acima de dois milhões de metros cúbicos fornecidos em regime de exclusividade pela Transgás e as distribuidoras regionais, nas quais se concentram os consumos dos clientes domésticos e da pequena e média indústria e serviços.

Após a fase inicial de implantação do gás natural em Portugal, as taxas de crescimento têm vindo a diminuir de uma forma relativamente constante no caso dos clientes directos e das distribuidoras regionais. No caso dos centros electroprodutores, a sua evolução está marcada pelo aparecimento de novos grupos geradores, pelas afluências hidrológicas e, nos últimos anos, pelo crescimento significativo de produção de energia eléctrica em regime especial.

Na segunda parte analisa-se o padrão de evolução do consumo de gás natural para os diferentes tipos de consumidores. No caso dos clientes directos e das distribuidoras regionais, observa-se que a procura de gás natural se caracteriza por uma forte sazonalidade. No caso dos centros electroprodutores, a procura de gás natural evidencia uma maior volatilidade do que nos dois restantes casos, fruto do forte peso dos factores mencionados anteriormente (novos grupos e afluências hidrológicas, entre outros). Esta parte do trabalho visa igualmente evidenciar a existência de alguns factores explicativos da procura

de gás natural para os diferentes tipos de clientes recorrendo aos gráficos de dispersão e à análise econométrica. Contudo, o facto das séries serem relativamente curtas e da evolução ainda estar muito influenciada pelo arranque do sector não permite evidenciar muitas relações para além do facto do preço do fuelóleo que condiciona a evolução das quantidades adquiridas pelos clientes directos e pelas distribuidoras regionais. A realização de posteriores trabalhos com recurso a outras metodologias, tais como a metodologia VAR (modelos de vectores autoregressivos) e com séries temporais mais alongadas poderá permitir extrair mais factores explicativos da evolução do consumo de gás natural.

Na terceira parte, efectuaram-se previsões para a evolução do consumo de gás natural para o ano gás 2007-2008. O facto do padrão de evolução do consumo nos clientes directos e nas distribuidoras regionais ser marcado por uma forte sazonalidade e por uma tendência marcadamente decrescente, sendo o factor temporal um factor claramente determinante, levou a aplicação nestes dois casos da metodologia de previsão ARIMA<sup>1</sup>. No caso das distribuidoras regionais, os dois modelos seleccionados apontam para um crescimento entre cerca de 3% e 4% no período considerado, o ano gás 2007-2008, face ao período anterior correspondente, o que corresponde a uma procura total entre 0,72 bcm(n)<sup>2</sup> e 0,74 bcm(n). Para os clientes directos, os dois modelos seleccionados apontam para um intervalo maior do que no caso anterior, entre cerca de 1% e 5%. Contudo, como não se prevê a introdução de nenhum grande cliente de dimensão significativa no período considerado, defende-se que os consumos dever-se-ão situar junto aos valores mais baixos do intervalo, o que corresponde a uma procura de cerca de 1,52 bcm(n) no ano gás 2007-2008.

As previsões para os centros electroprodutores caracterizam-se por uma abordagem totalmente diferente. Os dois principais centros electroprodutores são as centrais da Turbogás, na Tapada do Outeiro, e a TER no Carregado. Como a evolução do consumo de gás natural por parte destas centrais é bastante volátil e o peso de factores não modelizáveis, tais como a entrada de novos grupos ou a paragens dos grupos existentes, é muito importante, recorreu-se à análise da evolução recente dos consumos dos centros electroprodutores. Esta análise foi completada perspectivando-se a possível evolução do consumo do gás natural, tendo em conta dois factores de grande relevância e com impactes opostos no consumo de gás natural pelos centros electroprodutores:

- O fim dos CAE dos centros electroprodutores pertencentes à EDP, que tornam as quantidades produzidas pela central da Tapada do Outeiro, que manterá o seu CAE, prioritário para o comercializador de último recurso.
- O incremento previsto da produção de energia eléctrica por parte dos grupos geradores eólicos.

Neste quadro, considera-se que no caso da central da Tapada do Outeiro o cenário mais provável é o de respeito pelo Acordo de Gestão de Consumo celebrado entre a REN e a Transgás, o que corresponde a

---

<sup>1</sup> *Autoregressive Integrated Moving Average*

<sup>2</sup> bcm(n), significa bilhões de metros cúbicos = 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>



um consumo anual de 1,086 bcm(n). Importa registar, que caso o fim dos CAE não se verificasse, a forte evolução da produção de energia eléctrica por parte dos grupos geradores eólicos levaria a se considerar um menor consumo de gás natural, em linha como o considerado em Setembro de 2006 pela REN para as tarifas de energia eléctrica para 2007. Na altura, a REN considerou que o consumo da central da Tapada do Outeiro dever-se-ia situar abaixo de 0,9 bcm(n) em 2007.

No caso da TER considerou-se um consumo semelhante ao verificado em 2006, em torno de 1,05 bcm, primeiro ano em que os três grupos funcionaram em pleno. Este consumo coaduna-se com o contrato de *take or pay* celebrado com a *Nigerian limited* de 1 bcm.

No final do presente trabalho comparam-se os cenários de evolução previstos pela ERSE para o ano gás 2007-2008, com os valores previstos pelas empresas REN e Transgás, bem como com os valores verificados. A ERSE apresenta três cenários:

- Cenário baixo, de cerca de 4 bcm(n).
- Cenário alto, de cerca de 4,5 bcm(n).
- Cenário considerado mais provável, de 4,4 bcm(n).

A previsão da REN é próxima do cenário considerado mais provável (4,3 bcm(n)). A previsão da Transgás é superior a este cenário ( 4,7(n) bcm). Esta previsão é superior aos valores ocorridos nos dois últimos anos, 4 bcm (n) em 2005 e 3,9 bcm (n) em 2006, sendo que previsões acima de 4,5 bm(n) parecem demasiado optimistas tendo em conta a evolução recente dos consumos por parte das distribuidoras regionais e dos clientes directos e face à perspectiva de crescimento de fontes de produção de energia eléctrica alternativas às centrais de ciclo combinado a gás natural, nomeadamente os grupos geradores eólicos.



## 1 DESCRIÇÃO DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS ATÉ 2006

Para o presente estudo foram repartidos os consumos de gás natural<sup>3</sup> em Portugal por três grandes segmentos: centros produtores de energia eléctrica, clientes directos, e distribuidoras regionais.

Os centros electroprodutores que consomem gás natural são a Tapada do Outeiro, a Termoeléctrica do Ribatejo (TER) e o Carregado. As duas primeiras são centrais de ciclo combinado concebidas para operarem a gás natural enquanto a do Carregado é uma central de turbina a vapor, originalmente concebida para queimar fuelóleo, parcialmente convertida para gás natural.

Os clientes directos são os consumidores industriais que consomem acima de 2 milhões de metros cúbicos e que são fornecidos pela Transgás, SA. Estes clientes são designados por clientes directos na medida em que são fornecidos pela Transgás, independentemente de estarem fisicamente ligados nas redes de alta, média ou baixa pressão.

As distribuidoras regionais fornecem os restantes consumidores, estando os seus clientes igualmente segmentados em função do seu consumo.

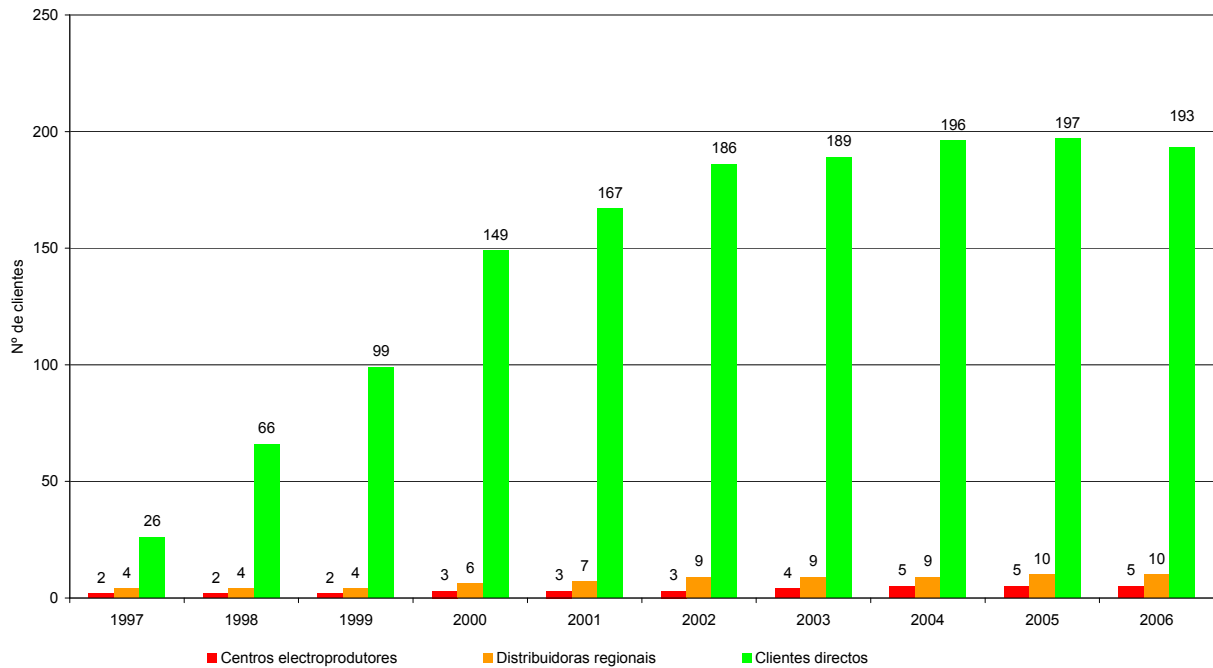
As centrais electroprodutoras, os clientes directos e as distribuidoras foram, até ao final 2006, fornecidas em regime de exclusividade pela Transgás.

A Figura 1-1 apresenta a evolução do número de clientes da Transgás desde 1997, desagregada pelos três principais segmentos acima referidos. Observa-se que desde 2003 o número de clientes tem, de uma forma geral, estagnado.

---

<sup>3</sup> Ao longo do trabalho as quantidades de gás natural dizem respeito a metros cúbicos normais

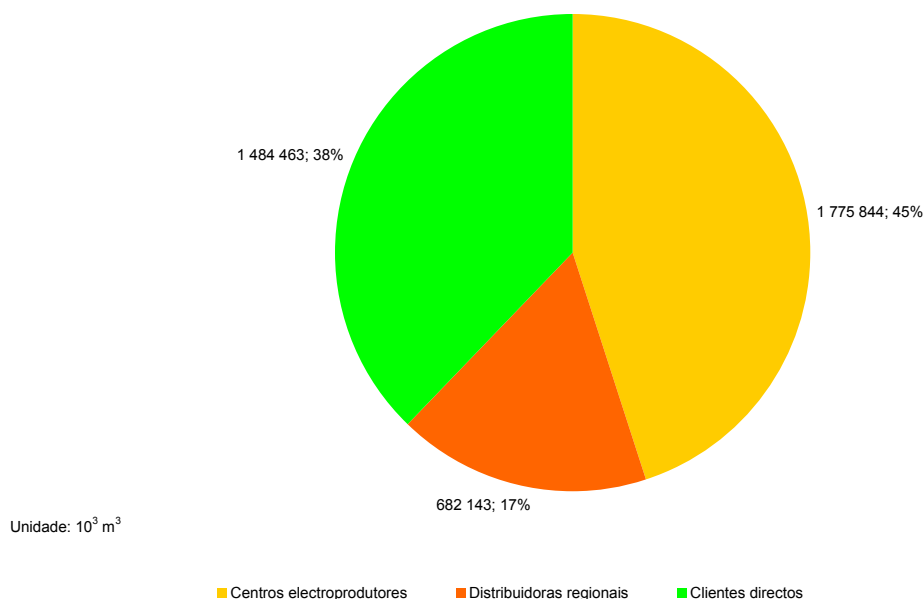
Figura 1-1 - Evolução do número de clientes da Transgás



Nota: Dados Transgás, quantidades facturadas

A Figura 1-2 apresenta o panorama de consumos de gás natural, identificando as contribuições dos centros electroprodutores, clientes directos e distribuidoras regionais. Em 2006, o gás natural adquirido pelos centros electroprodutores representou 45% do total, o consumo dos clientes directos representou 38% e apenas 17% do gás natural foi adquirido à Transgás pelas distribuidoras regionais.

Figura 1-2 - Gás natural adquirido à Transgás em 2006



Nota: Dados Transgás, quantidades facturadas

A análise da Figura 1-3, referente à evolução das vendas de gás natural da Transgás, permite atestar a elevada contribuição do mercado eléctrico na procura de gás natural. Torna-se igualmente claro que a procura de gás natural por parte das distribuidoras regionais regista uma contribuição bastante inferior à dos outros segmentos.

Considerando apenas as vendas de gás natural da Transgás para satisfação dos consumos em território nacional, isto é, excluindo o *trading*, poder-se-á verificar o peso relativo de cada um dos segmentos de mercado identificados.

A Figura 1-4 sistematiza a importância relativa de cada segmento de mercado – centrais electroprodutoras, clientes directos e distribuidoras – na procura de gás natural em Portugal.

O mercado eléctrico, constituído pelos centros electroprodutores de energia eléctrica, tem assumido, desde 1998, um papel preponderante na procura de gás natural em Portugal, com um peso relativo entre 39% a 67%. Os clientes directos registam, igualmente, consumos significativos, tendo sido inclusivamente em 1997 e 2003 o segmento de mercado que mais contribuiu para a procura de gás natural em Portugal. As distribuidoras regionais, apesar de agregarem a grande maioria dos clientes de gás natural, apresentam uma contribuição bastante mais moderada que os restantes dois segmentos de consumo, registando pesos entre os 10% e os 19%.

Figura 1-3 - Vendas de gás natural em quantidade

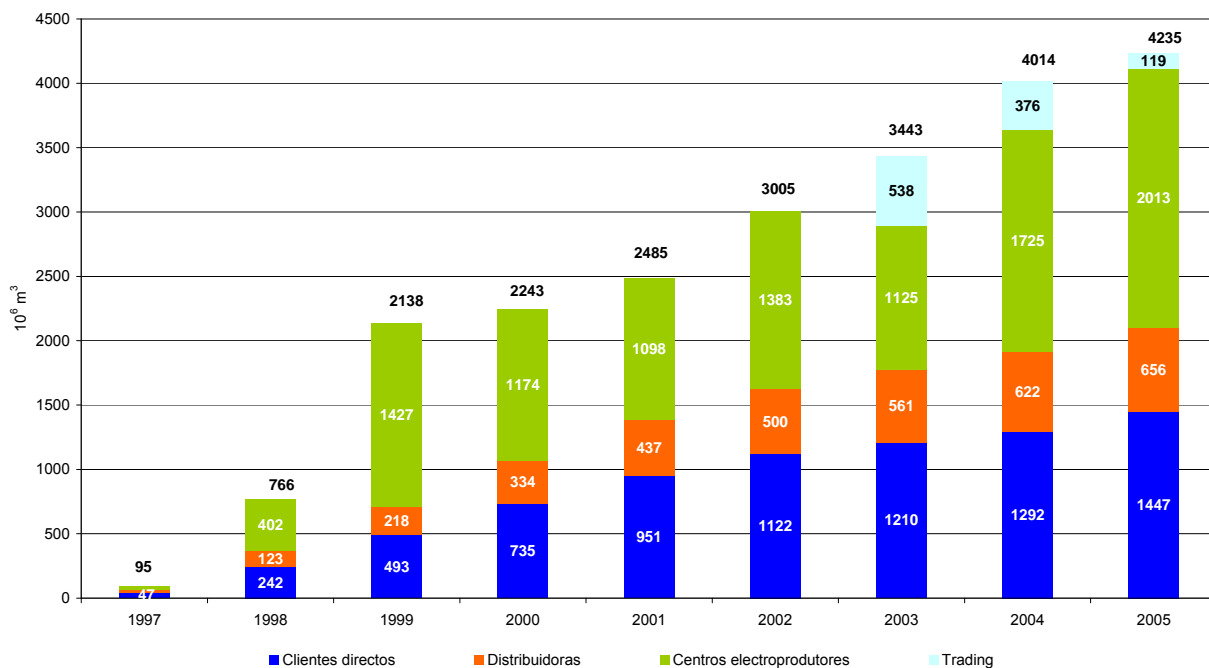
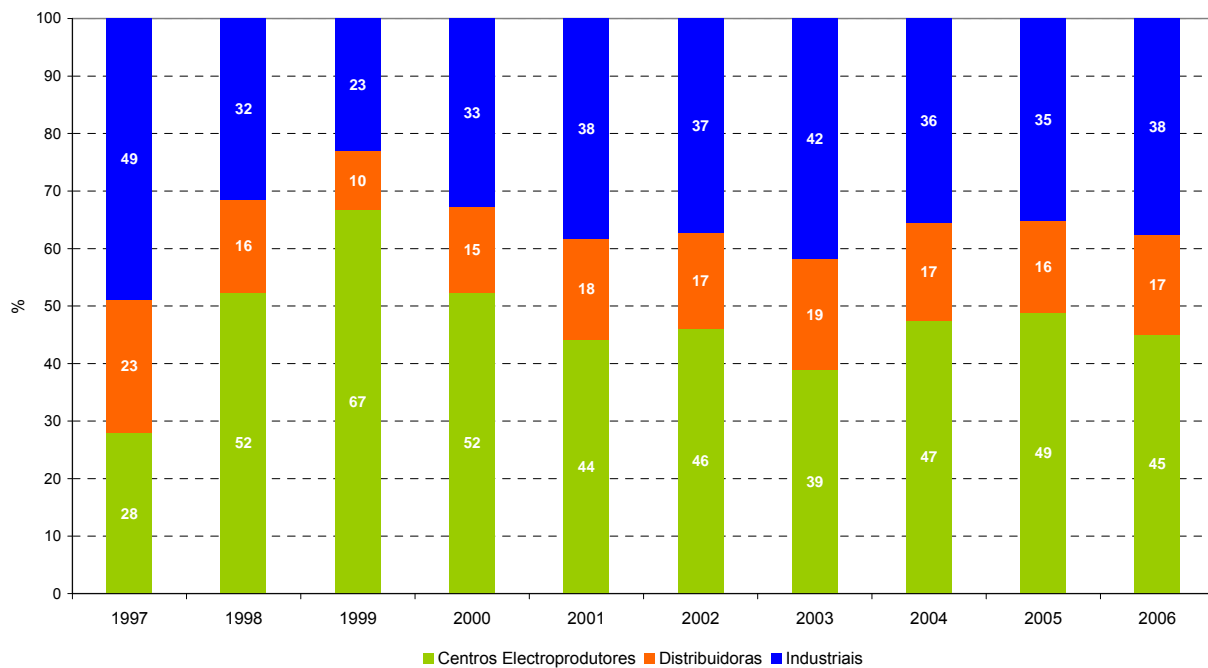


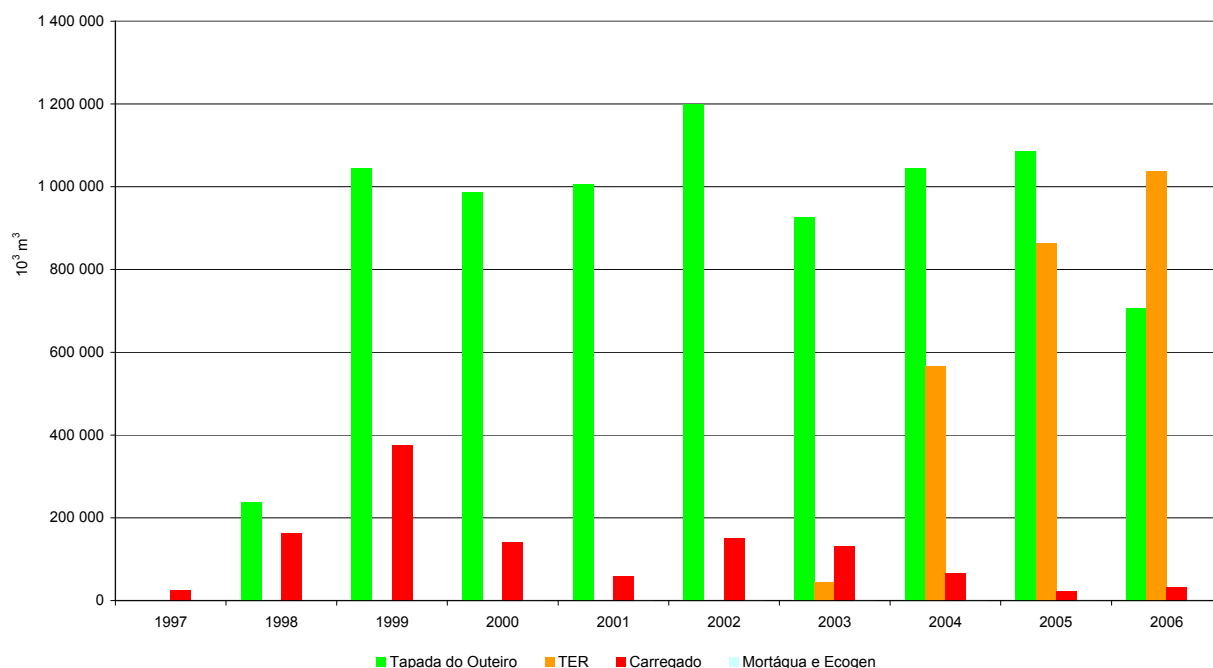
Figura 1-4 - Peso relativo dos centros electroprodutores, clientes directos (indústrias) e distribuidoras na procura de gás natural



## 1.1 MERCADO ELÉCTRICO

A Figura 1-5 apresenta a evolução do gás natural adquirido pelos centros electroprodutores. Observa-se que a central a gás natural de ciclo combinado da Tapada do Outeiro representou até ao aparecimento da TER, em 2003, a quase totalidade dos consumos de gás natural pelos centros electroprodutores. Com a entrada em funcionamento da TER esta situação alterou-se, tendo inclusive, em 2006, o consumo de gás natural da TER sido superior ao da central da Tapada do Outeiro.

**Figura 1-5 - Evolução do gás natural adquirido pelos centros electroprodutores**



Nota: Dados Transgás, quantidades facturadas

### 1.1.1 CENTRAL DA TAPADA DO OUTEIRO

A estratégia para a criação de um mercado de gás natural em Portugal assentou na existência de um cliente âncora, através do qual estivesse garantido um consumo apreciável de gás natural, permitindo viabilizar economicamente a construção da infra-estrutura de transporte. Esse cliente foi a central termoeléctrica de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro.

A Tapada do Outeiro foi a primeira central de ciclo combinado da península Ibérica sendo constituída por três grupos de 330 MW, perfazendo uma potência instalada de 990 MW. A central da Tapada do Outeiro consome 1000 milhões de m<sup>3</sup> de gás por ano, para um factor de utilização de 70%.

A entidade que explora a Tapada do Outeiro é a Turbogás, a qual viria a celebrar um contrato com a Transgás para o fornecimento de gás natural. O gás natural contratado tem por fim a produção de energia eléctrica a vender a REN, não podendo ser vendido a outras entidades sem prévio acordo entre a Transgás e a Turbogás.

### 1.1.2 CENTRAL DO CARREGADO

A Central do Carregado é uma das mais antigas centrais termoeléctricas do grupo EDP sendo constituída por seis grupos de 125 MW, perfazendo uma potência instalada de 750 MW. O Carregado é uma central convencional de turbina a vapor concebida originalmente para queimar fuel nas caldeiras.

Em Outubro de 1997 os grupos 5 e 6 foram reconvertidos para queima dual de fuel ou gás natural. Os 250 MW de potência reconvertida podem consumir, admitindo um factor de utilização de 70%, 680 milhões de m<sup>3</sup> de gás por ano. Contudo, a produção de energia eléctrica com recurso à queima de gás natural nesta central tem sido residual, com excepção feita ao ano de 1999.

### 1.1.3 O ACORDO DE GESTÃO DE CONSUMO

O Acordo de Gestão de Consumo foi celebrado entre a Transgás e a REN com vista à disponibilização de gás natural para os centros electroprodutores pertencentes ao sistema eléctrico de serviço público \_ central da Tapada do Outeiro e central do Carregado. A Transgás está obrigada a fornecer determinadas quantidades de gás natural enquanto à REN caberia despachar a energia eléctrica produzida a partir do gás natural nas centrais do sistema eléctrico de serviço público, viabilizando o consumo de gás natural acordado.

A quantidade anual contratada (QAC) a que a Transgás se encontrava obrigada a disponibilizar à REN ao abrigo do Acordo de Gestão de Consumo é de cerca de:

- 500 milhões de m<sup>3</sup>, em 1998;
- 1086 milhões de m<sup>3</sup>, de 1999 até 2021;
- 1086 milhões de m<sup>3</sup> vezes o número de dias do último ano contratual (em 2022), a dividir por 365.

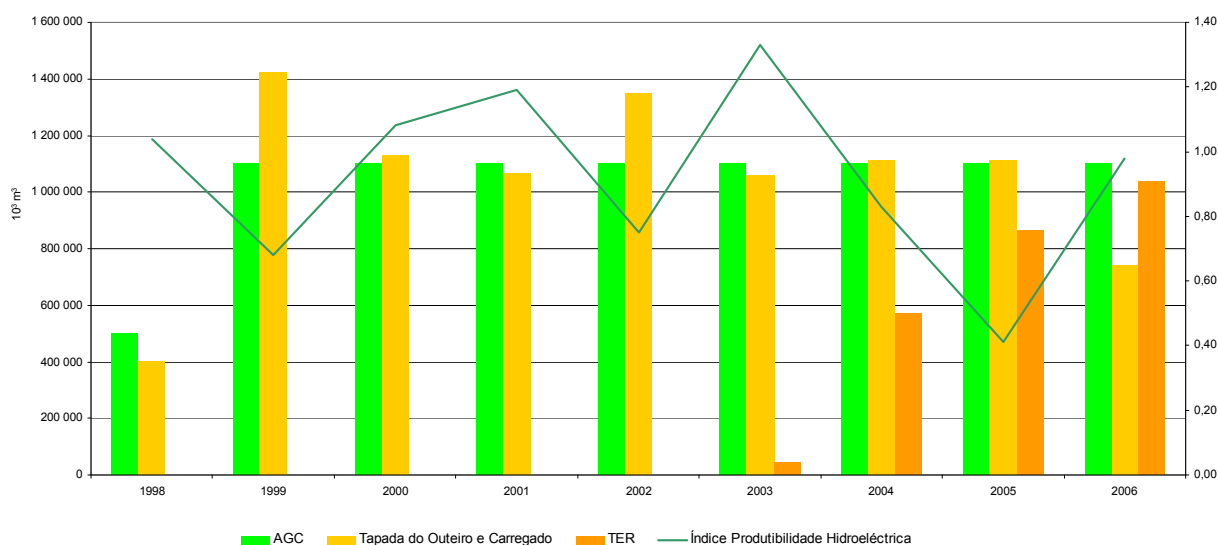
A análise da Figura 1-6 permite concluir que entre 1998 e 2005 a evolução do consumo de gás natural das centrais da tapada do Outeiro e do Carregado se aproxima dos pressupostos do Acordo de Gestão de Consumo. Em 2006 verificou-se um claro incumprimento do Acordo de Gestão de Consumo.

Nos anos de 2004 e 2005, o Acordo de Gestão de Consumo foi concretizado fundamentalmente através da central da Tapada do Outeiro. Este facto deve-se à considerável diferença de rendimento da central da Tapada do Outeiro face à central do Carregado.



A Figura 1-6 mostra igualmente que até 2005 as afluências hidrológicas, medidas pelo índice de produtividade hidroeléctrica, é um factor determinante nos consumos de gás natural pelas centrais vinculadas.

**Figura 1-6 - Consumos de gás natural das centrais electroprodutoras**



Os desvios mais significativos face às quantidades de gás natural estipuladas no Acordo de Gestão de Consumo ocorrem em 1999 e 2002. Nestes anos, as quantidades de gás natural fornecidas às centrais do sistema eléctrico de serviço público para produção de energia eléctrica ultrapassam em 29,1% e 22,6%, respectivamente, as quantidades acordadas. Importa referir que estes incrementos de produção eléctrica nestas centrais ocorreram em anos de fracas afluências hidrológicas.

Em sentido oposto, o gás natural consumido pelas centrais da Tapada do Outeiro e do Carregado em 2006 foi inferior em cerca de 33% ao estipulado no Acordo de Gestão de Consumo. Para este facto não deverá estar alheio o aumento do peso da produção de energia eléctrica em regime especial (PRE) na produção total, em resultado do incremento do investimento em grupos geradores eólicos.

Observa-se que da produção de energia eléctrica por parte das centrais de ciclo combinado a gás natural evolui de uma forma simétrica relativamente à evolução do índice de produtividade hidroeléctrica. Em anos de maior afluência hidrológica estas centrais produzirão menos energia eléctrica, enquanto que em anos de menor afluência hidrológica estas centrais produzirão mais.

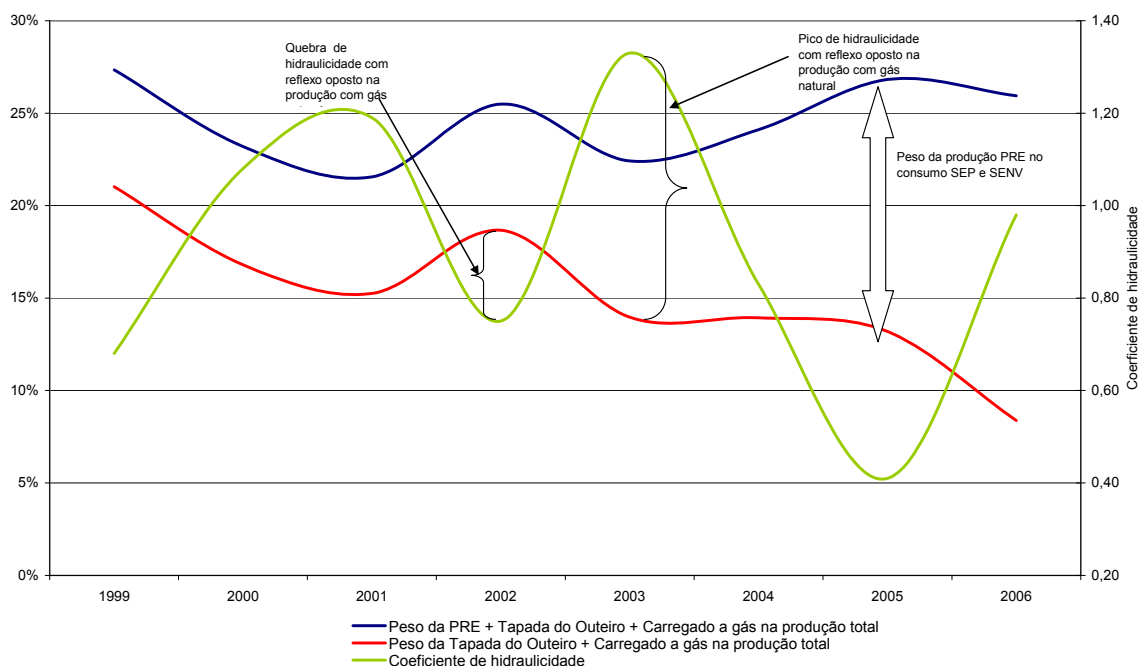
Para além das afluências hidrológicas, a energia eléctrica entregue pela PRE para consumos dos clientes dos comercializadores de último recurso é, realmente, outro factor que condiciona a produção de energia eléctrica das centrais a gás natural despachadas pela REN, nomeadamente a central da Tapada

do Outeiro. A Figura 1-7 ilustra este facto. O peso da energia eléctrica emitida pelas centrais da Tapada do Outeiro e do carregado conjuntamente com o peso da energia eléctrica entregue pela PRE na energia eléctrica consumida em Portugal continental tem oscilado em torno de 25%, ao longo do período observado.

Contudo, o peso das centrais a gás natural diminui ao longo do período, tendo-se esta tendência acentuado em 2006. Registe-se que em 2006, a potência instalada dos grupos geradores eólica aumentou 60%, tendo a REN obrigação de adquirir toda a energia eléctrica entregue pela PRE para consumo dos clientes do comercializador de último recurso. Deste modo, no consumo de gás natural pelos centros electroprodutores vinculados, pesa mais a evolução do investimento em centrais com tecnologias de produção de energia eléctrica alternativas às convencionais do que a evolução da procura de energia eléctrica.

A Figura 1-7 evidencia mais uma vez o efeito da hidraulicidade na produção de energia eléctrica das centrais a gás natural.

**Figura 1-7 - Índice de produtibilidade hidroelétrica, peso da produção dos PRE, das centrais a gás natural do SEP na produção total**



#### 1.1.4 CENTRAL TERMOELÉCTRICA DO RIBATEJO

A Central Termoeléctrica do Ribatejo (TER) é a segunda central de ciclo combinado a gás natural instalada em Portugal. É composta por três grupos com uma potência unitária de 392 MW, perfazendo uma potência instalada de 1 176 MW.

A entrada em funcionamento da TER deu-se de forma faseada a partir de 2003, ano de entrada em funcionamento do primeiro grupo, até 2005.

A TER pertence ao grupo EDP e opera no mercado liberalizado de energia eléctrica, não estando, como tal, abrangida pelo Acordo de Gestão de Consumo.

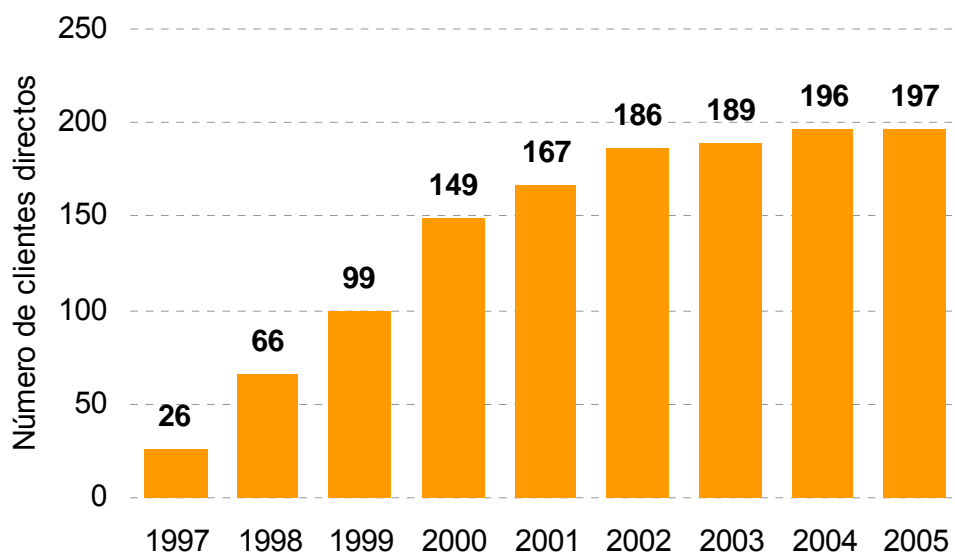
A TER beneficiou em 2004 de um ano seco não tendo sido necessário aumentar o consumo de gás natural nas centrais da Tapada do Outeiro e do Carregado, contrariamente ao sucedido nos anos de 1999 e 2003. Com efeito, o consumo de gás natural naquelas centrais registou uma diferença inferior a 1% face às quantidades definidas no Acordo de Gestão de Consumo (Figura 1-5).

O primeiro ano em que os três grupos da TER funcionaram em pleno foi em 2006. Nesse ano, a TER consumiu 1 863 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural o que corresponde a um factor de utilização de aproximadamente 56,5%.

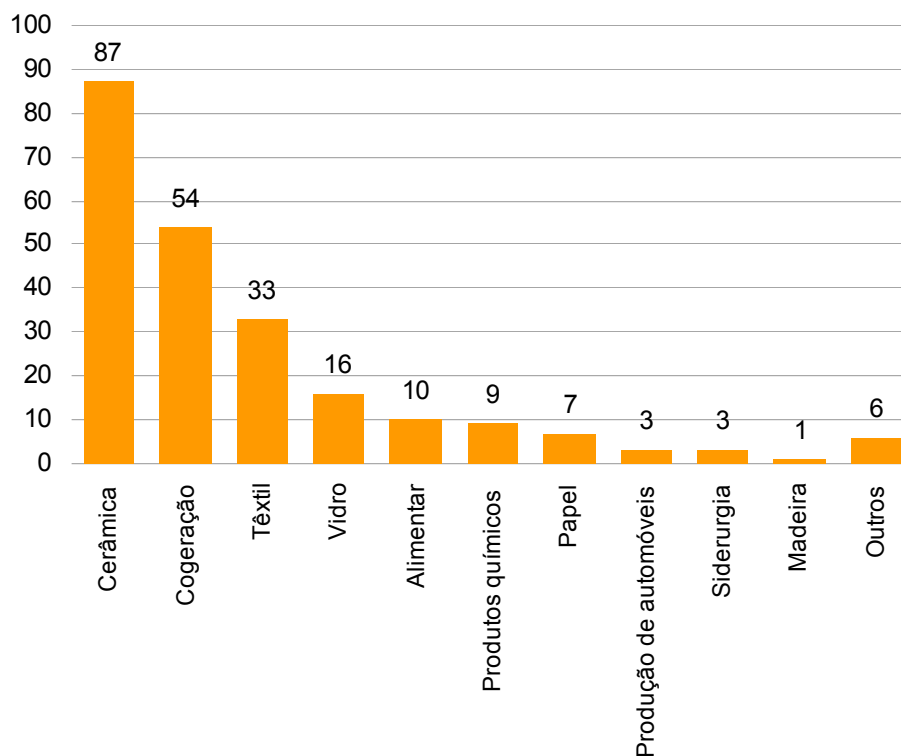
A construção da TER insere-se numa estratégia de substituição das centrais mais antigas a fuel, nomeadamente o Carregado, o Barreiro e Setúbal.

## 1.2 CLIENTES DIRECTOS

Como se pôde observar da Figura 1-3, a evolução do consumo dos clientes directos regista uma taxa de crescimento bastante acentuada de 1997 a 2001, atenuando-se um pouco a partir desse ano. A evolução, de 1997 a 2005, do número de clientes directos regista o mesmo comportamento da evolução da procura de gás natural, neste segmento de mercado, como se pode verificar da Figura 1-8.

**Figura 1-8 - Clientes directos da Transgás**

A Figura 1-9 apresenta a distribuição dos fornecimentos de gás natural por actividade, em 2004 salientando-se a importância relativa das actividades de cogeração, cerâmica, vidro e produtos químicos.

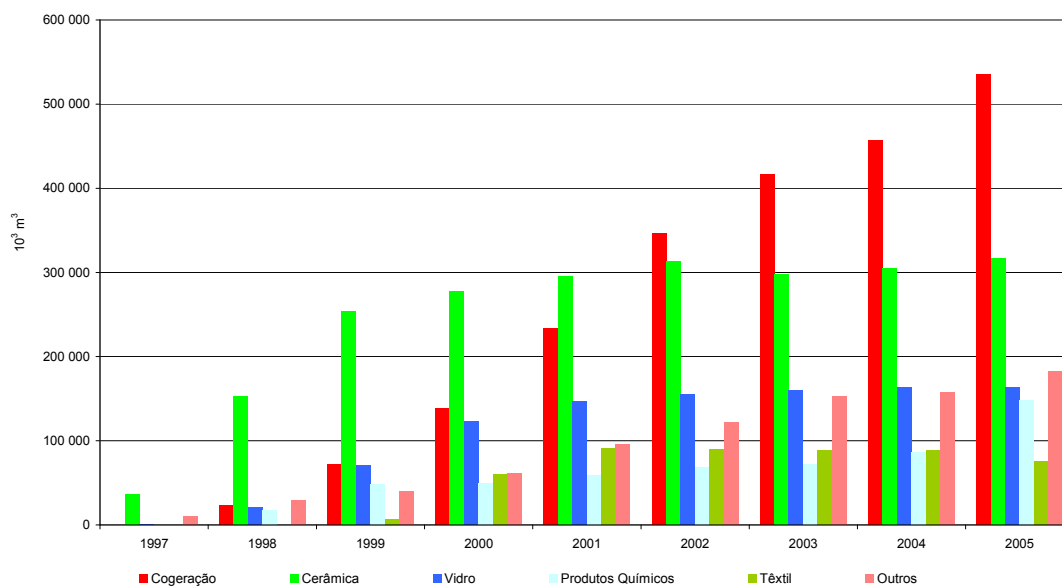
**Figura 1-9 - Pontos de entrega a clientes directos por actividade - 2004**

A Figura 1-10 apresenta a evolução, desde 1997, dos consumos dos clientes directos desagregada por sector de actividade.

Em termos absolutos, o gás natural consumido pelos cogeradores representa desde 2001 o principal grupo de consumidores, sendo o consumo de gás natural pelos sectores cerâmico e vidreiro igualmente bastante importante, comparativamente com os restantes sectores.

Observam-se padrões de evolução distintos dependendo do sector de actividade. Assim, os sectores cerâmico, vidreiro e têxtil tiveram um crescimento do consumo de gás natural muito acentuado nos primeiros anos, tendo estabilizado a partir de 2001. Por outro lado, o consumo de gás natural na cogeração e para o conjunto dos restantes sectores não individualizados na Figura 1-10, que se apresenta como "Outros", têm registado uma taxa de crescimento sensivelmente constante. Essa taxa de crescimento é mais acentuada para os cogeradores. O sector dos produtos químicos apresenta, entre 2001 e 2004, um padrão idêntico ao evidenciado pelo sector cerâmico, vidreiro e têxtil. No entanto, em 2005, registou um crescimento bastante acentuado.

Figura 1-10 - Evolução dos consumos dos clientes directos



Nota: Dados Transgás, quantidades facturadas

### 1.2.1 COGERAÇÃO

A cogeração está associada à produção combinada de energia eléctrica e calor, estando geralmente integrada em unidades industriais. A produção térmica da unidade de cogeração é utilizada pelo processo industrial onde a unidade se insere, enquanto que a produção de energia eléctrica é autoconsumida ou colocada nas redes para abastecimento dos consumos dos clientes dos comercializadores de último recurso.

A cogeração tem sido, dentro do segmento dos clientes directos, o sector de actividade que tem registado a maior taxa de crescimento. A cogeração tem beneficiado de uma conjuntura favorável ao nível dos incentivos para instalação de novas unidades a gás natural e reconversão de unidades existentes concebidas originalmente para operarem a fuel.

Por outro lado, em 2002 foi concedida uma autorização legislativa na qual passou a ser permitido aos cogeradores venderem a totalidade da energia produzida à rede a preços estabelecidos administrativamente, passando estes a comprar a mesma energia ao preço médio dos clientes dos comercializadores de último recurso, a qual tem um custo substancialmente inferior ao proveito proveniente da venda de energia.

O rendimento global de uma unidade de cogeração é da ordem dos 90%, sendo que o rendimento eléctrico pode variar entre os 30% e os 40%, dependendo da tecnologia adoptada. O rendimento global de uma cogeração é sensivelmente igual ao rendimento de um aparelho de queima o que, atendendo ao

nível de incentivos que estas tecnologias beneficiam, tornam esta opção bastante competitiva face às opções convencionais baseadas em sistemas exclusivamente térmicos.

### 1.2.2 CERÂMICAS, VIDREIRAS E TÊXTEIS

A indústria cerâmica é uma das actividades em que a qualidade do combustível é fundamental, tendo influência não só no custo dos produtos fabricados como também na sua qualidade.

As cerâmicas sempre utilizaram combustíveis gasosos nos processos industriais, isto é, o principal produto de substituição do gás natural é o GPL o qual tem um custo específico superior. Por essa razão o gás natural é muito competitivo neste sector.

Entre 1997 a 2001, a maior parte das cerâmicas na zona de influência das redes de gás natural foram convertidas. O abastecimento destes consumidores é de tal forma rentável para as empresas de gás natural que foram construídas cinco UAG dedicadas: Cerâmica Aquatis em Santa Comba Dão, Cerâmica Carriça em Coja, Cerâmica Sanindusa na Tocha, Cerâmica Cerutil no Sátão e Cerâmica Barbosa Coimbra em Estrela d'Alva.

A indústria vidreira pode utilizar o gás natural tanto na fusão do vidro como nas restantes operações.

Tradicionalmente, o combustível preferencial da indústria vidreira era o fuelóleo dada as características particulares da sua chama. Contudo, em 2004, cerca de 8,1% dos clientes directos da Transgás eram vidreiras. A Figura 1-9 e a Figura 1-10 evidenciam, no entanto, que o seu peso nos consumos totais é maior do que este valor, dado que o seu consumo médio é superior ao da cogeração.

A indústria têxtil é grande consumidora de vapor de água e de água quente, sendo o gás natural usado na sua produção. Em 2004, existiam 26 clientes directos da Transgás afectos à indústria têxtil, sendo que este sector representa o terceiro em número de consumidores logo após a indústria cerâmica e a cogeração.

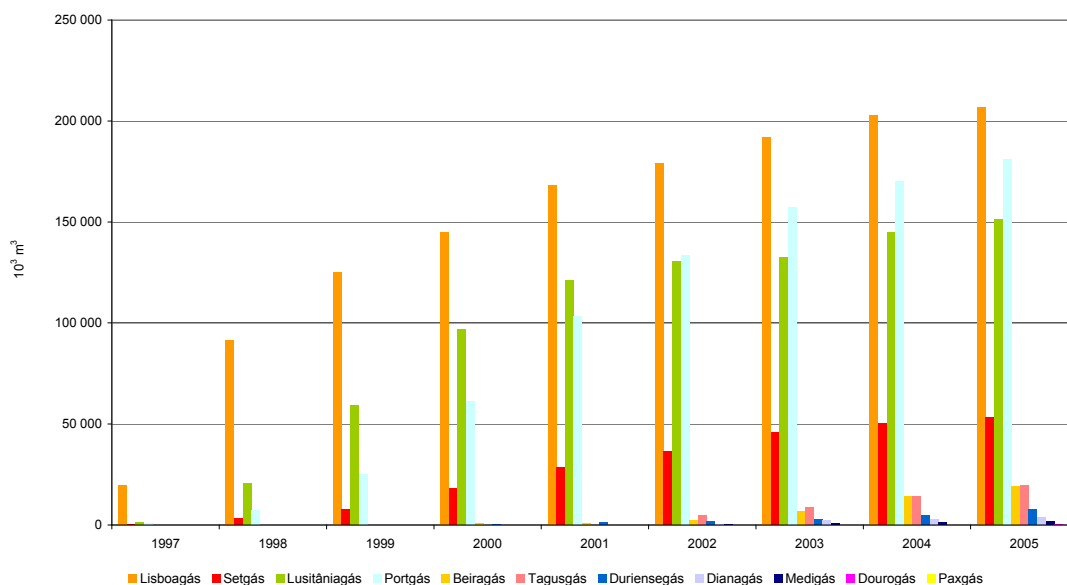
O crescimento do consumo nas indústrias cerâmicas, vidreiras e têxteis estagnou na medida em que a maioria dos clientes na área de influência das redes de gás natural se encontrava convertido.

## 1.3 DISTRIBUIDORAS REGIONAIS

As distribuidoras regionais que operam em Portugal são a Setgás, a LisboaGás, a Lusitaniagás, a Portgás, a Tagusgás, a Beiragás, a Medigás, a Dianagás, a Duriensegás e a Dourogás. As quatro primeiras iniciaram a actividade de distribuição de gás natural em 1997, tendo as restantes iniciado a actividade de distribuição a partir do ano 2000.

A Figura 1-11 apresenta a evolução dos consumos das distribuidoras regionais, desde 1997. Observa-se que três distribuidoras se destacam em termos de volume de vendas: Lisboagás, Lusitaniagás e Portgás. Até 2001, inclusive, a Lusitaniagás foi a segunda maior distribuidora. Desde 2002, a Portgás passou a ser a segunda maior distribuidora em volume.

**Figura 1-11 - Evolução dos consumos das distribuidoras regionais**



Da análise da Figura 1-11 é possível observar uma diferença muito significativa entre os volumes de gás natural consumidos pela Lisboagás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás face às restantes. Com efeito, as quatro distribuidoras referidas cobrem o eixo litoral, desde Setúbal até à fronteira norte de Portugal, onde a densidade demográfica é maior. Assim, é na área de influência da Lisboagás, Portgás, Lusitâniagás e Setgás que se concentram os grandes consumos domésticos, terciários e industriais. A criação destas quatro zonas de concessão, através do Decreto-Lei n.º 33/91 de 16 de Janeiro, antes das restantes é consequência deste aspecto. Será, por isso, dada uma ênfase especial a estas quatro distribuidoras.

A Beiragás e a Tagusgás foram constituídas em 1998 de forma a levar a cabo a distribuição de gás natural ao interior do país. Nesse mesmo ano são iniciados os lotes 5 e 6 da rede de transporte, com a finalidade de fazer chegar o gás natural às recém criadas concessionárias. Em 2000, a Beiragás inicia a actividade de distribuição de gás natural e um ano mais tarde arranca a Tagusgás.

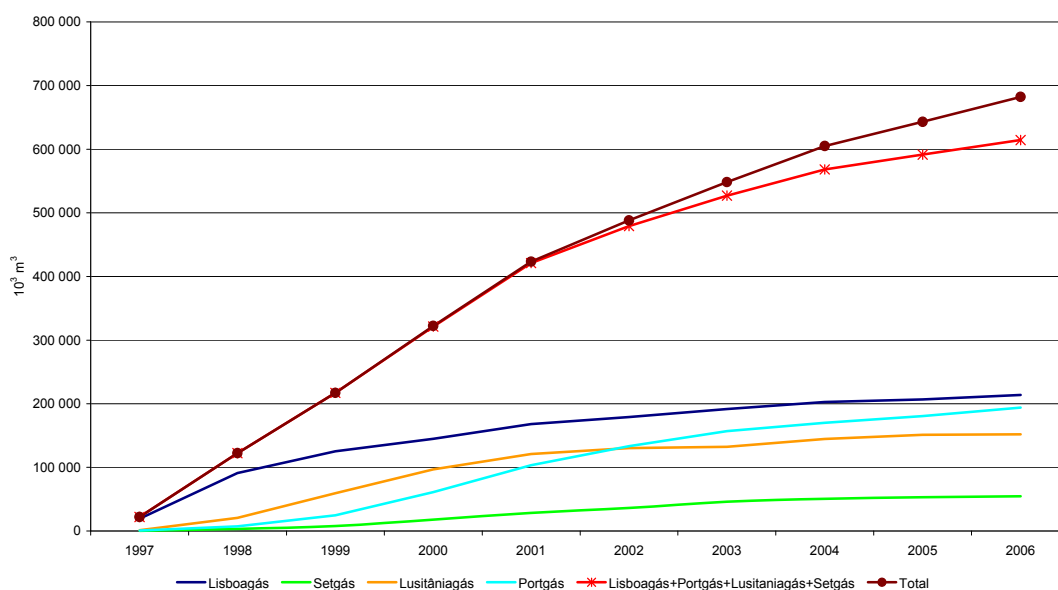
Das 10 distribuidoras regionais de gás natural há ainda a salientar a Medigás, a Dianagás, a Duriensegás e a Dourogás, que têm o estatuto de licenciadas, sendo abastecidas através de Unidades Autónomas de Gás Natural Liquefeito (UAG), como consequência da opção pela diversificação do aprovisionamento através do projecto Terminal de GNL de Sines. As primeiras licenciadas começaram a actividade de distribuição de gás natural no ano 2000, sem que o Terminal de GNL de Sines estivesse concluído, tendo sido abastecidas por camiões cisterna carregados em Espanha.



## 1.3.1.1 LISBOAGÁS, PORTGÁS, LUSITANIAGÁS E SETGÁS

A Figura 1-12 mostra a evolução dos consumos da LisboaGás, PortGás, Lusitaniagás e Setgás face à procura total de gás natural para o consumo das distribuidoras regionais. Em 2006, o consumo destas quatro concessionárias representava 90% da procura de gás natural para satisfação dos consumos das distribuidoras regionais. Este facto está associado ao maior potencial de mercado destas concessionárias e também ao grau de maturidade destas face às restantes distribuidoras regionais.

**Figura 1-12 - Evolução dos consumos da LisboaGás, PortGás, Lusitaniagás e Setgás**



A evolução do consumo de gás natural numa distribuidora regional apresenta tipicamente três fases. Numa primeira fase, o consumo cresce de forma moderada, sendo que a construção de rede de distribuição nova prevalece face à ligação de clientes.

Numa segunda fase desenvolvem-se simultaneamente a expansão das redes de distribuição e a ligação de clientes. A expansão das redes de distribuição começa por incidir nas áreas onde se concentra o maior mercado potencial, ou seja, onde o retorno do investimento está mais assegurado. Nesta altura, regista-se um crescimento do consumo bastante acentuado.

Na terceira fase, verifica-se um abrandamento da evolução do consumo correspondente à saturação das redes onde localizam os maiores consumos e à expansão das redes para zonas de menor expressão em termos de mercado potencial.

Esta evolução é perceptível na Figura 1-12 para todas as concessionárias com excepção da LisboaGás. Com efeito, a LisboaGás parte de uma realidade diferente na medida em que distribua gás de cidade na cidade de Lisboa, isto é, uma parte considerável da sua área de influência já se encontrava

infraestruturada. Foi com base neste pressuposto que a Concessão da Rede de Distribuição de Gás Natural de Lisboa foi atribuída sem concurso público. Assim, a Lisboaagás assentou a sua estratégia de expansão em dois vectores: operação de mudança do gás em Lisboa e rede nova nas áreas não cobertas pela rede de gás de cidade.

Para as restantes concessionárias, Portgás, Lusitaniagás e Setgás, a Figura 1-12 permite identificar as três fases. A primeira fase tem menor expressão na Lusitaniagás e na Setgás do que na Portgás, reflectindo a estratégia do grupo Galpenergia, assente na conversão de redes e clientes de GPL da Petrogal para gás natural.

No ano de 2006 a Lisboaagás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás encontram-se na terceira fase, o que reflecte a maturidade destas empresas. O consumo de gás natural em cada uma delas materializa o seu mercado potencial respectivo.

A Lisboaagás regista o maior consumo reflectindo a forte concentração do consumo doméstico, grande terciarização do tecido económico e industrial no Vale do Tejo, Sintra e Torres Novas.

A Portgás é a segunda concessionária com maior consumo, abrangendo uma área de 26 concelhos que abrange 25% da população de Portugal e concentrando pólos industriais apreciáveis como o Porto ou o Vale do Ave.

A Lusitaniagás, com cidades como Aveiro, Coimbra e Leiria, é a terceira maior concessionária em termos de consumo de gás natural, abrange 15% da população de Portugal e inclui pólos industriais como os de Alcobaça, Aveiro e Marinha Grande.

A Setgás abrange 8% da população de Portugal, distribuídos por 10 concelhos da península de Setúbal, registando a maior concentração em Almada e Setúbal.

Relativamente a dados de 2005, a Figura 1-13 ilustra o anteriormente referido, evidenciando neste caso a existência de quatro grupos de empresas se considerarmos o crescimento médio das vendas entre 2002 e 2005 e o cumprimento dos objectivos propostos em termos de número de clientes fornecidos.

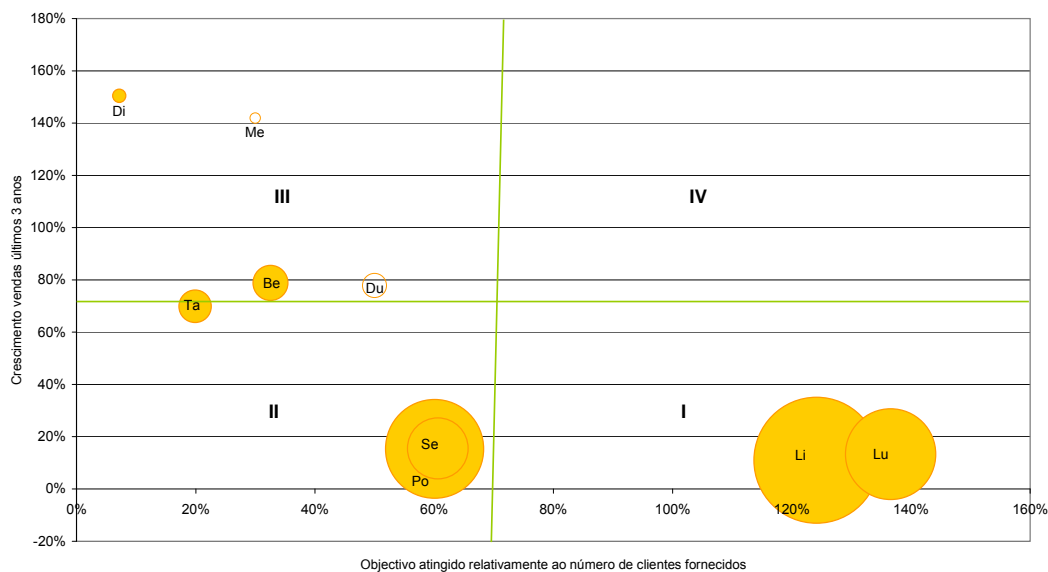
Um primeiro grupo já maduro, com poucas expectativas de crescimento, tendo ultrapassado os objectivos propostos em termos de número de clientes e que tem apresentado um fraco crescimento das vendas. Este grupo é composto pela Lisboaagás e pela Lusitaniagás.

Um segundo grupo de empresas, ainda não atingiram os objectivos propostos, embora composto por empresas maduras e por isso não tenham apresentado um crescimento elevado das suas vendas. Este grupo é composto pela Setgás e pela Portgás.

Um terceiro grupo composto pela Tagusgás, Beiragás e Dianagás, que também não atingiram os objectivos propostos em termos de dimensão do mercado, mas que têm apresentado um crescimento

das vendas elevado. Esta tendência dever-se-á manter no futuro. Finalmente, a Figura 1-13 apresenta um quarto grupo composto pela Duriensegás e pela Medigás, com taxas de crescimento das vendas extremamente elevadas e longe de terem atingido os objectivos propostos. Estas duas empresas deverão ainda apresentar taxas elevadas de crescimento do seu volume de negócios.

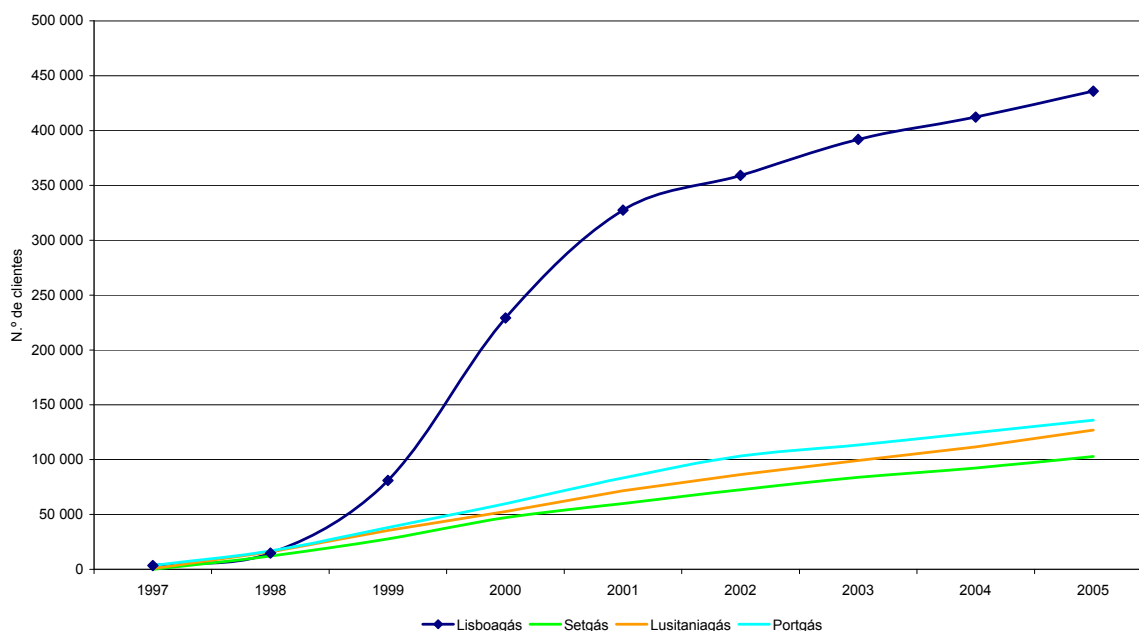
**Figura 1-13 - Crescimento das vendas nos últimos três anos e nº de clientes distribuídos face aos objectivos propostos na concessão (ano de referência 2005)**



Notas: A Duriensegás e a Medigás não têm os seus círculos preenchidos por os valores referentes ao cumprimento dos objectivos serem estimados.

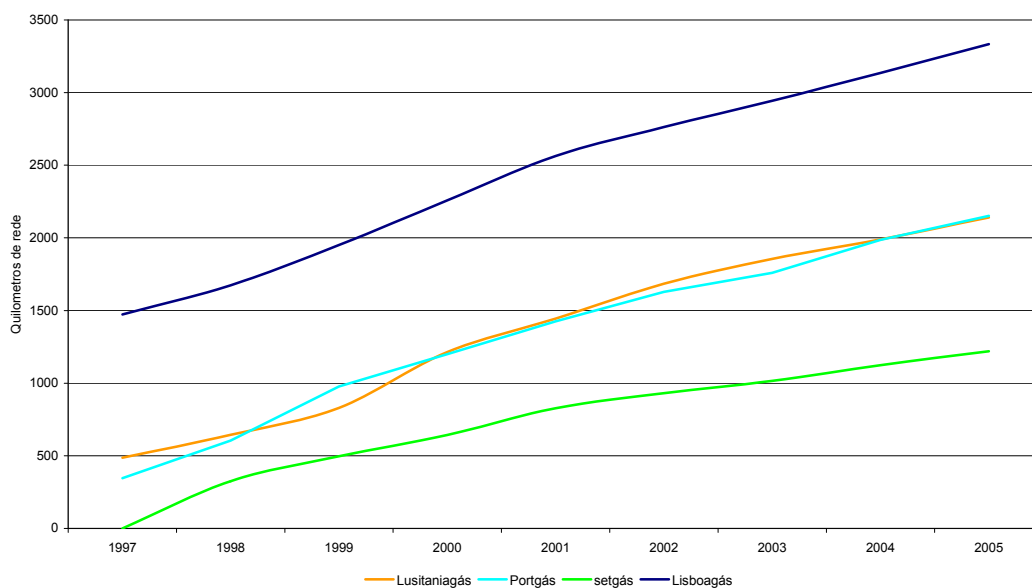
A Figura 1-14 apresenta a evolução do número de clientes da LisboaGás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás de 1997 a 2005. Da Figura 1-14 destacam-se dois aspectos:

- A ordem relativa das concessionárias tendo como referencial o número de clientes é sensivelmente equivalente à ordem verificada para o consumo de gás natural.
- As relações entre o número de clientes da LisboaGás face ao número de clientes de cada uma das restantes concessionárias é muito superior às relações entre os respectivos consumos de gás natural. Tal facto indicia um maior peso relativo dos sectores doméstico e pequeno terciário face ao industrial na área de concessão da LisboaGás em relação às restantes concessionárias.

**Figura 1-14 - Evolução do número de clientes da Lisboaagás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás**

A Figura 1-15 apresenta a evolução da rede de baixa pressão nas áreas de concessão da Lisboaagás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás. Da Figura 1-15 destacam-se os seguintes aspectos:

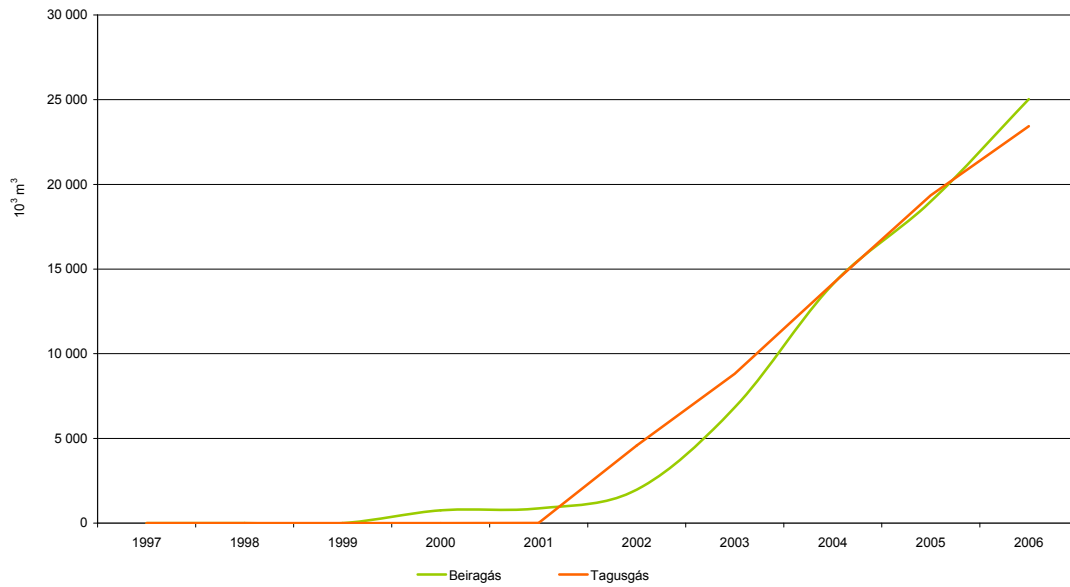
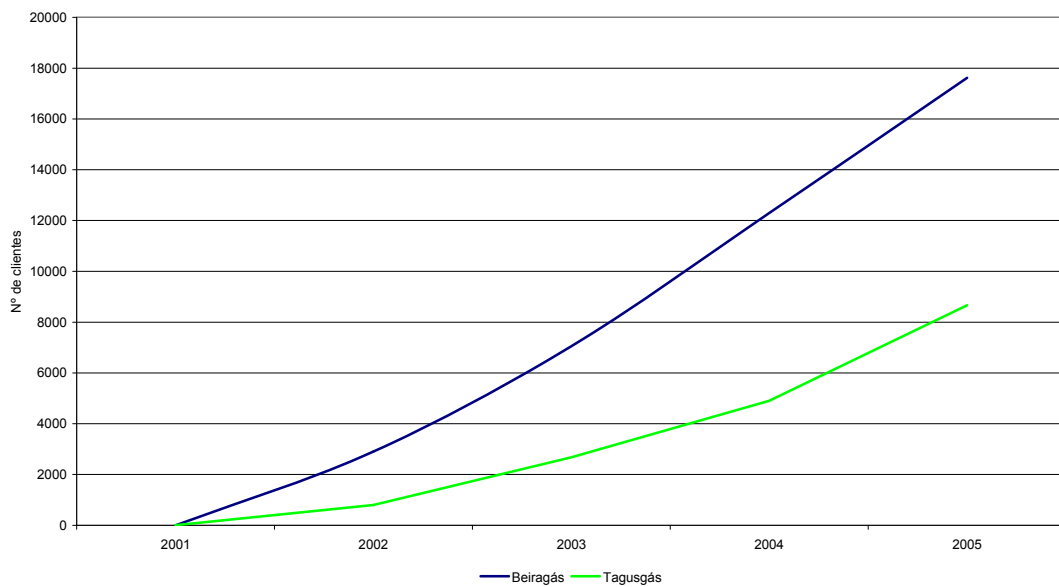
- A Lisboaagás dispunha em 1997 de aproximadamente 1500 quilómetros de rede de baixa pressão confirmando-se, desta forma, o argumento que justificou os consumos de gás natural verificados na fase de arranque da Lisboaagás.
- Não é perceptível um abrandamento da construção de rede de baixa pressão em nenhuma das concessionárias em causa. Observando a evolução do consumo registada na Figura 1-12 é possível concluir que o crescimento das redes não é acompanhado por um crescimento igualmente acentuado do consumo de gás natural. Tal facto indicia que a expansão das redes da Lisboaagás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás incide sobre áreas da concessão com menor potencial de consumo.

**Figura 1-15 - Evolução da rede de baixa pressão da Lisboagás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás**

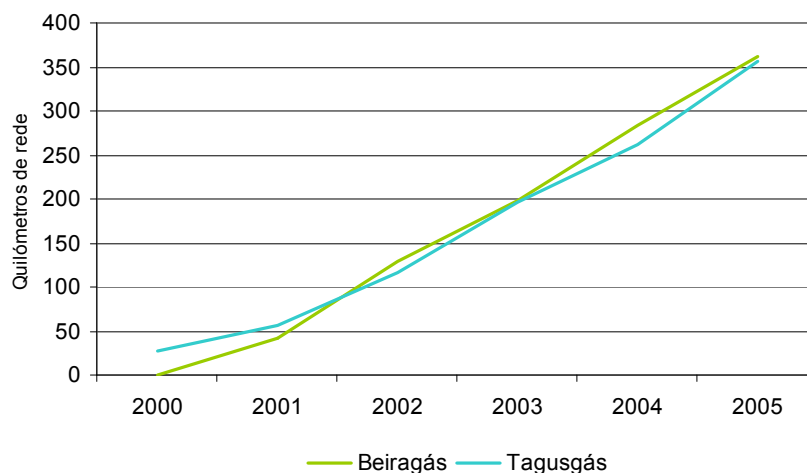
### 1.3.1.2 BEIRAGÁS E TAGUSGÁS

A Figura 1-16 mostra a evolução dos consumos da Beiragás e Tagusgás. Considerando a evolução típica de uma distribuidora de gás natural, conforme foi descrita anteriormente, e tendo em atenção os gráficos da Figura 1-16 e da Figura 1-17, dir-se-ia que tanto a Beiragás como a Tagusgás se encontram na segunda fase em que o crescimento dos consumos é bastante acentuado.

A fase de arranque da Beiragás e Tagusgás beneficiou de uma maior experiência da Galp Energia na actividade de distribuição de gás natural, bem como da estratégia do Grupo na conversão de clientes de GPL para gás natural.

**Figura 1-16 - Evolução dos consumos da Beiragás e Tagusgás****Figura 1-17 - Evolução do número de clientes da Beiragás e Tagusgás**

A Figura 1-18 apresenta a evolução da rede de baixa pressão nas áreas de concessão da Beiragás e Tagusgás.

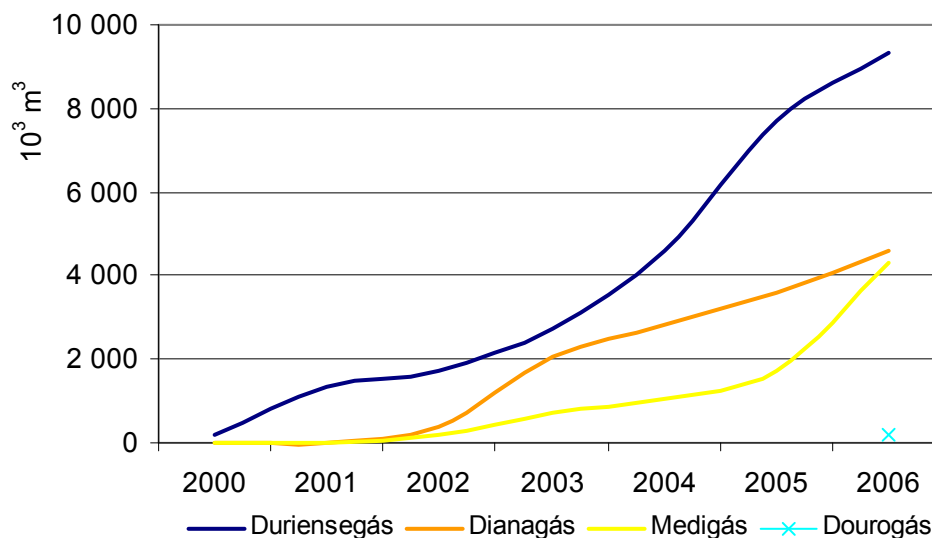
**Figura 1-18 - Evolução da rede de baixa pressão da Beiragás e Tagusgás**

É evidente o paralelo entre a evolução das redes de baixa pressão (Figura 1-18) e os consumos de gás natural (Figura 1-16) nas áreas de concessão da Beiragás e Tagusgás. Contudo, o número de clientes da Tagusgás é sensivelmente metade dos clientes da Beiragás.

A Beiragás engloba na sua área de influência 10% da população de Portugal continental, enquanto que a Tagusgás abrange 6%. Em ambas as áreas de concessão a população é pouco concentrada. No entanto, as cidades de Viseu, Guarda, Castelo Branco, Covilhã e Fundão permitem um peso relativo de consumidores domésticos e de pequenos terciários na carteira de clientes da Beiragás mais significativo que o registado na Tagusgás, a qual tem como principais pólos urbanos Santarém, Portalegre e Torres Novas.

### 1.3.1.3 DURIENSEGÁS, DIANAGÁS, MEDIGÁS E DOUROGÁS

A Figura 1-19 mostra a evolução dos consumos para a Duriensegás, Dianagás, Medigás e Dourogás. A evolução das licenciadas regista perfis bastante irregulares e mais difíceis de caracterizar.

**Figura 1-19 - Evolução dos consumos da Duriensegás, Dianagás, Medigás e Dourogás**

A Duriensegás abastece actualmente as cidades de Vila Real, Bragança e Chaves. Chaves e Bragança foram abastecidas em Fevereiro e Agosto do ano 2000, respectivamente. As UAG destas cidades foram construídas próximo de zonas industriais, notando-se por isso um crescimento acentuado entre 2000 e 2001. Em Fevereiro de 2002 iniciou-se o fornecimento à cidade de Vila Real.

O crescimento do consumo da Duriensegás foi bastante acentuado de 2003 para 2006, notando-se o perfil de comportamento já descrito nos subcapítulos anteriores para a evolução da actividade das distribuidoras regionais de gás natural.

A Dianagás abastece gás natural a Évora e Sines, tendo a distribuição em Évora começado em Janeiro de 2002.

O crescimento do consumo entre 2002 e 2003 é quase tão acentuado como o registado nos anos subsequentes. Este facto explica-se pela construção da UAG na zona industrial de Évora, na qual estão implementados os grandes consumidores da distribuidora.

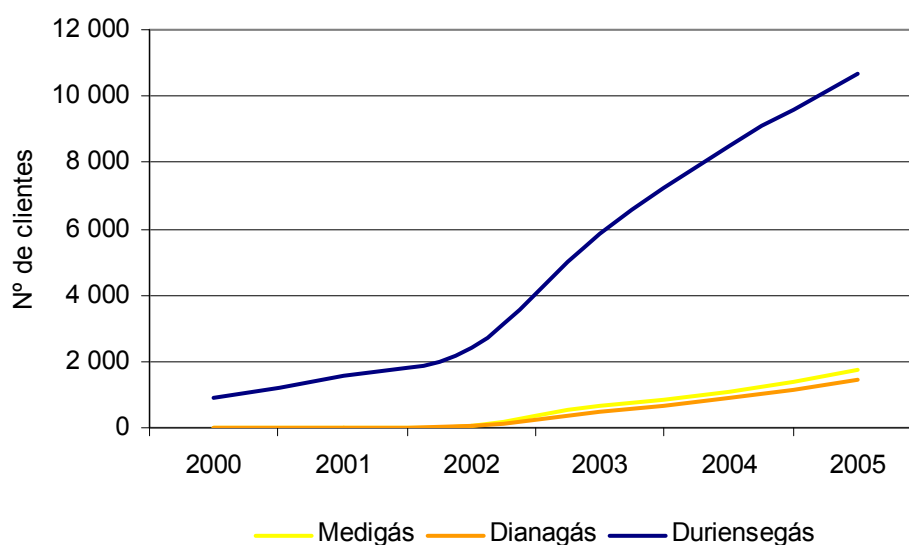
A Medigás iniciou a actividade em Fevereiro de 2001 com o abastecimento de Olhão. O crescimento dos consumos no pólo de Olhão foi bastante moderado dado o pequeno potencial de consumo da cidade. De 2005 para 2006, o consumo cresce de forma bastante mais acentuada como resultado do início da actividade em Portimão. No final do ano de 2006, o consumo de gás natural da Medigás aproxima-se do da Dianagás.

A Figura 1-20 e Figura 1-21 apresentam, respectivamente, a evolução do número de clientes e a evolução da extensão das redes de baixa pressão nas zonas abrangidas pelas licenças da Duriensegás, Dianagás e Medigás.

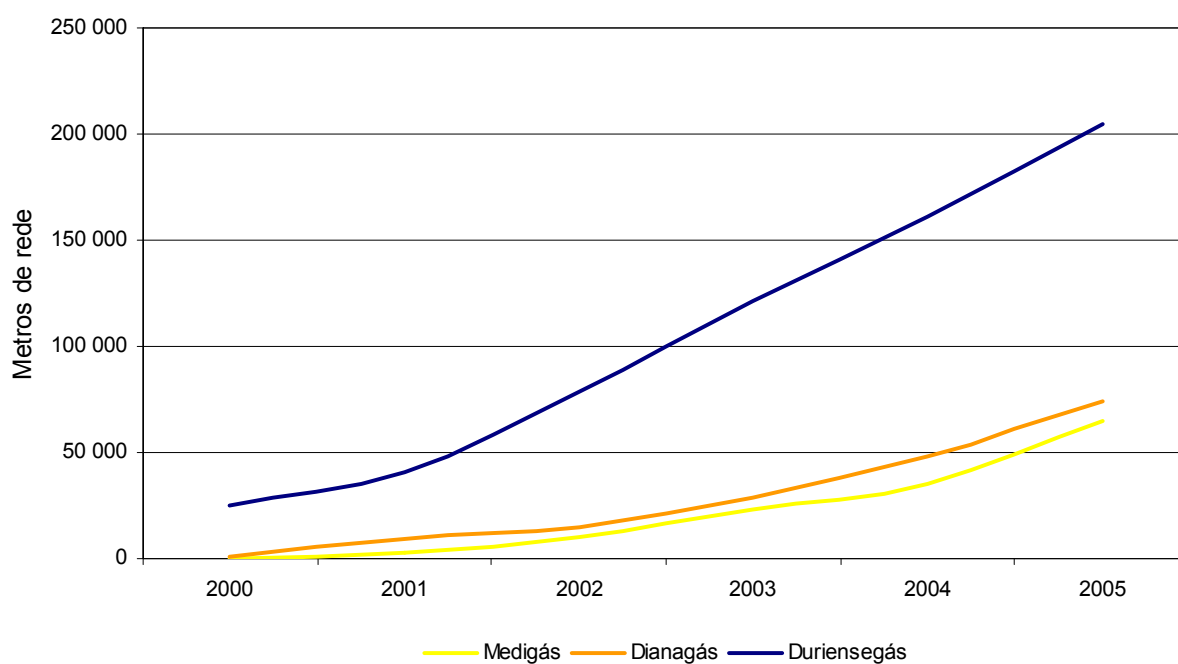


A Dourogás iniciou a actividade de distribuição de gás natural recentemente, no ano de 2005, com o fornecimento a Macedo de Cavaleiros e a Mirandela. Contudo, a Dourogás conta com uma experiência relevante na distribuição de GPL e está bem implantada na área da sua licença de distribuição de gás natural, podendo daí obter sinergias importantes. O seu curto período de actividade ainda não permite realizar uma análise adequada da sua evolução, tendo em vista as suas perspectivas de crescimento.

**Figura 1-20 - Evolução do número de clientes da Duriensegás, Dianagás e Medigás**



**Figura 1-21 - Evolução da rede de baixa pressão da Duriensegás, Dianagás e Medigás**



A análise da Figura 1-20 e da Figura 1-21 permite verificar o paralelismo entre o número de clientes e a extensão das redes para a Duriensegás, Dianagás e Medigás.

Importa salientar que nos anos de 2003, 2004 e 2005 o consumo da Dianagás é superior ao da Medigás para um número de clientes e extensão de rede de baixa pressão sensivelmente idênticos. Esse facto é explicado pela forte influência dos clientes industriais da cidade de Évora que, sendo poucos, representam um consumo apreciável.

## 2 ANÁLISE ESTATÍSTICA E ECONOMETRICA

### 2.1 ANÁLISE GRÁFICA E ESTATÍSTICA DESCRITIVA

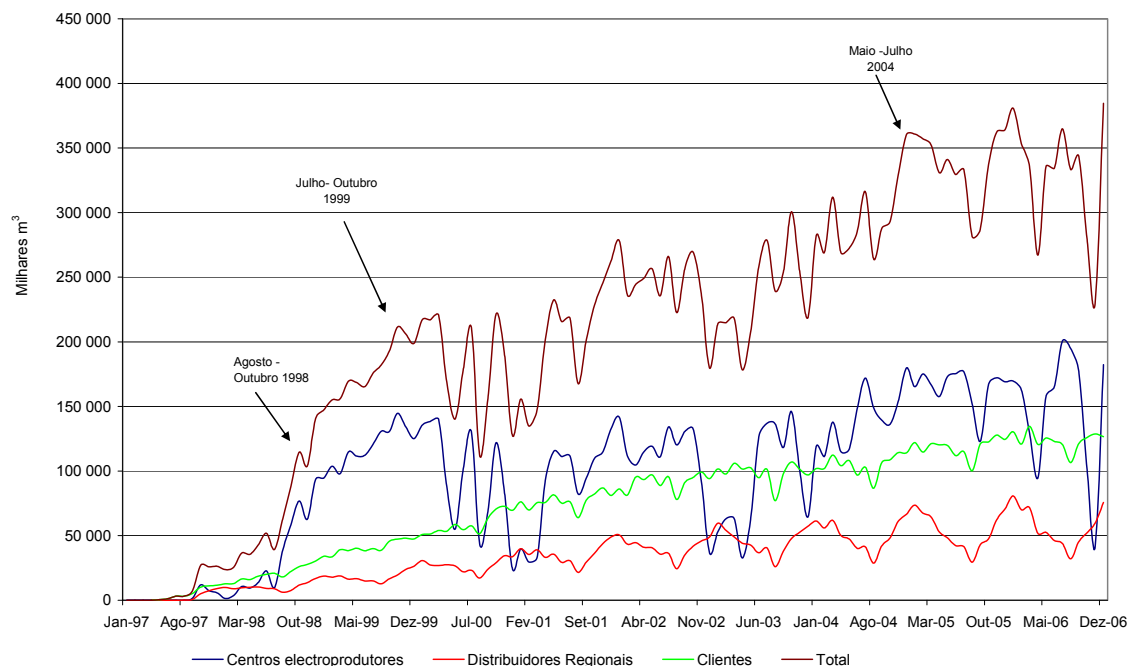
Recorrendo à análise gráfica, a Figura 2-1 mostra que a evolução das quantidades totais consumidas de gás natural está muito dependente das aquisições dos centros electroprodutores. Procurou-se identificar as principais variações mensais ocorridas nas vendas de gás natural aos clientes da Transgás entre Janeiro de 1997 e Dezembro de 2006, desagregadas por distribuidoras de gás natural, clientes directos e produtores de energia eléctrica.

Observa-se que estes consumos, embora crescentes, têm evoluído de uma forma extremamente volátil, sendo a evolução destes consumos efectuada por patamares, associados à entrada em funcionamento de grupos produtores de energia eléctrica. Na figura estão evidenciados os principais patamares de crescimento, em grande medida associados à entrada em serviço de novos grupos.

A Figura 2-1 mostra igualmente que o gás natural vendido aos clientes directos tem crescido de uma forma relativamente constante.

Pelo seu lado, as quantidades adquiridas de gás natural pelas distribuidoras regionais caracterizam-se por uma forte sazonalidade: entre 1999 e 2006 os consumos mínimos verificaram-se sempre no mês de Agosto e os consumos máximos nos meses de Janeiro ou de Dezembro.

Figura 2-1 - Evolução das vendas de gás natural



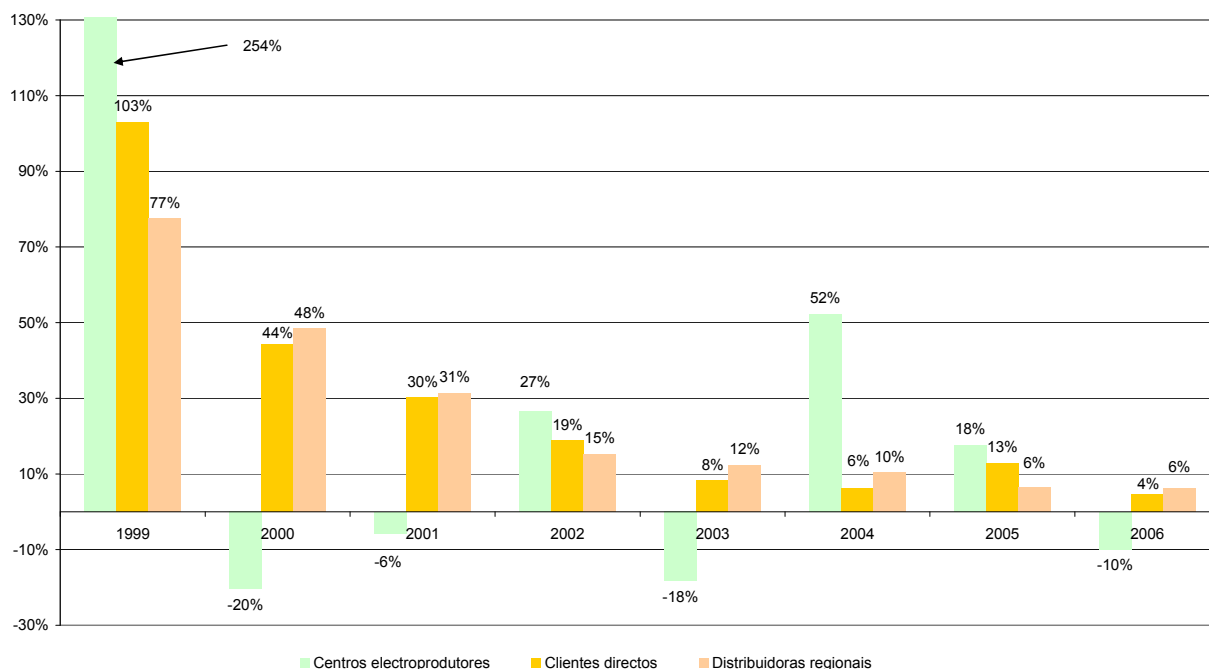
Nota: Dados Transgás, quantidades facturadas

A Figura 2-2 apresenta as taxas de crescimento médias anuais dos consumos de gás natural pelos centros electroprodutores, pelos clientes directos e pelas distribuidoras regionais. De um modo geral, observa-se uma diminuição das taxas de crescimento, observa-se igualmente que os centros electroprodutores alternam taxas de crescimento negativas com taxas de crescimento positivas.

A volatilidade da evolução do consumo do gás natural é definida em termos marginais, pelo desvio-padrão da taxa de variação mensal. Entre 1999 e 2006, o desvio-padrão da taxa de variação mensal foi de:

- 51% no caso do gás natural vendido aos centros electroprodutores.
- 19% no caso do gás natural vendido às distribuidoras regionais.
- 9% no caso do gás natural vendido aos clientes directos.

Figura 2-2 - Taxa de crescimento médio anual



Nota: Dados Transgás, quantidades facturadas

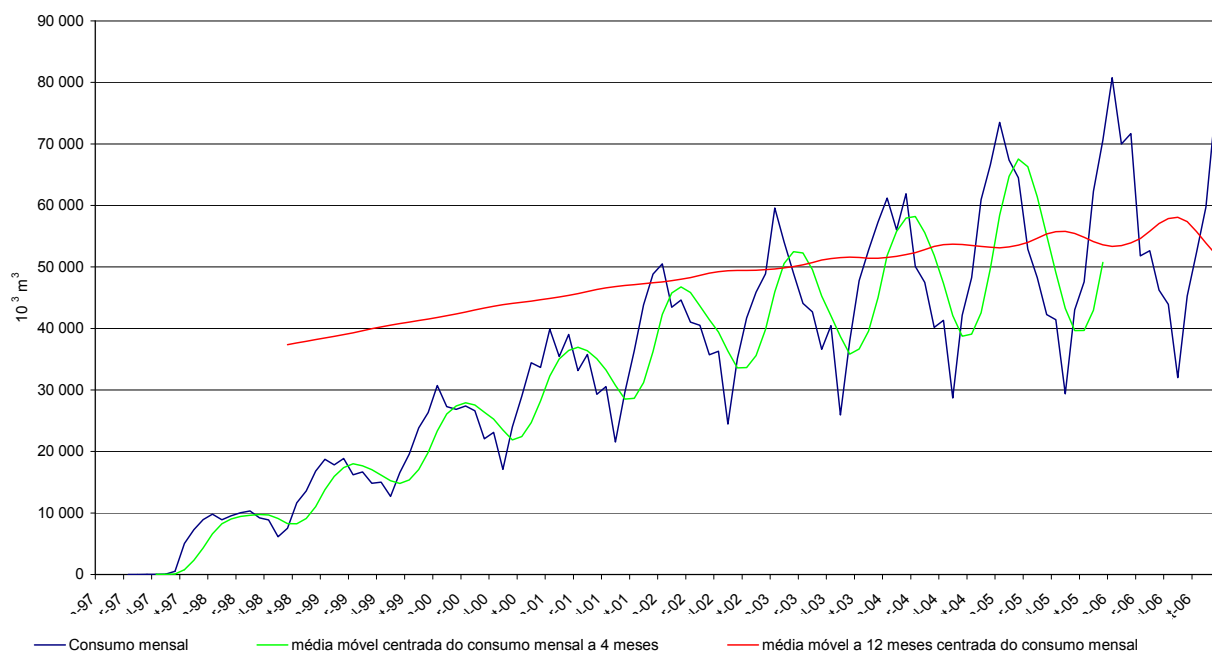
O Quadro 2-1 apresenta alguns dados estatísticos que ilustram o crescimento que se tem verificado nos últimos anos. Assim, entre 1997 e 2006, as maiores aquisições verificaram-se sempre em 2006, qualquer que seja o tipo de cliente considerado, sendo que os valores máximos são cerca de 2 vezes superiores aos valores médios verificados entre 1997 e 2006.

Quadro 2-1 - Alguns dados estatísticos

	Unidade: m <sup>3</sup> (n)		
	Centros electroprodutores	Distribuidoras regionais	Clientes directos
Quantidades médias adquiridas	99 382 852	34 816 952	75 656 294
Quantidades máximas adquiridas	200 463 201	80 759 704	134 630 935
Mês em que se verificou maiores quantidades adquiridas	Jul-06	Jan-06	Mar-06

Como foi referido, as vendas de gás natural às distribuidoras apresentam um carácter sazonal. A Figura 2-3 evidencia este facto ao apresentar a evolução das vendas de gás natural por parte da Transgás às distribuidoras regionais, assim como as respectivas médias móveis centradas a 4 e 12 meses.

Figura 2-3 - Vendas de gás natural às distribuidoras de gás natural



Tendo em conta que as séries temporais se caracterizam por contemplar as componentes de tendências, as sazonais, as cíclicas e as irregulares, numa primeira abordagem pode-se concluir que:

- A série das vendas aos produtores de energia eléctrica tem uma componente irregular muito pronunciada.
- A série das vendas aos clientes directos e às distribuidoras regionais apresentam uma tendência crescente pronunciada, embora em fase de decréscimo relativo.
- A série das vendas às distribuidoras regionais apresenta uma tendência sazonal bastante vincada.

A análise da correlação dos consumos mensais de gás natural por parte dos centros electroprodutores, das distribuidoras de energia eléctrica e dos clientes directos, que decorre da observação do Quadro 2-2 sustenta o tratamento diferenciado da evolução da procura do gás natural por parte dos centros electroprodutores, por um lado, e por parte das distribuidoras regionais e dos clientes directos, por outro lado.

Embora o padrão de evolução das quantidades adquiridas pelas distribuidoras e pelos clientes directos seja diferente, estes têm um elevado coeficiente de correlação, 0,93. Pelo contrário, a evolução das quantidades adquiridas pelos centros electroprodutores não apresenta uma correlação tão significativa com as quantidades adquiridas pelas distribuidoras de energia eléctrica, 0,62, e pelos clientes directos, 0,71.

**Quadro 2-2 - Correlações das quantidades adquiridas mensalmente**

	Centros electroprodutores	Distribuidoras regionais	Clientes directos
Centros electroprodutores	1,00		
Distribuidoras regionais	0,62	1,00	
Grandes clientes	0,71	0,93	1,00

## 2.2 VARIÁVEIS EXPLICATIVAS DA EVOLUÇÃO DA PROCURA

Este ponto visa identificar variáveis explicativas da evolução do consumo de gás natural em Portugal. As primeiras variáveis identificadas são o preço do gás natural e de outros combustíveis substitutos, assim como variáveis macroeconómicas e climatéricas.

Numa primeira análise sobre as variáveis explicativas (variáveis independentes) da evolução da procura de gás natural interessa perceber se as variáveis escolhidas apresentam alguma relação com a variável que queremos estudar (variável dependente), neste caso a procura de gás natural mensal medido em  $m^3(n)$  ou, se, pelo contrário, são acontecimentos independentes e, como tal, não apresentam uma relação.

Para medir esta relação entre as variáveis vamos-nos socorrer de dois instrumentos estatísticos: a análise de correlação (ilustrada com gráficos de dispersão) e a análise da regressão.

Esta análise é uma primeira abordagem. A interpretação dos resultados é efectuada com cautela pelo facto do gás natural em Portugal ter sido introduzido há relativamente pouco tempo, sendo que muito da dinâmica da evolução do consumo de gás natural em Portugal se deve ao próprio efeito do arranque do sector e não depender em si de nenhum factor externo. Posteriormente serão desenvolvidas análises com séries estatísticas mais longas e com aplicação de mais metodologias.

### 2.2.1 GRÁFICOS DE DISPERSÃO

Numa primeira abordagem, a análise de correlação é importante no sentido de se averiguar da existência ou não de uma relação entre duas variáveis, bem como a forma que essa relação assume, isto é, saber se estamos perante uma correlação positiva ou uma correlação negativa. Caso a variável dependente varie no mesmo sentido que a variável explicativa, estamos perante uma correlação positiva; caso aconteça o contrário, estamos perante uma correlação negativa.

Iremos analisar a correlação entre duas variáveis a qual se designa por correlação simples. O diagrama de dispersão permite a representação gráfica da correlação simples que pretendemos analisar entre as variáveis explicativas e a variável independente (consumo de gás natural).

As variáveis em análise são os preços dos bens substitutos e os preços do gás natural, por um lado, e outras variáveis independentes, tais como o VAB e o clima.

## PREÇOS

Para além dos preços médios do gás natural, os preços escolhidos foram seleccionados por dizerem respeito a bens, potencialmente, substitutos do gás natural. Em termos económicos, um bem substituto de outro bem é um bem que pode assegurar a mesma função e representar a mesma utilidade para o consumidor do que esse bem, embora não tenha precisamente as mesmas características. Quando o preço de um bem aumenta a sua procura diminui, mas em contrapartida, a procura do bem substituto deverá aumentar.

Assim, neste ponto foram escolhidas como variáveis explicativas respeitantes a bens substitutos, o preço do fuelóleo com teor de enxofre superior a 1%, comercializável até Dezembro de 2002, o preço do fuelóleo com teor de enxofre inferior a 1%, o preço do gasóleo de aquecimento, a cotação do *brent*, o preço da electricidade, o preço do butano em garrafas, o preço do butano em granel, o preço do propano em garrafas, o preço do propano em granel e o preço do propano canalizado. Adicionalmente, como variáveis explicativas foram igualmente seleccionadas as tarifas de gás natural dos clientes domésticos e dos clientes industriais homologadas pela Direcção Geral de Geologia e Energia (DGGE) e o preço médio<sup>4</sup> dos consumos dos centros electroprodutores, das distribuidoras regionais e dos clientes directos.

Os dados mensais considerados iniciam-se em Janeiro de 1999 e terminam em Dezembro de 2006, com excepção dos preços dos Gases de Petróleo Liquefeitos, GPL, cujas séries estão compreendidas entre Janeiro de 2004 e Dezembro de 2006.

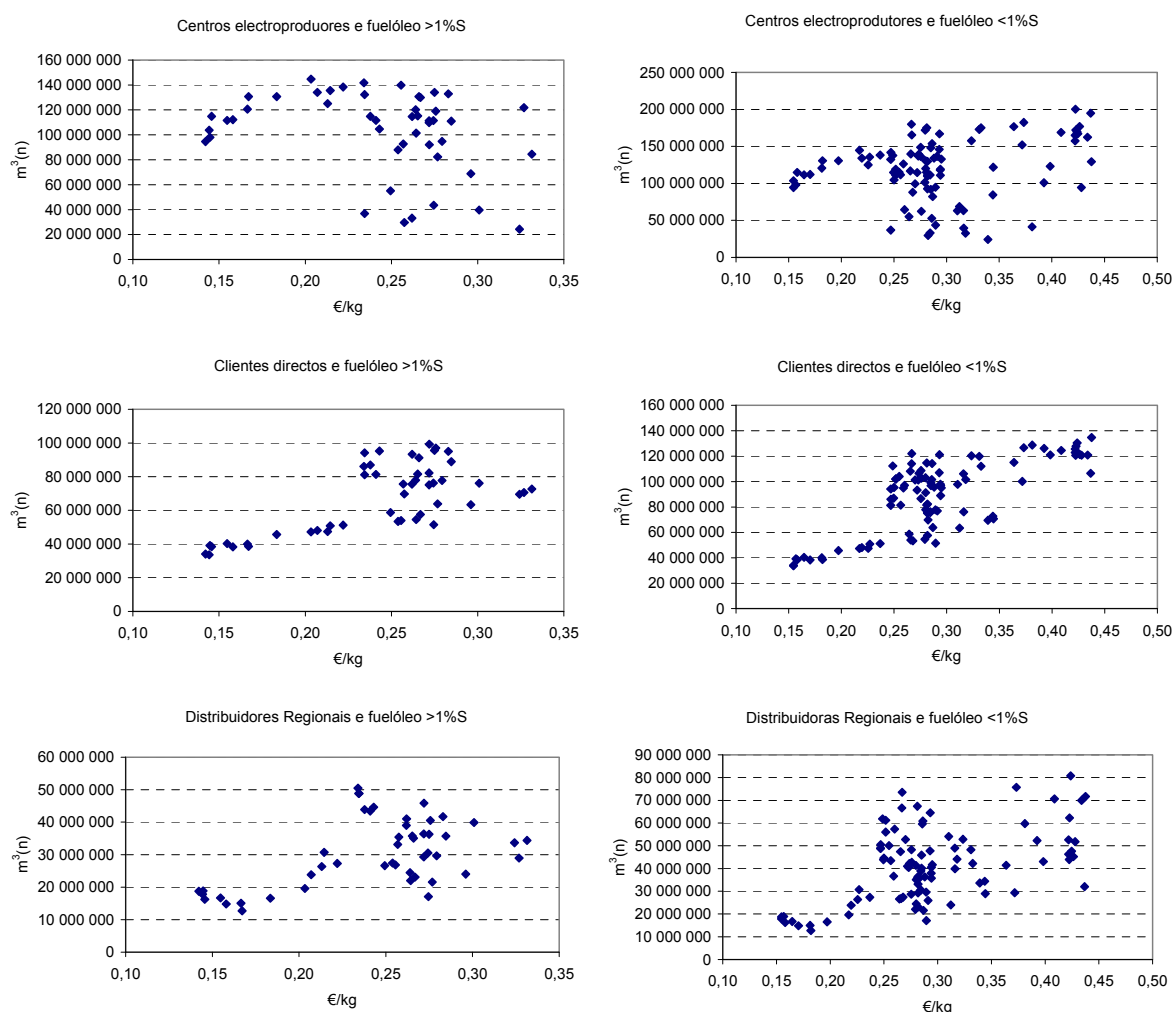
Na Figura 2-4 apresenta-se os diagramas de dispersão que permitem a visualização gráfica da relação entre as quantidades consumidas pelos centros electroprodutores, pelas distribuidoras regionais e pelos clientes directos e o preço médio do fuelóleo com teor de enxofre inferior e superior a 1%.

---

<sup>4</sup> Preço médio<sub>i</sub> = Facturação Transgás<sub>i</sub>/Quantidades Transgás vendidas<sub>i</sub>, em que i = centros electroprodutores, distribuidoras regionais e clientes directos.



**Figura 2-4 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do fuelóleo**



A análise dos diversos diagramas de dispersão sugere que não existe uma relação entre o consumo de gás natural por parte dos centros electroprodutores e o preço médio dos dois tipos de fuelóleo, a partir de determinado nível no preço dos dois tipos de fuelóleo.

A aparente correlação existente entre os consumos iniciais das distribuidoras regionais e dos clientes directos e os níveis de preços de fuelóleo poderá apenas dever-se a uma relação espúria<sup>5</sup>. Esta relação poderá resultar do facto do preço do fuelóleo encontrar-se num nível reduzido na fase de arranque do

<sup>5</sup> Uma relação espúria ocorre quando dois acontecimentos, não apresentando uma relação de causa/efeito entre si, a consideração de um terceiro elemento, comum aos dois acontecimentos, introduz uma casualidade inexistente entre os dois acontecimentos iniciais.

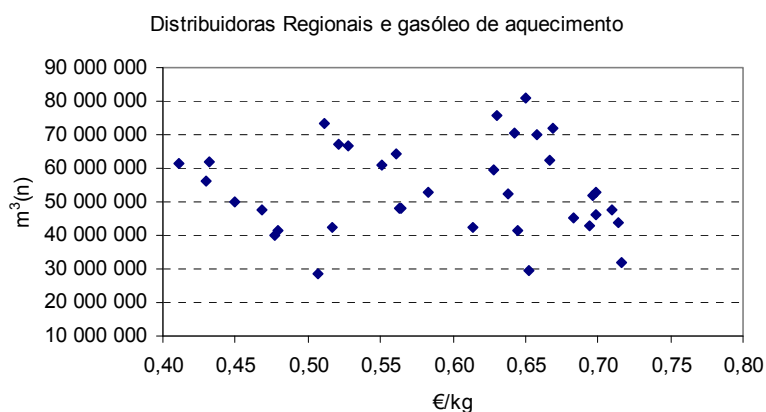
gás natural em Portugal, sendo que o crescimento do consumo de gás natural e do preço do fuelóleo em simultâneo poderá ser fruto de factores que não estão forçosamente relacionados.

Todavia, registre-se que os clientes directos com cogeração podem possuir motores bi-fuel que lhes permite realizar o *switching* entre o gás natural e o fuelóleo.

A relação entre as quantidades adquiridas pelos clientes directos e pelas distribuidoras regionais e os preços do fuelóleo será analisada econometricamente, com mais detalhe, mais adiante.

A Figura 2-5 apresenta o diagrama de dispersão do consumo de gás natural pelas distribuidoras regionais e do preço do gasóleo de aquecimento.

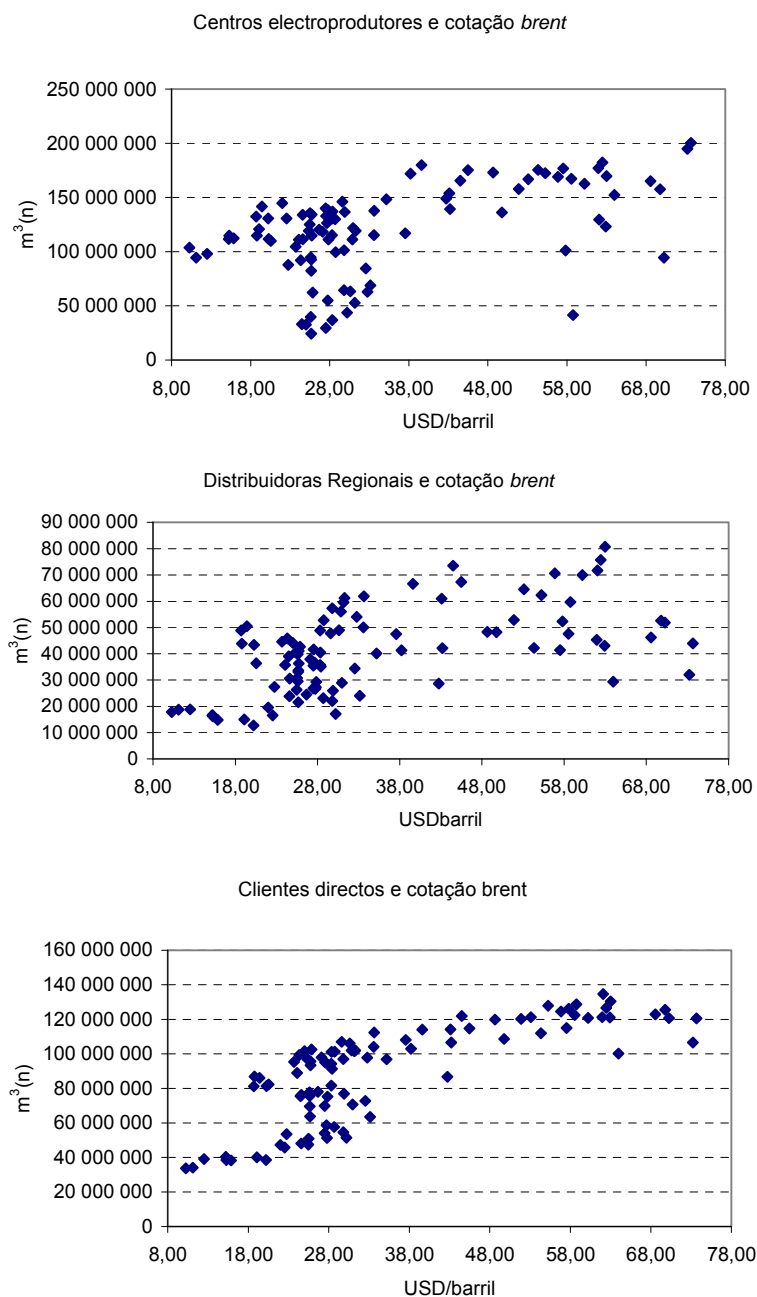
**Figura 2-5 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do gasóleo de aquecimento**



Pela análise da figura conclui-se que dificilmente existirá uma relação entre o consumo das distribuidoras regionais e o valor mensal do preço médio do gasóleo de aquecimento. Mais adiante, avalia-se a existência ou não de uma relação entre estas duas variáveis através de uma análise econométrica.

A Figura 2-6 apresenta o diagrama de dispersão do consumo de gás natural e da cotação média mensal do *brent*.

**Figura 2-6 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e da cotação média mensal do *brent***



A análise da figura permite-nos indicar que no caso dos centros electroprodutores e das distribuidoras regionais não existe uma relação clara entre os seus consumos de gás natural e a cotação do *brent*.

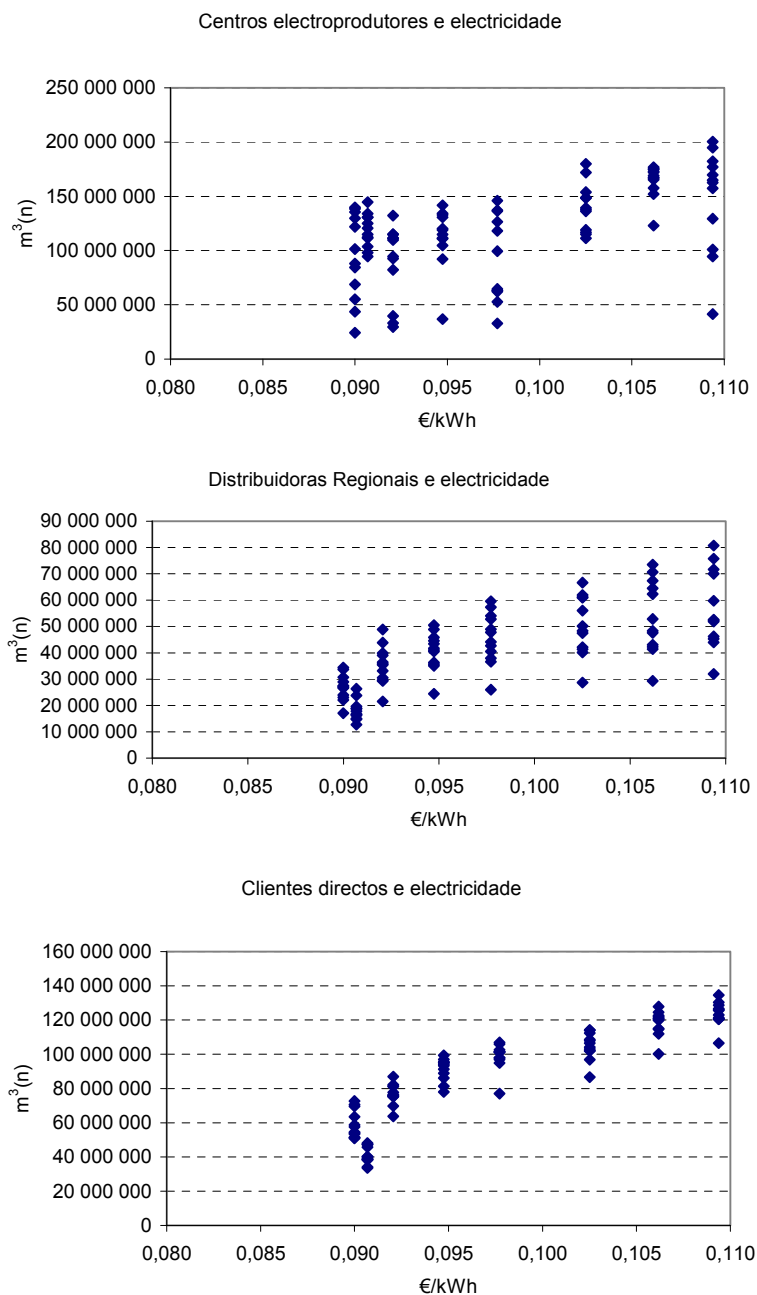
No entanto, o consumo de gás natural por parte dos clientes directos aparenta uma correlação positiva com a cotação do petróleo. A explicação para tal relação poderá estar na simultaneidade da evolução do

preço do *brent* e do preço do fuel, que a análise às correlações efectuada no ponto seguinte evidencia, tornando o gás natural mais competitivo face ao fuel. Salienta-se que a actualização dos preços de gás natural face a um cabaz de preços de petróleos, decorrente do contrato de aquisição de gás natural em regime de *take or pay* celebrado com a SONATRACH, apresenta um desfasamento de seis meses face às actualizações desses preços.

Uma análise econométrica será efectuada de modo a analisar esta relação.

A Figura 2-7 apresenta o diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço da electricidade.

Figura 2-7 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço da electricidade

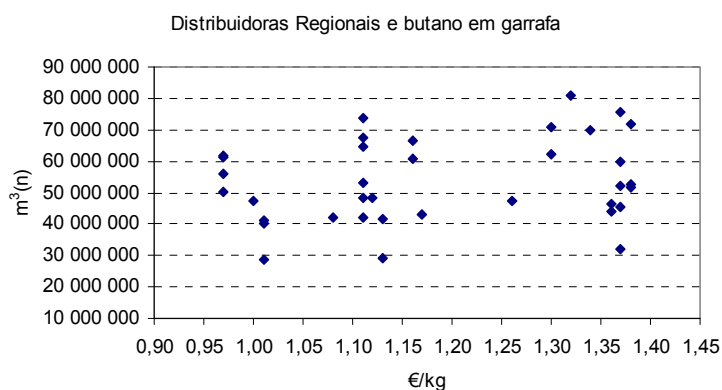


Os preços considerados para a electricidade são os preços médios das tarifas de venda a clientes finais que apenas variam anualmente e não mensalmente, justificando desta forma a concentração das observações no diagrama de dispersão. Pela análise da figura, concluímos que poderá existir uma relação entre os consumos de gás natural das distribuidoras regionais e dos clientes directos face ao preço médio da tarifa de venda a clientes finais. Contudo, o crescimento do preço da energia eléctrica, conjuntamente com o da procura do gás poderá também ser fruto da existência de uma relação espúria.

Por outro lado, o reduzido tamanho da amostra dos preços da energia eléctrica não permite efectuar uma análise econométrica.

A Figura 2-8 apresenta o diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço do butano em garrafas.

**Figura 2-8 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do butano em garrafas**



A análise do diagrama de dispersão permite concluir que as duas variáveis não apresentam uma clara relação entre si. As distribuidoras regionais para abastecerem uma área com gás natural precisam, em primeiro lugar, de dispor de redes de distribuição.

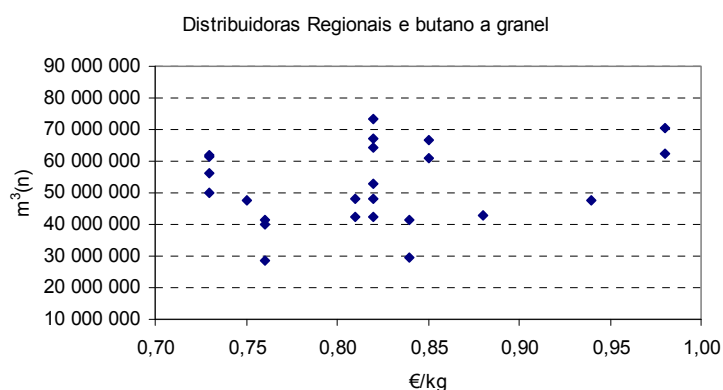
Assim, o facto de um cliente querer trocar o seu abastecimento através de garrafas de butano para gás natural poderá não influenciar o consumo de gás natural, caso a área de implantação do consumidor em causa não esteja na zona de influência das redes de distribuição de gás natural. É necessário que, tecnicamente, essa mudança seja possível, independentemente da evolução do preço do butano em garrafa. Por outro lado, quando o consumidor já se encontra abastecido por gás natural dificilmente voltará à situação inicial, por comodidade.

A análise econométrica efectuada procurará confirmar a pouca relação existente entre as quantidades de gás natural adquiridas pelas distribuidoras regionais e o preço do butano garrafa.

Os clientes directos não foram objecto de análise por o consumo deste tipo de combustível não ter expressão face ao patamar de consumo energético (equivalente a 2 milhões m<sup>3</sup>(n) de gás natural), que os caracteriza.

A Figura 2-9 apresenta a correlação entre o consumo de gás natural e o preço do butano em granel.

**Figura 2-9 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do butano em granel**



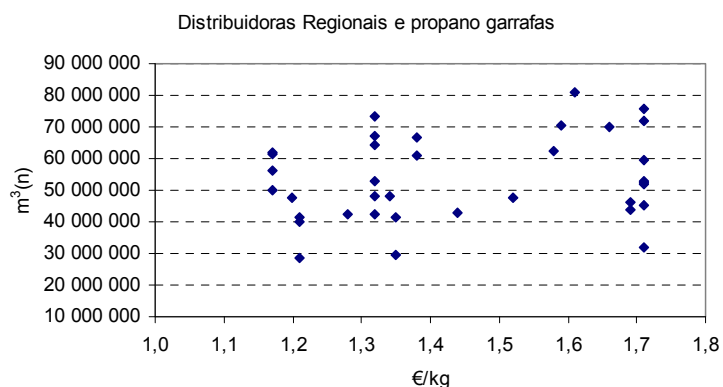
Tal como referido anteriormente, a análise do diagrama permite concluir que não existe uma correlação entre o consumo de gás natural por parte das distribuidoras regionais e o preço mensal do butano em granel. A justificação referida na análise anterior é igualmente aplicável nesta relação.

Efectuar-se-á uma análise econométrica de modo a poder confirmar a análise gráfica.

Os clientes directos não foram objecto de análise na medida em que os grandes industriais, em especial as cerâmicas, consomem tradicionalmente propano a granel, quando confrontados com a necessidade de consumirem combustíveis gasosos em alternativa ao gás natural.

A Figura 2-10 apresenta a correlação entre o consumo de gás natural e o preço do propano em garrafas.

**Figura 2-10 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do propano em garrafas**



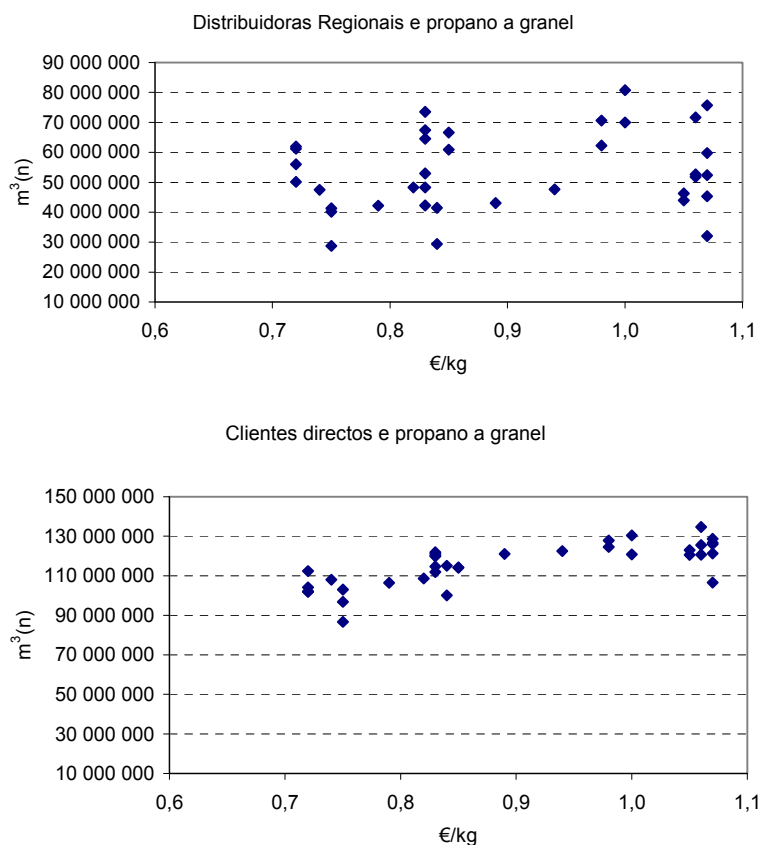
A análise do diagrama de dispersão permite concluir que não existe uma correlação entre os consumos de gás natural por parte das distribuidoras regionais e o preço mensal do propano em garrafas.

Os clientes directos não foram objecto de análise por o consumo do propano em garrafas não ter uma expressão relevante face ao seu consumo energético pelas mesmas razões evocadas aquando da análise do butano em garrafa.

Como nos dois casos anteriores efectuar-se-á uma análise econométrica de modo a confirmar ou não a análise gráfica.

A Figura 2-11 apresenta a correlação entre o consumo de gás natural e o preço do propano a granel.

**Figura 2-11 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do propano a granel**



Pela análise do diagrama de dispersão podemos concluir que não existe uma correlação entre os consumos de gás natural por parte das distribuidoras regionais e o preço mensal do propano a granel. A explicação para este facto reside no efeito tempo e no efeito elasticidade. Com o tempo, o preço dos bens tem tendência para aumentar e devido à maior taxa de penetração das redes de gás natural, os

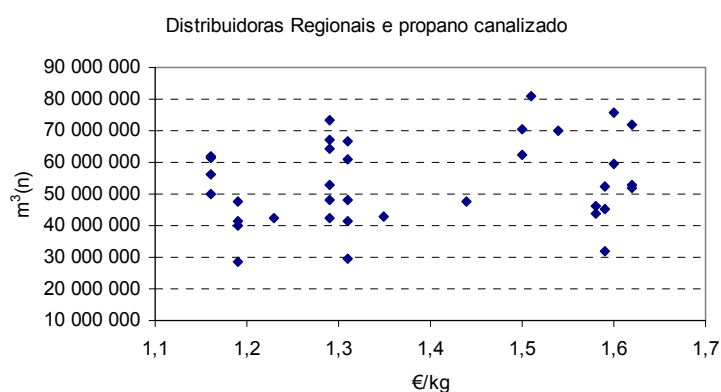


consumos tendem igualmente a aumentar - efeito tempo. Por outro lado, à medida que os preços aumentam, os consumos podem apresentar alguma contracção - efeito elasticidade.

No entanto, os consumos dos clientes directos encontram-se positivamente correlacionados com os preços do propano a granel. A análise econométrica procurará evidenciar o âmbito desta correlação.

A Figura 2-12 apresenta a correlação entre o consumo de gás natural e o preço do propano canalizado.

**Figura 2-12 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do propano canalizado**

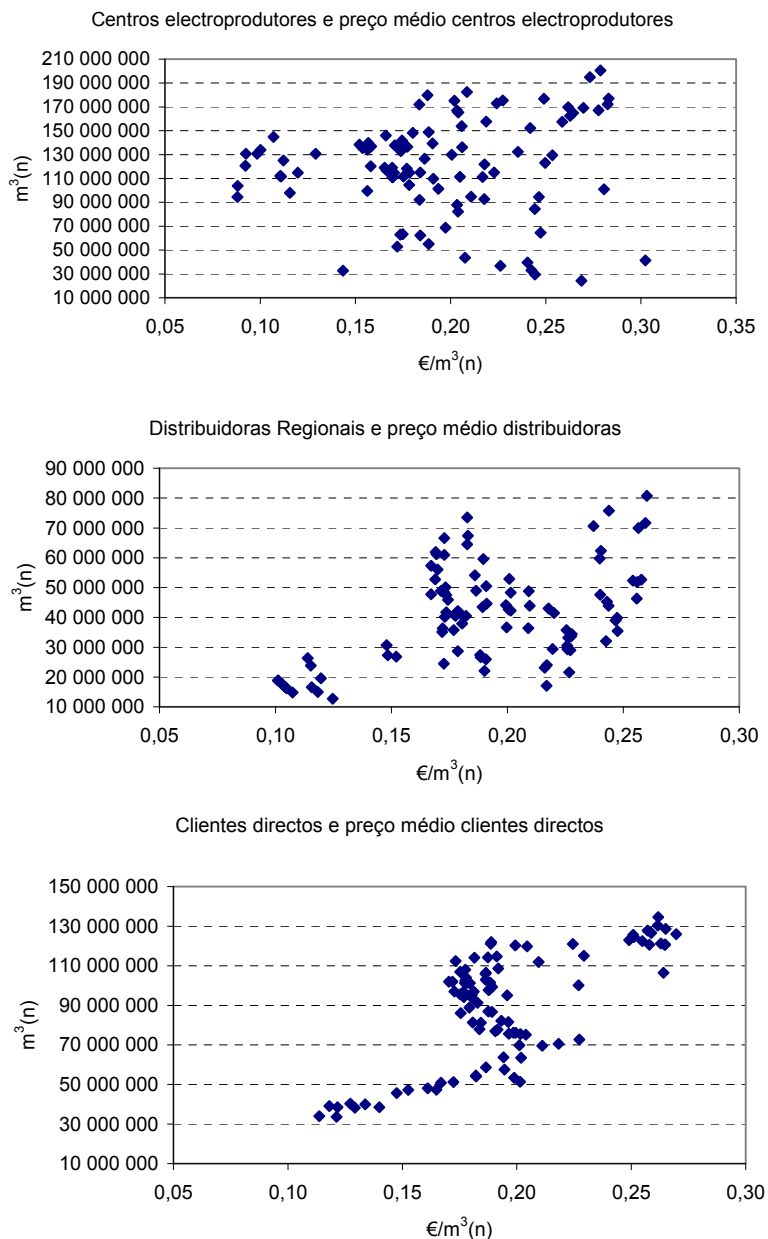


O diagrama de dispersão apresentado na figura anterior permite indicar que não existe uma relação entre o preço mensal do propano canalizado e o consumo de gás natural por parte das distribuidoras regionais. Tal como na figura anterior, a explicação para o diagrama poderá encontrar-se no efeito tempo e no efeito elasticidade. Esta análise será completada com uma análise econométrica.

Os clientes directos não foram objecto de análise por não consumirem este combustível fornecido deste modo.

A Figura 2-13 apresenta o digrama de dispersão entre o consumo de gás natural e o seu preço médio.

Figura 2-13 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do seu preço médio mensal



Nos três diagramas de dispersão apresentados a única relação aparente é a existente entre o preço médio e o consumo dos clientes directos. Contudo, esta não é uma relação linear. Assim, ao longo do tempo dois factores parecem interagir, com efeitos opostos:

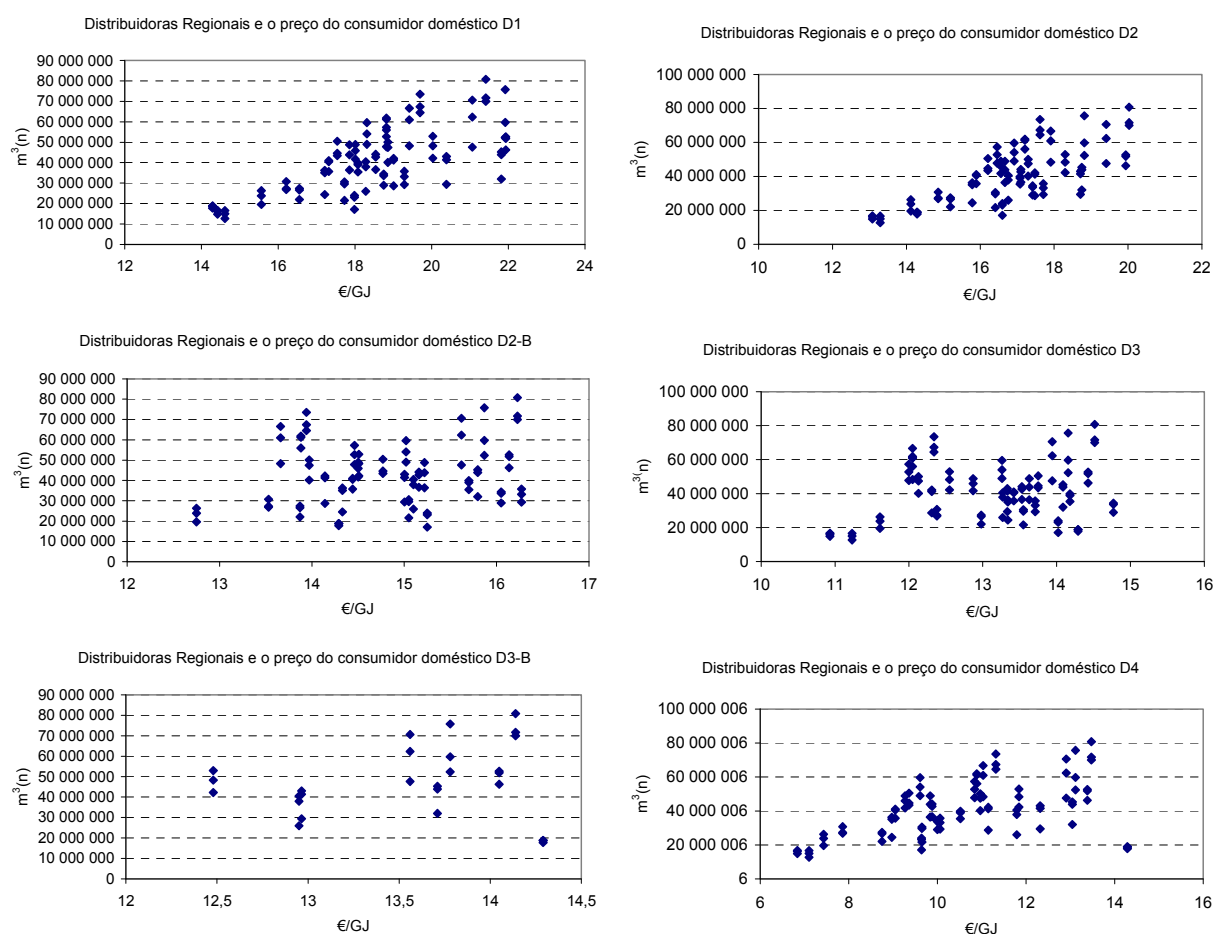
- O factor tempo associado à penetração das redes que leva ao aumento do consumo de gás natural, independentemente do aumento do seu preço com o tempo. Este efeito é particularmente visível nos primeiros momentos.

- O efeito elasticidade procura - preço que leva à diminuição da procura do gás natural com o aumento do seu preço.

Observa-se um comportamento semelhante, embora de uma forma muito mais difusa, entre as quantidades adquiridas pelas distribuidoras regionais e o seu preço médio.

A Figura 2-14 apresenta o diagrama de dispersão do consumo de gás natural das distribuidoras regionais e da tarifa mensal dos clientes domésticos.

**Figura 2-14 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural das distribuidoras e da tarifa doméstica mensal**



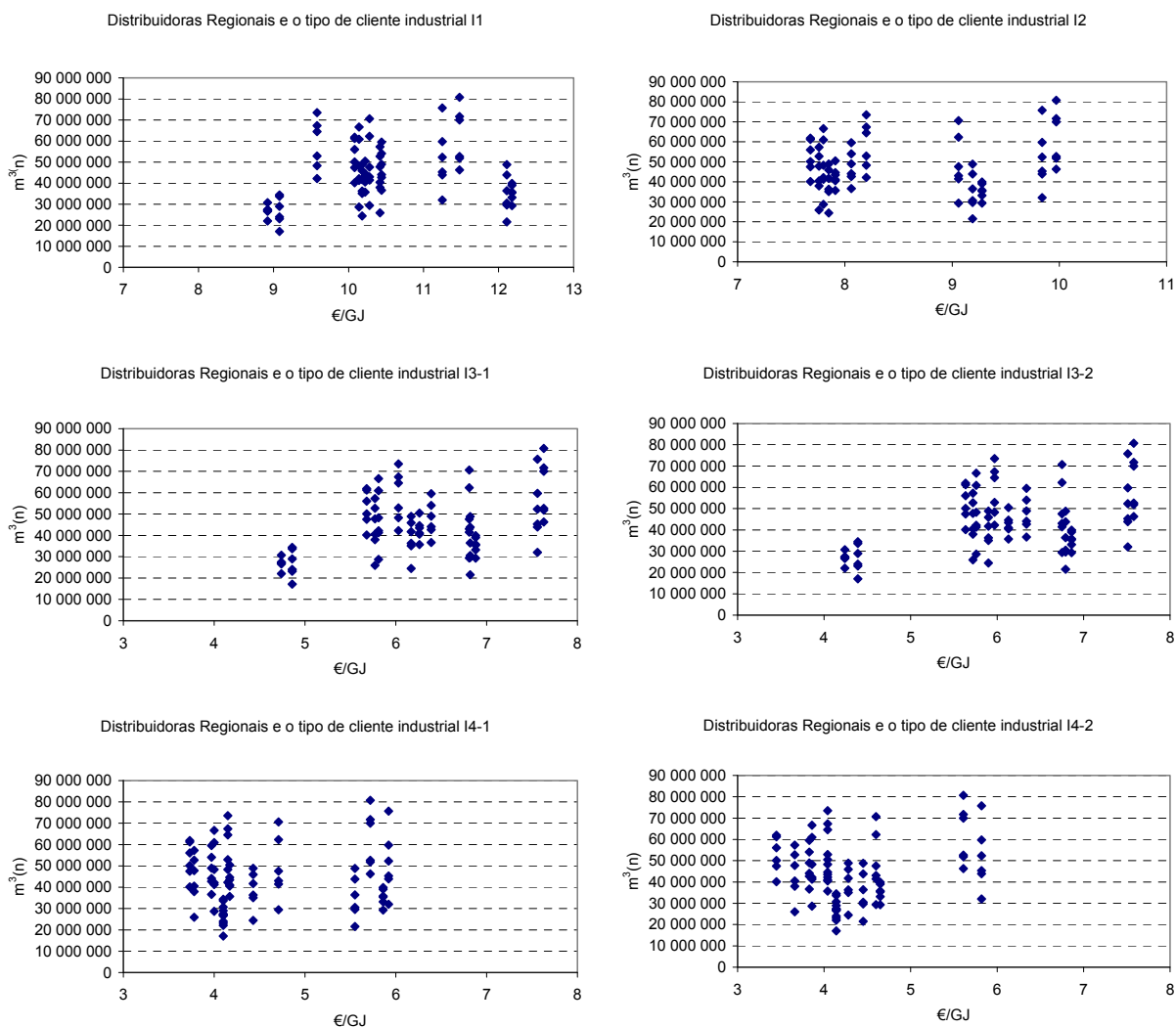
Pela análise dos diversos diagramas de dispersão conclui-se que não existe uma correlação entre as tarifas<sup>6</sup> mensais dos clientes domésticos, D2-B, D3 e D3-B, e os consumos de gás natural por parte das distribuidoras regionais. As tarifas dos clientes domésticos D1, D2 e D4 que aparentam uma correlação com o consumo de gás natural das distribuidoras dever-se-á justificar pela existência de uma relação espúria.

O mesmo exercício foi realizado para os clientes industriais tal como se apresenta na Figura 2-15.

---

<sup>6</sup> As tarifas domésticas têm os seguintes escalões: D1=8,37 GJ; D2= 16,79 GJ; D2B=33,5 GJ; D3B=83,7; D3B=125,6; D4B=1047

**Figura 2-15 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural das distribuidoras e da tarifa industrial mensal <sup>7</sup>**



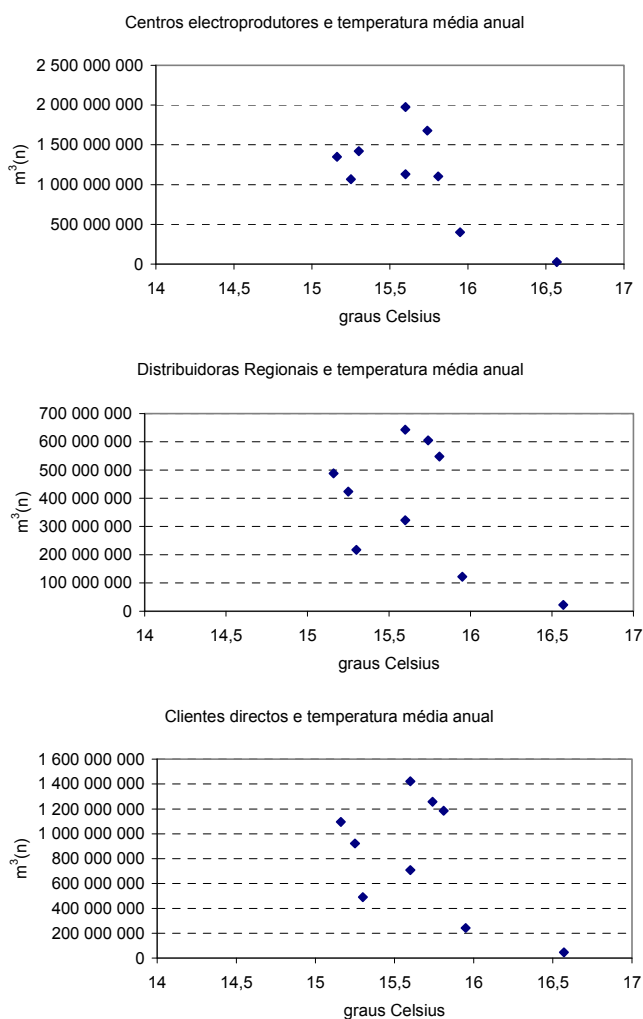
A análise dos vários diagramas de dispersão permite indicar que a existir uma relação entre estas variáveis, esta poderá ser uma ligeira correlação negativa entre os consumos mensais das distribuidoras regionais e a tarifa do cliente industrial do tipo I1.

<sup>7</sup> As tarifas industriais têm os seguintes escalões: I<sub>1</sub> = 418,6 GJ; I<sub>2</sub> = 4 186 GJ; I<sub>3-1</sub> e I<sub>3-2</sub> = 41 860 GJ, I<sub>4-1</sub> e I<sub>4-2</sub> = 418 600 GJ.

**OUTRAS VARIÁVEIS INDEPENDENTES**

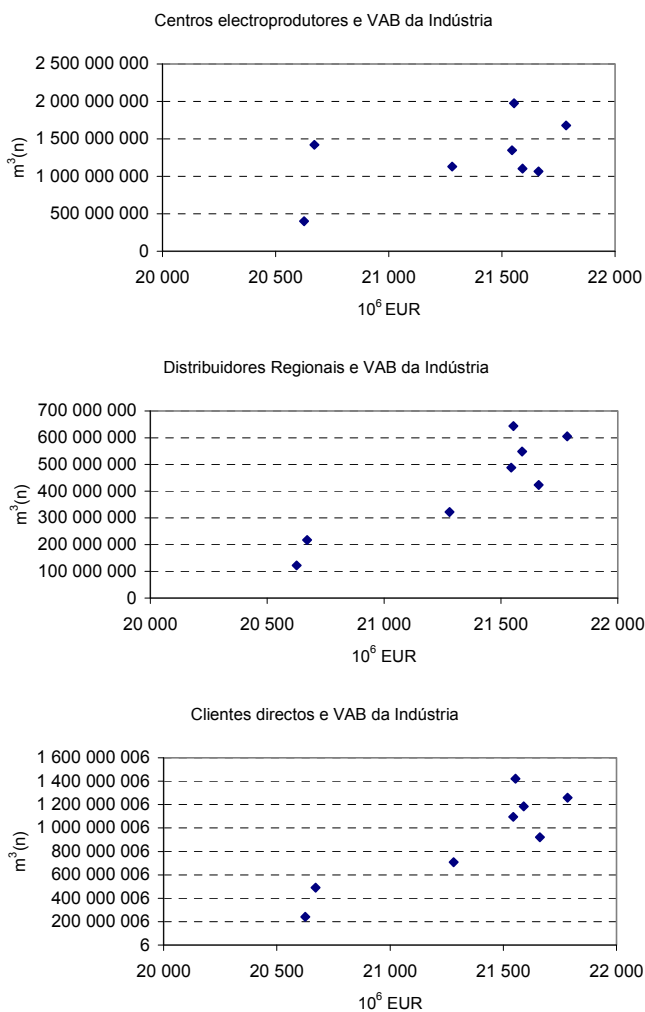
No que respeita às restantes variáveis independentes, as séries disponíveis são séries muito curtas, com menos de dez observações, o que impossibilita a realização de testes paramétricos. Deste modo, este ponto apenas visa ilustrar a evolução da procura de gás natural por tipo de consumidores conjuntamente com a evolução de outros factores tais como a temperatura média anual, o VAB e o VAB *per capita*. Não se pretende tirar qualquer conclusão sobre a relação existente, pretende-se, sim, indagar da necessidade de realização de estudos mais aprofundados, como, por exemplo, análises de dados em painel para as distribuidoras regionais.

A Figura 2-16 apresenta o diagrama de dispersão relativo à evolução das quantidades adquiridas por tipo de clientes e à evolução da temperatura média anual no território nacional. A evolução destas duas variáveis apresenta um padrão totalmente diferente.

**Figura 2-16 - Diagrama de dispersão entre as quantidades adquiridas e a temperatura média anual**

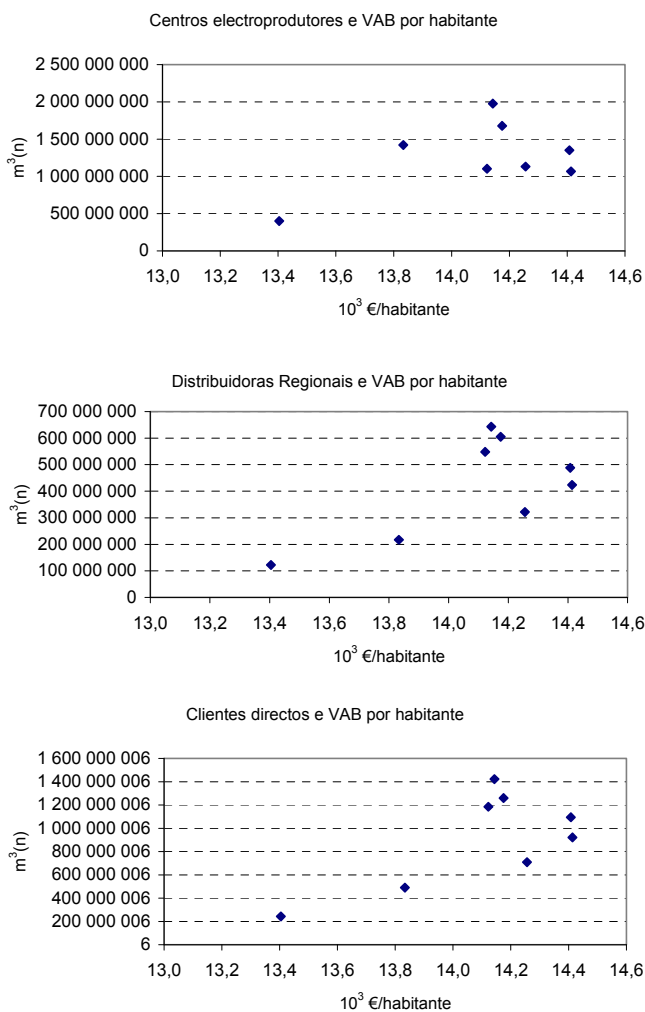
A Figura 2-17 apresenta o diagrama de dispersão relativo à evolução das quantidades adquiridas por tipo de clientes e a evolução do VAB da indústria. Observa-se que a evolução das quantidades adquiridas das distribuidoras regionais e dos clientes directos evoluem, grosso modo, em consonância com a evolução do VAB da indústria.

**Figura 2-17 - Análise de dispersão entre as quantidades adquiridas e o VAB da indústria**



A Figura 2-18 apresenta o diagrama de dispersão relativo à evolução das quantidades adquiridas por tipo de clientes e à evolução do VAB por habitante. Observa-se que a evolução das quantidades adquiridas das distribuidoras regionais e dos clientes directos evoluem, grosso modo, em consonância com a evolução do VAB por habitante, embora esta tendência seja menos clara do que no caso anterior, do VAB da indústria.

Figura 2-18 - Análise de dispersão entre as quantidades adquiridas e o VAB por habitante



## 2.2.2 ANÁLISE DA CORRELAÇÃO ENTRE AS VARIÁVEIS INDEPENDENTES (PREÇOS)

O Quadro 2-3 apresenta a correlação entre as variáveis independentes com séries mensais. Neste caso, apenas se encontram os preços do gás natural e dos bens substitutos. O intuito desta análise reside na tentativa de identificar variáveis que, por apresentarem andamentos parecidos entre si, possam ser substituídas por outras variáveis aquando da construção de regressões.



Quadro 2-3 - Correlação entre as variáveis explicativas

	Electricidade	Cotação Brent	Fuelóleo >1%S	Fueóleo < 1%S	Gasóleo de aquecimento	Butano Garrafas(I) €/kg	Butano Granel(II) €/Kg	Propano Garrafas (I) €/Kg	Propano Granel (II) €/Kg	Propano Canalizado (II) €/Kg	Preços médios centros electroprodutores	Preços médios distribuidores regionais	Preços médios clientes directos
Electricidade	1,00												
Cotação Brent	0,90	1,00											
Fuelóleo >1%S	0,24	0,87	1,00										
Fueóleo < 1%S	0,72	0,89	1,00	1,00									
Gasóleo de aquecimento	0,84	0,97		0,95	1,00								
Butano Garrafas(I) €/kg	0,90	0,88		0,90	0,88	1,00							
Butano Granel(II) €/Kg	0,91	0,86		0,90	0,86	0,99	1,00						
Propano Garrafas (I) €/Kg	0,90	0,87		0,90	0,87	1,00	1,00	1,00					
Propano Granel (II) €/Kg	0,92	0,88		0,90	0,87	1,00	1,00	1,00	1,00				
Propano Canalizado (II) €/Kg	0,91	0,87		0,90	0,87	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00			
Preços médios centros electroprodutores	0,60	0,75	0,72	0,83	0,91	0,87	0,85	0,86	0,86	0,86	1,00		
Preços médios distribuidores Regionais	0,49	0,73	0,86	0,89	0,90	0,93	0,94	0,93	0,93	0,94	0,89	1,00	
Preços médios clientes directos	0,68	0,88	0,96	0,97	0,91	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,87	0,92	1,00

No quadro encontram-se assinaladas as correlações superiores a 0,90. Da sua observação conclui - se:

- Correlação entre 0,90 e 0,92 entre o preço da electricidade e o preço do butano em garrafa, do butano em granel, do propano em garrafa, do propano em granel e do propano canalizado.
- Correlação acima de 0,95 entre o preço do gasóleo de aquecimento e a cotação do *brent*.
- Correlação de 0,90 entre o preço da electricidade e a cotação do *brent*.
- Correlação entre 0,99 e 1 - correlação muito próxima da correlação total - entre butano em garrafas, butano a granel, propano em garrafa, propano em granel e propano canalizado.
- Correlação entre 0,90 e 0,95 entre estes bens e a tarifa de gás natural para os domésticos e uma correlação acima de 0,95 com a tarifa de gás natural para os industriais.
- Correlação acima de 0,95 entre o preço médio dos clientes directos e o preço do fuelóleo com teor de enxofre superior e inferior a 1%, butano em garrafas, butano a granel, propano em garrafa, propano em granel e propano canalizado.

### 2.2.3 REGRESSÕES

Recorrendo ao método dos mínimos quadrados, efectuaram-se regressões entre as variáveis independentes e dependentes que apresentam as seguintes características:

- Graficamente não aparentam ter uma relação espúria.
- Graficamente aparentam estar minimamente relacionadas.
- Terem uma frequência mensal.

O Quadro 2-4 apresenta a análise efectuada através do método dos mínimos quadrados.

Quadro 2-4 - Resultado das regressões pelo método dos mínimos quadrados

		Nº de observações	Variável independente	Variável independente Coeficiente (estatística t)	Constante Coeficiente (estatística t)	R <sup>2</sup>	Teste F	Estatística Durbin-Watson
Variável dependente	Quantidades adquiridas de gás natural por clientes directos	36	Preço médio propano	61 471 753 t 6,9	60 566 546 t 6,9	0,544	40,48	1,449
		96	Preço médio gás natural	545 598 668 t 9,7	-16 554 789 t 1,49	0,500	93,82	0,233
		48	Preço médio fuelóleo com mais de 1% de enxofre	275 692 618 t 6,43	170 384 t 0,02	0,470	41,36	0,222
		96	Preço médio fuelóleo com menos de 1% de enxofre	298 406 575 t 10,99	1 651 579 t 0,202	0,562	120,80	0,242
		96	Preço médio Brent	1 345 266 t 11,83	41 711 130 t 9,47	0,598	139,94	0,306
		96	Preço médio fuelóleo com menos de 1% de enxofre	121 769 112 t 6,187	5 200 323 t 0,88	0,289	38,28	0,328
	Quantidades adquiridas de gás natural pelas distribuidoras regionais	96	Preço médio gás natural adquirido	175 207 600 t 5,112	7 379 452 t 1,0994	0,218	26,19	0,275
		48	Preço médio fuelóleo com mais de 1% de enxofre	109 206 796 t 4,215	3 759 987 t 0,59	0,278	17,75	0,333
		36	Preço médio gasóleo aquecimento	-9 541 413 t -0,3944	59 249 540 t 4,10	0,005	0,16	0,494
		36	Preço médio butano garrafa	20 493 714 t 1,39	29 278 462 t 1,66	0,054	1,93	0,512
		36	Preço médio propano granel	21 504 371 t 1,25	34 344 442 t 2,20	0,044	1,55	0,508
		36	Preço médio propano garrafa	14 040 718 t 1,30	33 345 411 t 2,12	0,048	1,69	0,511
		36	Preço médio propano canalizado	17 584 296 t 1,33	29 314 228 t 1,60	0,050	0,61	0,513

Observa-se que, com excepção da regressão entre as quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e o preço do propano a granel, cujo teste de Durbin Watson é inconclusivo para um nível de significância de 5%, todas as restantes regressões apresentam uma forte autocorrelação dos resíduos, tendo em conta este mesmo teste. Como as séries analisadas são séries temporais, este facto não é de estranhar.

Apenas foi efectuado um conjunto de testes à forma funcional (teste *Ramsey Reset*) e à heteroscedasticidade<sup>8</sup> (teste *White*) às regressões que cumpriram os seguintes critérios<sup>9</sup>:

- A regressão não evidencia uma relação espúria (por exemplo os preços do gás natural não estarem positivamente relacionados com as quantidades adquiridas).
- Terem um coeficiente de determinação<sup>10</sup>, R<sup>2</sup>, acima de 10%.

As regressões que cumprem estes cenários são as regressões definidas entre:

- As quantidades adquiridas de gás natural pelas distribuidoras regionais e o preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre.
- As quantidades adquiridas de gás natural pelos clientes directos e o preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre.
- As quantidades adquiridas de gás natural pelos clientes directos e o preço do propano a granel.

<sup>8</sup> Quando a variância dos resíduos da regressão não é constante.

<sup>9</sup> Também não foram incluídas as regressões com o fuelóleo com teor de enxofre acima de 1%, tendo em conta que o consumo deste combustível foi substituído por fuelóleo com teor de enxofre inferior a 1%, deixando de ser comercializado a partir de Janeiro de 2003.

<sup>10</sup> Este coeficiente mede a variação percentual de uma variável explicada pela correlação de ambas as variáveis.

O Quadro 2-5 apresenta os resultados de um conjunto de testes efectuados às regressões lineares entre as quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e o preço do propano a granel.

**Quadro 2-5 - Testes à regressão linear entre as quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e o preço do propano a granel**

variável independente	variável explicativa	coeficientes	estatística t	probabilidade associada à estatística t	R <sup>2</sup>	probabilidade associada à estatística F	Estatística Durbin-Watson	Critério de Informação Awaiké	Critério de Informação Schwarz	Teste de heterocedasticidade White	Teste de Ramsey Reset
quantidades clientes directos	Preço propano a granel	61 471 753	6,36	0,00000	54,3%	0,0000	1,4489	34,5198	34,6078	0,8682	0,0242
	constante	60 566 546	6,93	0,00000							

O teste de *Ramsey Reset* à forma funcional rejeita a hipótese nula do modelo estar bem especificado, para um nível de significância de 5%. O teste *White* à heteroscedasticidade permite não rejeitar a hipótese nula. A hipótese nula do teste é a existência de homoscedasticidade<sup>11</sup> dos resíduos. Como já foi referido, o teste de *Durbin-Watson* para níveis de significância de 5% é inconclusivo.

Neste cenário alterou-se a forma funcional da regressão. Num primeiro momento, testou-se uma relação quadrática entre as variáveis independente e dependente. O teste de *Ramsey Reset* efectuado levou a rejeitar a regressão.

Posteriormente, optou-se por transformar a função linear numa função log-log, isto é, a variável dependente e a variável independente são logaritmizadas. O Quadro 2-6 apresenta os resultados da equação, assim como dos principais testes efectuados.

**Quadro 2-6 - Regressão (método mínimos quadrados) da função log-log das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e do preço do propano a granel**

variável independente	variável explicativa	coeficientes	estatística t	probabilidade associada à estatística t	R <sup>2</sup>	probabilidade associada à estatística F	Estatística Durbin-Watson	Critério de Informação Awaiké	Critério de Informação Schwarz	Teste de heterocedasticidade White	Teste de Ramsey Reset
log quantidades clientes directos	Log preço propano	0,49378	6,35	0,00000	54,2%	0,0000	1,5073	-2,5341	-2,4461	0,7617	0,0615
	constante	18,62	1 287,68	0,00000							

Neste caso, o teste de *Ramsey Reset* permite não rejeitar a hipótese nula da forma funcional ser correcta para um nível de significância de 5%. Contudo, o teste de Durbin-Watson, embora de um menor grau, continua a não ser conclusivo para um nível de significância de 5%. Este facto levanta algumas dúvidas quanto a se poder considerar o elevado coeficiente de determinação, de cerca de 55%,

<sup>11</sup> Esta propriedade verifica-se quando a variância dos resíduos é constante.

nomeadamente se, como se verá, a série das quantidades adquiridas pelos clientes directos não é uma série estacionária.

Todavia, esta análise permitiu evidenciar que o consumo de gás natural pelos clientes directos não é insensível à evolução do preço do propano a granel.

O Quadro 2-7 apresenta os resultados dos testes efectuados às regressões lineares entre as quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e o preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre.

**Quadro 2-7 - Testes à regressão linear entre as quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e o preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre**

variável independente	variável explicativa	coeficientes	estatística t	probabilidade associada à estatística t	R <sup>2</sup>	probabilidade associada à estatística F	Estatística Durbin-Watson	Critério de Informação Awake	Critério de Informação Schwarz	Probabilidade associada ao teste F de heteroscedasticidade - White	Probabilidade associada ao teste F de Ramsey Reset
quantidades clientes directos	fuelóleo <1%S	298 406 575	10,99	0,00000	56,2%	0,0000	0,2416	36,3278	36,3812	0,0055	0,0080
	constante	1 651 576	0,20	0,84059							

O teste de *Ramsey-reset* à forma funcional rejeita a hipótese nula do modelo estar bem especificado, para um nível de significância de 5%. O teste *White* à heteroscedasticidade efectuado permite rejeitar a hipótese nula. Tendo em conta o teste de *Durbin-Watson* existe autocorrelação dos resíduos, para um nível de significância de 5%.

O Quadro 2-8 apresenta os resultados da regressão da anterior função transformada em função quadrática.

**Quadro 2-8 - Regressão (mínimos quadrados) da função quadrática das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e do preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre**

variável independente	variável explicativa	coeficientes	estatística t	probabilidade associada à estatística t	R <sup>2</sup>	probabilidade associada à estatística F	Estatística Durbin-Watson	Critério de Informação Awake	Critério de Informação Schwarz	Probabilidade associada ao teste F de heteroscedasticidade - White	Probabilidade associada ao teste F de Ramsey Reset
quantidades clientes directos	fuelóleo <1%S	764 887 390	4,39	0,00003	59,4%	0,0000	0,2652	36,2726	36,3527	0,0078	0,2454
	(fuelóleo<1%S) <sup>2</sup>	-761 502 425	-2,71	0,00801							
	constante	-65 969 186	-2,52	0,01344							

Neste caso, o teste de Ramsey-Reset permite não rejeitar a hipótese nula da forma funcional ser a correcta. Contudo, os testes apresentados mostram existir heteroscedasticidade, assim como autocorrelação dos resíduos.

A regressão foi transformada num modelo autoregressivo de grau 2, isto é, num modelo que inclua os termos de erros com dois desfasamentos temporais.

**Quadro 2-9 - Modelo autoregressivo de grau 2 da função quadrática das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e do preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre**

variável independente	variável explicativa	coeficientes	estatística z	probabilidade associada à estatística z	R <sup>2</sup>	Estatística Durbin-Watson	Critério de Informação Awaiké	Critério de Informação Schwarz
quantidades clientes directos	fuelóleo <1%S	338 810 796	2,10	0,03589	90,6%	1,8	35,3025	35,5190
	(fuelóleo<1%S)2	-105 825 864	-0,25	0,79896				
	ar(1)	0,566	2,36	0,01821				
	ar(2)	0,301	1,13	0,25846				

A autocorrelação dos resíduos foi eliminada. Todavia, o elevado valor do coeficiente de correlação leva a desconfiar dos resultados obtidos. A inclusão do factor tempo através do valor dos resíduos desfasados temporalmente levou a um aumento do coeficiente de correlação. Neste âmbito, deverá existir um claro problema de estacionariedade com a necessidade de co-integrar as duas variáveis. Esta análise será efectuada em posteriores trabalhos.

O Quadro 2-10 apresenta os resultados dos testes efectuados às regressões lineares entre as quantidades de gás natural adquiridas pelas distribuidoras regionais e o preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre.

**Quadro 2-10 - Testes à regressão linear entre as quantidades de gás natural adquiridas pelas distribuidoras regionais e o preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre**

variável independente	variável explicativa	coeficientes	estatística t	probabilidade associada à estatística t	R <sup>2</sup>	probabilidade associada à estatística F	Estatística Durbin-Watson	Critério de Informação Awaiké	Critério de Informação Schwarz	Probabilidade associada ao teste F de heteroscedasticidade - White	Probabilidade associada ao teste F de Ramsey Reset
quantidades distribuidoras	fuelóleo <1%S	121 769 112	6,19	0,00000	28,9%	0,0000	0,3276	35,6840	35,7375	0,6645	0,0839
	constante	5 200 323	0,88	0,38314							

O teste de *Ramsey Reset* à forma funcional permite não rejeitar a hipótese nula do modelo estar bem especificado, para um nível de significância de 5%. O teste *White* à heteroscedasticidade permite igualmente não rejeitar a hipótese nula de que não se verifica heteroscedasticidade dos resíduos. Todavia, o teste de *Durbin-Watson* mostra existir autocorrelação dos resíduos.

A regressão foi transformada num modelo autoregressivo de grau 2, isto é, num modelo que inclua os termos de erros até dois desfasamentos temporais. O Quadro 2-11 apresenta os resultados obtidos.

**Quadro 2-11 - Regressão (mínimos quadrados) da função quadrática das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos e do preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre**

variável independente	variável explicativa	coeficientes	estatística z	probabilidade associada à estatística z	R <sup>2</sup>	probabilidade associada à estatística F	Estatística Durbin-Watson	Critério de Informação Awaiké	Critério de Informação Schwarz
quantidades distribuidoras	fuelóleo <1%S	118 222 477	2,53	0,01139	77,3%	0,0000	1,9876	34,7851	35,0016
	constante	7 555 491	0,48	0,63469					
	ar(1)	0,950	8,03	0,00000					
	ar(2)	-0,259	-1,87	0,06148					

A autocorrelação dos resíduos foi eliminada. Contudo, neste caso também o elevado valor do coeficiente de determinação leva a desconfiar dos resultados obtidos. A inclusão do factor tempo através do valor dos resíduos desfasados temporalmente levou a um aumento do coeficiente de determinação.

Todavia, a presente análise definiu a existência de relação positiva entre a evolução das quantidades de gás natural adquiridas pelas distribuidoras regionais e a evolução do preço do fuelóleo com menos de 1% de enxofre.

Outros estudos deverão ser efectuados de modo a integrar de uma melhor forma o factor temporal. O recurso aos modelos VAR (vectores autoregressivos) parece ser a melhor opção.

No ponto seguinte, o factor temporal, pela sua importância, será considerado aquando da definição dos modelos previsionais de evolução da procura das quantidades adquiridas pelas distribuidoras as regionais e pelos clientes directos ao se recorrer à metodologia ARIMA. Como seria de esperar, a metodologia adoptada no caso dos centros electroprodutores é diferente.





### 3 PREVISÕES DE CONSUMO PARA O ANO GÁS 2007-2008

#### 3.1 CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

A irregularidade do consumo de gás natural por parte dos produtores de gás natural dificulta a aplicação de uma metodologia estatística de previsão. Neste sentido, o enfoque é dado à compreensão da evolução passada, procurando-se encontrar correlação entre a evolução do consumo de gás natural e outros factores de previsão, tais como a hidraulicidade ou a evolução da produção de energia eléctrica através de outras tecnologias, nomeadamente através de grupos geradores eólicos.

Nos cenários que de seguida serão analisados não são considerados os grupos de queima dual da central do Carregado pelo carácter residual que têm demonstrado no consumo de gás natural face aos restantes centros electroprodutores e por o CAE do Carregado cessar em 2007. Este último facto leva a que já não faça sentido o principal objectivo do funcionamento destes grupos, o cumprimento do Acordo de Gestão de Consumo (AGC), além de que o fraco rendimento destes dois grupos os torna pouco competitivos no quadro de um mercado liberalizado.

##### 3.1.1 TAPADA DO OUTEIRO

###### CENÁRIO 1

Durante o ano gás 2007-2008, o fim dos CAE e a vigência dos CMEC já deverão ser uma realidade. Contudo, o anunciado fim dos CAE apenas deverá dizer respeito aos centros electroprodutores pertencentes à EDP. Neste sentido, as centrais termoeléctricas desenvolverão um relacionamento comercial com o Agente Comercial. Deste modo, a produção de energia eléctrica por estes produtores passará a ter um regime semelhante ao que vigora para os produtores em regime especial. O artigo 165.º do Regulamento das Relações Comerciais estabelece que o comercializador de último recurso em MT e AT deve adquirir:

- Energia eléctrica produzida pelos produtores em regime especial.
- Energia eléctrica ao Agente Comercial através de contratos bilaterais.

A energia eléctrica adquirida ao Agente Comercial corresponde à produzida pelos centros electroprodutores que mantiveram os CAE, nomeadamente a central da Tapada do Outeiro. Pode-se assumir que as quantidades definidas nos contratos bilaterais são as quantidades de energia eléctrica necessárias para satisfazer o AGC. Contudo, o AGC diz respeito à central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, assim como aos dois grupos para queima dual de gás natural e fuelóleo

da central do Carregado. Tendo em conta que o CAE respeitante a estes últimos deverá cessar no final do primeiro semestre de 2007 não foram considerados. Neste sentido, a perspectiva do cumprimento do AGC, tal como ele existe, poderá ser considerado um objectivo optimista, correspondendo a um consumo de 1 086 000 m<sup>3</sup> (n), isto é, o equivalente a uma produção de 6 205 MWh e uma utilização de 71,5%.

## **CENÁRIO 2**

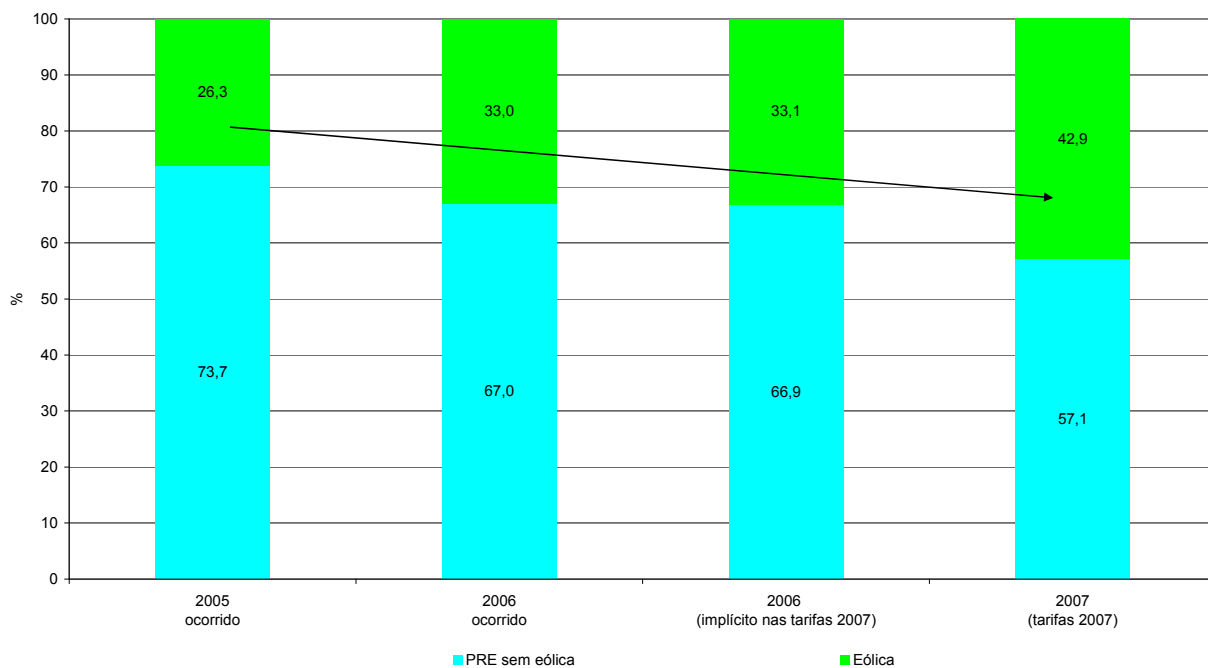
Foi referido que a evolução do consumo de gás natural pelos produtores de energia eléctrica está muito dependente da evolução de novos investimentos em centrais com outras tecnologias, nomeadamente a produção em regime especial, PRE.

Num cenário extremo, poder-se-á considerar que o verificado até 2006, isto é, que o aumento da produção dos PRE se fez, muito provavelmente, à custa da produção das centrais com CAE, continuará a verificar-se após o término dos CAE das centrais pertencentes à EDP nos consumos da central da Tapada do Outeiro.

Neste cenário, em primeiro lugar há que estimar a evolução dos PRE e em particular dos grupos geradores eólicos, pelo seu dinamismo, que caracteriza o desenvolvimento actual desta forma de produção de energia eléctrica no nosso país.

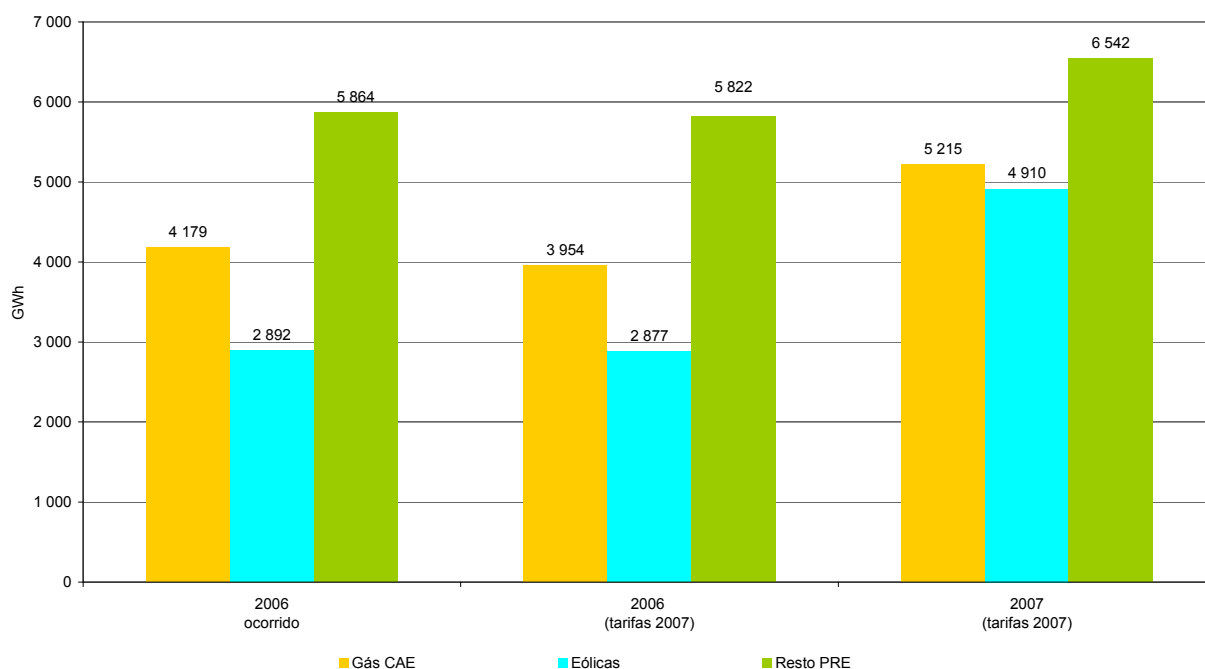
A Figura 3-1 apresenta a evolução, entre 2005 e 2006, do peso das entregas de energia eléctrica às redes públicas dos grupos geradores eólicos no conjunto das entregas de energia eléctrica da PRE. Observa-se que a importância dos grupos geradores eólicos tem vindo a aumentar no seio da produção da PRE. A Figura 3-1 mostra igualmente o peso das centrais eólicas nas entregas de energia eléctrica da PRE constantes da informação enviada pela REN para as tarifas para 2007, isto é, as estimativas para 2006 e as previsões para 2007. A REN previu que o peso das eólicas representa cerca de 43% das emissões da PRE em 2007. Em 2005, a energia eólica apenas representava 26% do total da energia eléctrica entregue para a rede pública pela Produção em Regime Especial.

**Figura 3-1 - Evolução do peso das emissões de energia eléctrica das centrais eólicas no conjunto da PRE ocorridas e implícitas nas tarifas para 2007**



A Figura 3-2 apresenta energia eléctrica entregue pelas centrais eólicas (“Eólicas”), das restantes PRE (“Resto PRE”) e das centrais a gás natural com CAE (“Gás CAE”) ocorridas em 2006, os valores estimados para esse ano enviados na informação para tarifas de 2007, assim como com os valores previstos para 2007 nas tarifas.

**Figura 3-2 - Evolução das produções das centrais eólicas, dos restantes PRE e das centrais a gás natural do SEP ocorridas em 2006 e implícitas nas tarifas de 2007**

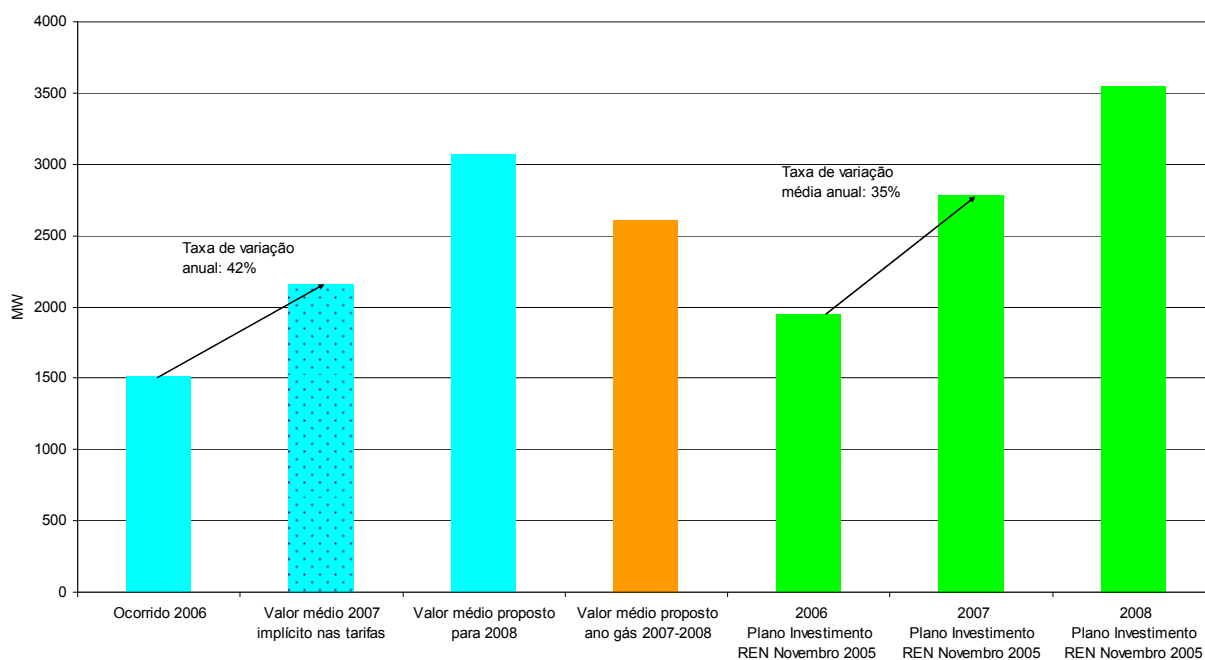


Observa-se que os valores ocorridos em 2006 estão muito próximos dos valores estimados para esse ano nas tarifas de 2007<sup>12</sup>. Regista-se igualmente o forte incremento previsto para a produção de energia eléctrica pelas centrais eólicas, acima de 2 000 MWh, levando a que o nível de produção das centrais eólicas seja próximo da produção das centrais a gás natural com CAE. A produção dos restantes PRE deverá igualmente aumentar, embora de uma forma muito menos acentuada. Deste modo, assume-se neste cenário que a tendência de crescimento das centrais eólicas se fará mormente à custa da produção da central da Tapada do Outeiro. Resta então determinar, qual o incremento das centrais eólicas e o incremento dos consumos em Portugal continental.

A Figura 3-3 mostra a evolução da potência instalada prevista dos grupos geradores eólicos, comparando o previsto em 2005 no plano de investimento da REN, com o valor médio do ano implícito nas tarifas de 2007. Considerou-se um coeficiente de utilização de 26%, igual ao verificado em 2006, para definir a potência instalada das centrais eólicas implícita nas tarifas de 2007.

<sup>12</sup> O facto das centrais com CAE não terem emitido o suficiente para cumprir com o AGC em 2006 não pode apenas ser imputado às condições climáticas do último trimestre de 2006, tendo em conta que os valores estimados para 2006 no processo das tarifas para 2007 foram apresentados pela REN em Setembro desse ano e são muito próximos dos valores ocorridos.

**Figura 3-3 - Evolução da potência instalada verificada, prevista no plano de investimento 2006-2011 da REN e implícita nas tarifas de 2007**



Fonte: REN

Observa-se um forte crescimento da potência instalada implícita nas tarifas de 2007 face ao verificado em 2006 (ano em que a potência instalada já tinha aumentado 60% face ao ano anterior). Contudo, os valores implícitos nas tarifas são inferiores aos valores constantes do plano de investimento da REN de 2005.

Extrapolou-se a potência instalada média dos grupos geradores eólicos para o ano gás 2007-2008, tendo em conta o crescimento previsto de 37%, entre 2006 e 2007. A potência instalada resultante é 2 614 MW. Para um factor de utilização de 26%, a produção de energia eléctrica é assim de 6 796 MWh.

O Quadro 3-1 apresenta os valores previstos para este cenário da produção na central da Tapada do Outeiro, com base na extrapolação para o ano gás 2007-2008 das taxas de variação constantes das previsões para as tarifas de 2007:

- Dos consumos totais em Portugal continental.
- Da produção da PRE que não sejam geradores eólicos.
- Da produção prevista para a energia eólica.

O valor resultante de 3 976 MWh é ligeiramente inferior ao valor verificado em 2006. Este valor resultaria num consumo de 701 558 m<sup>3</sup>, muito abaixo do actual AGC. Assim, considera-se este cenário pouco provável no quadro da manutenção do CAE da central da Tapada do Outeiro e do carácter

prioritário que terá a energia eléctrica produzida por esta central, para o comercializador de último recurso.

Por outro lado, as centrais a carvão do Pego e de Sines estarão paradas durante alguns meses ao longo do ano gás 2007-2008 devido aos investimentos de dessulfurização programados. Neste âmbito, as centrais de ciclo combinado a gás natural terão um papel preponderante na substituição da produção das centrais a carvão. Contudo, sublinhe-se que este facto já foi considerado aquando da definição das tarifas de energia eléctrica para 2007, o que não impediu a REN de prever um consumo de gás natural para 2007, de cerca de 0,9 bcm, nitidamente abaixo dos montantes implícitos no AGC.

**Quadro 3-1 - Previsões cenário 2**

Unidade: 10<sup>3</sup> euros

	2006 ocorrido	2006 (tarifas 2007)	2007 (tarifas 2007)	Ano gás 2007- 2008 (valor médio proposto)
Gás SEP	4 179 000	3 953 503	5 214 919	3 975 607
Eólicas	2 892 000	2 877 000	4 910 000	6 795 633
Resto PRE	5 864 000	5 822 000	6 542 000	6 542 000
SEP e SENV	49 879 000	49 472 000	51 439 000	52 085 320

### 3.1.2 TERMOELÉCTRICA DO RIBATEJO

Embora este centro electroprodutor tenha actuado desde o início no mercado liberalizado, este interveniente está associado a um contrato de *Take or Pay*, tal como a central a ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, neste caso celebrado com a *Nigérian limited*. O primeiro ano em que a TER funcionou com os seus três grupos foi 2006. Nesse ano, o seu consumo foi superior ao do ano anterior (em que não teve os três grupos a funcionar em pleno) em cerca de 20%, pelo que se prevê que este crescimento não se deverá manter. Contudo, se considerarmos os investimentos em carteira das centrais de ciclo combinado a gás natural, programados para os finais de 2008, e o facto de que a TER só registou uma utilização de 57%, ainda deverá existir alguma margem de crescimento para a produção da TER.

Neste contexto propõe-se dois cenários: um primeiro cenário com um nível de consumo de gás natural mais modesto, igual ao consumo verificado em 2006, de  $1\,037\,10^6\text{ m}^3(\text{n})$  de gás natural, no qual se considera haver pouca margem de manobra para o crescimento da produção tendo em conta a evolução da PRE. Contudo, esta produção é suficiente para satisfazer o *take or pay* de 1 bcm (n) de GNL; no segundo cenário, mais expansivo, prevê-se o consumo de gás natural 5% acima do ocorrido em 2006, igual a  $1\,089,5\,10^6\text{ m}^3(\text{n})$ , levando a um factor de utilização da central de 60%.

### 3.2 ANÁLISE ARIMA DAS SÉRIES RESPEITANTES ÀS DISTRIBUIDORAS REGIONAIS E AOS CLIENTES DIRECTOS

No que diz respeito à venda de gás natural para consumo de clientes directos ou das distribuidoras regionais, as análises econométricas efectuadas podem ser completadas com métodos previsionais, nomeadamente o Arima, depois da devida “estacionarização”<sup>13</sup> das séries.

#### 3.2.1 CONSUMO DE GÁS NATURAL PELAS DISTRIBUIDORAS REGIONAIS

##### ANÁLISE DA ESTACIONARIDADE

As séries temporais podem não ser estacionárias. A estacionaridade das séries é uma pré-condição necessária à aplicação das análises previsionais do tipo ARIMA, bem como à realização de regressões.

De uma forma simplista, um processo é estacionário em sentido estrito se para qualquer inteiro positivo  $n$ , para quaisquer inteiro  $t_1, t_2, \dots, t_n$  e  $t_k$ , os vectores de variáveis aleatórias  $(Y_{t_1}, \dots, Y_{t_n})$  e  $(Y_{t_1+k}, \dots, Y_{t_n+k})$  tiverem a mesma distribuição:

$F(y_1, y_2, \dots, y_n; t_1, t_2, \dots, t_n) = F(y_1, y_2, \dots, y_n; t_1+k, t_2+k, \dots, t_n+k)$ , sendo que  $(y_1, y_2, \dots, y_n)$  pertence a  $R^n$ . Assim, é indiferente observar a série em qualquer período.

A estacionaridade em sentido restrito é uma propriedade muito difícil de se verificar na realidade. Deste modo, aceita-se como condição de verificação da estacionaridade, a estacionaridade em sentido lato, que se traduz nos seguintes pontos:

- A variância e a média são constantes.
- Os resíduos são resíduos brancos, isto é,  $E(\epsilon_t) = 0$  e  $\text{Var}(\epsilon_t) = \sigma^2$

O primeiro passo do trabalho consiste na análise à estacionaridade. O Quadro 3-2, mostra que para um nível de significância de 1%, não se rejeita a hipótese nula de que as variâncias são iguais e rejeita-se a hipótese nula de que as médias são iguais.

<sup>13</sup> Tornar a média e a variância da variável dependente constante ao longo do tempo.

**Quadro 3-2 - Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias do consumo de gás natural pelas distribuidoras regionais**

		Independent Samples Test								
		Levene's Test for Equality of Variances		t-test for Equality of Means						
		F	Sig.	t	df	Sig. (2-tailed)	Mean Difference	Std. Error Difference	95% Confidence Interval of the Difference	
									Lower	Upper
Distribuidoras Regionais	Equal variances assumed	0,148	0,701	12,417	115	0,000	29465628	2372920,0	2 10 <sup>7</sup>	3 10 <sup>7</sup>
	Equal variances not assumed			12,417	114,929	0,000	29465628	2372920,0	2 10 <sup>7</sup>	3 10 <sup>7</sup>

A consideração da igualdade das variâncias leva a que não se tenha de logaritmizar a série. A rejeição da hipótese nula das médias iguais obriga a integrar a série, isto é, determinar cada valor em  $t$ , com base no verificado no passado. No caso da integração de grau 1, ter-se-á:

$$\hat{Y}_{(t)} - Y_{(t-1)} = \mu$$

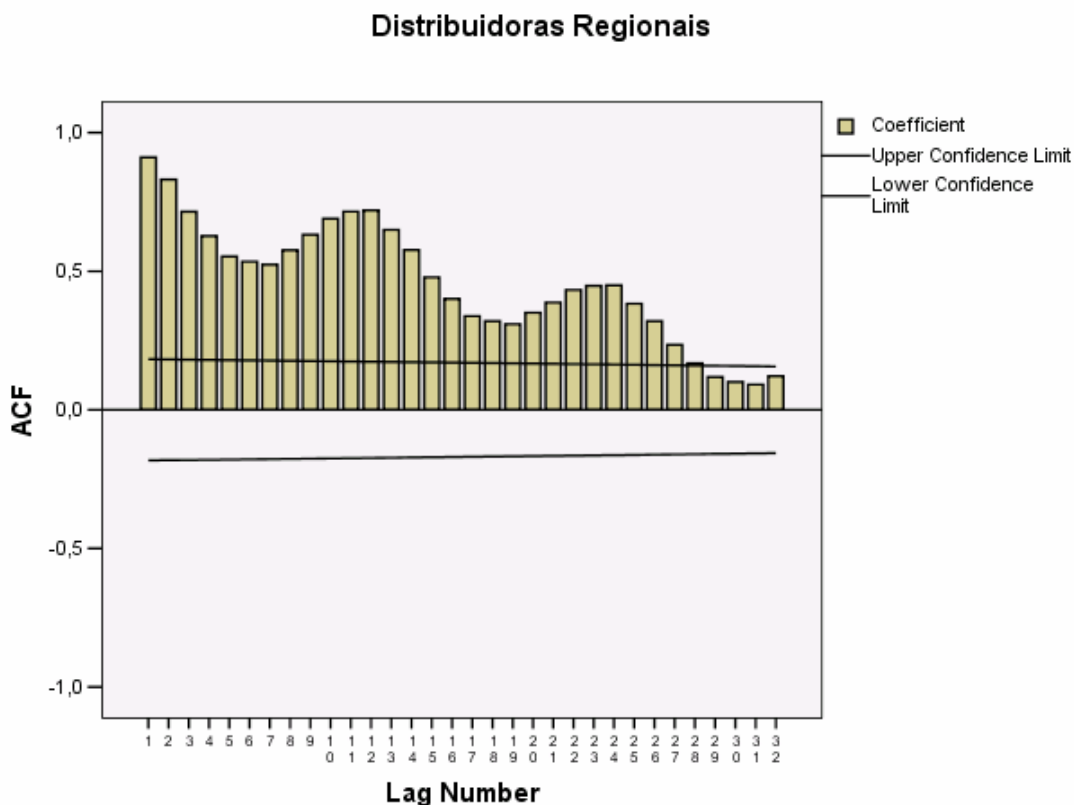
Sendo  $\hat{Y}_{(t)}$ , o valor previsto da série  $Y$  no momento  $t$  e  $\mu$  uma constante relacionada com a tendência de longo prazo da série.

A análise das autocorrelações dos resíduos permite ajudar na definição do grau de integração a considerar. A Figura 3-4 mostra que os coeficientes de autocorrelação dos resíduos (ACF) até um desfasamento temporal de 28 meses distam mais de dois erros padrão em relação a zero<sup>14</sup>. Observa-se igualmente, o carácter sazonal, de 12 em 12 meses, da evolução da autocorrelação dos resíduos.

<sup>14</sup> As linhas horizontais assinalam a distância de 2 erros padrão em relação a zero.



Figura 3-4 - Coeficientes de autocorrelação dos resíduos



### DEFINIÇÃO DO MODELO ARIMA

Um modelo ARIMA (p,d,q) de previsão, não sazonal, define-se pelos seguintes vectores:

- p, o número do termo de autoregressão, e que diz respeito aos desfasamentos das séries que aparece na equação de previsão.
- d, o número das diferenças não sazonais que é necessário aplicar para tornar a série estacionária, isto é, o grau de integração.
- q, o número de diferenças dos erros previsionais, chamadas de termos das médias móveis.

Assim, por exemplo, um modelo ARIMA (1,1,1) será definido do seguinte modo:

$$\hat{Y}_{(t)} = \mu + Y_{(t-1)} + \alpha_1 Y_{(t-1)} - \theta_1 e_{(t-1)}$$

Em que:

- $Y_{(t-1)}$ , representa o termo de diferenciação.

- $\alpha_1 Y_{(t-1)}$ , representa o termo de regressão, de uma forma simplista, existe quando o modelo é sub-integrado.
- $\theta_1 e_{(t-1)}$ , representa o termo de média móvel dos erros, de uma forma simplista, existe quando o modelo é sobre-integrado.
- $\mu$ , é uma constante que representa a tendência de longo prazo.

Se considerarmos a sazonalidade, a estas parcelas definidas juntam-se parcelas equivalentes relativas a defasamentos sazonais.

A definição do modelo ARIMA é um processo interactivo, o qual é efectuado após se ter definido se o modelo é ou não estacionário.

No caso presente, em que o modelo não é estacionário, houve necessidade de o integrar. É comumente aceite de que o grau de integração não pode ultrapassar 2 períodos.

Numa primeira fase, integrou-se o modelo para um período e analisaram-se as autocorrelações dos resíduos (ACF) e as autocorrelações parciais dos resíduos (PACF).

A Figura 3-5 e a Figura 3-6 apresentam, respectivamente, os gráficos das ACF e das PACF, para um modelo ARIMA (0,1,0), isto é, um modelo com diferenciação de grau 1. Observa-se que os valores da autocorrelação para o 12º mês são bastante elevados, evidenciando a existência de sazonalidade. No 2º mês existe igualmente uma autocorrelação elevada dos resíduos.

Figura 3-5 - Autocorrelação dos resíduos

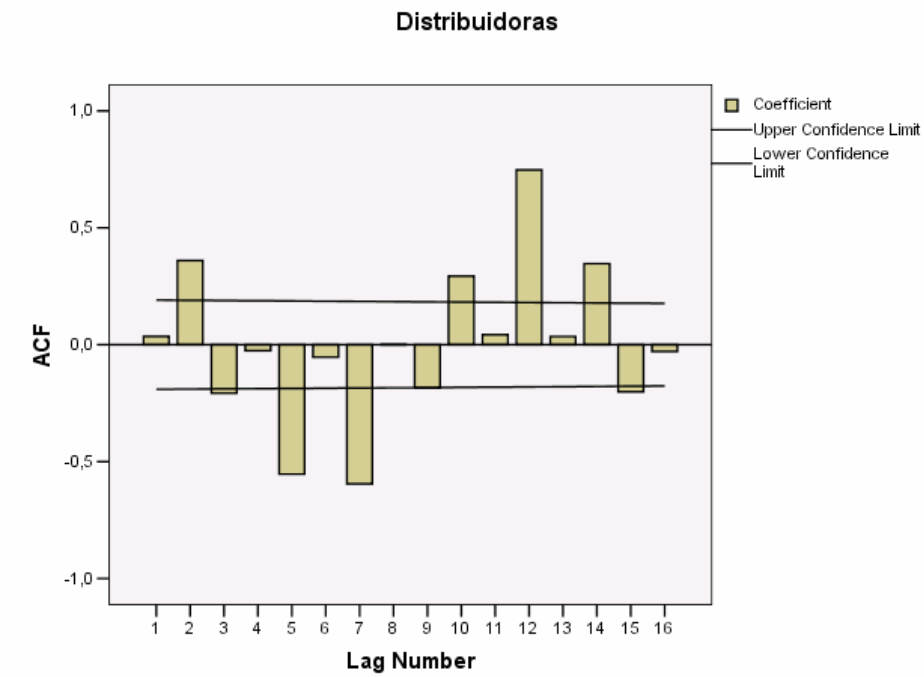
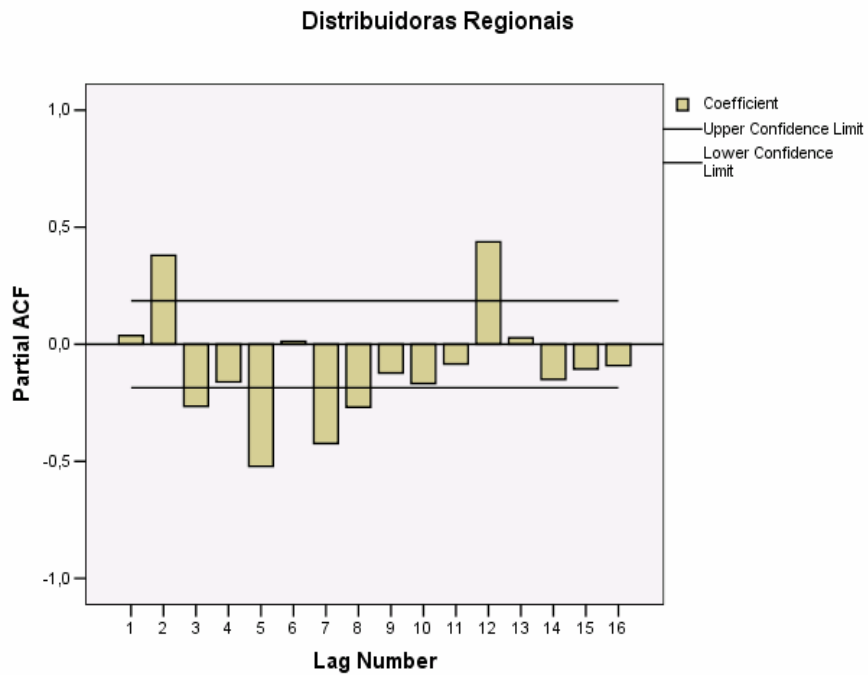


Figura 3-6 - Autocorrelação parcial dos resíduos



O teste aumentado de *Dick-Fuller* é utilizado para avaliar se uma série é ou não estacionária. No caso presente, o teste de *Dick-Fuller* permite rejeitar a hipótese nula de que a série das quantidades facturadas de gás natural pelas distribuidoras regionais, com integração de grau 1, não é estacionária para um nível de significância de 1%, isto é, a série é estacionária.

**Quadro 3-3 - Teste aumentado de *Dick-Fuller* de rejeição da hipótese nula de que a série é não estacionária**

Teste Estatístico aumentado de <i>Dick-Fuller</i>	-10,36
1% Valor crítico*	-3,49
5% Valor crítico	-2,89
10% Valor crítico	-2,58

\*Valor crítico de MacKinnon para a rejeição da hipótese nula da raiz unitária

Acresce definir qual o modelo ARIMA que melhor se coaduna às particularidades das séries:

- Não estacionária de grau 1.
- Com sazonalidade para um período de 12 meses.
- Com autocorrelação dos resíduos positiva e muito significativa para um desfasamento de 2 meses, indicando a necessidade de incluir um termo de regressão. Este comportamento verifica-se igualmente após o 12º mês.
- Com autocorrelação parcial dos resíduos negativa e significativa a partir do terceiro mês, indicando a necessidade de incluir um termo de média móvel.

Depois de se ter definido a periodicidade para 12 meses, efectuaram-se previsões para um conjunto de modelos ARIMA. Os modelos com resultados mais relevantes foram os seguintes:

- Arima (1,1,0) (0,1,0) com e sem constante.
- Arima (0,1,1) (0,1,0) com e sem constante.
- Arima (1,1,1) (0,1,0) com e sem constante.
- Arima (1,1,0) (1,1,0) com e sem constante.
- Arima (2,1,1) (0,1,0) sem constante.
- Arima (1,1,2) (0,1,0) sem constante.
- Arima (1,1,0) (2,1,0) sem constante.

- Arima (1,1,1) (0,1,2) sem constante.
- Arima (1,1,1) (2,1,0) sem constante.

De entre todos estes modelos, escolheu-se o modelo ARIMA recorrendo a um conjunto de análises, nomeadamente, à análise dos critérios de informação<sup>15</sup> (Akaike's e Swartz) e do grau de significância dos termos, para um nível de significância de 5%<sup>16</sup>.

O Quadro 3-4 apresenta os testes de critérios de informação para os modelos ARIMA acima definidos, bem como os valores e os testes *t* de *Student* dos seus respectivos termos. Registe-se que só se definiram modelos ARIMA com constantes, para os primeiros modelos, de ordem de autoregressão ou de média móvel dos resíduos unitários, pelo facto das constantes nunca apresentarem valores significativos.

Os modelos escolhidos são

- ARIMA(1,1,1) (0,1,2), com sazonalidade e sem constante:

$$\hat{Y}_{(t)} = Y_{(t-1)} + Y_{(t-12)} - Y_{(t-13)} + \alpha_1 Y_{(t-1)} - \theta_1 e_{(t-1)} - \theta_2 e_{(t-12)} - \theta_3 e_{(t-13)}$$

- ARIMA(1,1,1) (0,1,0), com sazonalidade e sem constante:

$$\hat{Y}_{(t)} = Y_{(t-1)} + Y_{(t-12)} - Y_{(t-13)} + \alpha_1 Y_{(t-1)} - \theta_1 e_{(t-1)}$$

<sup>15</sup> Os teste de critérios de informação *Akaike* e *Schwartz*, testam a capacidade do modelo estatístico se ajustar à realidade.

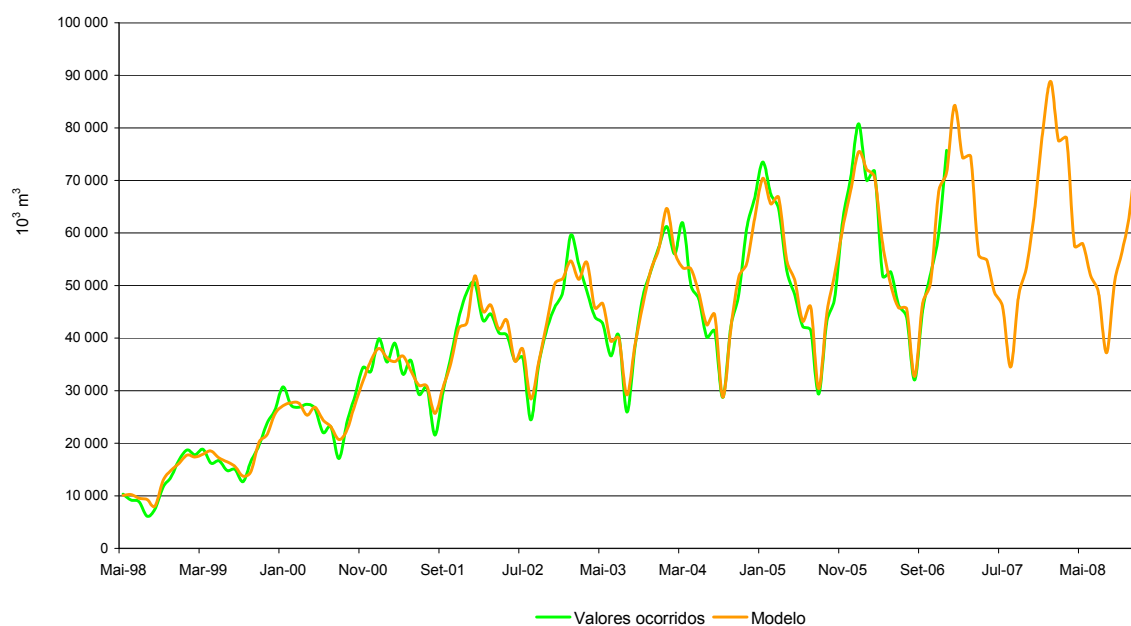
<sup>16</sup> Para além destas análises, a comparação gráfica dos valores obtidos através dos modelos com valores mais significativos e dos valores ocorridos foi igualmente realizada. Por uma questão de dimensão, esta comparação não é aqui apresentada.

Quadro 3-4 - Modelos ARIMA para as quantidades de gás natural adquiridas pelas distribuidoras regionais

	Critério de informação		Constante		AR(1)		AR(2)		SAR(1)		SAR(2)		MA(1)		MA(2)		SMA(1)		SMA(2)	
	Schwartz	Akaike	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student
ARIMA(1,1,0)(0,1,0)	3 410,0	3 415,3	-68 271,1	-0,30	-0,363	-3,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARIMA(1,1,0)(0,1,0) sem constante	3 408,0	3 410,7	-	-	-0,362	-3,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARIMA(0,1,1)(0,1,0)	3 401,4	3 406,7	-64 275,9	-0,75	-	-	-	-	-	-	-	-	0,72	10,13	-	-	-	-	-	-
ARIMA(0,1,1)(0,1,0) sem constante	3 400,1	3 402,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,68	9,31	-	-	-	-	-	-
ARIMA(1,1,1)(0,1,0)	3 388,8	3 396,7	-65 167,7	-4,03	0,356	3,43	-	-	-	-	-	-	0,98	12,13	-	-	-	-	-	-
ARIMA(1,1,1)(0,1,0) sem constante	3 392,1	3 397,4	-	-	0,345	3,05	-	-	-	-	-	-	3,05	17,94	-	-	-	-	-	-
ARIMA(1,1,0)(1,1,0)	3 404,3	3 412,2	-61 123,8	-0,34	-0,323	-3,31	-	-	-0,28	-2,68	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARIMA(1,1,0)(1,1,0) sem constante	3 402,4	3 407,7	-	-	-0,322	-3,32	-	-	-0,28	-2,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARIMA(2,1,1)(0,1,0) sem constante	3 393,9	3 401,8	-	-	0,328	2,83	0,047	0,42	-	-	-	-	0,916	15,28	-	-	-	-	-	-
ARIMA(1,1,2)(0,1,0) sem constante	3 391,0	3 397,9	-	-	0,426	1,30	-	-	-	-	-	-	-0,082	-0,28	0,999	0,83	-	-	-	-
ARIMA(1,1,0)(2,1,0) sem constante	3 103,1	3 113,3	-	-	0,375	1,35	-	-	0,833	2,86	0,075	0,32	-	-	-	-	-	-	-	-
ARIMA(1,1,1)(0,1,2) sem constante	3 388,0	3 398,6	-	-	0,411	3,57	-	-	-	-	-	-	0,916	16,99	-	-	0,253	2,22	0,270	-2,10
ARIMA(1,1,1)(2,1,0) sem constante	3 084,8	3 095,0	-	-	0,486	3,80	-	-	-0,217	-1,964	0,175	1,22	0,914	13,88	-	-	-	-	-	-

A Figura 3-7 apresenta a evolução estimada pelo modelo ARIMA(1,1,1) (0,1,2) das quantidades adquiridas de gás natural pelas distribuidoras regionais entre 1998 e 2008, comparando-a com os valores ocorridos.

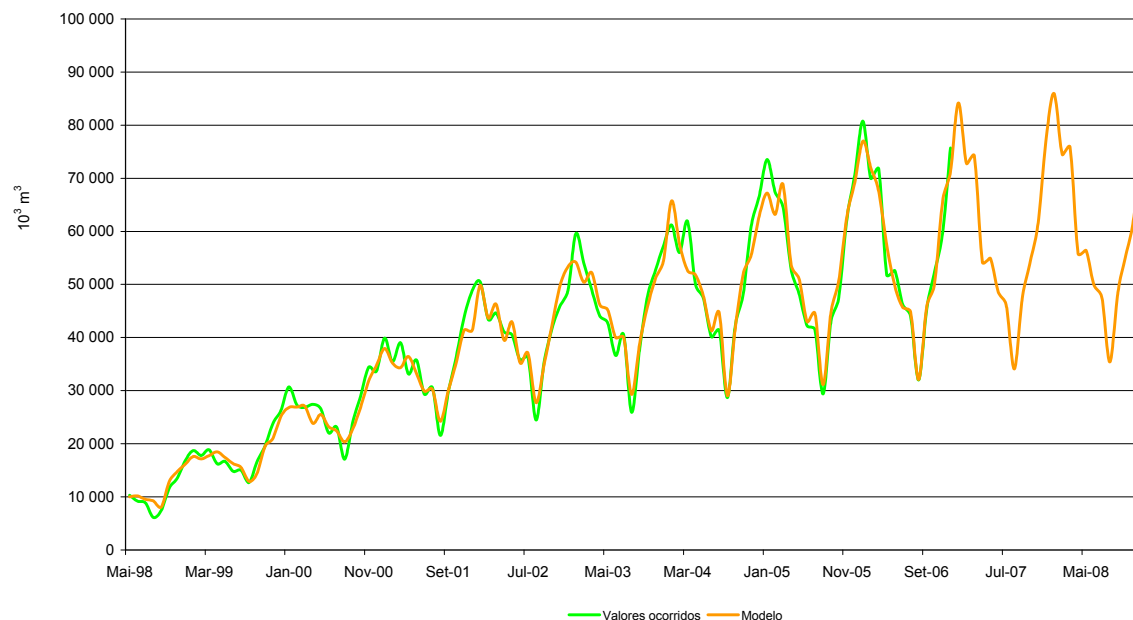
**Figura 3-7 - Estimativa das quantidades adquiridas pelas distribuidoras regionais e valores ocorridos (modelo ARIMA(1,1,1) (0,1,2))**



Observa-se que os valores propostos pelo modelo e os valores ocorridos são muito próximos, sendo que o modelo consegue replicar com precisão o padrão de evolução sazonal da procura de gás natural por parte das distribuidoras regionais.

A Figura 3-8 apresenta a evolução estimada pelo modelo ARIMA(1,1,1) (0,1,0) das quantidades adquiridas de gás natural pelas distribuidoras regionais entre 1998 e 2008, comparando-a com os valores ocorridos. Observa-se igualmente que os valores do modelo e os valores ocorridos são muito próximos.

**Figura 3-8 - Estimativa das quantidades adquiridas pelas distribuidoras regionais e valores ocorridos (modelo ARIMA(1,1,1) (0,1,0))**



O Quadro 3-5 apresenta as quantidades de gás natural previstas serem consumidas pelas distribuidoras regionais no ano gás 2007-2008 e 2006-2007 resultantes da aplicação dos modelos escolhido. O Quadro 3-5 apresenta igualmente as quantidades de gás natural adquiridas pelas distribuidoras regionais entre Junho de 2005 e Dezembro de 2006, comparando-os com os valores estimados pelo modelo. Para o ano gás 2007-2008, as taxas de crescimento face ao período anterior estão compreendidas entre 3% e 4,2%, o que corresponde a quantidades entre  $737\ 175\ 10^3\ m^3$  (n) e  $719\ 325\ 10^3\ m^3$  (n).

**Quadro 3-5 - Quantidades previstas pelos modelos**

	Jan-Dez 2006 (1)	Julho 2005 - Junho 2006	Julho 2006 - Junho 2007 (2)	Jan 2007 - Dez 2007 (3)	Julho 2007 - Junho 2008 (4)	% (2)-(1)/(1)	% (3)-(1)/(3)	% (4)-(2)/(2)
Quantidades ocorridas	682 143	667 502	-	-	-	-	-	-
ARIMA(1,1,1)(0,1,2)	686 747	673 863	707 464	717 968	737 175	3,0%	4,5%	4,2%
ARIMA(1,1,1)(0,1,0)	679 185	672 646	698 497	709 738	719 329	2,8%	4,5%	3,0%

### 3.2.2 CONSUMO DE GÁS NATURAL PELOS CLIENTES DIRECTOS

Neste ponto, procurar-se-á definir um modelo ARIMA que permita prever a evolução do consumo de gás natural por parte dos clientes directos.



**ANÁLISE DA ESTACIONARIDADE**

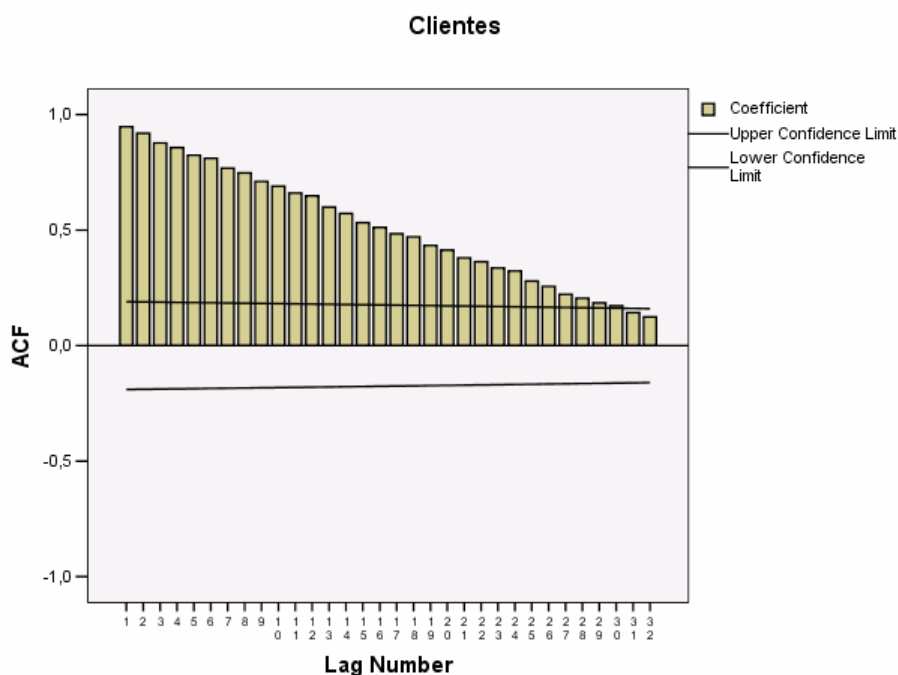
O Quadro 3-6 mostra que a série das quantidades adquiridas pelos clientes directos não é estacionária, tendo em conta que tanto se rejeita os testes à igualdade das médias, como se rejeita os testes à igualdade das variâncias. Deste modo, a série deverá ser integrada e logaritmizada.

**Quadro 3-6 - Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos**

		Independent Samples Test								
		Levene's Test for Equality of Variances		t-test for Equality of Means						
		F	Sig.	t	df	Sig. (2-tailed)	Mean Difference	Std. Error Difference	95% Confidence Interval of the Difference	
								Lower	Upper	
Clientes	Equal variances assumed	30,616	0,000	16,632	115	0,000	64755197	3893498,5	6 10 <sup>7</sup>	7 10 <sup>7</sup>
	Equal variances not assumed			16,551	85,938	0,000	64755197	3912580,0	6 10 <sup>7</sup>	7 10 <sup>7</sup>

A Figura 3-9 confirma a não estacionaridade da série. Observa-se que apenas a partir do trigésimo primeiro mês os resíduos distam menos de dois erros padrão em relação a zero. Observa-se igualmente o contínuo decréscimo dos resíduos.

Figura 3-9 - Autocorrelação dos resíduos



Após a série das quantidades adquiridas pelos clientes directos ter sido logaritimizada e integrada para o grau 1, esta pode ser considerada estacionária, como se pode observar do Quadro 3-7.

Assim, o Quadro 3-7 mostra<sup>17</sup> que, para um nível de significância de 5%, não se rejeita a hipótese nula das médias e das variâncias serem iguais, ou seja, a série poderá ser estacionária.

<sup>17</sup> De modo a se poder obter uma série estacionária, não se considerou o período inicial, com taxas de crescimento extremamente elevadas, iniciando-se a série em Janeiro de 1999.

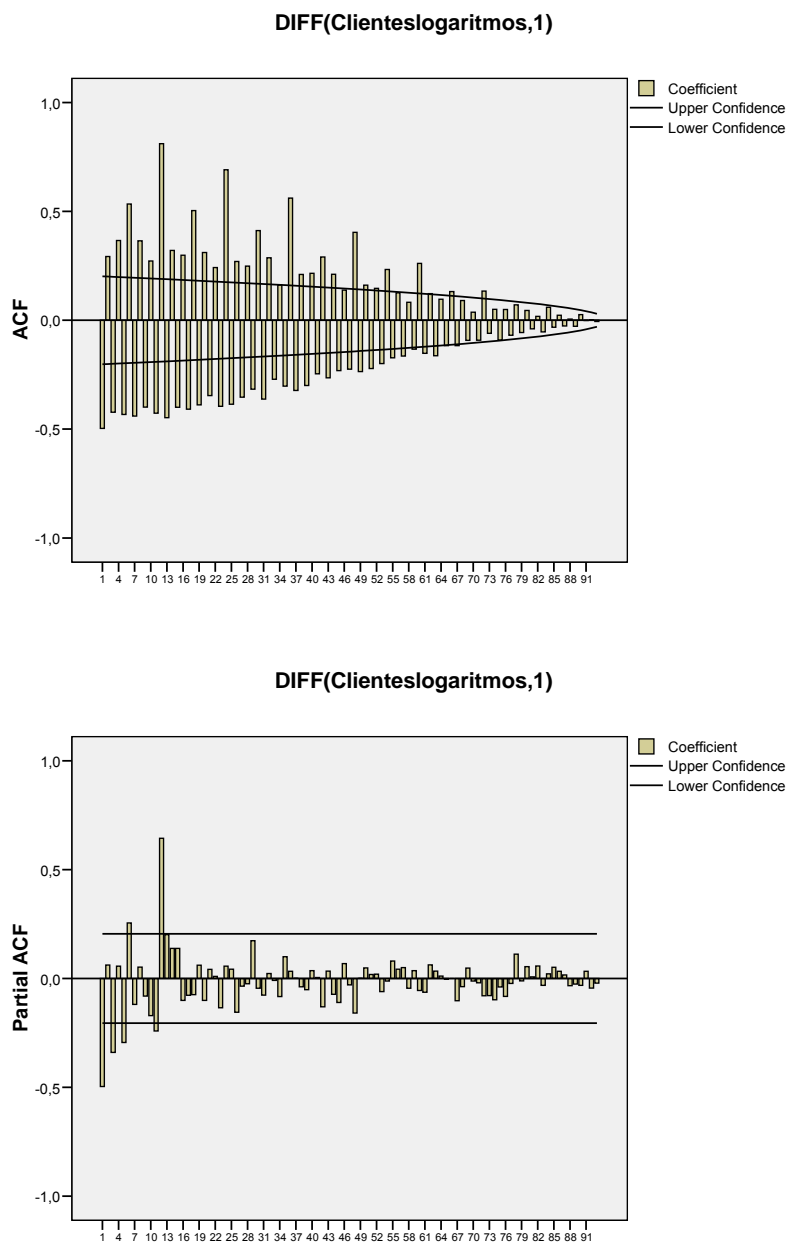
**Quadro 3-7 - Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias das quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos**

		Independent Samples Test								
		Levene's Test for Equality of Variances		t-test for Equality of Means						
		F	Sig.	t	df	Sig. (2-tailed)	Mean Difference	Std. Error Difference	95% Confidence Interval of the Difference	
									Lower	Upper
DIFF(Clientes logaritmos,1)	Equal variances assumed	.007	.931	-.817	93	.416	-.015482	.018961	-.053135	.022171
	Equal variances not assumed			-.817	92.898	.416	-.015482	.018950	-.053114	.022150

Contudo, a análise gráfica da autocorrelação dos resíduos não demonstra claramente que a série é estacionária. Assim, a Figura 3-10 mostra que a série da autocorrelação dos resíduos decresce de uma forma muito ligeira, apresentando valores negativos e positivos alternadamente. O facto do primeiro termo não ser positivo leva a concluir que o modelo não deverá requerer um termo de diferenciação. Por seu lado, a série da autocorrelação parcial decresce claramente em termos absolutos, sendo o primeiro termos negativo, o que indica a necessidade do modelo incluir um termo de média móvel dos resíduos.

Em ambos os casos, é clara a sazonalidade das séries a 12 meses.

**Figura 3-10 - Autocorrelação dos resíduos e autocorrelação parcial dos resíduos após a integração de grau 1**



Contradizendo os resultados da análise do gráfico, o teste aumentado de Dick-fuller vem corroborar os testes à igualdade da variância e da média da série, ao permitir rejeitar a hipótese de que a série logaritmizada das quantidades facturadas de gás natural pelos clientes directos, com integração de grau 1, não é estacionária para um nível de significância de 1%. Deste modo, não é necessário elevar o grau de integração da série.

**Quadro 3-8 - Teste aumentado de *Dick-Fuller* de rejeição da hipótese nula de que a série é não estacionária**

Teste Estatístico aumentado de <i>Dick-Fuller</i>	-16,54
1% Valor crítico*	-3,49
5% Valor crítico	-2,89
10% Valor crítico	-2,58

\*Valor crítico de MacKinnon para a rejeição da hipótese nula da raiz unitária

**DEFINIÇÃO DO MODELO ARIMA**

O modelo ARIMA escolhido deve-se ajustar às seguintes características da série analisada:

- Não estacionária de grau 1.
- Com sazonalidade para um período de 12 meses.
- Com autocorrelação dos resíduos, ora positiva ora negativa, com uma leve tendência decrescente em termos absolutos, voltando a ser significativamente positiva no 12º mês. A Figura 3-10 mostrou que no primeiro mês o desfasamento é negativo, indiciando que poderá não ser necessário a inclusão de um termo de regressão.
- Com autocorrelação parcial dos resíduos negativa decrescente, passando a positiva e significativa no 12º mês. Registe-se, que no primeiro mês o desfasamento é significativo e negativo, indiciando a necessidade de inclusão de um termo de média móvel dos resíduos.

Os modelos que respondem a esses critérios, cujos resultados são mais relevantes são:

- Arima (1,1,0) (0,1,0) com e sem constante.
- Arima (0,1,1) (0,1,0) com e sem constante.
- Arima (1,1,1) (0,1,0) com e sem constante.
- Arima (0,1,1) (0,1,1) com e sem constante.
- Arima (2,1,1) (0,1,0) com e sem constante.
- Arima (1,1,2) (0,1,0) com e sem constante.
- Arima (1,1,1) (0,1,2) com e sem constante.

Como no caso precedente escolheu-se o modelo ARIMA recorrendo à análise dos critérios de informação e o grau de significância dos termos<sup>18</sup>, para um nível de significância de 5%.

O Quadro 3-9 apresenta os testes de critérios de informação para os modelos ARIMA acima definidos, bem como os valores e os testes *t* de *Student* dos seus respectivos termos.

Os modelos escolhidos são:

- Modelo logarimizado com sazonalidade ARIMA(0,1,1) (0,1,0) e sem constante:

$$\log \hat{Y}_t = \log Y_{(t-1)} + \log Y_{(t-12)} - \log Y_{(t-13)} - \log \theta_1 - \log e_{(t-1)}$$

- Modelo logarimizado com sazonalidade ARIMA(0,1,1) (0,1,1) e sem constante:

$$\log \hat{Y}_t = \log Y_{(t-1)} + \log Y_{(t-12)} - \log Y_{(t-13)} - \log \theta_1 - \log e_{(t-1)} - \log \theta_2 - \log e_{(t-12)}$$

Não foram escolhidos os modelos com constantes, porque estas serem negativas, indicando uma tendência de longo prazo decrescente que se deve ao peso dado pelos modelos aos primeiros anos das séries. A normal inflexão do crescimento após os primeiros anos de arranque enviesa os resultados.

---

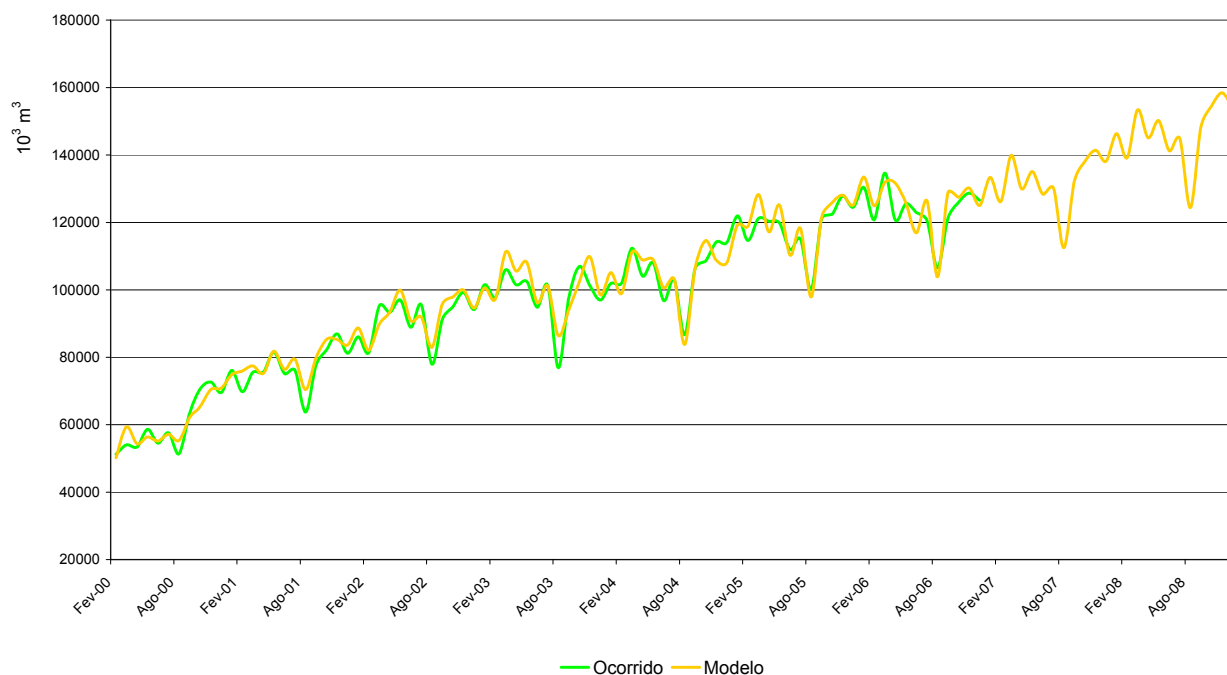
<sup>18</sup> Para além destas análises, a comparação gráfica dos valores obtidos através dos modelos com valores mais significativos e dos valores ocorridos foi igualmente realizada. Devido à sua dimensão, esta comparação não é aqui apresentada.

Quadro 3-9 - Modelos ARIMA para as quantidades de gás natural adquiridas pelos clientes directos

	Critério de informação		Constante		AR(1)		AR(2)		SAR(1)		SAR(2)		MA(1)		MA(2)		SMA(1)		SMA(2)	
	Schwartz	Akaike	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student	Coefficiente	t student
ARIMA(1,1,0)(0,1,0)	-278,9	-274,1	-0,01	-1,20	-0,24	-2,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARIMA(1,1,0)(0,1,0) sem constante	-279,50	-277,00	-	-	-0,23	-2,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ARIMA(0,1,1)(0,1,0)	-283,9	-279,0	-0,01	-1,72	-	-	-	-	-	-	-	-	0,44	4,35	-	-	-	-	-	-
ARIMA(0,1,1)(0,1,0) sem constante	-283,2	-280,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,38	3,75	-	-	-	-	-	-
ARIMA(1,1,1)(0,1,0)	-283,3	-276,1	-0,01	-1,89	0,25	1,02	-	-	-	-	-	-	0,62	3,14	-	-	-	-	-	-
ARIMA(1,1,1)(0,1,0) sem constante	-282,2	-277,3	-	-	0,20	0,69	-	-	-	-	-	-	0,54	2,12	-	-	-	-	-	-
ARIMA(0,1,1)(0,1,1)	-296,2	-289,0	0,00	-4,61	-	-	-	-	-	-	-	-	0,40	4,36	-	-	0,94	1,64	-	-
ARIMA(0,1,1)(0,1,1) sem constante	-290,6	-285,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,30	2,78	-	-	0,48	3,29	-	-
ARIMA(2,1,1)(0,1,0)	-283,5	-279,8	-0,01	-1,80	0,00	0,01	-0,22	-1,51	-	-	-	-	0,35	1,11	-	-	-	-	-	-
ARIMA(2,1,1)(0,1,0) sem constante	-283,0	-275,2	-	-	0,00	0,12	-0,22	-1,51	-	-	-	-	0,27	0,75	-	-	-	-	-	-
ARIMA(1,1,2)(0,1,0)	-284,1	-274,4	-0,01	-1,82	-0,57	-2,00	-	-	-	-	-	-	-0,24	-0,89	0,42	3,62	-	-	-	-
ARIMA(1,1,2)(0,1,0) sem constante	-283,0	-275,8	-	-	-0,59	-2,00	-	-	-	-	-	-	-0,31	-1,08	0,38	3,42	-	-	-	-
ARIMA(1,1,1)(0,1,2)	-297,0	-284,9	0,00	-4,58	0,30	1,31	-	-	-	-	-	-	0,65	3,58	-	-	0,73	0,17	0,28	0,22
ARIMA(1,1,1)(0,1,2) sem constante	-288,5	-278,9	-	-	0,11	0,28	-	-	-	-	-	-	0,37	0,94	-	-	0,49	3,11	0,19	1,36

A Figura 3-11 apresenta a evolução estimada pelo modelo ARIMA(0,1,1) (0,1,0) das quantidades adquiridas de gás natural pelos clientes directos entre 2000 e 2006, comparando-a com os valores ocorridos. Observa-se que, os valores do modelo e os valores ocorridos são próximos. Contudo, o modelo nem sempre consegue ajustar-se com precisão à realidade, nomeadamente, no que diz respeito aos meses de maior consumo.

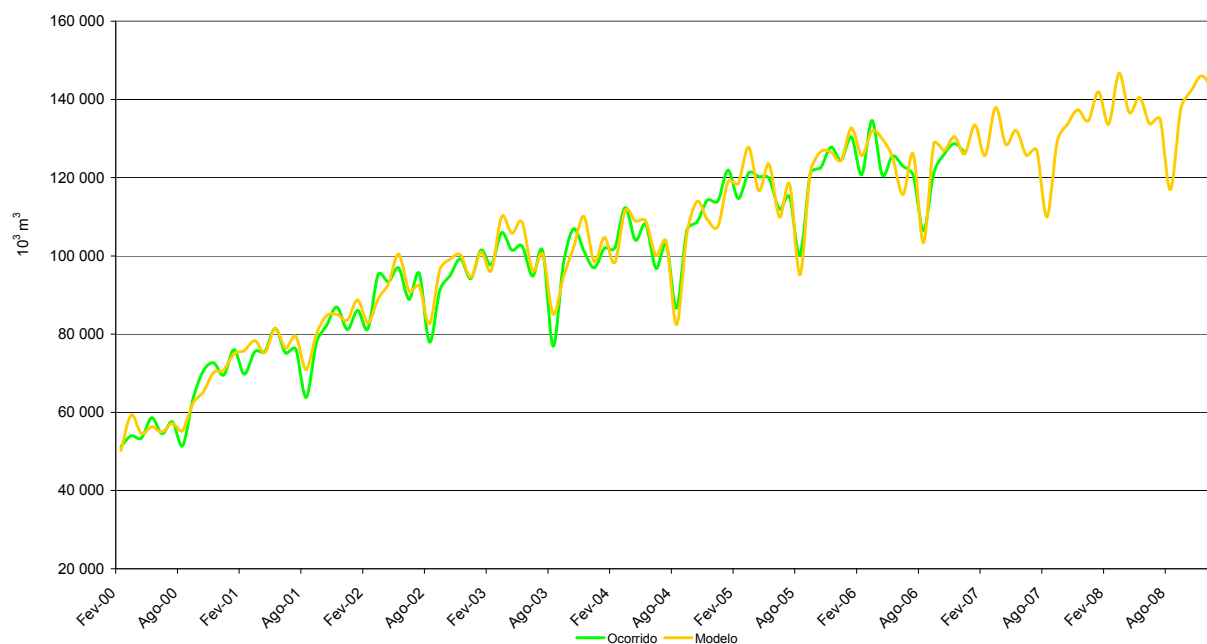
**Figura 3-11 - Estimativa das quantidades adquiridas pelos clientes directos e valores ocorridos (modelo ARIMA(0,1,1) (0,1,1))**



A Figura 3-12 apresenta a evolução estimada pelo modelo ARIMA(0,1,1) (0,1,1) das quantidades adquiridas de gás natural pelos clientes directos entre 2000 e 2006, comparando-a com os valores ocorridos. Este modelo estima um crescimento das quantidades adquiridas mais acentuado do que o modelo anterior.



**Figura 3-12 - Estimativa das quantidades adquiridas pelos clientes directos e valores ocorridos (modelo ARIMA(0,1,1) (0,1,1))**



As quantidades adquiridas pelas distribuidoras regionais assumem um maior grau de imprevisibilidade. Assim, o Quadro 3-10 mostra que a margem de evolução do consumo de gás natural pelos clientes directos é bastante alargada, encontrando-se entre 1% e 5%, se considerarmos os dois modelos seleccionados. Se não aparecerem novos clientes directos, como deverá ser o caso para o ano gás 2007-2008, o crescimento deverá tender assintoticamente para zero. A prevista entrada em funcionamento da cogeração na Portucel de Setúbal, em Março de 2008, pouco alterará esta situação. Neste contexto, consideram-se valores próximos do limite inferior do intervalo considerado como sendo os mais prováveis, isto é, a consideração de valores à volta de 1,52 bcm (n).

**Quadro 3-10 - Quantidades adquiridas pelos clientes directos previstas pelos modelos**

Unidade: 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>

	Jan-Dez 2006 (1)	Julho 2005 Junho 2006	Julho 2006 Junho 2007 (2)	Jan 2007 - Dez 2007 (3)	Julho 2007 Junho 2008 (4)	% (2)-(1)/(1)	% (3)-(1)/(3)	% (4)-(2)/(2)
Quantidades ocorridas	682 143	667 502	-	-	-	-	-	-
ARIMA(0,1,1)(0,1,0)	1 496 733	1 474 771	1 506 303	1 506 133	1 517 336	0,6%	0,6%	0,7%
ARIMA(0,1,1)(0,1,1)	1 502 570	1 473 567	1 524 994	1 555 275	1 605 019	1,5%	3,5%	5,2%



## 4 CONCLUSÕES

A Figura 4-1 apresenta as quantidades adquiridas de gás natural por tipo de consumidor, ocorridas em 2005 e em 2006, assim como os valores previstos para o ano gás 2007-2008 pela ERSE, pela Transgás e pela REN. As previsões da ERSE agrupam-se em três cenários:

- Cenário alto (4,51 bcm (n) ), que corresponde à soma dos valores mais elevados dos intervalos de consumos (0,74 bcm (n) nas distribuidoras, 1,61 bcm (n) nos clientes directos e 2,2 bcm (n) nos centros electroprodutores).
- Cenário baixo (3,97 bcm (n) ), que corresponde à soma dos valores mais baixos dos intervalos de consumos (0,72 bcm (n) nas distribuidoras, 1,52 bcm (n) nos clientes directos e 1,69 bcm (n) nos centros electroprodutores).
- Cenário escolhido, (4,36 bcm (n) ). Este cenário corresponde ao cenário em que os consumos que se consideraram mais prováveis, isto é:
  - O valor médio do intervalo para o consumo das distribuidoras, 0,73 bcm.
  - O valor mais baixo do intervalo do consumo dos clientes directos, 1,52 bcm, por se considerar que, sem a entrada de novos clientes, o crescimento dos consumos tendem assintoticamente para zero.
  - O respeito pelo AGC da Turbogás e consumo igual ao verificado em 2006 pela TER, respectivamente, 1,08 bcm (n) e 1,04 bcm, perfazendo um total 2,12 bcm (n) para os centros electroprodutores.

A Figura 4-1 apresenta igualmente as previsões da REN e da Transgás para o ano gás 2007-2008. A previsão da REN corresponde a 4,31 bcm (n), muito próximo do cenário considerado mais provável pela ERSE.

Por seu lado, as previsões da Transgás situam-se claramente acima do intervalo proposto pela ERSE.

Recorde-se que o valor máximo da ERSE tem subjacente taxas de crescimento anuais dos consumos das distribuidoras e dos clientes directos de 4,5% e 5,2%, respectivamente, e um incremento do consumo da TER de 5% face ao verificado em 2006, bem como o respeito pelo AGC no caso da Tapada do Outeiro.

**Figura 4-1 - Quantidades consumidas ocorridas, previsões ERSE, previsões Transgás e previsões REN**

