



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

**ANÁLISE DA EVOLUÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DA
PROCURA
DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2008-2009**

Junho 2008

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
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
	PARTE I – ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL	3
2	DESCRIÇÃO DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS ATÉ 2007.....	5
2.1	Mercado eléctrico.....	9
2.1.1	Central da Tapada do Outeiro.....	9
2.1.2	Central do Carregado.....	10
2.1.3	O Acordo de Gestão de Consumo	10
2.1.4	Central Termoeléctrica do Ribatejo.....	13
2.2	Grandes Clientes	13
2.2.1	Cogeração.....	14
2.2.2	Cerâmicas, Vidreiras e Têxteis	15
2.3	Comercializadores de último recurso retalhistas	16
2.3.1.1	Lisboagás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás.....	17
2.3.1.2	Beiragás e Tagusgás.....	21
2.3.1.3	Duriensegás, Dianagás, Medigás e Dourogás.....	23
3	ANÁLISE ESTATÍSTICA E ECONOMETRICA.....	27
3.1	Análise gráfica e estatística descritiva	27
3.2	Variáveis explicativas da evolução da procura	31
3.2.1	Gráficos de dispersão	32
3.2.2	Análise da correlação entre as variáveis independentes (Preços).....	49
3.2.3	Regressões	52
4	PREVISÕES DE CONSUMO PARA O ANO GÁS 2008-2009	57
4.1	Cenários de Evolução dos Consumos dos Centros Electroprodutores	57
4.2	Análise ARIMA das séries respeitantes aos comercializadores de último recurso retalhista e aos grandes clientes	58
4.2.1	Consumo de gás natural pelos comercializadores de último recurso retalhista.....	58
4.2.2	Consumo de gás natural pelos Grandes Clientes.....	68
5	CONCLUSÕES - COMPARAÇÃO ENTRE PREVISÕES DA ERSE E DOS AGENTES DO SECTOR.....	77
	PARTE II – CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2008-2009	81
6	BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2008-2009.....	83
6.1	Metodologia de previsão do Balanço de Energia do Sistema Nacional de Gás Natural	83
6.2	Balanço de energia no SNGN para 2008-09	85
6.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNGN	87
7	UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRA-ESTRUTURAS	89
7.1	Rede de transporte e infra-estruturas de Alta Pressão.....	89

7.2	Redes de distribuição	89
7.2.1	Descrição e caracterização da utilização das redes de distribuição.....	89
7.2.2	Determinação do período de ponta nas redes de distribuição	89
7.2.3	Determinação de quantidades na perspectiva tarifária.....	91
7.2.4	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem	94
7.2.5	Utilização de perfis de consumo nacionais	95
7.3	Comercialização de último recurso	96
7.4	Comercialização em regime de mercado.....	96
8	CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2008-2009.....	99
8.1	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade dos operadores das infra-estruturas e da rede de transporte.....	99
8.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	99
8.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	99
8.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	100
8.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema	100
8.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição	100
8.2.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	100
8.2.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	101
8.2.3	Tarifa de Uso Global do Sistema	101
8.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade dos comercializadores de último recurso.....	101
8.3.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	101
8.3.2	Tarifa de Energia para grandes clientes	102
8.3.3	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas	102
8.3.4	Tarifa de Comercialização a grandes clientes	102
8.3.5	Tarifas de Comercialização retalhista	102
8.4	Quantidades consideradas no cálculo das Tarifas de Venda a Clientes Finais	103
8.4.1	Tarifas de venda a clientes finais a grandes clientes	103
8.4.1.1	Rede de Transporte.....	103
8.4.1.2	Redes de Distribuição.....	104
8.4.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores Retalhistas	104
8.4.2.1	Beiragás	104
8.4.2.2	Dianagás	106
8.4.2.3	Dourogás	107
8.4.2.4	Duriensegás.....	108
8.4.2.5	Lisboagás	110
8.4.2.6	Lusitaniagás.....	111
8.4.2.7	Medigás	113
8.4.2.8	Paxgás	114
8.4.2.9	Portgás	115
8.4.2.10	Setgás	116
8.4.2.11	Tagusgás	117

8.5	Quantidades consideradas nas entregas a clientes de comercializadores de mercado	119
8.5.1	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a Clientes de Comercializadores de Mercado ..	119
8.5.1.1	Rede de Transporte.....	119
8.5.1.2	Redes de Distribuição.....	119
8.6	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de rede para aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores.....	120
8.6.1	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a entregas dos operadores de rede.....	120
8.6.1.1	Rede de Transporte.....	120
8.6.1.2	Beiragás	120
8.6.1.3	Dianagás	121
8.6.1.4	Dourogás	122
8.6.1.5	Duriensegás.....	123
8.6.1.6	Lisboagás	124
8.6.1.7	Lusitaniagás.....	125
8.6.1.8	Medigás	126
8.6.1.9	Paxgás.....	126
8.6.1.10	Portgás	127
8.6.1.11	Setgás	128
8.6.1.12	Tagusgás.....	129

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução do número de clientes da Transgás (actualmente do CUR Grossista e do Mercado Liberalizado).....	6
Figura 2-2 - Gás natural consumido em Portugal em 2007	7
Figura 2-3 - Vendas de gás natural em quantidade	8
Figura 2-4 - Peso relativo dos centros electroprodutores, grandes clientes e CURr na procura de gás natural	8
Figura 2-5 - Evolução do gás natural adquirido pelos centros electroprodutores.....	9
Figura 2-6 - Consumos de gás natural das centrais electroprodutoras	11
Figura 2-7 - Índice de produtividade hidroelétrica, peso da produção dos PRE, das centrais a gás natural do SEP na produção total.....	12
Figura 2-8 - Evolução dos consumos dos grandes clientes.....	14
Figura 2-9 - Evolução dos Consumos dos comercializadores de último recurso retalhistas.....	16
Figura 2-10 - Evolução dos consumos da Lisboagás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás	18
Figura 2-11 - Crescimento das vendas nos últimos três anos e nº de clientes distribuídos face aos objectivos propostos na concessão (ano de referência 2006).....	20
Figura 2-12 - Evolução do número de clientes da Lisboagás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás.....	21
Figura 2-13 - Evolução dos consumos da Beiragás e Tagusgás.....	22
Figura 2-14 - Evolução do número de clientes da Beiragás e Tasgusgás	22
Figura 2-15 - Evolução dos consumos da Duriensegás, Dianagás, Medigás, Dourogás.....	23
Figura 2-16 - Evolução do número de clientes da Duriensegás, Dianagás, Medigás e Dourogás	24
Figura 3-1 - Evolução das vendas de gás natural.....	28
Figura 3-2 - Taxa de crescimento médio anual.....	29
Figura 3-3 - Vendas de gás natural aos CURr	30
Figura 3-4 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do fuelóleo	34
Figura 3-5 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do gásóleo de aquecimento	35
Figura 3-6 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e da cotação média mensal do Brent	36
Figura 3-7 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio anual da electricidade.....	38
Figura 3-8 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do butano em garrafas.....	39
Figura 3-9 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do butano em granel.....	40
Figura 3-10 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do propano em garrafas	40
Figura 3-11 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do propano a granel.....	41
Figura 3-12 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do propano canalizado	42
Figura 3-13 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do seu preço médio mensal	43

Figura 3-14 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural das distribuidoras e da tarifa doméstica mensal.....	44
Figura 3-15 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural das distribuidoras e da tarifa industrial mensal	45
Figura 3-16 - Diagrama de dispersão entre as quantidades adquiridas e a temperatura média anual	47
Figura 3-17 - Análise de dispersão entre as quantidades adquiridas e o VAB da indústria	48
Figura 3-18 - Análise de dispersão entre as quantidades adquiridas e o VAB por habitante	49
Figura 4-1 - Coeficientes de autocorrelação dos resíduos	60
Figura 4-2 - Autocorrelação dos resíduos	62
Figura 4-3 - Autocorrelação parcial dos resíduos	62
Figura 4-4 - Estimativa das quantidades adquiridas pelos comercializadores de último recurso retalhista e valores ocorridos (modelo ARIMA(2,2,0) (2,1,0)).....	66
Figura 4-5 - Estimativa das quantidades adquiridas pelos comercializadores de último recurso retalhistas e valores ocorridos (modelo ARIMA(2,2,2) (2,1,2)).....	67
Figura 4-6 - Autocorrelação dos resíduos.....	69
Figura 4-7 - Autocorrelação dos resíduos e autocorrelação parcial dos resíduos após a integração de grau 1.....	70
Figura 4-8 - Estimativa das quantidades adquiridas pelos grandes clientes e valores ocorridos (modelo ARIMA(2,2,2) (1,1,1)).....	73
Figura 4-9 - Estimativa das quantidades adquiridas pelos grandes clientes e valores ocorridos (modelo ARIMA(0,2,1) (1,1,1)).....	74
Figura 5-1 - Consumo dos grandes clientes implícito nas previsões do CURg.....	78
Figura 6-1 - Fluxos de energia no SNGN em 2008/09.....	88
Figura 7-1 - Consumo diário agregado nos pontos de entrada nas redes de distribuição interligadas ao longo do ano gás 2006-2007	90

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Correlações das quantidades adquiridas mensalmente.....	31
Quadro 3-2 - Correlação entre as variáveis explicativas	51
Quadro 3-3 - Resultado das regressões pelo método dos mínimos quadrados.....	53
Quadro 3-4 – Estacionarização dos modelos	54
Quadro 3-5 - Regressão mínimos quadrados quantidades grandes clientes e preço médio propano a granel.....	55
Quadro 3-6 - Regressão mínimos quadrados quantidades centros electroprodutores e preço médio Brent	55
Quadro 4-1– Previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2008-2009 consumo dos centros electroprodutores.....	57
Quadro 4-2 - Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias do consumo de gás natural pelos CURr	59
Quadro 4-3 - Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias do consumo de gás natural pelos CURr – modelo log-log com diferenciação de grau 2.....	61
Quadro 4-4 - Testes aumentados de <i>Dick-Fuller</i> de rejeição da hipótese nula à <i>raiz unitária</i>	63
Quadro 4-5 - Modelos ARIMA para as quantidades de gás natural adquiridas pelos comercializadores de último recurso grossista	65
Quadro 4-6 - Quantidades previstas pelos modelos.....	68
Quadro 4-7 - Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias das quantidades de gás natural adquiridas pelos grandes clientes	68
Quadro 4-8 - Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias das quantidades de gás natural adquiridas pelos grandes clientes	69
Quadro 4-9 - Testes aumentados de <i>Dick-Fuller</i> à <i>raiz unitária</i>	71
Quadro 4-10 - Modelos ARIMA para as quantidades de gás natural adquiridas pelos grandes clientes.....	72
Quadro 4-11- Quantidades previstas pelos modelos.....	75
Quadro 5-1 - Comparação das previsões de consumo de gás natural para o ano gás 2008-2009 face ao ocorrido	79
Quadro 6-1 - Balanço de gás natural na RNTGN para 2008/09.....	85
Quadro 6-2 - Balanço de gás natural na RNDGN para 2008/09.....	86
Quadro 6-3 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2008/09.....	86
Quadro 6-4 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2008/09.....	87
Quadro 7-1 - Período de ponta nas redes de distribuição	91
Quadro 7-2 – Conversão das variáveis de facturação das tarifas em vigor para o novo sistema tarifário.....	92
Quadro 7-3 - Variáveis de facturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais	93
Quadro 7-4 - Distribuição do consumo e número de clientes (pontos de entrega) por tipo de leitura	93
Quadro 8-1 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	99
Quadro 8-2 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	99

Quadro 8-3 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte	100
Quadro 8-4 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Uso Global do Sistema.....	100
Quadro 8-5 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	101
Quadro 8-6 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição	101
Quadro 8-7 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Uso Global do Sistema.....	101
Quadro 8-8 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	102
Quadro 8-9 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Energia para grandes clientes.....	102
Quadro 8-10 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas .	102
Quadro 8-11 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Comercialização de último recurso a grandes clientes	102
Quadro 8-12 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Comercialização em BP< para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m ³ (n) por ano.....	103
Quadro 8-13 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m ³ (n) por ano e inferiores a 2 milhões de m ³ (n) por ano.....	103
Quadro 8-14 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Alta Pressão	103
Quadro 8-15 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão para consumos superiores a 2.000.000 m ³ por ano.....	104
Quadro 8-16 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m ³ por ano	104
Quadro 8-17 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m ³ por ano....	105
Quadro 8-18 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão	105
Quadro 8-19 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m ³ por ano	106
Quadro 8-20 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m ³ por ano	106
Quadro 8-21 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão	107
Quadro 8-22 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m ³ por ano	107
Quadro 8-23 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m ³ por ano....	108
Quadro 8-24 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m ³ por ano	108
Quadro 8-25 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m ³ por ano	109
Quadro 8-26 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão	109

Quadro 8-27 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m ³ por ano	110
Quadro 8-28 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m ³ por ano	110
Quadro 8-29 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão	111
Quadro 8-30 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m ³ por ano	111
Quadro 8-31 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m ³ por ano	112
Quadro 8-32 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão	112
Quadro 8-33 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m ³ por ano	113
Quadro 8-34 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m ³ por ano	113
Quadro 8-35 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m ³ por ano	114
Quadro 8-36 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m ³ por ano	114
Quadro 8-37 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m ³ por ano	115
Quadro 8-38 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m ³ por ano	115
Quadro 8-39 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão	115
Quadro 8-40 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m ³ por ano	116
Quadro 8-41 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m ³ por ano	116
Quadro 8-42 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão	117
Quadro 8-43 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m ³ por ano	117
Quadro 8-44 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m ³ por ano	118
Quadro 8-45 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão	118
Quadro 8-46 - Quantidades para o ano gás 2008-09 aplicáveis a Clientes de Comercializadores de Mercado em Alta Pressão	119
Quadro 8-47 - Quantidades para o ano gás 2008-09 aplicáveis a Clientes de Comercializadores de Mercado para consumos em Média Pressão	119
Quadro 8-48 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 .	120

Quadro 8-49 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m ³ por ano	120
Quadro 8-50 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m ³ por ano	121
Quadro 8-51 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão.....	121
Quadro 8-52 - Quantidades consideradas para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m ³ por ano.....	121
Quadro 8-53 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m ³ por ano	121
Quadro 8-54 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão.....	122
Quadro 8-55 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m ³ por ano	122
Quadro 8-56 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m ³ por ano	122
Quadro 8-57 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m ³ por ano	123
Quadro 8-58 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m ³ por ano	123
Quadro 8-59 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão.....	123
Quadro 8-60 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m ³ por ano	124
Quadro 8-61 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m ³ por ano	124
Quadro 8-62 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão.....	124
Quadro 8-63 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m ³ por ano	125
Quadro 8-64 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m ³ por ano	125
Quadro 8-65 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão.....	125

Quadro 8-66 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m ³ por ano	126
Quadro 8-67 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m ³ por ano	126
Quadro 8-68 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m ³ por ano	126
Quadro 8-69 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m ³ por ano	127
Quadro 8-70 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m ³ por ano	127
Quadro 8-71 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m ³ por ano	127
Quadro 8-72 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão.....	128
Quadro 8-73 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m ³ por ano	128
Quadro 8-74 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m ³ por ano	128
Quadro 8-75 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão.....	129
Quadro 8-76 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m ³ por ano	129
Quadro 8-77 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m ³ por ano	129
Quadro 8-78 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão.....	129

1 INTRODUÇÃO

Na definição das tarifas para o ano gás 2007-2008 foram efectuados dois trabalhos sobre o consumo de gás natural, tendo sido apresentados nos documentos “Caracterização da procura de gás natural para o ano gás 2007-2008” e “ Análise do consumo de gás natural para o ano gás 2007-2008”. O primeiro trabalho visava desagregar e definir as quantidades de gás natural pelas diferentes actividades reguladas e por períodos tarifários.

A análise da procura prevista para o ano tarifário tem incidência na definição dos custos previstos (de que a aquisição de energia primária é um exemplo) no cálculo dos preços das várias tarifas cujo nível tarifário deve recuperar os proveitos permitidos. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determina a utilização esperada das diversas infra-estruturas do sistema de gás natural bem como uma caracterização de quantidades previstas associadas a cada variável de facturação.

O segundo trabalho tem uma vertente mais económica, tendo dois objectivos subjacentes. O primeiro objectivo corresponde à identificação dos principais factores explicativos da evolução do consumo de gás natural. Como o lançamento deste trabalho surgiu em simultâneo com a definição das primeiras tarifas para o ano gás 2007-2008, gerou-se a necessidade de concretizar o segundo objectivo do trabalho: 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 ser pró-activa na análise das previsões das empresas relativas à evolução dessa variável no curto prazo. A definição do nível de procura prevista será assim o principal produto deste trabalho.

Os trabalhos apresentados no ano anterior, embora tenham objectivos diferentes, inter-relacionam-se. Assim, o nível de procura, que deverá resultar do trabalho com a abordagem mais económica, é a base da definição do balanço de gás natural definido no segundo trabalho.

Na elaboração da proposta das tarifas para o ano gás 2008-2009, verificou-se a necessidade de diminuir a dispersão que poderá gerar a produção de dois documentos com temas semelhantes. Deste modo, realizou-se o presente documento dividido em duas partes. A primeira parte é intitulada “Análise da evolução da procura de gás natural”, a segunda parte chama-se “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2008-2009”.

Na primeira parte, prossegue-se a análise à evolução do consumo de gás natural efectuada no ano anterior, mantendo-se as metodologias utilizadas e actualizando-se as séries de valores. Alguns factores explicativos da procura de gás natural foram evidenciados, nomeadamente o preço médio mensal do propano a granel nas quantidades consumidas pelos grandes clientes. Contudo, existem vários

condicionantes que obrigam a considerar com cuidado estes resultados¹. Por outro lado, comparam-se os resultados obtidos com os modelos ARIMA para os consumos dos grandes clientes e dos comercializadores de último recurso, com os valores previstos pelos agentes do sector. Desta comparação surgiu a aceitação das previsões dos comercializadores de último recurso (CUR), para os respectivos clientes², e da REN Gasodutos para os centros electroprodutores.

Na segunda parte do documento, é apresentado o balanço de energia do Sistema Nacional de Gás Natural e uma caracterização exaustiva das quantidades associadas a cada tarifa regulada. São igualmente descritos os pressupostos que determinaram os resultados obtidos. Salienta-se a novidade da análise dos consumos de gás natural nas redes de distribuição, pela primeira vez, e das quantidades associadas às novas tarifas de Venda a Clientes Finais de gás natural, fixadas pela ERSE pela primeira vez para o ano gás 2008-2009.

¹ A série de dados é relativamente curta e os dados não apresentam uma distribuição normal.

² Assumiu-se que os clientes que saem para o mercado mantêm o nível de consumo do ano anterior.

PARTE I – ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL

2 DESCRIÇÃO DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS ATÉ 2007

Para o presente estudo foram repartidos os consumos de gás natural³ em Portugal por três grandes segmentos: centros produtores de energia eléctrica, grandes clientes e comercializadores de último recurso retalhista (CURr), que até 2006 eram distribuidoras regionais.

Os grandes clientes são os consumidores industriais que consomem acima de 2 milhões de metros cúbicos normais. As centrais electroprodutoras, os grandes clientes e as distribuidoras regionais foram, até ao final 2006, fornecidas em regime de exclusividade pela Transgás.

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. Desde Janeiro de 2007, os centros electroprodutores passaram a ser elegíveis podendo ser fornecido no mercado liberalizado.

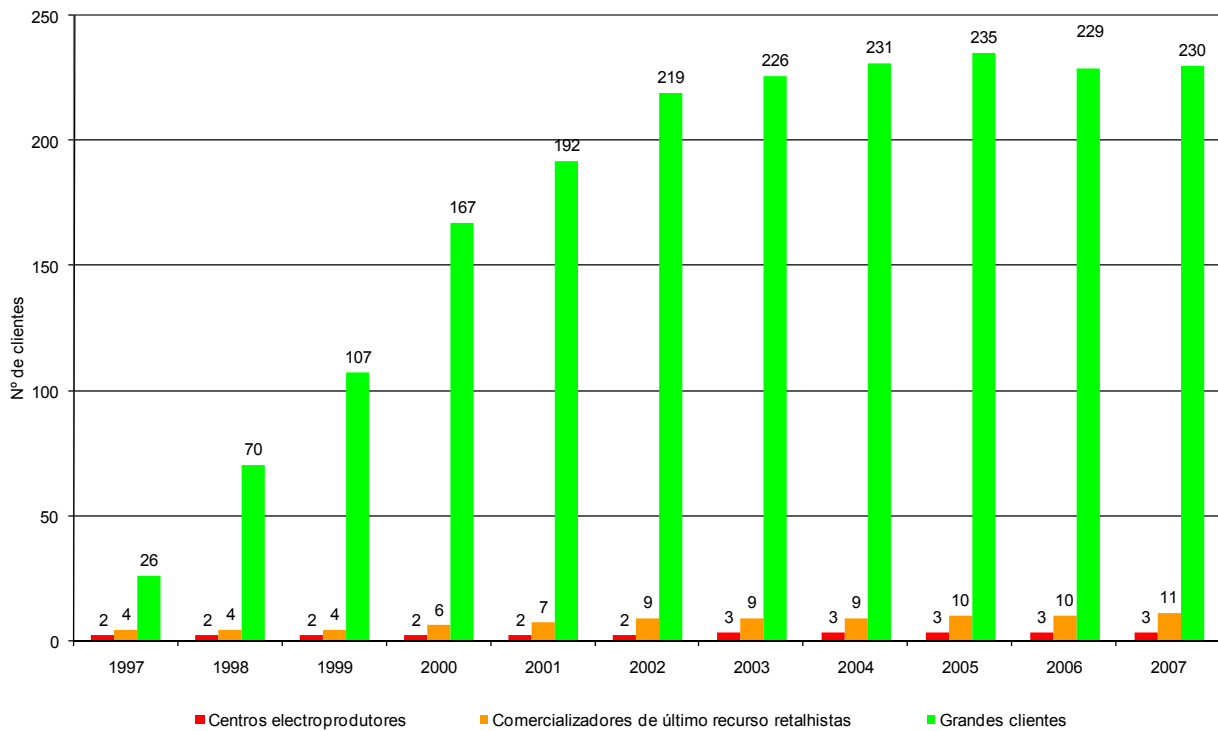
Até 2006, os grandes clientes eram abastecidos pela Transgás, SA e pelas distribuidoras regionais sendo apenas clientes da primeira. Com a reestruturação do sector do gás natural estes clientes passaram a ser fornecidos pela REN Gasodutos ou pelas Operadoras das Redes de Distribuição, mantendo-se clientes da Transgás enquanto comercializador de último recurso grossista. A partir de Janeiro de 2008 estes consumidores podem sair para o mercado liberalizado e escolherem o seu comercializador.

Os comercializadores de último recurso retalhista fornecem os restantes consumidores, estando os seus clientes igualmente segmentados em função do seu consumo. Até 2006 os comercializadores de último recurso retalhista correspondiam aos distribuidores regionais.

A Figura 2-1 apresenta a evolução do número de clientes da Transgás desde 1997, desagregada pelos três principais segmentos acima referidos. Actualmente estes clientes pertencem ao comercializador de último recurso grossista ou estão no mercado liberalizado. Empregam-se as designações actualmente em vigor. Observa-se que desde 2003 o número de clientes tem, de uma forma geral, estagnado.

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

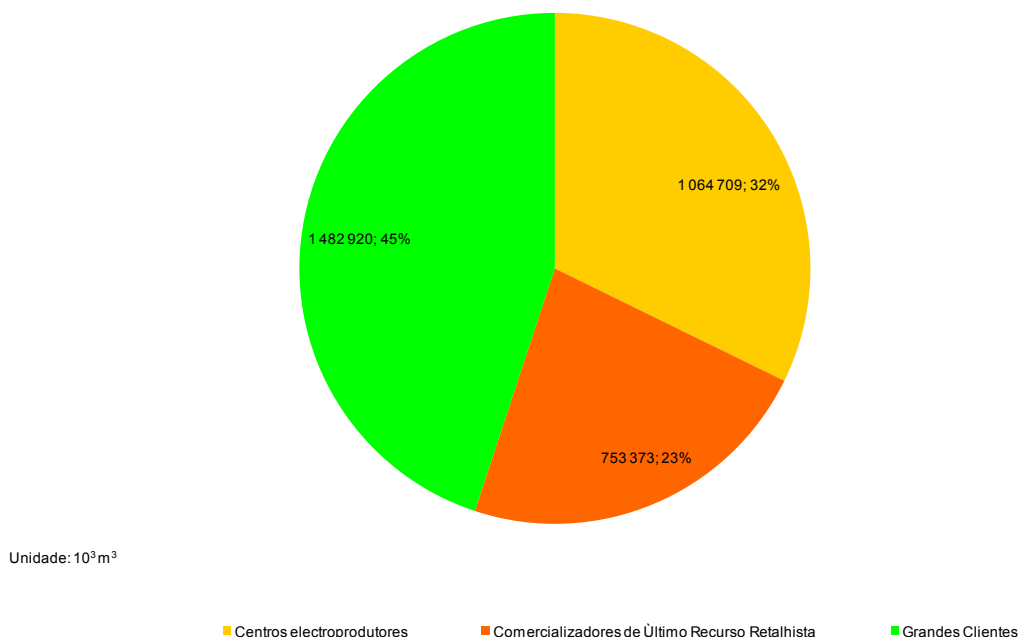
Figura 2-1 - Evolução do número de clientes da Transgás (actualmente do CUR Grossista e do Mercado Liberalizado)



Fonte: Dados Galp Energia

A Figura 2-2 apresenta o panorama de consumos de gás natural, CURr. Em 2007, o gás natural adquirido pelos centros electroprodutores representou 46% do total, o consumo dos grandes clientes representou 36% e apenas 18% do gás natural foi adquirido à Transgás pelos CURr.

Figura 2-2 - Gás natural consumido em Portugal em 2007



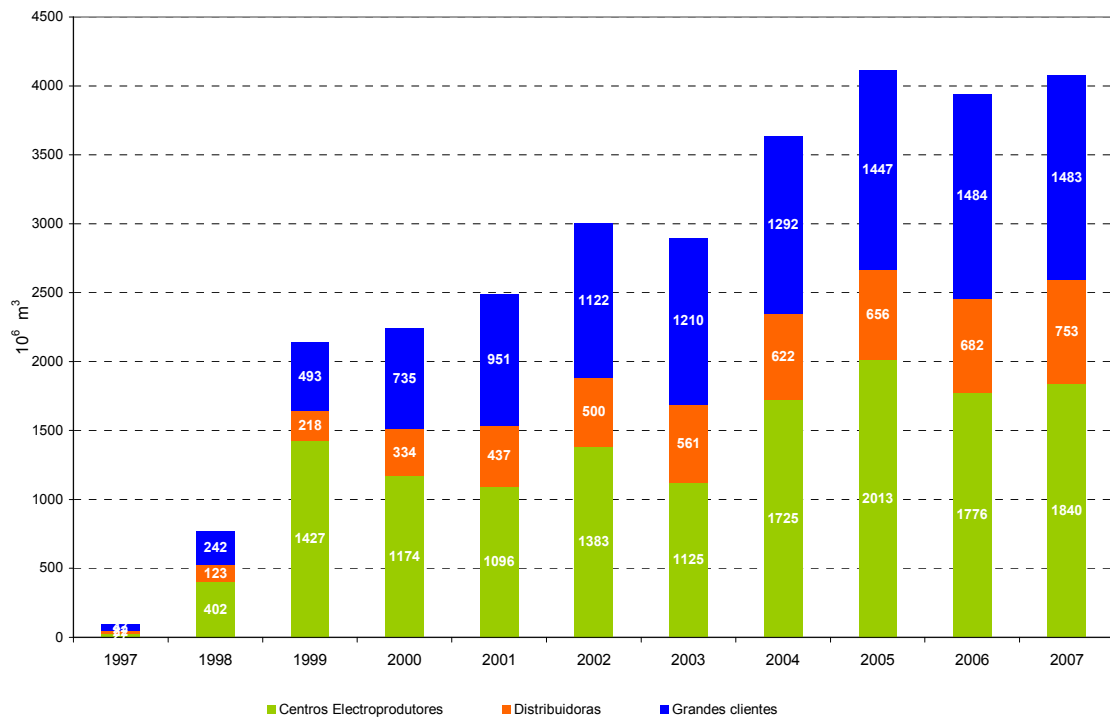
Fonte: Dados Galp Energia

A análise da Figura 2-3, referente à evolução das vendas de gás natural aos centros electroprodutores, aos grandes clientes e aos CURr, 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 CURr regista uma contribuição bastante inferior à dos outros segmentos.

A Figura 2-4 sistematiza a importância relativa de cada segmento de mercado – centrais electroprodutoras, grandes clientes e CURr – na procura de gás natural em Portugal.

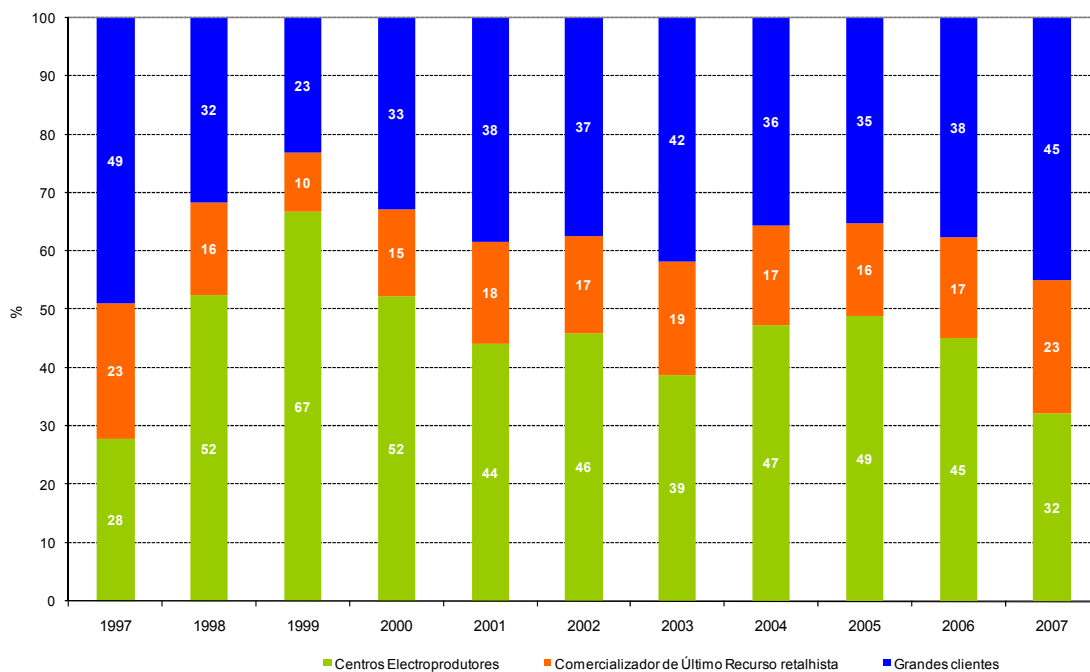
O mercado eléctrico, constituído pelos centros electroprodutores de energia eléctrica, tem assumido, desde 1998, um papel preponderante na procura de gás natural em Portugal, com um peso relativo entre 39% a 67%. Os grandes clientes registam, igualmente, consumos significativos, tendo sido inclusivamente em 1997 e 2003 o segmento de mercado que mais contribuiu para a procura de gás natural em Portugal. Os comercializadores de último recurso retalhistas, 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 23%.

Figura 2-3 - Vendas de gás natural em quantidade



Fonte: Dados Galp Energia

Figura 2-4 - Peso relativo dos centros electroprodutores, grandes clientes e CURr na procura de gás natural

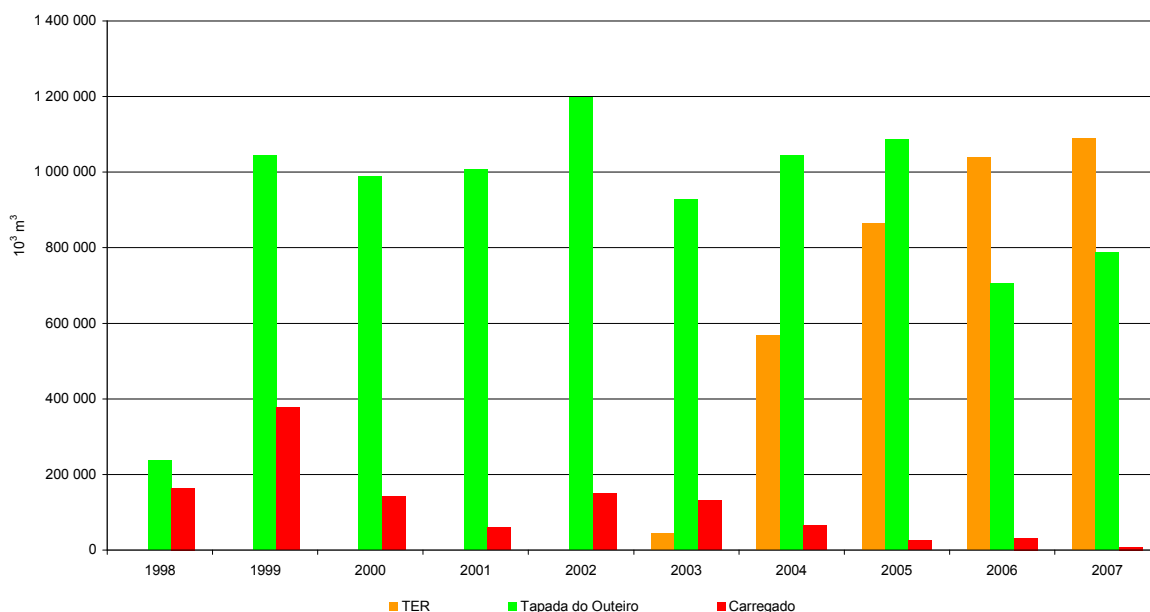


Fonte: Dados Galp Energia

2.1 MERCADO ELÉCTRICO

A Figura 2-5 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. Desde 2006, o consumo de gás natural da TER é superior ao da central da Tapada do Outeiro.

Figura 2-5 - Evolução do gás natural adquirido pelos centros electroprodutores



Nota: Dados Galp

2.1.1 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 termoelétrica 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 m³ 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.

2.1.2 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 m³ 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.

2.1.3 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:

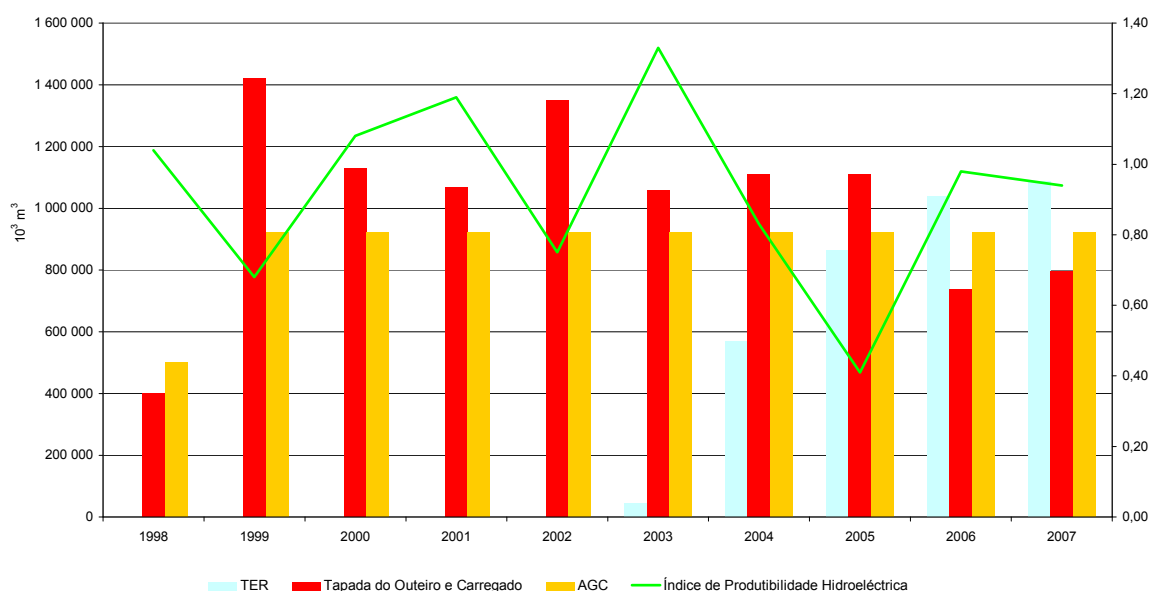
- 500 milhões de m³, em 1998;
- 85% de 1086 milhões de m³, de 1999 até 2021;
- 85% de 1086 milhões de m³ vezes o número de dias do último ano contratual (em 2022), a dividir por 365.

A análise da Figura 2-6 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 e em 2007 verificou-se um aparente 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 2-6 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 2-6 - 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 produzem menos energia eléctrica, enquanto que em anos de menor afluência hidrológica acontece o contrário

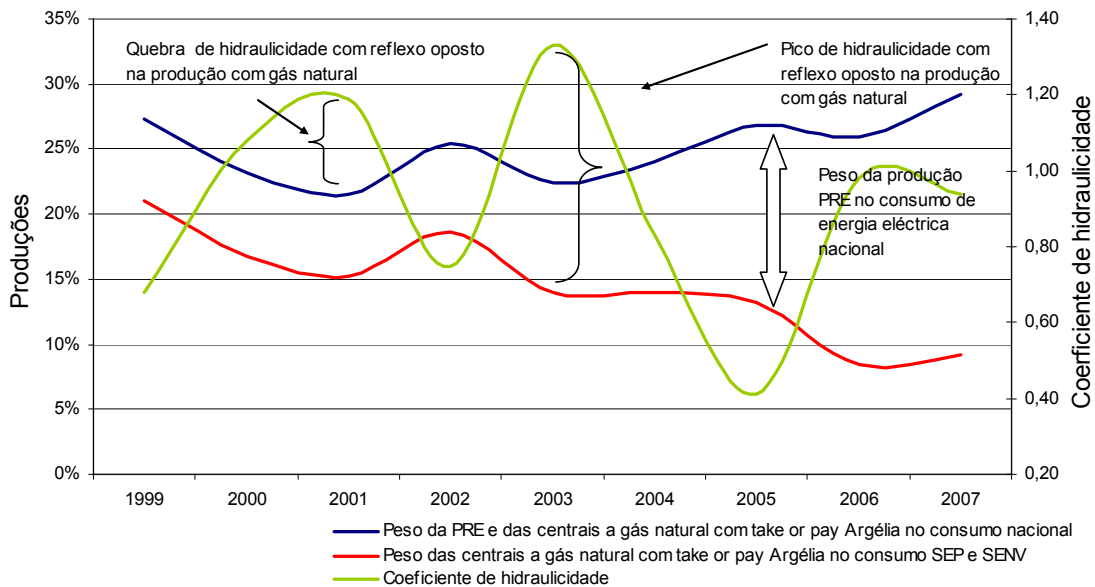
Para além das afluências hidrológicas, a energia eléctrica entregue pela PRE para consumos dos clientes dos comercializadores de último recurso é, realmente, outro factor que condiciona a produção de energia eléctrica das centrais a gás natural despachadas pela REN, nomeadamente a central da Tapada

do Outeiro. A Figura 2-7 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 desde 2006. Registe-se que em 2006, a potência instalada dos grupos geradores eólicos, aumentou 60%. Até 2006 a REN tinha obrigação de adquirir toda a energia eléctrica entregue pela PRE para consumo dos clientes do comercializador de último recurso, a partir desse ano, esta obrigação recaiu sobre o 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 2-7 evidencia mais uma vez o efeito da hidraulicidade na produção de energia eléctrica das centrais a gás natural.

Figura 2-7 - Índice de produtividade hidroelétrica, peso da produção dos PRE, das centrais a gás natural do SEP na produção total



2.1.4 CENTRAL TERMOELÉCTRICA DO RIBATEJO

A Central Termoelétrica 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 2-5).

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 m³ 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.

2.2 GRANDES CLIENTES

Como se pôde observar da Figura 2-3, a evolução do consumo dos grandes clientes 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 grandes clientes regista o mesmo comportamento da evolução da procura de gás natural, neste segmento de mercado, como se pôde verificar da Figura 2-1.

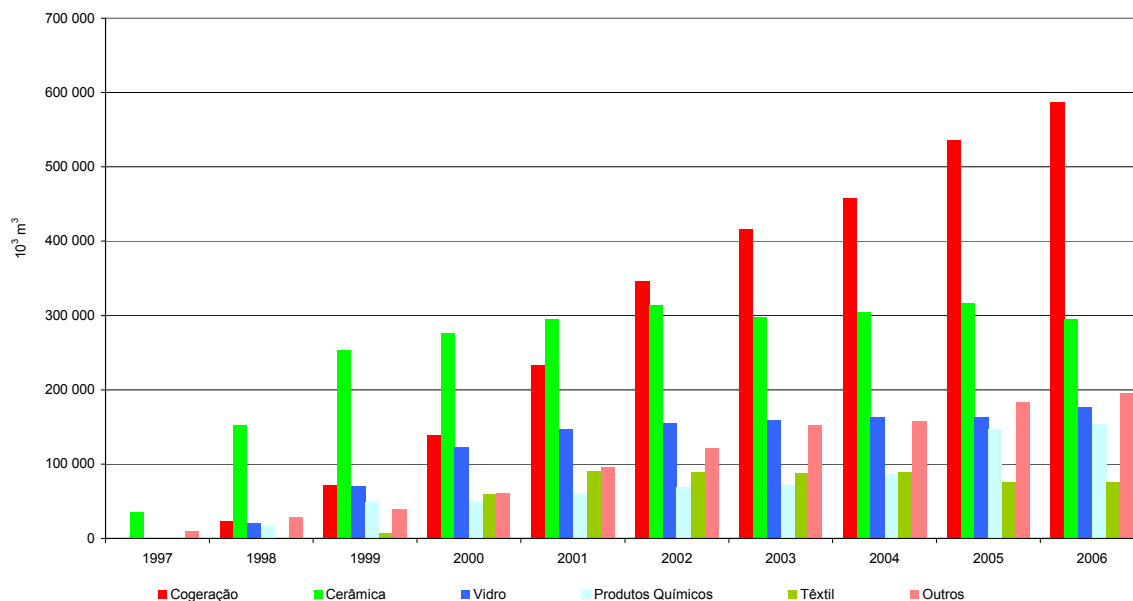
A Figura 2-8 apresenta a evolução, desde 1997, dos consumos dos grandes clientes desagregada por sector de actividade.

Em termos absolutos, o gás natural consumido pelos cogeneradores 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 2-8, 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 2-8 - Evolução dos consumos dos grandes clientes



Nota: Dados Galp

2.2.1 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 grandes clientes, 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.

2.2.2 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 várias UAG dedicadas, nomeadamente 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 grandes clientes da Transgás eram vidreiras. A Figura 2-8 evidenciou, 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.

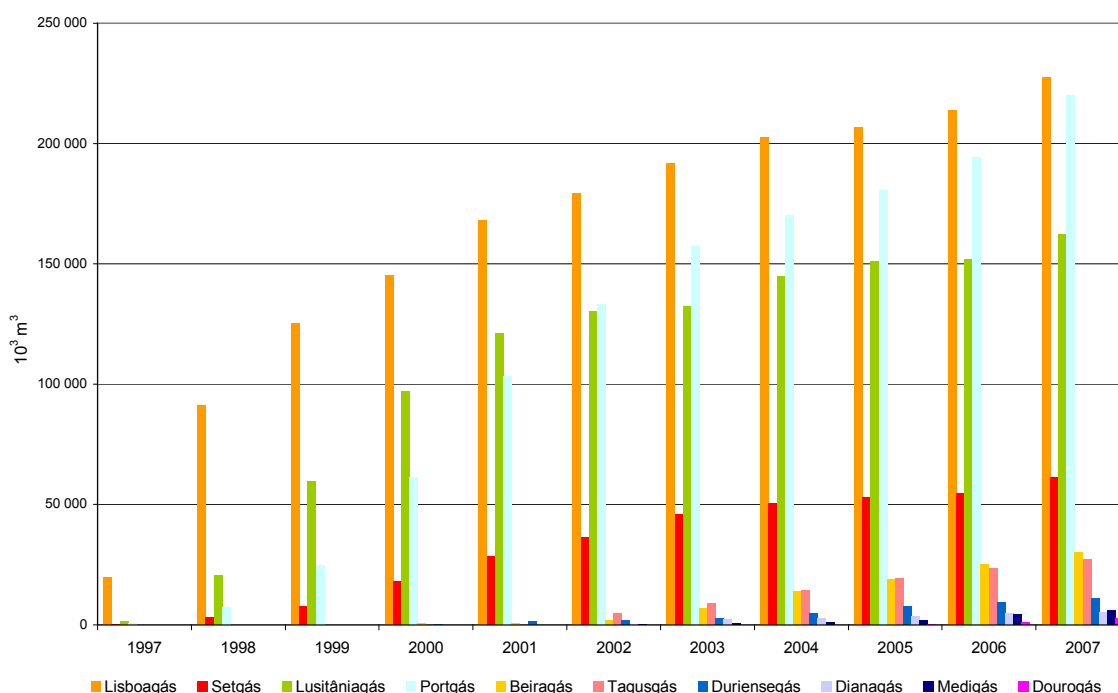
A indústria têxtil é grande consumidora de vapor de água e de água quente, sendo o gás natural usado na sua produção. O crescimento do consumo nas indústrias cerâmicas, vidreiras e têxteis estagnou na medida em que a maioria dos clientes na área de influência das redes de gás natural se encontrava convertido.

2.3 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

Os Comercializadores de último recurso retalhista que operam em Portugal são a Setgás, a Lisboaagás, a Lusitaniagás, a Portgás, a Tagusgás, a Beiragás, a Medigás, a Dianagás, a Duriensegás, a Dourogás e a Paxgás. As quatro primeiras iniciaram as actividades de distribuição e comercialização de gás natural em 1997, tendo as restantes iniciado as suas actividades a partir do ano 2000, sendo que a Paxgás apenas iniciou a sua actividade comercial em 2008.

A Figura 2-9 apresenta a evolução dos consumos dos comercializadores de último recurso retalhistas, desde 1997. Observa-se que três comercializadores se destacam em termos de volume de vendas: Lisboaagás, 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 2-9 - Evolução dos Consumos dos comercializadores de último recurso retalhistas



Da análise da Figura 2-9 é possível observar uma diferença muito significativa entre os volumes de gás natural consumidos pela Lisboaagás, 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 Lisboaagás, Portgás, Lusitaniagás 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 comercializadoras.

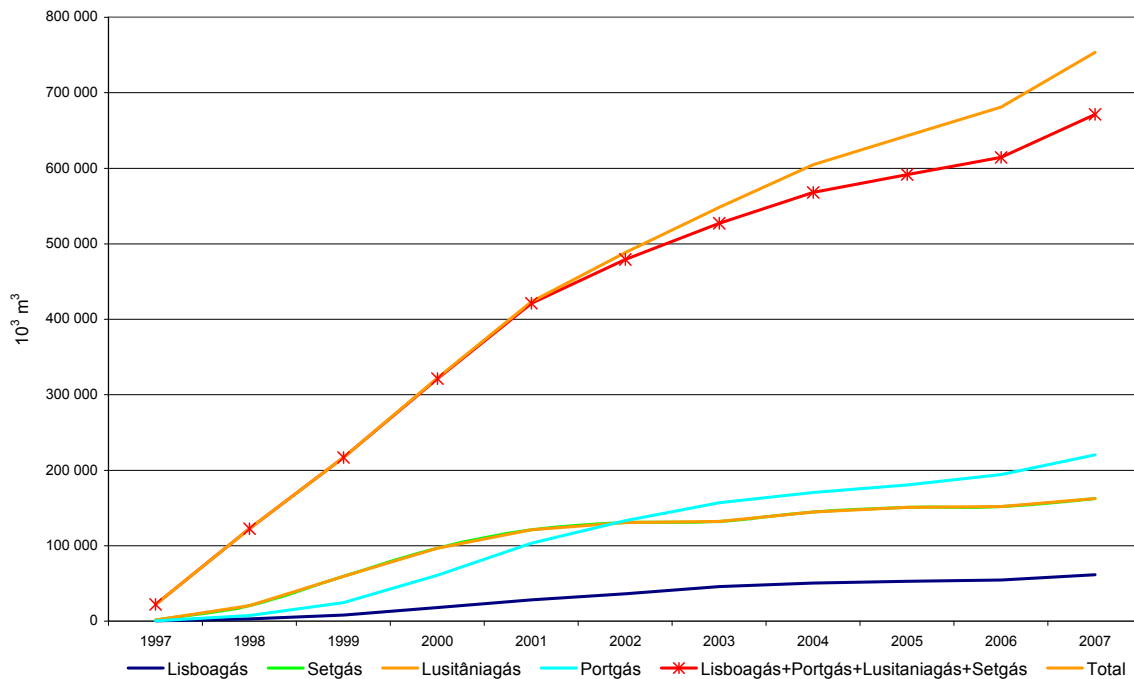
A Beiragás e a Tagusgás foram constituídas em 1998 de forma a levar a cabo a distribuição de gás natural ao interior do país. Nesse mesmo ano são iniciados os lotes 5 e 6 da rede de transporte, com a finalidade de fazer chegar o gás natural às recém criadas concessionárias. Em 2000, a Beiragás inicia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

Dos 11 CURr de gás natural resta referir a Medigás, a Dianagás, a Duriensegás, a Dourogás e a Paxgás 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 as actividades de distribuição e comercialização 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.

2.3.1.1 LISBOAGÁS, PORTGÁS, LUSITANIAGÁS E SETGÁS

A Figura 2-10 mostra a evolução dos consumos da Lisboaagás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás face à procura total de gás natural para o consumo dos comercializadores de último recurso retalhistas. Em 2007, o consumo destas quatro concessionárias representava 89% da procura de gás natural para satisfação dos consumos dos comercializadores de último recurso retalhistas. Este facto está associado ao maior potencial de mercado destas concessionárias e também ao grau de maturidade destas face às restantes das comercializadoras.

Figura 2-10 - Evolução dos consumos da Lisboagás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás



A evolução do consumo de gás natural numa das comercializadoras de último recurso retalhista 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 2-10 para todas as concessionárias com excepção da Lisboagás. Com efeito, a Lisboagás parte de uma realidade diferente na medida em que distribuía 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 Lisboagás 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 2-10 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 2007 a Lisboagás, 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 Lisboagás 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.

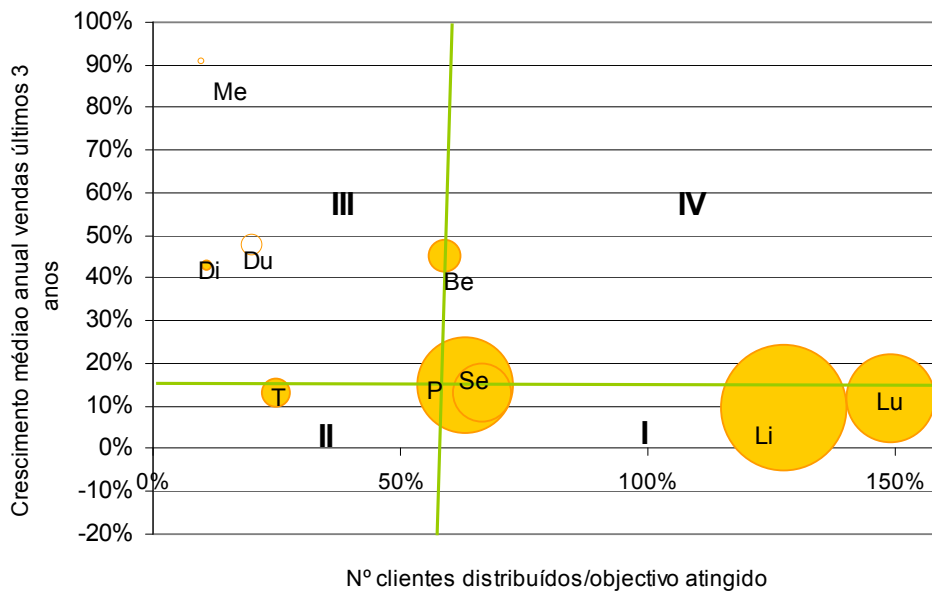
Relativamente a dados de 2006, a Figura 2-11 ilustra o anteriormente referido, evidenciando neste caso a existência de seis grupos de empresas se considerarmos o crescimento médio das vendas entre 2003 e 2006 e o cumprimento dos objectivos propostos em termos de número de clientes fornecidos.

Um primeiro grupo de empresas já maduras, com poucas expectativas de crescimento, que ultrapassaram os objectivos propostos em termos de número de clientes e que tem apresentado um fraco crescimento das vendas. Este grupo é composto pela Lisboagás e pela Lusitaniagás.

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

Um terceiro grupo composto pela Beiragás, Dianagás e Duriensegás, 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 2-11 apresenta duas empresas que não se encaixam em nenhum grupo. A Tagusgás, que longe de ter atingido os objectivos propostos, apresenta um crescimento das vendas ligeiramente abaixo da média. A Medigás que se destaca pelo crescimento elevadíssimo das suas vendas.

Figura 2-11 - Crescimento das vendas nos últimos três anos e nº de clientes distribuídos face aos objectivos propostos na concessão (ano de referência 2006)

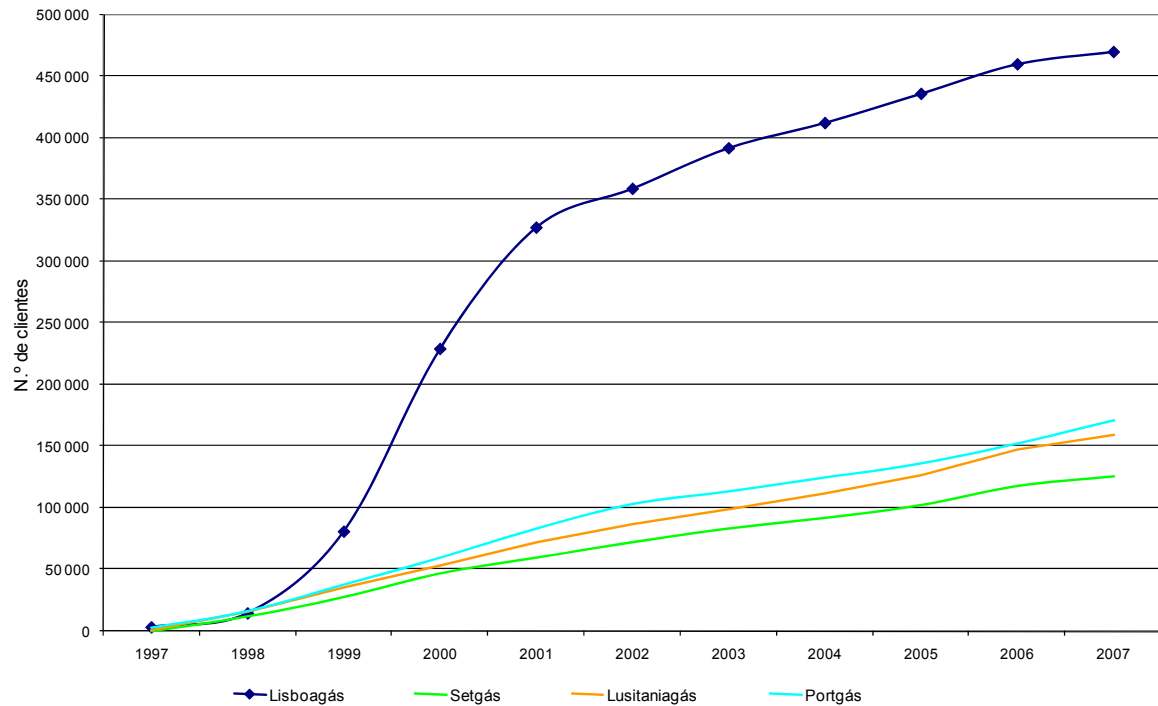


Notas: A Duriensegás e a Medigás não têm os seus círculos preenchidos por os valores referentes ao cumprimentos dos objectivos serem estimados.

A Figura 2-12 apresenta a evolução do número de clientes da LisboaGás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás de 1997 a 2007. Da Figura 2-12 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 2-12 - Evolução do número de clientes da LisboaGás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás



2.3.1.2 BEIRAGÁS E TAGUSGÁS

A Figura 2-13 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 2-13 e da Figura 2-14, 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 2-13 - Evolução dos consumos da Beiragás e Tagusgás

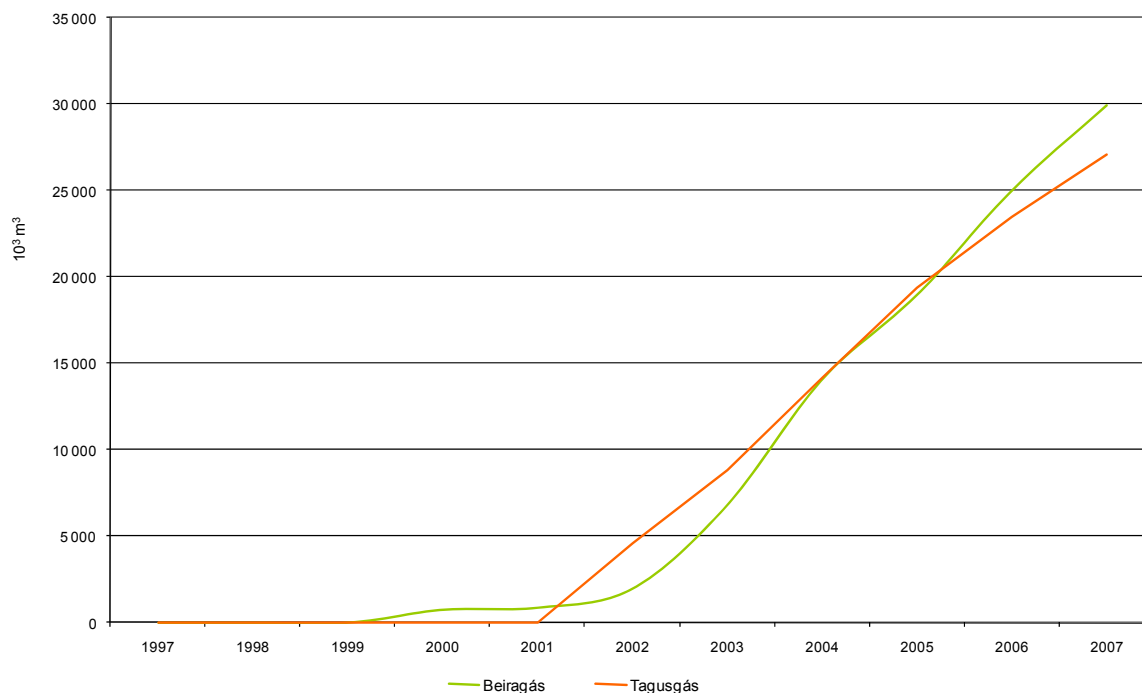
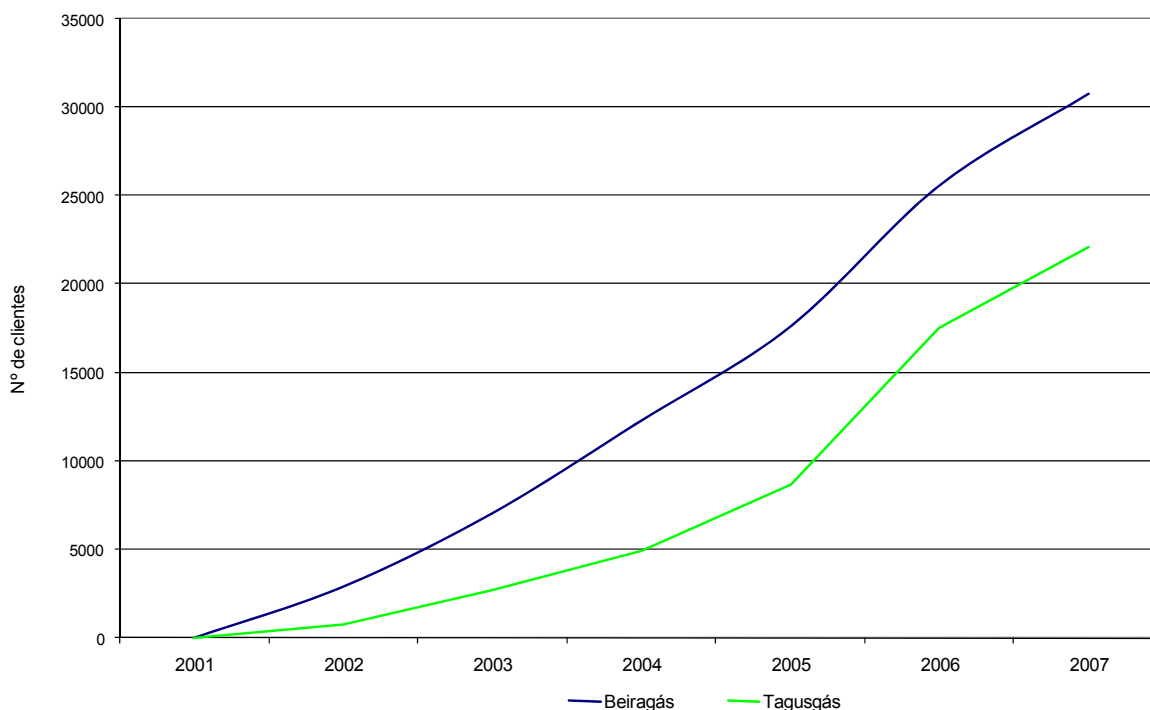


Figura 2-14 - Evolução do número de clientes da Beiragás e Tagusgás



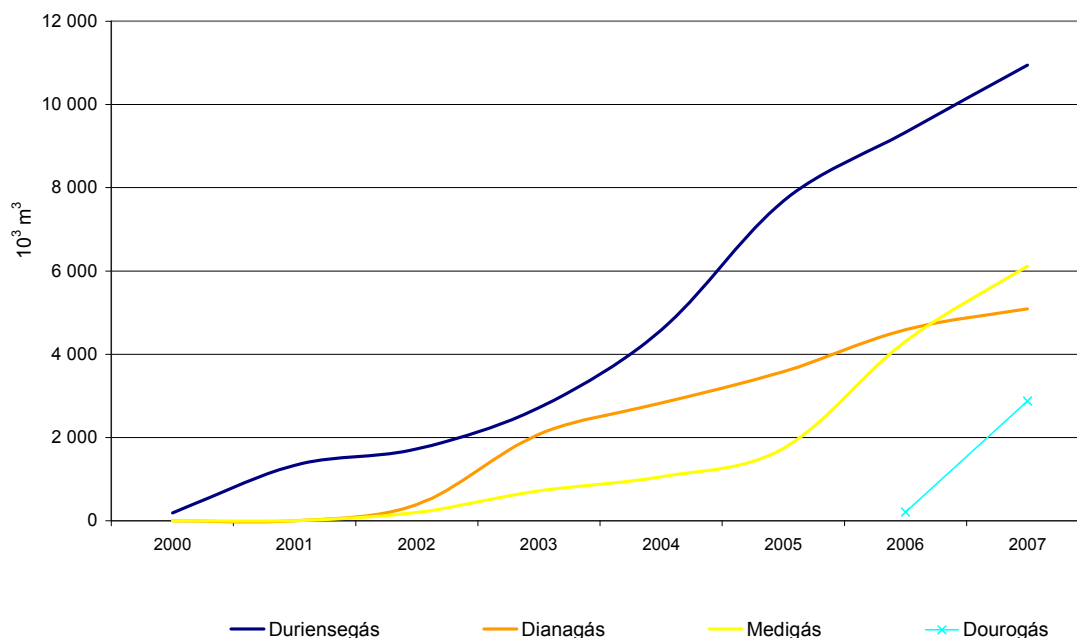
A Beiragás engloba na sua área de influência 10% da população de Portugal continental, enquanto que a Tagusgás abrange 6%. Em ambas as áreas de concessão a população é pouco concentrada. No entanto, as cidades de Viseu, Guarda, Castelo Branco, Covilhã e Fundão permitem um peso relativo de

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.

2.3.1.3 DURIENSEGÁS, DIANAGÁS, MEDIGÁS E DOUROGÁS

A Figura 2-15 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 2-15 - Evolução dos consumos da Duriensegás, Dianagás, Medigás, Dourogás



A Duriensegás abastece actualmente as cidades de Vila Real, Bragança e Chaves. Chaves e Bragança viram iniciados o seu abastecimento 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 entre 2003 e 2007, notando-se o perfil de comportamento já descrito nos subcapítulos anteriores para a evolução da actividade dos CURr 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 localizados os grandes consumidores do comercializador de último recurso retalhista.

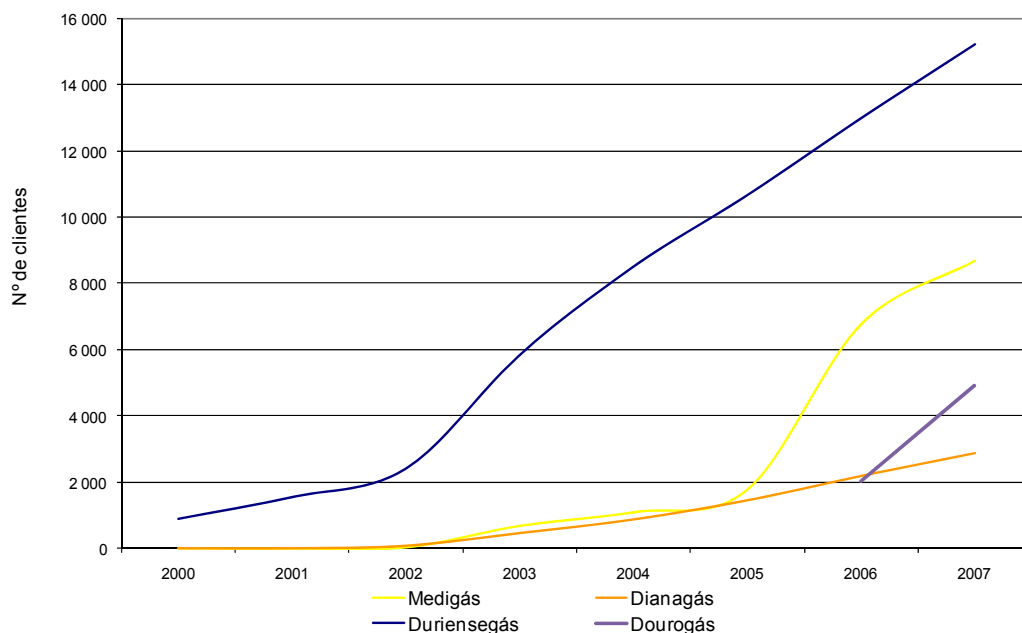
A Medigás iniciou a actividade em Fevereiro de 2001 com o abastecimento de Olhão. O crescimento dos consumos no pólo de Olhão foi bastante moderado dado o pequeno potencial de consumo da cidade. De 2005 para 2006, o consumo cresce de forma bastante mais acentuada como resultado do início da actividade em Portimão. Em 2007 o consumo de gás natural da Medigás ultrapassa o da Dianagás.

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. Em 2006, começou a exploração comercial nos pólos de Arcos de Valdevez e Ponta da Barca. Presentemente, a Dourogás apostou na expansão e desenvolvimento de exploração das redes de distribuição dos pólos de Póvoa de Lanhos e Peso da Régua.

Por seu lado, a Paxgás apenas iniciou a sua actividade comercial no princípio de 2008.

A Figura 2-16 apresenta a evolução do número de clientes nas zonas abrangidas pelas licenças da Duriensegás, Dianagás, Medigás e Dourogás.

Figura 2-16 - Evolução do número de clientes da Duriensegás, Dianagás, Medigás e Dourogás



Registe-se que no caso da Dianagás verifica-se uma forte influência dos clientes industriais da cidade de Évora que, sendo poucos, representam um consumo apreciável.

3 ANÁLISE ESTATÍSTICA E ECONOMETRICA

3.1 ANÁLISE GRÁFICA E ESTATÍSTICA DESCRITIVA

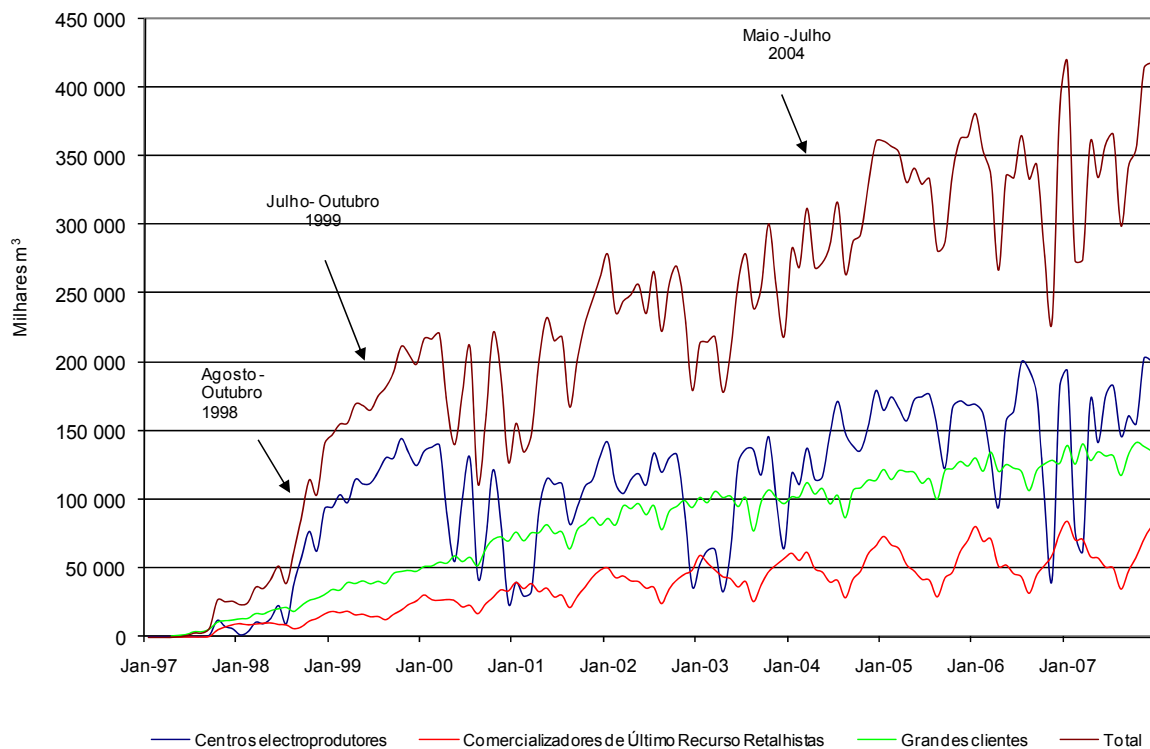
Recorrendo à análise gráfica, a Figura 3-1 mostra que a evolução das quantidades totais consumidas de gás natural está muito dependente das aquisições dos centros electroprodutores. Procurou-se identificar as principais variações mensais ocorridas nas vendas de gás natural aos clientes da Transgás entre Janeiro de 1997 e Dezembro de 2007, desagregados por CURr, grandes clientes 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 3-1 mostra igualmente que o gás natural vendido aos grandes clientes tem crescido de uma forma relativamente constante.

Pelo seu lado, as quantidades adquiridas de gás natural pelos comercializadores de último recurso retalhistas caracterizam-se por uma forte sazonalidade: entre 1999 e 2007 os consumos mínimos verificaram-se sempre no mês de Agosto e os consumos máximos nos meses de Janeiro ou de Dezembro.

Figura 3-1 - Evolução das vendas de gás natural



Nota: Dados Transgás, quantidades facturadas

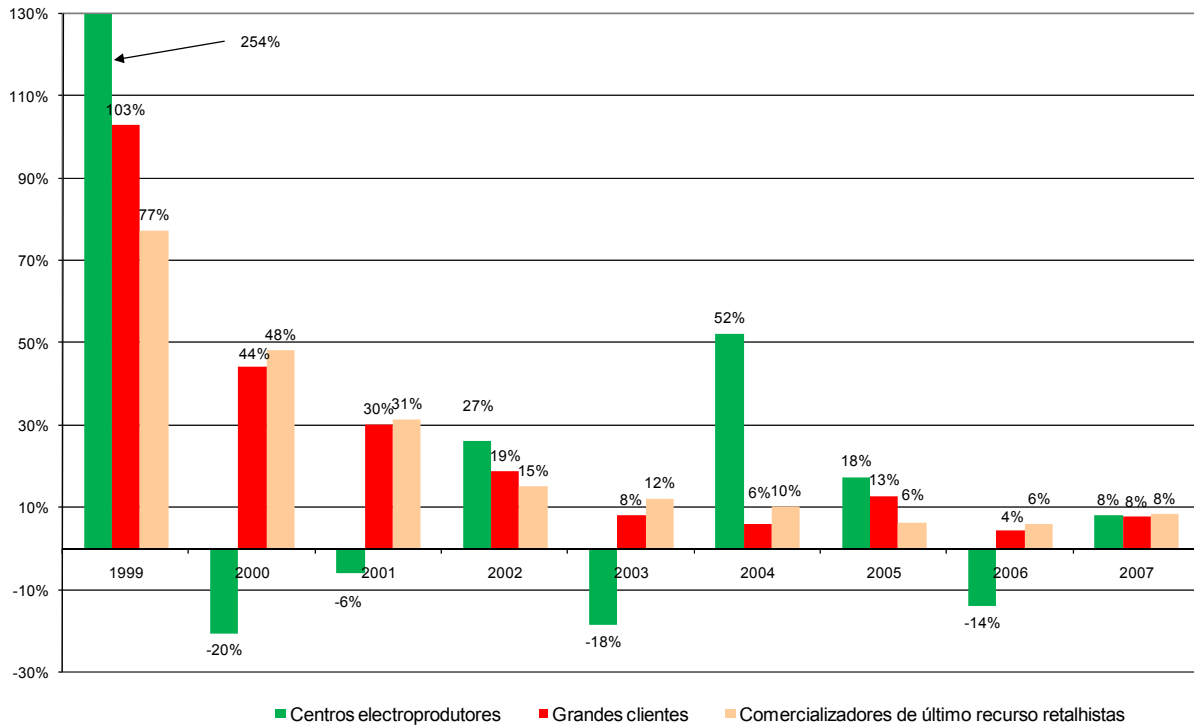
A Figura 3-2 apresenta as taxas de crescimento médias anuais dos consumos de gás natural pelos centros electroprodutores, pelos grandes clientes e pelos CURr. De um modo geral, observa-se uma diminuição das taxas de crescimento, observando-se igualmente que os centros electroprodutores alternam taxas 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 2000 e 2007, o desvio-padrão da taxa de variação mensal foi de:

- 63% no caso do gás natural vendido aos centros electroprodutores.
- 27% no caso do gás natural vendido aos grandes clientes.
- 26% no caso do gás natural vendido aos CURr.

Registe-se que as vendas aos grandes clientes e aos CURr apresentam valores muito semelhante para o desvio-padrão da taxa de variação mensal.

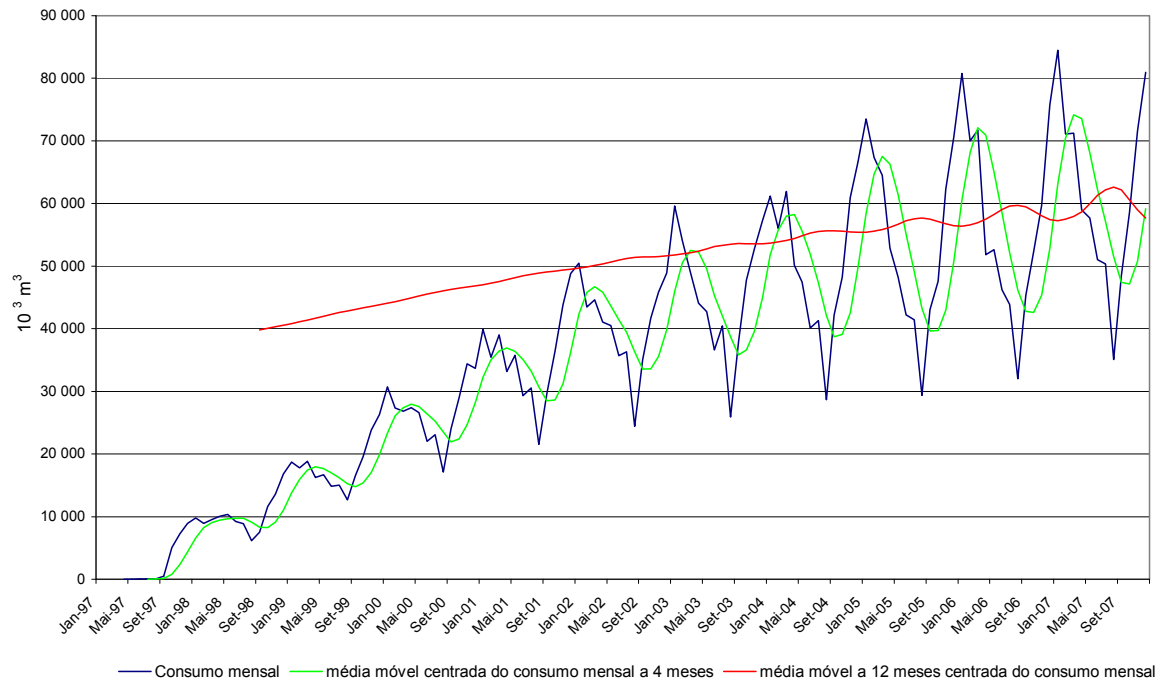
Figura 3-2 - Taxa de crescimento médio anual



Nota: Dados Transgás, quantidades facturadas

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

Figura 3-3 - Vendas de gás natural aos CURr



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 grandes clientes e aos CURr apresentam uma tendência crescente pronunciada, embora em fase de decréscimo relativo.
- A série das vendas aos CURr apresenta uma tendência sazonal bastante vincada.

A análise da correlação dos consumos mensais de gás natural por parte dos centros electroprodutores, dos CURr e dos grandes clientes, que decorre da observação do Quadro 3-1 e da análise da evolução média dos consumos mensais sustenta o tratamento diferenciado da evolução da procura do gás natural por parte dos centros electroprodutores, por um lado, e por parte dos CURr e dos grandes clientes, por outro lado.

Embora o padrão de evolução das quantidades adquiridas pelos CURr e pelos grandes clientes seja diferente, estes têm um elevado coeficiente de correlação, 0,91. Pelo contrário, a evolução das quantidades adquiridas pelos centros electroprodutores não apresenta uma correlação tão significativa com as quantidades adquiridas pelos CURr, 0,57, e pelos grandes clientes, 0,61.

Quadro 3-1 - Correlações das quantidades adquiridas mensalmente

	Centros electroprodutores	Comercializadores de último recurso retalhistas	Grandes clientes
Centros electroprodutores	1,00		
Comercializadores de último recurso retalhistas	0,57	1,00	
Grandes clientes	0,67	0,91	1,00

3.2 VARIÁVEIS EXPLICATIVAS DA EVOLUÇÃO DA PROCURA

Este ponto visa identificar variáveis explicativas da evolução do consumo de gás natural em Portugal retomando as séries e algumas das metodologias estatísticas e econométricas utilizadas no documento “Análise do Consumo de Gás Natural 2007-2008”. Passado um ano, procurou-se actualizar as séries aumentando as amostras de dados disponíveis e alargou-se o leque de metodologias econométricas empregues por forma a contemplar a problemática da estacionariedade das séries.

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.

3.2.1 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 representa 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.

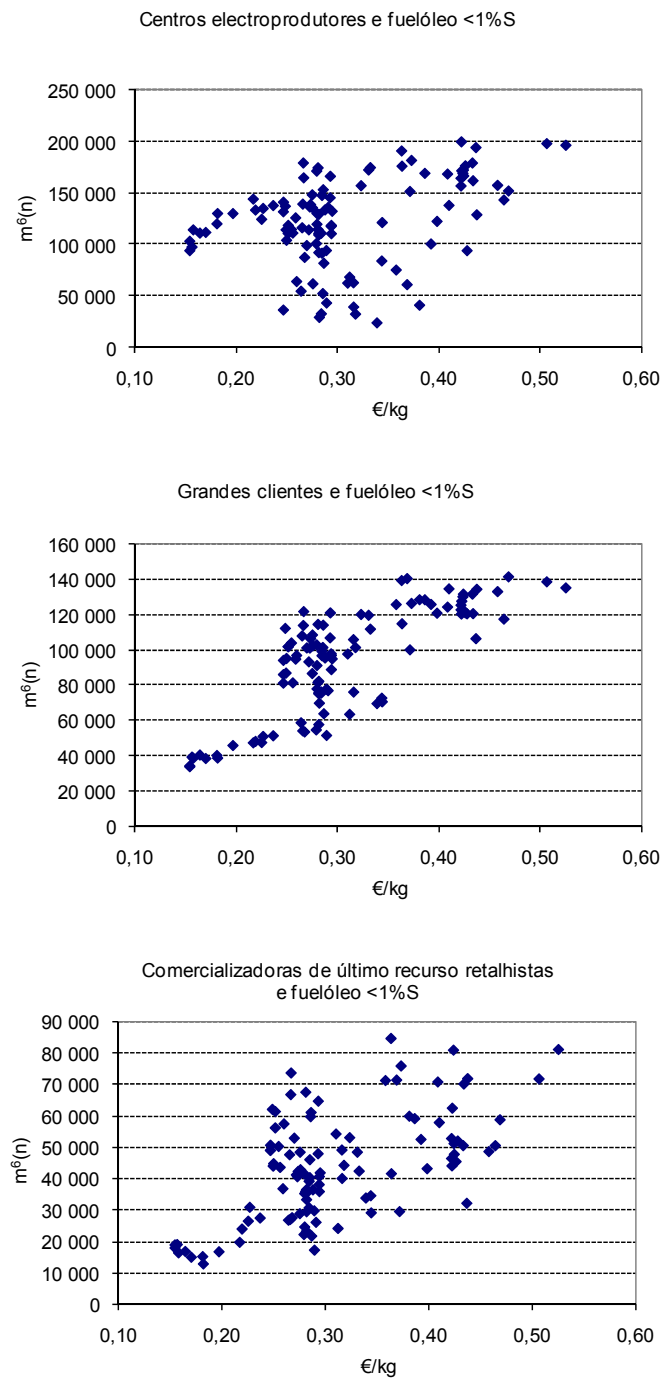
À semelhança do estudo do ano passado foram escolhidas como variáveis explicativas respeitantes a bens substitutos, o preço do fuelóleo com teor de enxofre inferior a 1%, o preço do gasóleo de aquecimento, a cotação do *Brent*, o preço da electricidade, o preço do butano em garrafas, o preço do butano 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 Energia e Geologia (DGEG) e o preço médio⁴ dos consumos dos centros electroprodutores, das comercializadoras de último recurso retalhistas e dos grandes clientes.

Os dados mensais considerados iniciam-se em Janeiro de 1999 e terminam em Dezembro de 2007, com excepção dos preços dos Gases de Petróleo Liquefeitos, GPL, cujas séries estão compreendidas entre Janeiro de 2004 e Dezembro de 2007.

⁴ Preço médio_i = Facturação Transgás_i/Quantidades Transgás vendidas_i, em que i = centros electroprodutores, distribuidoras regionais e clientes directos.

Na Figura 3-4 apresenta-se os diagramas de dispersão que permitem a visualização gráfica da relação entre as quantidades consumidas pelos centros electroprodutores, pelos comercializadores de último recurso retalhistas e pelos grandes clientes e o preço médio do fuelóleo com teor de enxofre inferior a 1%.

Figura 3-4 - 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 e o preço médio deste tipo de fuelóleo, a partir de determinado nível no preço deste fuelóleo.

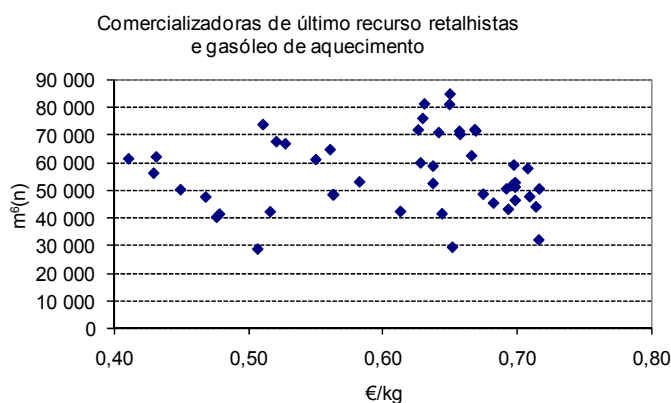
A aparente correlação existente entre os consumos iniciais dos grandes clientes e das comercializadoras de último recurso retalhistas e os níveis de preços de fuelóleo poderá apenas dever-se a uma relação espúria⁵. Esta relação poderá resultar do facto do preço do fuelóleo encontrar-se num nível reduzido na fase de arranque do 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, registe-se que os grandes clientes 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 grandes clientes e os preços do fuelóleo será analisada econometricamente, com mais detalhe, mais adiante.

A Figura 3-5 apresenta o diagrama de dispersão do consumo de gás natural pelas comercializadoras de último recurso retalhistas e pelos grandes clientes e do preço do gasóleo de aquecimento.

Figura 3-5 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do gasóleo de aquecimento

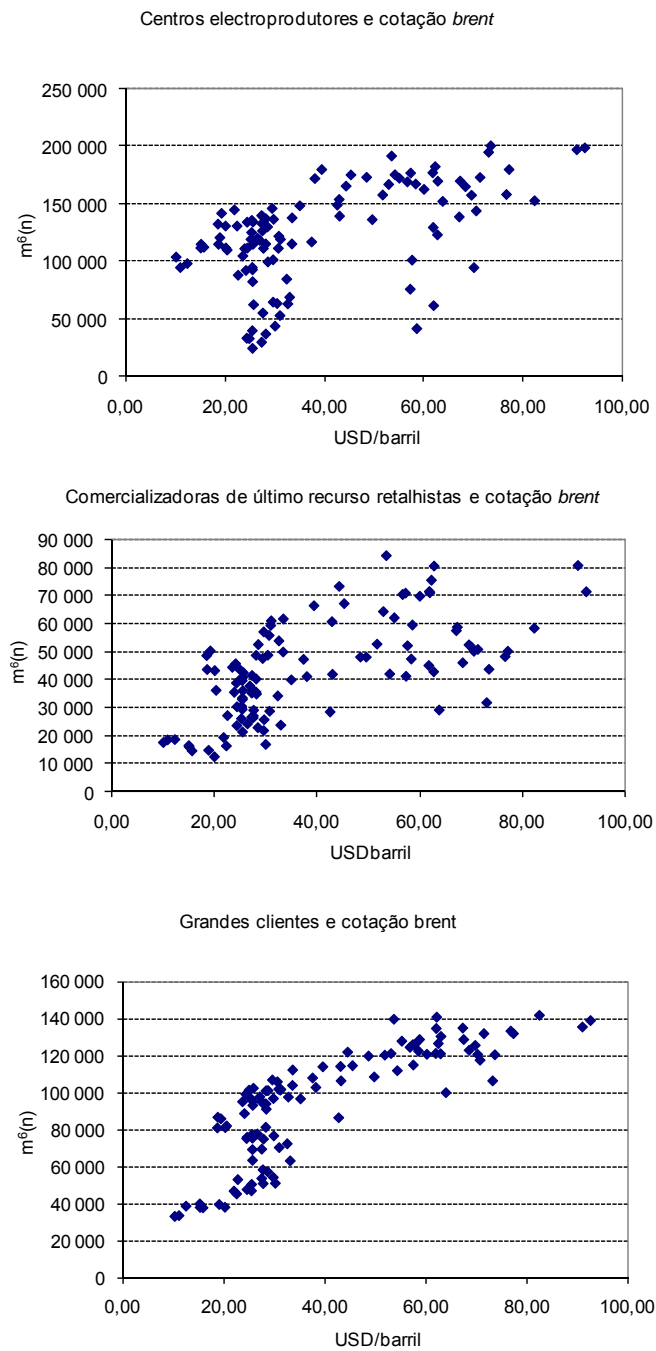


Pela análise da figura conclui-se que aparentemente não existirá uma relação entre o consumo das comercializadoras de último recurso retalhistas e o valor mensal do preço médio do gasóleo de aquecimento. Mais adiante, avalia-se a existência ou não de uma relação entre estas duas variáveis através de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

A Figura 3-6 apresenta o diagrama de dispersão do consumo de gás natural e da cotação média mensal do *Brent*.

⁵ 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.

Figura 3-6 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e da cotação média mensal do Brent



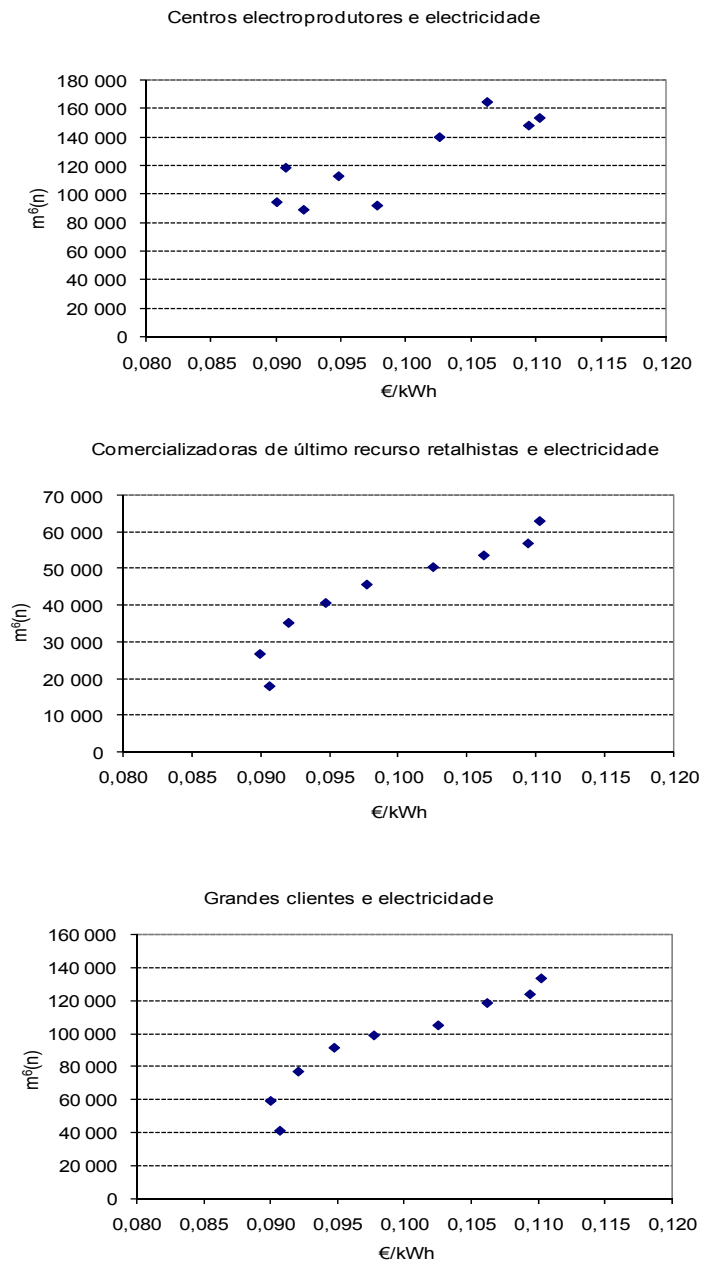
A análise da figura permite-nos indicar que no caso das comercializadoras de último recurso retalhistas não existe uma relação clara entre os seus consumos de gás natural e a cotação do *Brent*.

No entanto, o consumo de gás natural por parte dos centros electroprodutores e por parte dos grandes clientes aparenta uma correlação positiva com a cotação do petróleo. A explicação para esta 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 estas duas relações evidenciadas.

A Figura 3-7 apresenta o diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio anual da electricidade.

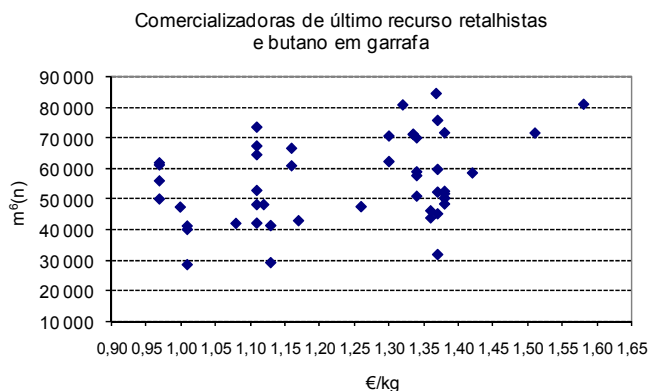
Figura 3-7 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio anual da electricidade



Pela análise da figura, concluímos que poderá existir uma relação entre os consumos de gás natural das comercializadoras de último recurso retalhistas e dos grandes clientes 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.

Na Figura 3-8 apresenta-se o diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço do butano em garrafas.

Figura 3-8 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do butano em garrafas



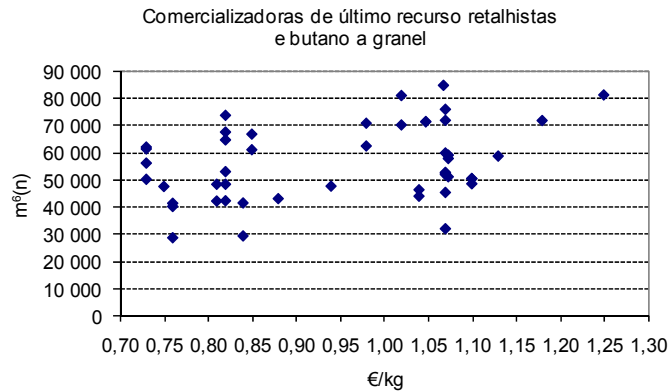
A análise do diagrama de dispersão permite concluir que as duas variáveis não apresentam uma clara relação entre si. As comercializadoras de último recurso retalhistas para abastecerem uma área com gás natural precisam, em primeiro lugar, de dispor de redes de distribuição.

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 uma questão de comodidade.

Os grandes clientes 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 m³(n) de gás natural), que os caracteriza.

A Figura 3-9 apresenta a correlação entre o consumo de gás natural e o preço do butano em granel.

Figura 3-9 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do butano em granel

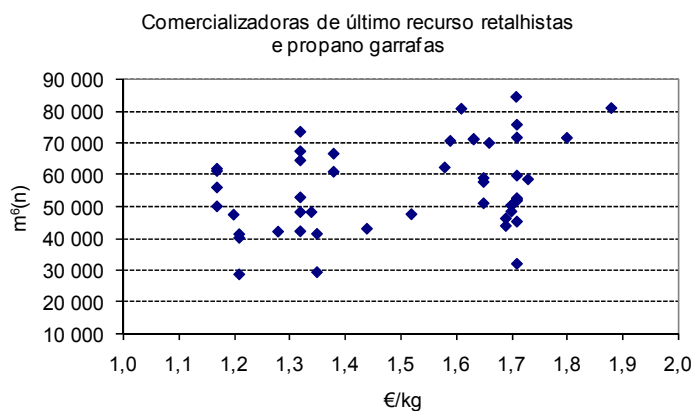


Tal como referido anteriormente, a análise do diagrama permite concluir que não existe uma relação clara entre o consumo de gás natural por parte das comercializadoras de último recurso retalhistas e o preço mensal do butano em granel. A justificação referida na análise anterior é igualmente aplicável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

Os grandes clientes 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 3-10 apresenta a correlação entre o consumo de gás natural e o preço do propano em garrafas.

Figura 3-10 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do propano em garrafas

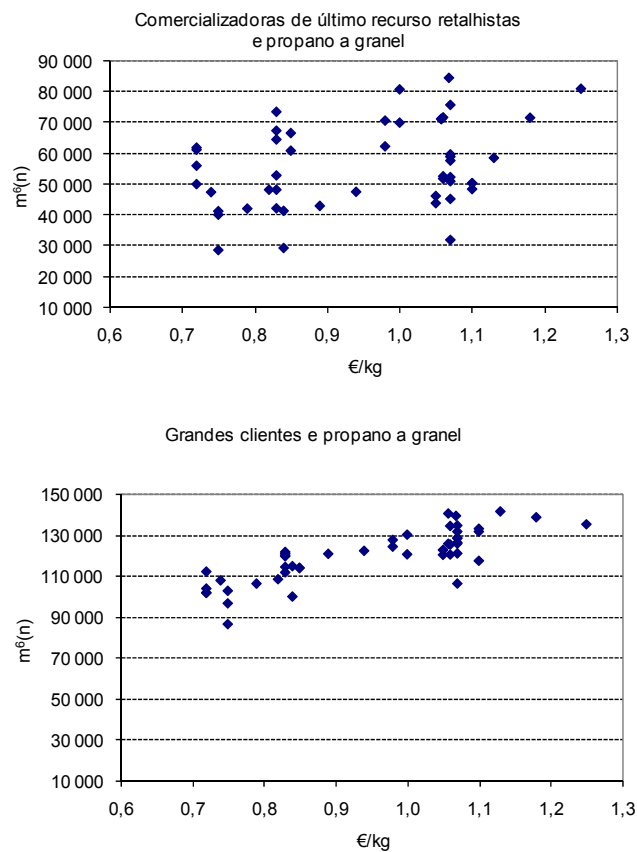


A análise do diagrama de dispersão permite concluir que não existe uma correlação entre os consumos de gás natural por parte das comercializadoras de último recurso retalhistas e o preço mensal do propano em garrafas.

Os grandes clientes 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 na análise do butano em garrafa.

A Figura 3-11 apresenta a correlação entre o consumo de gás natural e o preço do propano a granel.

Figura 3-11 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do propano a granel



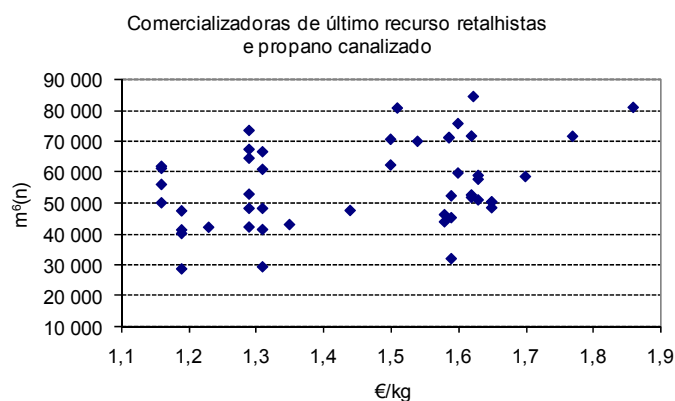
Pela análise do diagrama de dispersão podemos concluir que não existe uma correlação entre os consumos de gás natural por parte das comercializadoras de último recurso retalhistas e o preço mensal do propano a granel. A explicação para este facto reside nos efeitos contrários tempo e elasticidade. Com 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.

Contudo, os consumos dos grandes clientes encontram-se positivamente correlacionados com os preços do propano a granel. A análise econométrica procurará evidenciar o âmbito desta correlação.

A Figura 3-12 apresenta a correlação entre o consumo de gás natural e o preço do propano canalizado.

Figura 3-12 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do preço médio mensal do propano canalizado

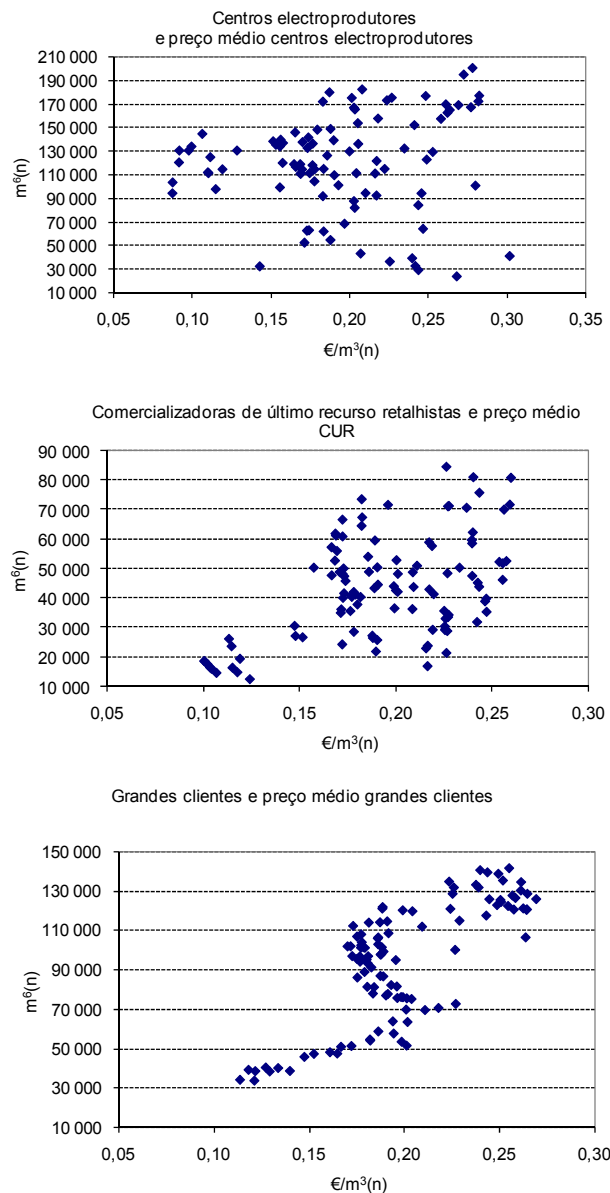


O diagrama de dispersão apresentado na figura anterior permite indicar que não existe uma relação entre o preço mensal do propano canalizado e o consumo de gás natural por parte das comercializadoras de último recurso retalhistas. Tal como na figura anterior, a explicação para o diagrama poderá encontrar-se no efeito tempo e no efeito elasticidade.

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

A Figura 3-13 apresenta o digrama de dispersão entre o consumo de gás natural e o seu preço médio.

Figura 3-13 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural e do seu preço médio mensal



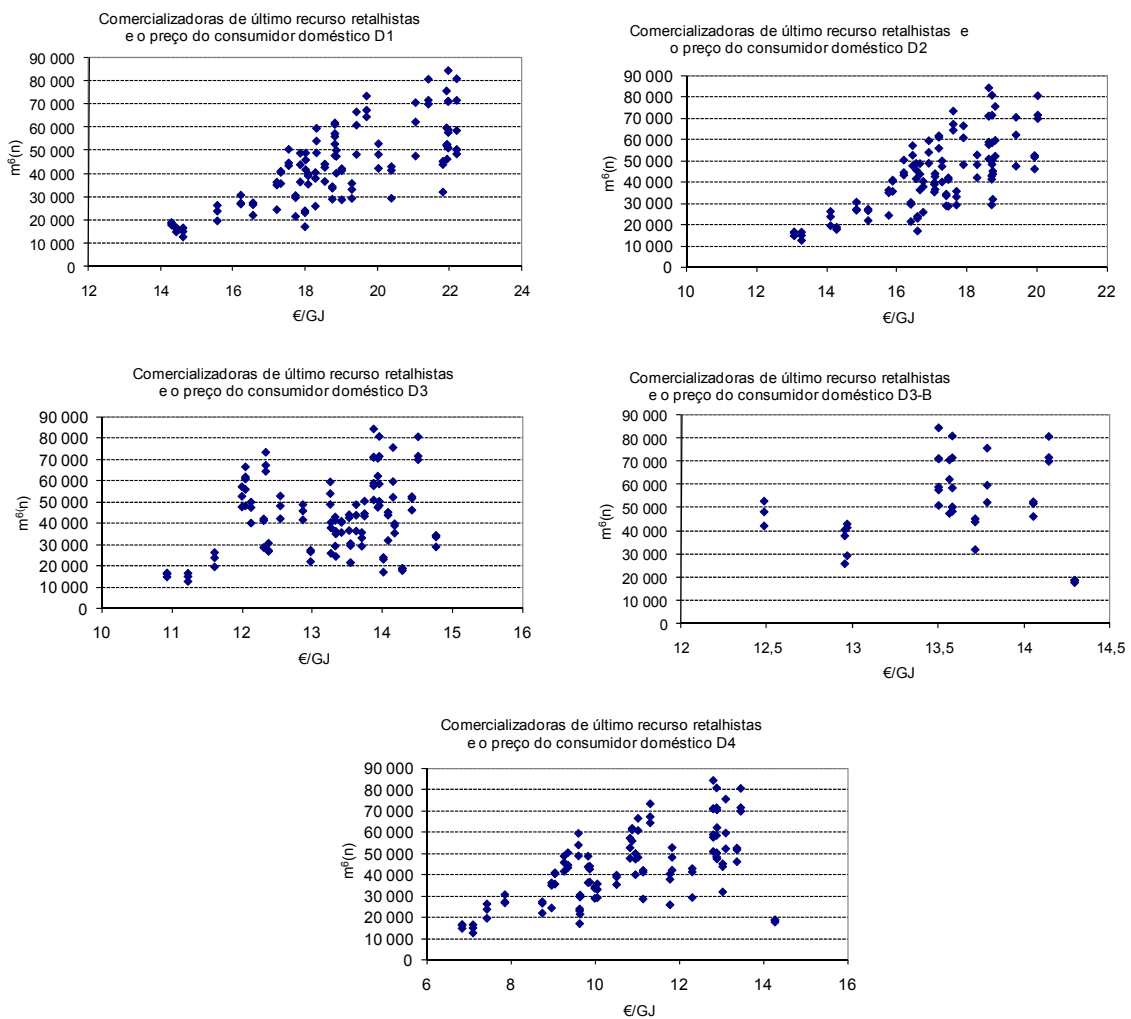
Nos três diagramas de dispersão apresentados a única relação aparente é a existente entre o preço médio e o consumo dos grandes clientes. No entanto, a relação existente não é uma relação linear. Assim, ao longo do tempo dois factores parecem interagir, com efeitos opostos:

- 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 comercializadoras de último recurso retalhistas e o seu preço médio.

A Figura 3-14 apresenta o diagrama de dispersão do consumo de gás natural das comercializadoras de último recurso retalhistas e da tarifa mensal dos clientes domésticos.

Figura 3-14 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural das distribuidoras e da tarifa doméstica mensal



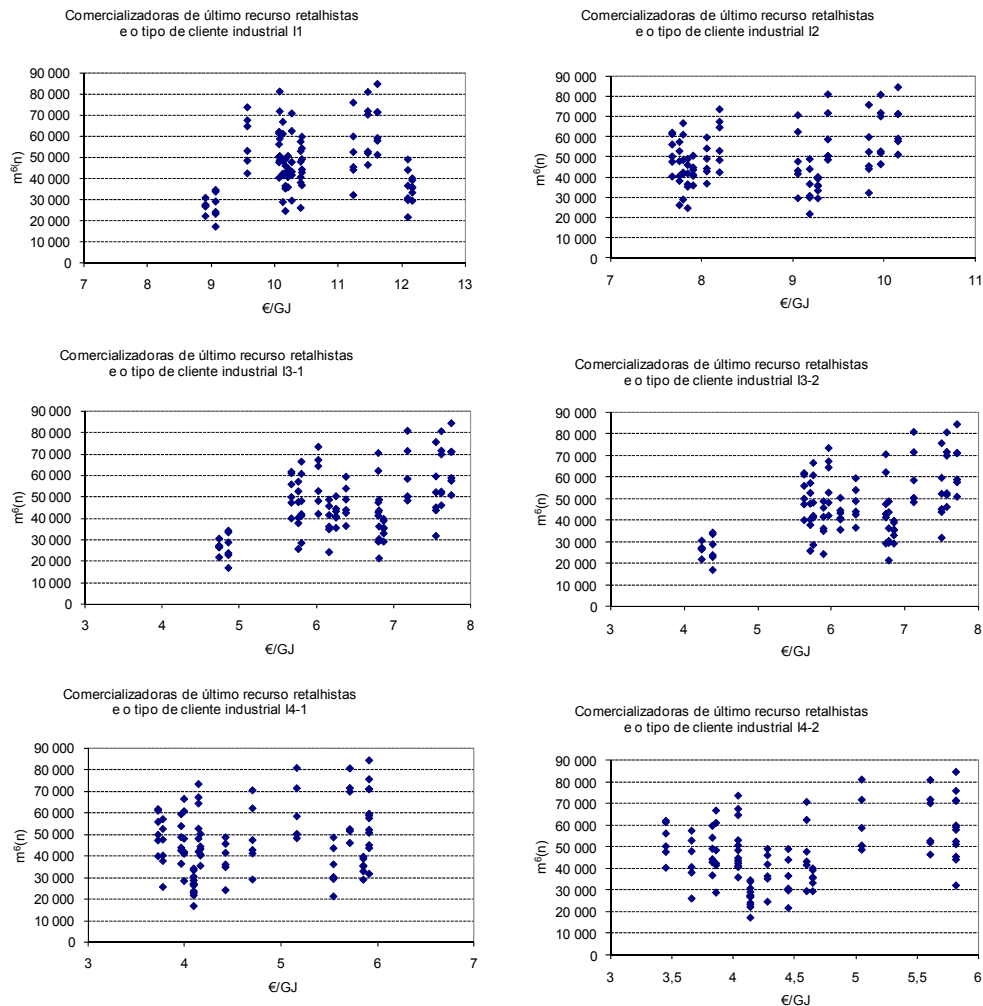
Pela análise dos diversos diagramas de dispersão conclui-se que não existe uma correlação entre as tarifas⁶ mensais dos clientes domésticos D3 e D3-B, e os consumos de gás natural por parte das comercializadoras de último recurso retalhistas. As tarifas dos clientes domésticos D1, D2 e D4 que

⁶ As tarifas domésticas têm os seguintes escalões: D1=8,37 GJ; D2= 16,79 GJ; D3=83,7 GJ; D3B=125,6 GJ; D4=1047 GJ

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 3-15.

Figura 3-15 - Diagrama de dispersão do consumo de gás natural das distribuidoras e da tarifa industrial mensal ⁷



A análise dos vários diagramas de dispersão permite indicar aparentemente não existir uma relação entre os consumos mensais das comercializadoras de último recurso retalhistas e a tarifa do cliente industrial.

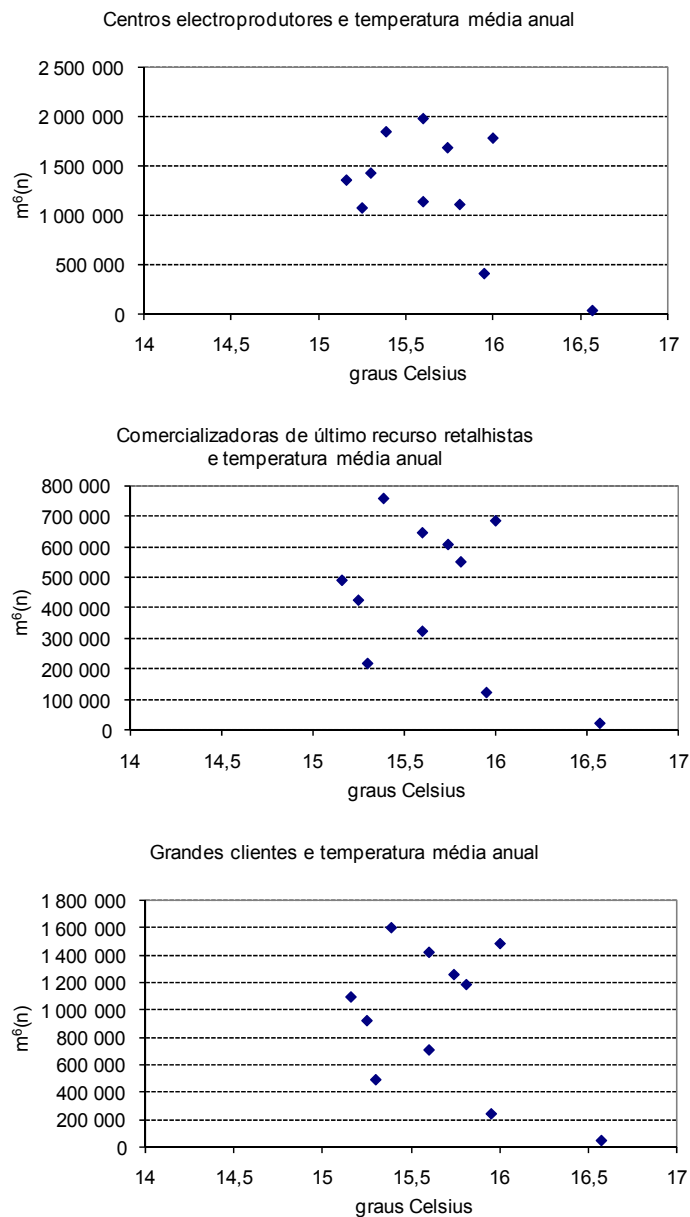
⁷ As tarifas industriais têm os seguintes escalões: I₁ = 418,6 GJ; I₂ = 4 186 GJ; I₃₋₁ e I₃₋₂= 41 860 GJ, I₄₋₁ e I₄₋₂, =418 600 GJ.

OUTRAS VARIÁVEIS INDEPENDENTES

No que respeita às restantes variáveis independentes, as séries disponíveis são séries muito curtas, com cerca de 11 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 comercializadoras de último recurso retalhistas.

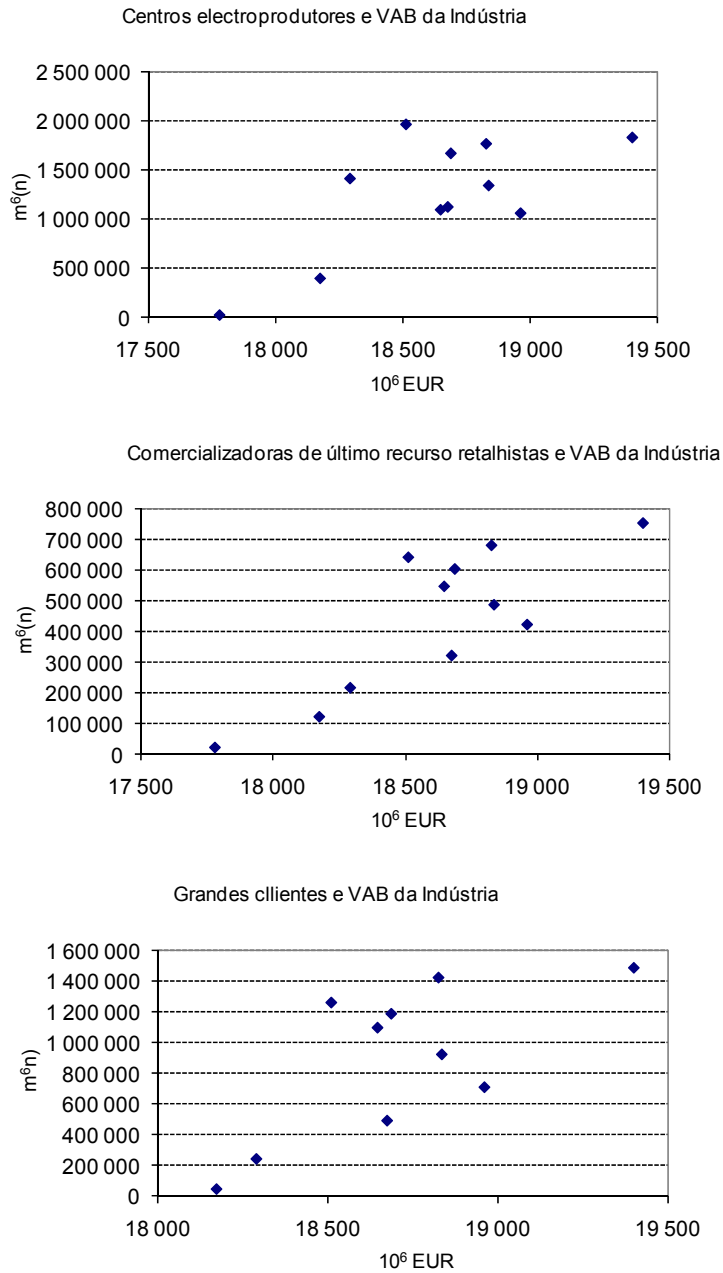
A Figura 3-16 apresenta o diagrama de dispersão relativo à evolução das quantidades adquiridas por tipo de clientes e à evolução da temperatura média anual no território nacional. A evolução destas duas variáveis permite concluir a inexistência de qualquer tipo de relação entre elas.

Figura 3-16 - Diagrama de dispersão entre as quantidades adquiridas e a temperatura média anual



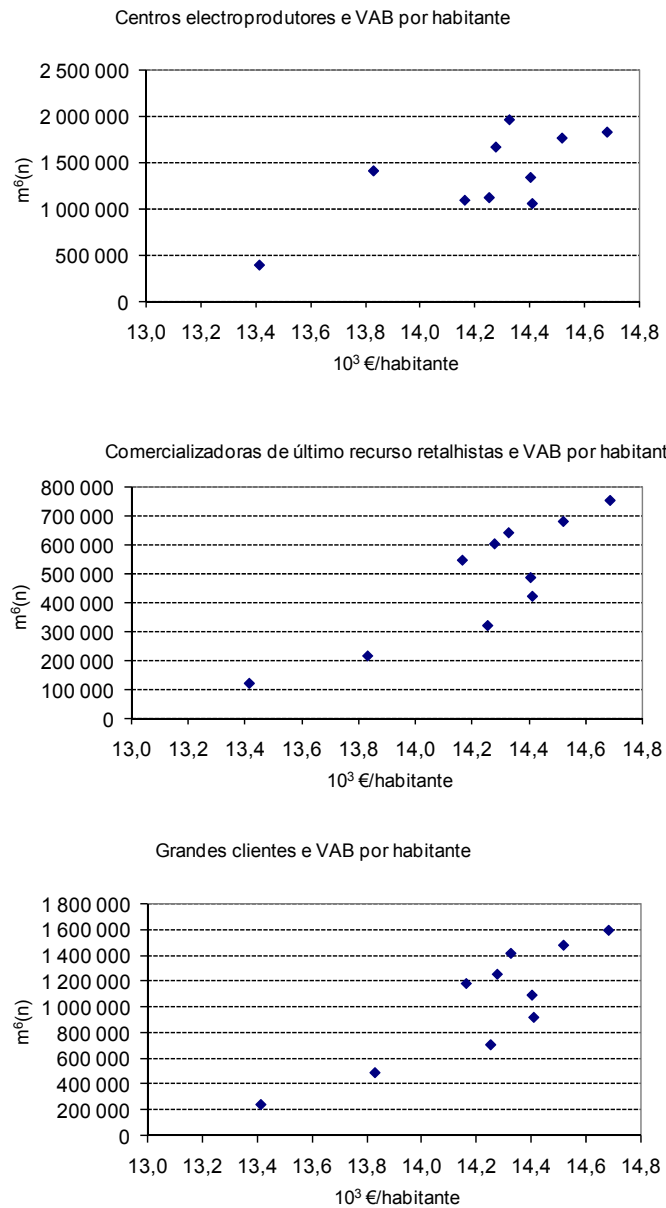
A Figura 3-17 apresenta o diagrama de dispersão relativo à evolução das quantidades adquiridas por tipo de clientes e a evolução do VAB da indústria. Observa-se que a evolução das quantidades adquiridas das comercializadoras de último recurso retalhistas e dos grandes clientes evoluem, grosso modo, em consonância com a evolução do VAB da indústria.

Figura 3-17 - Análise de dispersão entre as quantidades adquiridas e o VAB da indústria



A Figura 3-18 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 comercializadoras de último recurso retalhistas e dos grandes clientes evoluem, grosso modo, em consonância com a evolução do VAB por habitante, sendo esta tendência mais clara do que no caso anterior, do VAB da indústria.

Figura 3-18 - Análise de dispersão entre as quantidades adquiridas e o VAB por habitante



3.2.2 ANÁLISE DA CORRELAÇÃO ENTRE AS VARIÁVEIS INDEPENDENTES (PREÇOS)

No Quadro 3-2 são apresentadas as correlações entre as variáveis independentes com séries mensais⁸. Neste caso, apenas se encontram os preços do gás natural e dos bens substitutos. O intuito desta

⁸ Série anual no caso do preço da electricidade.

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 3-2 - Correlação entre as variáveis explicativas

	Electricidade	Cotação brent	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	Preço médio centros electroprodutores	Preço médio comercializadoras de último recurso retalhistas	Preço médio grandes clientes
Electricidade	1,00											
Cotação brent	0,89	1,00										
Fueóleo < 1%S	0,76	0,92	1,00									
Gasóleo de aquecimento	0,85	0,83	0,86	1,00								
Butano Garrafas(I) €/kg	0,83	0,90	0,92	0,83	1,00							
Butano Granel(II) €/Kg	0,85	0,89	0,91	0,81	0,99	1,00						
Propano Garrafas (I) €/Kg	0,86	0,88	0,91	0,84	0,99	0,99	1,00					
Propano Granel (II) €/Kg	0,86	0,90	0,91	0,82	0,99	1,00	0,99	1,00				
Propano Canalizado (II) €/Kg	0,86	0,90	0,91	0,82	0,99	1,00	0,99	1,00	1,00			
Preço médio centros electroprodutores	0,60	0,75	0,83	0,91	0,87	0,85	0,86	0,86	0,86	1,00		
Preço médio comercializadoras de último recurso retalhistas	0,51	0,69	0,84	0,77	0,75	0,73	0,78	0,73	0,72	0,89	1,00	
Preço médio grandes clientes	0,73	0,87	0,96	0,86	0,89	0,87	0,91	0,87	0,86	0,87	0,91	1,00

No quadro encontram-se assinaladas as correlações superiores a 0,95. Da sua observação conclui - se:

- Correlação de 0,96 entre o preço do fuelóleo com teor de enxofre inferior a 1% e o preço médio dos grandes clientes.
- Correlação de 0,99 entre os preços do butano em garrafas e os preços do butano a granel, propano garrafas, propano a granel e propano canalizado.
- Correlação entre 0,99 e 1 - correlação muito próxima da correlação total – entre preços de butano a granel e propano em garrafas, propano a granel e propano canalizado.
- Correlação de 0,99 entre o preço do propano em garrafa e o preço do propano em granel e propano canalizado.
- Correlação de 1 entre o preço do propano a granel e o preço do propano canalizado.

3.2.3 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.
- As variáveis explicativas não apresentarem entre elas uma correlação superior a 0,95.

As seguintes variáveis independentes foram seleccionadas como possíveis variáveis explicativas das quantidades de gás natural consumidas pelos grandes clientes:

- Preço médio do Propano Granel.
- Preço médio do Gás Natural.
- Preço médio do Gasóleo de Aquecimento.
- Preço médio do fuelóleo com 1% de enxofre.

No caso dos consumos dos CURr, a única variável seleccionada foi o preço médio do gasóleo de aquecimento. No que diz respeito às quantidades consumidas pelos centros electroprodutores foi igualmente seleccionada apenas uma variável, o preço médio do Brent.

O Quadro 3-3 apresenta a análise efectuada através do método dos mínimos quadrados, bem como os resultados de alguns testes estatísticos efectuados por estas serem séries temporais, à autocorrelação

dos resíduos, teste Durbin-Watson, bem como à estacionariedade da série, através dos testes Dickey-fuller e Augmented Dickey Fuller à existência de raiz unitária.

Quadro 3-3 - Resultado das regressões pelo método dos mínimos quadrados

		Nº de observações	Variável independente	Variável independente Coeficiente (estatística t)	Constante Coeficiente (estatística t)	R ²	Estatística Durbin-Watson	Testes raiz unitária (Dickey-Fuller e ADF)
Variável dependente	Quantidades de gás natural adquiridas pelos grandes clientes	48	Preço médio propano granel	6,81 10 ⁷ t 8,50	5,56 10 ⁷ t 7,17	0,622	1,540	Rejeita-se
		128	Preço médio gás natural	7,92 10 ⁸ t 16,31	-6,79 10 ⁷ t -7,23	0,678	0,204	Não se rejeita
		128	Preço médio fuelóleo com menos de 1% de enxofre	3,76 10 ⁸ t 18,67	-2,60 10 ⁷ t -4,29	0,734	0,210	Não se rejeita
		128	Preço médio Brent	1 624 086 t 15,64	2,38 10 ⁷ t 5,60	0,657	0,181	Não se rejeita
	Quantidades de gás natural adquiridas comercializadoras de último recurso	48	Preço médio gasóleo aquecimento	-2 178 195 t -0,0955	5,69 10 ⁷ t 4,04	0,002	0,474	Rejeita-se
	Quantidades de gás natural adquiridas centros electroprodutores	124	Preço médio Brent	1 640 638 t 8,96	5,16 10 ⁷ t 6,82	0,369	0,631	Rejeita-se

O Quadro 3-3 mostra que, com excepção da regressão entre o preço médio do gasóleo de aquecimento e as quantidades dos CURr, os coeficientes de correlação entre as variáveis independentes e as variáveis dependentes apresentam sempre valores significativos. Contudo, os testes efectuados a estas regressões mostram que vários modelos não são estacionários. Estes últimos modelos estão assinalados a laranja. Os restantes modelos, embora estacionários, apresentam autocorrelação dos resíduos, estando assinalados a amarelo. Deste modo, os valores dos coeficientes de correlação não podem ser considerados.

A estacionarização dos modelos, a análise às suas formas funcionais, bem como a resolução da autocorrelação dos resíduos são processos necessários para a escolha de modelos explicativos consistentes, não enviesados e eficientes da evolução das quantidades consumidas. Assim, efectuaram-se análises mais detalhadas a todos os modelos apresentados no Quadro 3-3, com excepção do modelo do preço médio do gasóleo de aquecimento face às quantidades adquiridas pelos CURr.

Em primeiro lugar, apresentam-se os modelos estacionarizados, com recurso à integração.

Quadro 3-4 – Estacionarização dos modelos

	Variáveis	Modelos integrados	Testes raíz unitária (Dickey-Fuller e ADF)
Quantidades de gás natural adquiridas grandes clientes no mês t	QT_t	$QT_t = 0,93 QT_{t-1} - 9,45 \cdot 10^7 PGN_t - 1,46 \cdot 10^8 PGN_{t-1}$	Rejeita-se
Preço médio gás natural no mês t	PGN_t	$t(30,66) (-1,01) (-1,57)$	
Quantidades de gás natural adquiridas grandes clientes no mês t	QT_t	$QT_t = QT_{t-1} + PFU_t - PFU_{t-1}$	Rejeita-se
Preço médio fuelóleo com menos de 1% de enxofre no mês t	PFU_t	$t(27,24) (0,18) (-0,41)$	
Quantidades de gás natural adquiridas grandes clientes no mês t	QT_t	$QT_t = QT_{t-1} + PBR_t - PBR_{t-1}$	Rejeita-se
Preço médio Brent no mês t	PBR_t	$t(31,31) (-0,82) (-1,24)$	

Embora tornados estacionários, estes três modelos apresentam sérios indícios de má especificação⁹, de heteroscedasticidade¹⁰ e de autocorrelação dos resíduos, criando alguma insegurança quanto ao enviezamento dos parâmetros estimados. As tentativas de ultrapassar estes problemas, nomeadamente através da logaritimização dos modelos e do recurso a modelos GARCH¹¹, foram infrutíferas. Deste modo, nenhum destes modelos pôde ser considerado. Contudo, importa sublinhar que no caso do modelo das quantidades de gás natural adquiridas face ao preço do gás natural, ao contrário do modelo obtido após a regressão dos mínimos quadrados, os sinais dos preços são, como seria de esperar, negativos.

De seguida analisa-se com mais detalhe os resultados da regressão do método dos mínimos quadrados aplicada ao modelo das quantidades dos grandes clientes e do preço médio do propano a granel.

⁹ Evidenciado pelo teste de Ramsey-Reset.

¹⁰ Evidenciado pelo teste de White.

¹¹ Generalized Autoregressive Conditional Heteroscedasticity

Quadro 3-5 - Regressão mínimos quadrados quantidades grandes clientes e preço médio propano a granel

Variável dependente	Variável explicativa	Coefficientes	Estatística t	R ²	Probabilidade associada à estatística F	Probabilidade associada ao teste F do multiplicador de Lagrange à autocorrelação dos resíduos	Probabilidade associada ao teste F de heterocedasticidade - White	Probabilidade associada ao teste F de Ramsey Reset	Teste a distribuição normal (Prob.)
Quantidades grandes clientes	Preço médio propano a granel	6,81 10 ⁷	8,50	62,2%	0,0000	0,1580	0,8510	0,2760	0,0250
	Constante	5,56 10 ⁷	5,57						

Os resultados dos testes à forma funcional, assim como à autocorrelação dos resíduos e à heteroscedasticidade apresentados no Quadro 3-5 apontam para a aceitação do modelo. Contudo, os resultados deverão ser analisados com alguma cautela, tendo em conta que o teste efectuado à normalidade do modelo rejeita a hipótese nula deste apresentar uma distribuição normal, num quadro em que a amostra é apenas constituída por 48 observações, o que pode retirar consistência ao modelo escolhido.

No que diz respeito às quantidades consumidas pelos centros electroprodutores, o preço médio do Brent surge como uma variável explicativa da sua evolução.

Contudo, tanto no que diz respeito à especificação do modelo, como à autocorrelação dos resíduos ou à heteroscedasticidade, o modelo não pode ser aceite, como o mostra o Quadro 3-6. As tentativas de resolução destes problemas, nomeadamente através da logaritimização dos modelos e do recurso a modelos GARCH não surtiram qualquer efeito.

Quadro 3-6 - Regressão mínimos quadrados quantidades centros electroprodutores e preço médio Brent

Variável dependente	Variável explicativa	Coefficientes	Estatística t	R ²	Probabilidade associada à estatística F	Probabilidade associada ao teste F do multiplicador de Lagrange à autocorrelação dos resíduos	Probabilidade associada ao teste F de heterocedasticidade - White	Probabilidade associada ao teste F de Ramsey Reset	Teste a distribuição normal (Prob.)
Quantidades centro electroprodutor	Preço médio Brent	1 640 638	6,81	39,6%	0,000	0,000	0,077	0,0370	0,0200
	Constante	5,16 10 ⁷	8,96						

Em síntese, as análises econométricas realizadas apenas permitiram extrair um modelo explicativo do consumo de gás natural, o modelo dos grandes clientes face ao preço médio mensal do propano a granel. Contudo, tendo em conta a lei dos grandes números e o facto do teste à normalidade ser rejeitado, quando apenas existem 48 observações, os resultados obtidos devem ser considerados com cautela. O aumento do número de observações que ocorrerá em análises futuras poderá permitir, com mais segurança, extrair, das análises efectuadas, resultados que forneçam um modelo consistente e não enviesado.

4 PREVISÕES DE CONSUMO PARA O ANO GÁS 2008-2009

4.1 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. Por outro lado, num cenário em que se perspectivam várias tendências contraditórias, nomeadamente o incentivo dado pelo regulador à maior utilização da central da Turbogás conjugado com o aumento da potência instalada dos produtores em regime especial, dificilmente poder-se-á contrapor a qualquer previsão razoável efectuada pelos agentes económicos.

É neste contexto que se apresenta no Quadro 4-1, as previsões da REN Gasodutos para o consumo dos centros electroprodutores para o ano gás 2008-2009.

Quadro 4-1– Previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2008-2009 consumo dos centros electroprodutores

Unidade: 10³ EUR

	Previsão REN gasodutos ano gás 2008-2009	Ocorrido em 2007
Total centros electroprodutores	2 074 931	1 840 247
EDP Lares	171 428	0
TER Termoeléctrica do Ribatejo	1 043 791	1 064 709
Turbogás	859 712	775 539

Fonte: REN Gasodutos

As previsões da REN enquadram-se no verificado no último ano, acrescentando contudo o consumo de uma nova central, EDP Lares. O consumo previsto pela REN Gasodutos para esta nova central a ciclo combinado, com 430 MW de potência instalada, tem implícito a entrada em serviço da central no final do ano gás 2008-2009.

No actual contexto, afiguram-se razoáveis e aceitáveis as previsões da REN Gasodutos.

4.2 ANÁLISE ARIMA DAS SÉRIES RESPEITANTES AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA E AOS GRANDES CLIENTES

No que diz respeito à venda de gás natural para consumo de grandes clientes ou CURr, as análises econométricas efectuadas podem ser completadas com métodos previsionais, nomeadamente o Arima, depois da devida “estacionarização”¹² das séries.

4.2.1 CONSUMO DE GÁS NATURAL PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

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, $E(\varepsilon_t) = 0$ e $\text{Var}(\varepsilon_t) = \sigma^2$

O primeiro passo do trabalho consiste na análise à estacionariedade. O Quadro 4-2, 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.

¹² Tornar a média e a variância da variável dependente constante ao longo do tempo.

Quadro 4-2 - Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias do consumo de gás natural pelos CURr

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	
Distr									Lower	Upper
	Equal variances assumed	1,796	,183	8,774	106	,000	21891949	2495044,4	2E+007	3E+007
	Equal variances not assumed			8,806	103,461	,000	21891949	2486041,5	2E+007	3E+007

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:

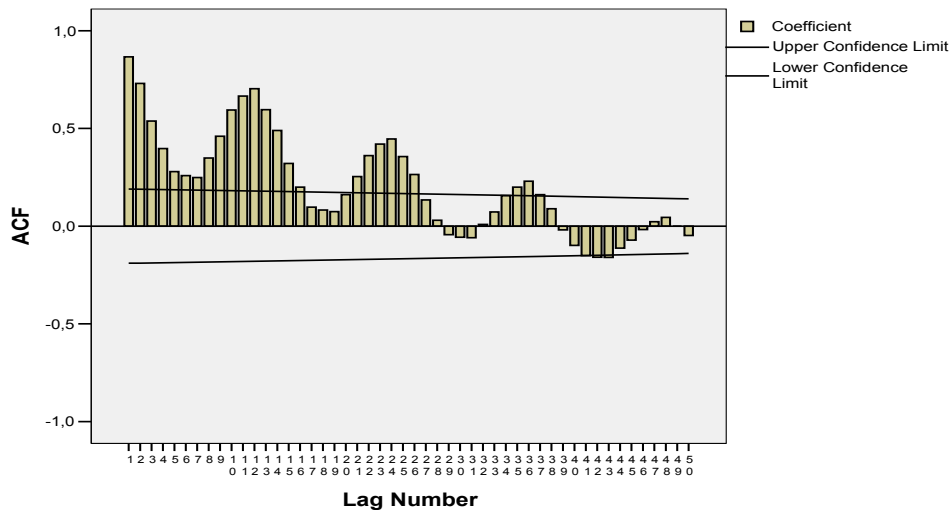
$$\hat{Y}_{(t)} - Y_{(t-1)} = \mu$$

Sendo $\hat{Y}_{(t)}$, o valor previsto da série Y no momento t e μ 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 4-1 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 zero¹³. Observa-se igualmente, o carácter sazonal, de 12 em 12 meses, da evolução da autocorrelação dos resíduos.

¹³ As linhas horizontais assinalam a distância de 2 erros padrão em relação a zero.

Figura 4-1 - 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 um 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.

- μ , é uma constante que representa a tendência de longo prazo.

Se considerarmos a sazonalidade, a estas parcelas definidas juntam-se parcelas equivalentes relativas a desfaseamentos sazonais, do seguinte modo: ARIMA (1,1,1) (1,1,1).

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). Após este exercício o modelo continua não estacionário. Assim, aumentou-se o grau de integração para dois períodos e logaritimizou-se o modelo, apesar dos testes realizados anteriormente. O Quadro 4-3 mostra que para um nível de significância de 1%, não se rejeita a hipótese nula de que as variâncias são iguais e de que as médias são iguais.

Quadro 4-3 - Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias do consumo de gás natural pelos CURr – modelo log-log com diferenciação de grau 2

		Independent Samples Test									
		Levene's Test for Equality of Variances		t-test for Equality of Means						95% Confidence Interval of the Difference	
		F	Sig.	t	df	Sig. (2-tailed)	Mean Difference	Std. Error Difference	Lower	Upper	
DIFF(Ldis,2)	Equal variances assumed	,813	,369	-,045	104	,964	-,00241	,05361	-,10871	,10390	
	Equal variances not assumed			-,045	100,837	,964	-,00241	,05361	-,10875	,10394	

A Figura 4-2 e a Figura 4-3 apresentam, respectivamente, os gráficos das ACF e das PACF, para um modelo log-log ARIMA (0,2,0), isto é, um modelo com diferenciação de grau 2. Observa-se que os valores da autocorrelação para o 12.º mês são bastante elevados, evidenciando a existência de sazonalidade. No 2.º mês existe igualmente uma autocorrelação elevada dos resíduos.

Figura 4-2 - Autocorrelação dos resíduos

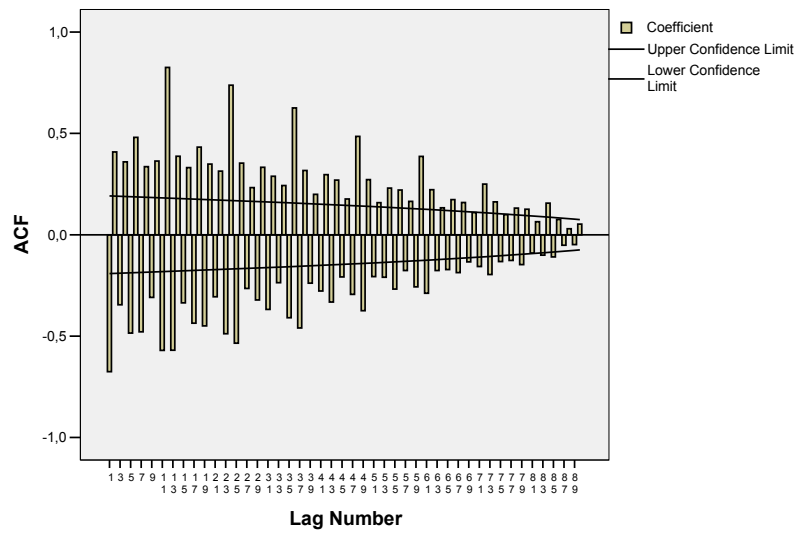
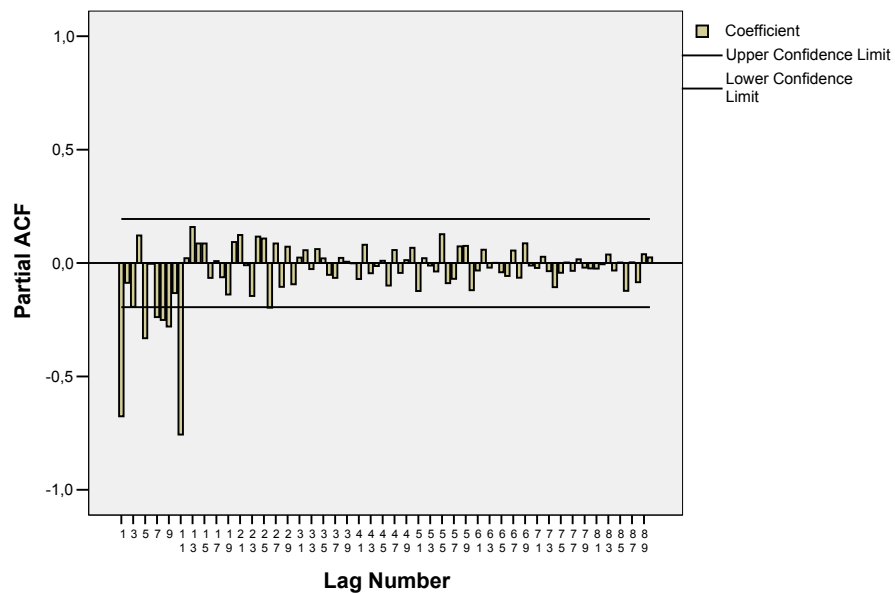


Figura 4-3 - Autocorrelação parcial dos resíduos



Os testes aumentados de *Dick-Fuller* são utilizados para avaliarem se uma série é ou não estacionária, testando a existência de raiz unitária. No caso presente, os testes aumentados de *Dick-Fuller* para

ordem 1, 2 e 3 permitem rejeitar a hipótese nula de que a série das quantidades facturadas de gás natural pelos CURr, com integração de grau 1, não é estacionária para um nível de significância de 1%, isto é, a série é estacionária.

Quadro 4-4 - Testes aumentados de *Dick-Fuller* de rejeição da hipótese nula à raiz unitária

Teste Estatístico aumentado de <i>Dick-Fuller</i> ordem 1	-9,88
Teste Estatístico aumentado de <i>Dick-Fuller</i> ordem 2	-8,46
Teste Estatístico aumentado de <i>Dick-Fuller</i> ordem 3	-5,45
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 tem as seguintes características:

- É um modelo log-log
- É não estacionário de grau 2.
- Apresenta sazonalidade para um período de 12 meses.
- Apresenta 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.
- Apresenta autocorrelação parcial dos resíduos negativa e significativa, indicando a necessidade de incluir um termo de média móvel.

Optou-se por não se considerar modelos com constantes, por forma a retirar peso ao efeito tendência, e deste modo diminuir o efeito decorrente dos elevados crescimentos observados nos primeiros anos da série.

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

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

- Arima (2,2,2) (1,1,2) sem constante.
- Arima (3,2,2) (1,1,2) sem constante.
- Arima (2,2,2) (2,1,2) sem constante.
- Arima (2,2,0) (0,1,0) sem constante.
- Arima (1,2,1) (0,1,0) sem constante.

De entre todos estes modelos, escolheu-se o modelo ARIMA recorrendo a um conjunto de análises, nomeadamente, à análise dos critérios de informação¹⁴ (Akaike's e Swartz) e do grau de significância dos termos, para um nível de significância de 5%¹⁵.

OS MODELOS ESCOLHIDOS

O Quadro 4-5 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

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

$$\log \hat{y}_t = 3 \log_{Y_{(t-1)}} + \log_{\alpha_1} + \log_{\alpha_2} + 2 \log_{Y_{(t-12)}} + \log_{\alpha_{12}} + \log_{\alpha_{13}}$$

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

$$\begin{aligned} \log \hat{y}_t = & 3 \log_{Y_{(t-1)}} + \log_{\alpha_1} + \log_{\alpha_2} + 2 \log_{Y_{(t-12)}} + \log_{\alpha_{12}} + \log_{\alpha_{13}} - \log_{\theta_1} - \log_{e_{(t-1)}} - \log_{\theta_2} - \log_{e_{(t-2)}} \\ & - \log_{\theta_{12}} - \log_{e_{(t-12)}} - \log_{\theta_{13}} - \log_{e_{(t-13)}} \end{aligned}$$

¹⁴ Os teste de critérios de informação *Akaike* e *Schwartz*, testam a capacidade do modelo estatístico se ajustar à realidade.

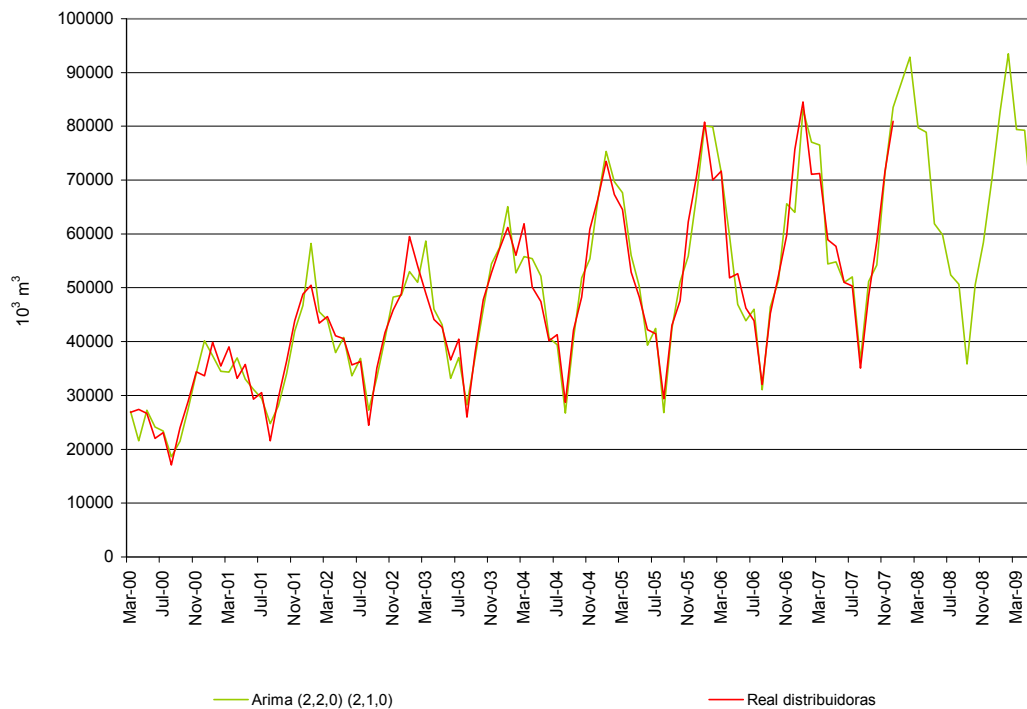
¹⁵ Para além destas análises, a comparação gráfica dos valores obtidos através dos modelos com valores mais significativos e dos valores ocorridos foi igualmente realizada. Por uma questão de dimensão, esta comparação não é aqui apresentada.

Quadro 4-5 - Modelos ARIMA para as quantidades de gás natural adquiridas pelos comercializadores de último recurso grossista

	Critério de informação		AR(1)		AR(2)		AR(3)		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 (2,2,2) (0,1,0) sem constante	-216,6	-226,7	-1,34	-13,76	-0,426	0,095	-	-	-	-	-	-	0,003	0,026	0,976	7,298	-	-	-	-
Arima (2,2,2) (1,1,1) sem constante	-245,6	-230,3	-1,273	-13,03	-0,371	-3,8	-	-	-0,153	-0,723	-	-	-0,019	-0,004	0,981	0,216	0,43	2,052	-	-
Arima (2,2,2) (1,1,2) sem constante	-243,627	-225,824	-1,273	-12,922	-0,37	-3,762	-	-	-0,135	-0,084	-	-	0,72	10,13	-	-	0,447	0,278	-0,005	-0,005
Arima (3,2,2) (1,1,2) sem constante	-252,814	-232,467	0,381	2,37	0,036	0,289	0,063	0,507	0,954	0,101	-	-	1,861	15,306	-0,883	-7,439	1,472	0,137	-0,485	-0,087
Arima (2,2,2) (2,1,2) sem constante	-241,859	-221,513	-1,068	-3,691	-0,259	-2,51	-	-	-1,267	-4,469	-0,436	-2,345	0,152	0,499	0,819	2,682	-0,749	-0,213	0,236	0,235
Arima (2,2,0) (2,1,0) sem constante	-211,097	-200,924	-0,842	-9,391	-0,471	-5,06	-	-	-0,659	-6,251	-0,259	-2,386	3,05	17,94	-	-	-	-	-	-
Arima (1,2,1) (0,1,0) sem constante	-219,991	-214,905	-0,303	-2,839	-	-	-	-	-0,28	-2,68	-	-	0,915	7,302	-	-	-	-	-	-

A Figura 4-4 apresenta a evolução estimada pelo modelo ARIMA(2,2,0) (2,1,0) das quantidades adquiridas de gás natural pelos comercializadores de último recurso retalhista entre 2000 e 2009, comparando-a com os valores ocorridos.

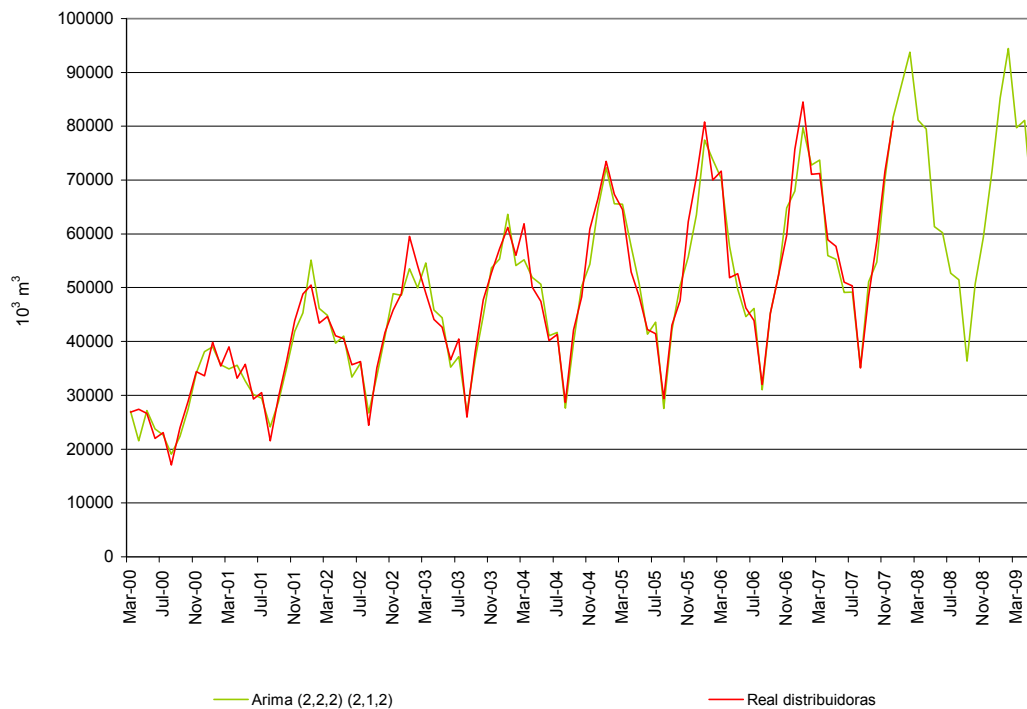
Figura 4-4 - Estimativa das quantidades adquiridas pelos comercializadores de último recurso retalhista e valores ocorridos (modelo ARIMA(2,2,0) (2,1,0))



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 comercializadores de último recurso retalhista.

A Figura 4-5 apresenta a evolução estimada pelo modelo ARIMA(2,2,2) (2,1,2) das quantidades adquiridas de gás natural pelos comercializadores de último recurso entre 1998 e 2009, comparando-a com os valores ocorridos. Observa-se igualmente que os valores do modelo e os valores ocorridos são muito próximos.

Figura 4-5 - Estimativa das quantidades adquiridas pelos comercializadores de último recurso retalhistas e valores ocorridos (modelo ARIMA(2,2,2) (2,1,2))



O Quadro 4-6 apresenta as quantidades de gás natural previstas serem consumidas pelos comercializadores de último recurso retalhista no ano gás 2008-2009 e 2007-2008 resultantes da aplicação dos modelos escolhidos. O Quadro 4-6 apresenta igualmente as quantidades de gás natural adquiridas pelos CURr entre Junho de 2006 e Dezembro de 2007, comparando-os com os valores estimados pelos modelos. Para o ano gás 2008-2009, as taxas de crescimento face ao período anterior estão compreendidas entre 2,2% e 0,2%, o que corresponde a quantidades entre 788,2 milhões m³ (n) e 775,6 milhões de m³ (n).

Quadro 4-6 - Quantidades previstas pelos modelos

Unidade: 10³ m³ (n)

	Jan-Dez 2007 (1)	Julho 2006 - Junho 2007	Julho 2007 - Junho 2008 (2)	Jan 2008 - Dez 2008 (3)	Julho 2008 - Junho 2009 (4)	% (2)-(1)/(1)	% (3)-(1)/(1)	% (4)-(2)/(2)
Quantidades ocorridas	739 563	703 490	-	-	-	-	-	-
ARIMA(2,2,2)(2,1,2)	728 906	694 255	770 894	783 586	788 054	5,8%	7,5%	2,2%
ARIMA(2,2,0)(2,1,0)	745 724	701 581	774 253	774 192	775 660	3,8%	3,8%	0,2%

4.2.2 CONSUMO DE GÁS NATURAL PELOS GRANDES CLIENTES

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

ANÁLISE DA ESTACIONARIEDADE

O Quadro 4-7 mostra que a série das quantidades adquiridas pelos grandes clientes 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.

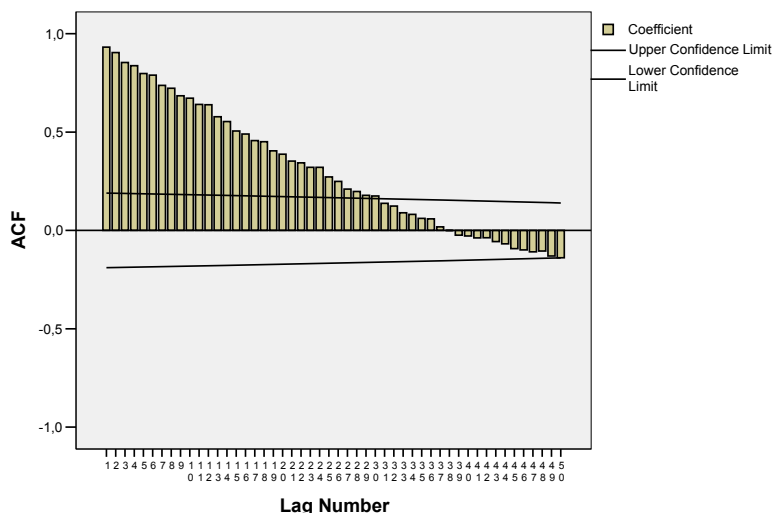
Quadro 4-7 - Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias das quantidades de gás natural adquiridas pelos grandes clientes

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
clie	16,706	,000	13,243	106	,000	46331416	3498609,4	4E+007	5E+007
			13,140	88,005	,000	46331416	3526062,0	4E+007	5E+007

A Figura 4-6 confirma a não estacionariedade da série. Observa-se que apenas a partir do trigésimo mês os resíduos distam menos de dois erros padrão em relação a zero. Observa-se igualmente o contínuo decréscimo dos resíduos.

Figura 4-6 - Autocorrelação dos resíduos



A estacionarização da série apenas sucede após esta ter sido ter sido logaritimizada e integrada para o grau 2, que deste modo pode ser considerada estacionária, como se pode observar do Quadro 4-8.

Assim, o Quadro 4-8 mostra¹⁶ 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.

Quadro 4-8 - Análise à igualdade da variância e à igualdade das médias das quantidades de gás natural adquiridas pelos grandes clientes

		Independent Samples Test									
		Levene's Test for Equality of Variances		t-test for Equality of Means						95% Confidence Interval of the Difference	
		F	Sig.	t	df	Sig. (2-tailed)	Mean Difference	Std. Error Difference	Lower	Upper	
DIFF(Lcli,2)	Equal variances assumed	,021	,886	-,101	104	,920	-,00311	,03087	-,06433	,05810	
	Equal variances not assumed			-,101	102,939	,920	-,00311	,03087	-,06434	,05811	

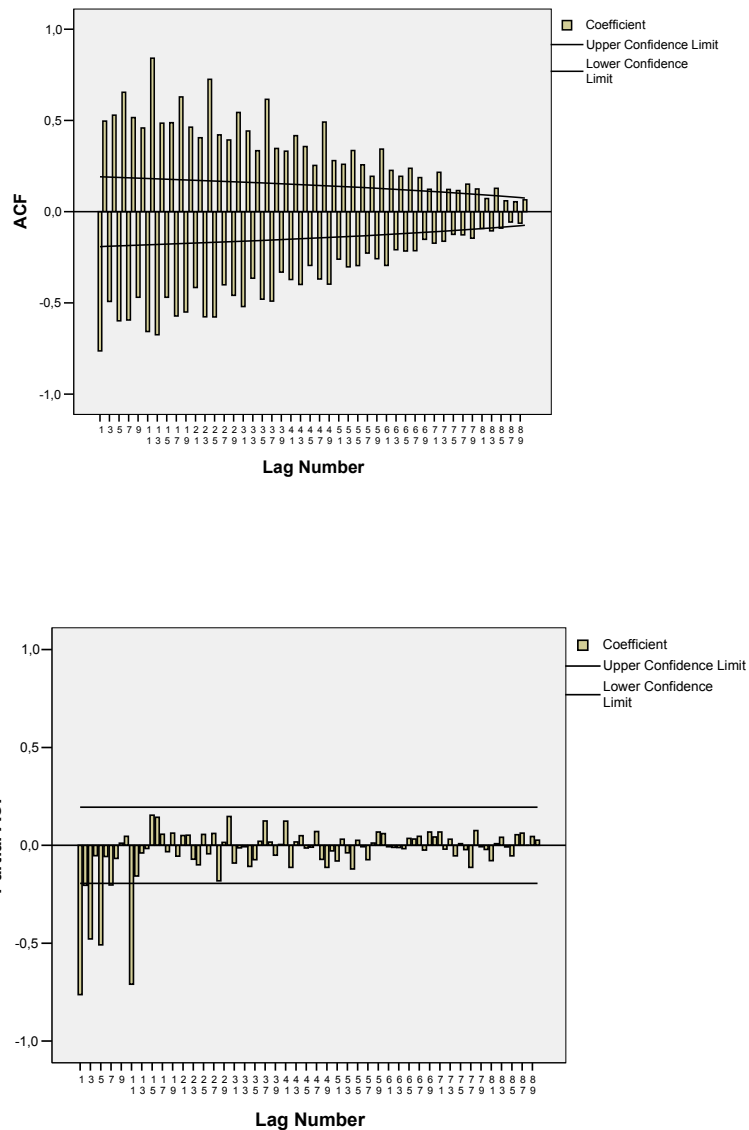
Contudo, a análise gráfica da autocorrelação dos resíduos não demonstra claramente que a série é estacionária. Assim, a Figura 4-7 mostra que a série da autocorrelação dos resíduos decresce de uma forma muito ligeira, apresentando valores negativos e positivos alternadamente. O facto do primeiro termo não ser positivo leva a concluir que o modelo não deverá requerer um termo de diferenciação. Por

¹⁶ 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.

seu lado, a série da autocorrelação parcial decresce em termos absolutos, sendo os primeiros 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 4-7 - Autocorrelação dos resíduos e autocorrelação parcial dos resíduos após a integração de grau 1



Em oposição aos resultados da análise do gráfico, os testes aumentado de Dick-Fuller vêm corroborar os testes à igualdade da variância e da média da série, ao permitirem rejeitar a hipótese de que existe uma raiz unitária, isto é, que a série logaritmizada das quantidades facturadas de gás natural pelos grandes

clientes, 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 4-9 - Testes aumentados de *Dick-Fuller* à raiz unitária

Teste Estatístico aumentado de <i>Dick-Fuller</i> ordem 1	-11,47
Teste Estatístico aumentado de <i>Dick-Fuller</i> ordem 2	-12,71
Teste Estatístico aumentado de <i>Dick-Fuller</i> ordem 3	-8,15
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 2.
- 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 4-7 mostrou que no primeiro mês o desfaseamento é negativo, indiciando que poderá não ser necessário a inclusão de um termo de regressão.
- Com autocorrelação parcial dos resíduos negativa, passando a positiva no 12º mês. Registe-se, que no primeiro mês o desfaseamento 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 (1,2,1) (1,1,1) com e sem constante.
- Arima (0,2,1) (1,1,1) com e sem constante.
- Arima (1,2,2) (1,1,1) com e sem constante.
- Arima (2,2,2) (1,1,1) 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 termos¹⁷, para um nível de significância de 5%.

O Quadro 4-10 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.

Quadro 4-10 - Modelos ARIMA para as quantidades de gás natural adquiridas pelos grandes clientes

	Critério de informação		AR(1)		AR(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
Arima (1,2,1) (1,1,1) sem constante	-329,0	-318,9	-0,20	-2,14	-	-	1,00	0,17	-	-	1,00	0,03	-	-
Arima (0,2,1) (1,1,1) sem constante	-322,8	-315,1	-	-	-	-	1,00	0,02	-	-	-	-	-	-
Arima (2,2,2) (1,1,1) sem constante	-331,2	-315,9	-1,01	-4,26	-0,31	-3,30	0,23	0,92	0,73	2,98	0,49	2,20	0,98	0,42
Arima (1,2,2) (1,1,1) sem constante	-331,6	-319,0	-0,78	3,50	-	-	0,25	0,50	0,40	3,05	0,80	1,75	1,10	0,90

Os modelos escolhidos

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

$$\log \hat{y}_t = 3 \log y_{(t-1)} + \log \alpha_1 + \log \alpha_2 + \log y_{(t-12)} - \log y_{(t-13)} + \log \alpha_{12} - \log \theta_1 - \log e_{(t-1)} - \log \theta_2 - \log e_{(t-2)} - \log \theta_{12} - \log e_{(t-12)}$$

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

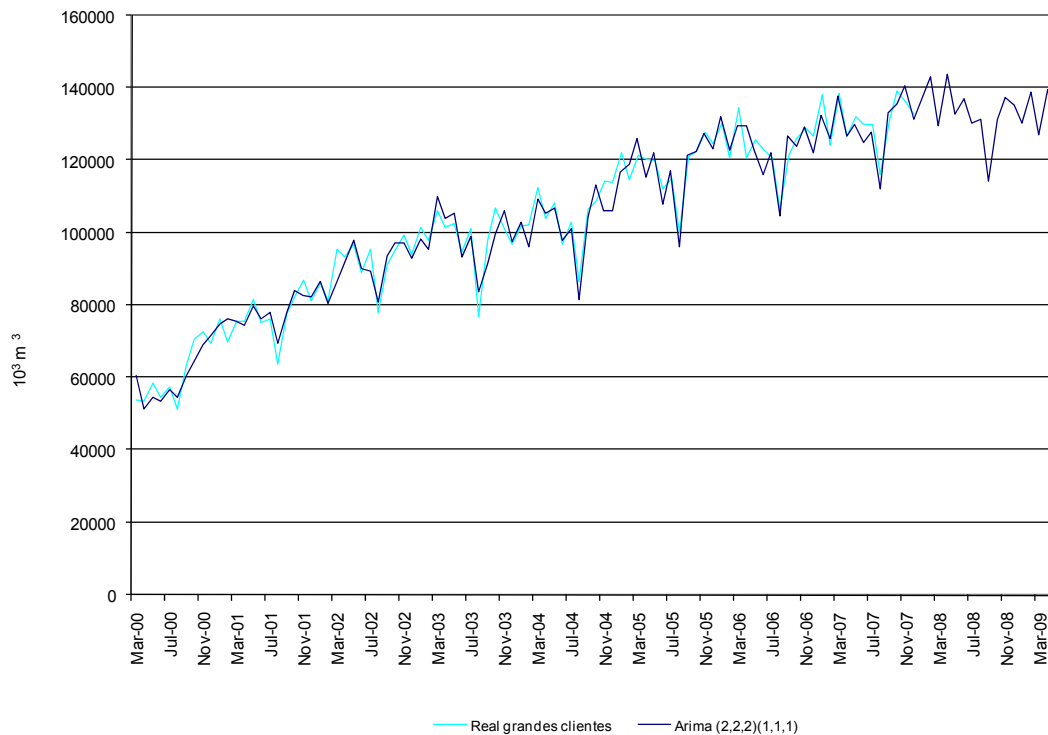
$$\log \hat{y}_t = 2 \log y_{(t-1)} - \log y_{(t-2)} + \log y_{(t-12)} - \log y_{(t-13)} + \log \alpha_{12} - \log \theta_1 - \log e_{(t-1)} - \log \theta_2 - \log e_{(t-2)} - \log \theta_{12} - \log e_{(t-12)}$$

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 envia os resultados.

A Figura 4-4 apresenta a evolução estimada pelo modelo ARIMA(2,2,0) (2,1,0) das quantidades adquiridas de gás natural pelos comercializadores de último recurso retalhista entre 2000 e 2009, comparando-a com os valores ocorridos.

¹⁷ 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.

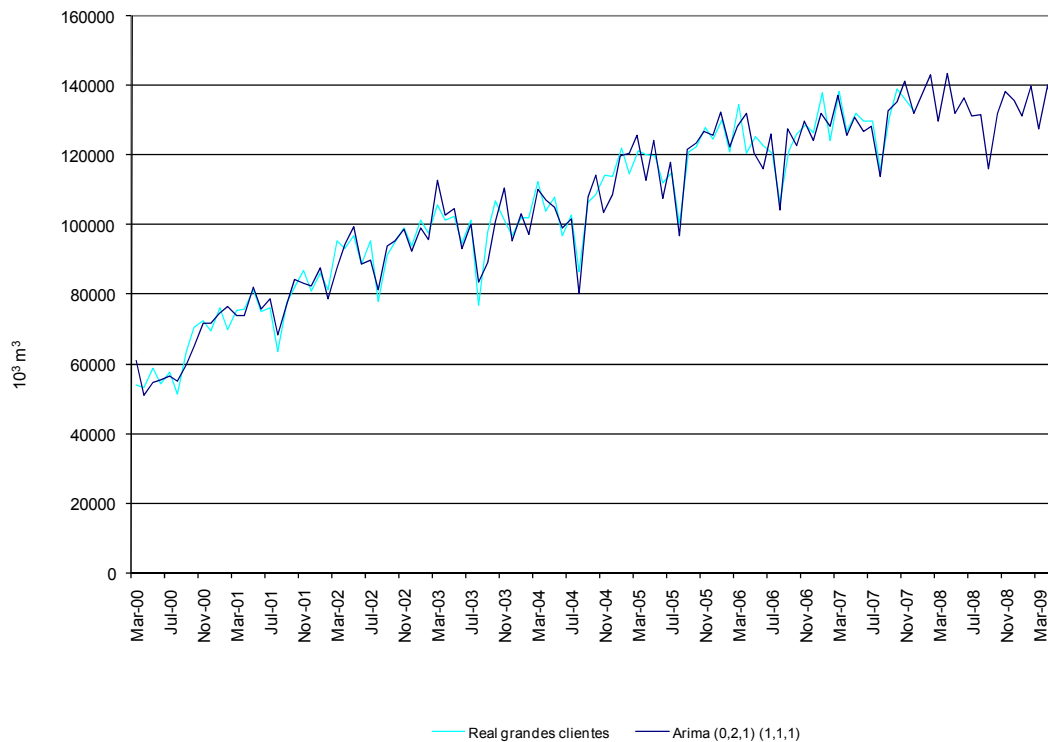
Figura 4-8 - Estimativa das quantidades adquiridas pelos grandes clientes e valores ocorridos (modelo ARIMA(2,2,2) (1,1,1))



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 comercializadores de último recurso retalhista.

A Figura 4-5 apresenta a evolução estimada pelo modelo ARIMA(2,2,2) (2,1,2) das quantidades adquiridas de gás natural pelos comercializadores de último recurso entre 1998 e 2009, comparando-a com os valores ocorridos. Observa-se igualmente que os valores do modelo e os valores ocorridos são muito próximos.

Figura 4-9 - Estimativa das quantidades adquiridas pelos grandes clientes e valores ocorridos (modelo ARIMA(0,2,1) (1,1,1))



O Quadro 4-11 apresenta as quantidades de gás natural previstas serem consumidas pelos grandes clientes no ano gás 2008-2009 e 2007-2008 resultantes da aplicação dos modelos escolhidos. O Quadro 4-11 apresenta igualmente as quantidades de gás natural adquiridas pelos grandes clientes entre Junho de 2006 e Dezembro de 2007, comparando-os com os valores estimados pelos modelos. Para o ano civil de 2008, os modelos prevêem um crescimento próximo de 2,5% face a 2007.

Para o ano gás 2008-2009, os modelos prevêem uma ligeira diminuição face ao período anterior, entre -0,9% e -1,2%, o que corresponde a quantidades entre 1 584,1 milhões m³ (n) e 1 580,9 milhões de m³ (n).

Quadro 4-11- Quantidades previstas pelos modelos

Unidade: 10³ m³

	Jan 2007-Dez 2007 (1)	Julho 2006 - Junho 2007	Julho 2007 - Junho 2008 (2)	Jan 2008 - Dez 2008 (3)	Julho 2008 - Junho 2009 (4)	% (2)-(1)/(1)	% (3)-(1)/(3)	% (4)-(2)/(2)
Quantidades ocorridas	1 573 735	1 518 893	-	-	-	-	-	-
ARIMA(0,2,1)(1,1,1)	1 563 754	1 514 512	1 598 742	1 599 568	1 584 110	2,2%	2,3%	-0,9%
ARIMA(2,2,2)(1,1,1)	1 561 113	1 509 620	1 599 375	1 598 827	1 580 882	2,5%	2,4%	-1,2%

Importa registar que alterações decorrentes de novas entradas de grandes clientes com um peso importante, ou qualquer outra tendência diferente do verificado no passado não poderão ser previstos pelos modelos.

5 CONCLUSÕES - COMPARAÇÃO ENTRE PREVISÕES DA ERSE E DOS AGENTES DO SECTOR

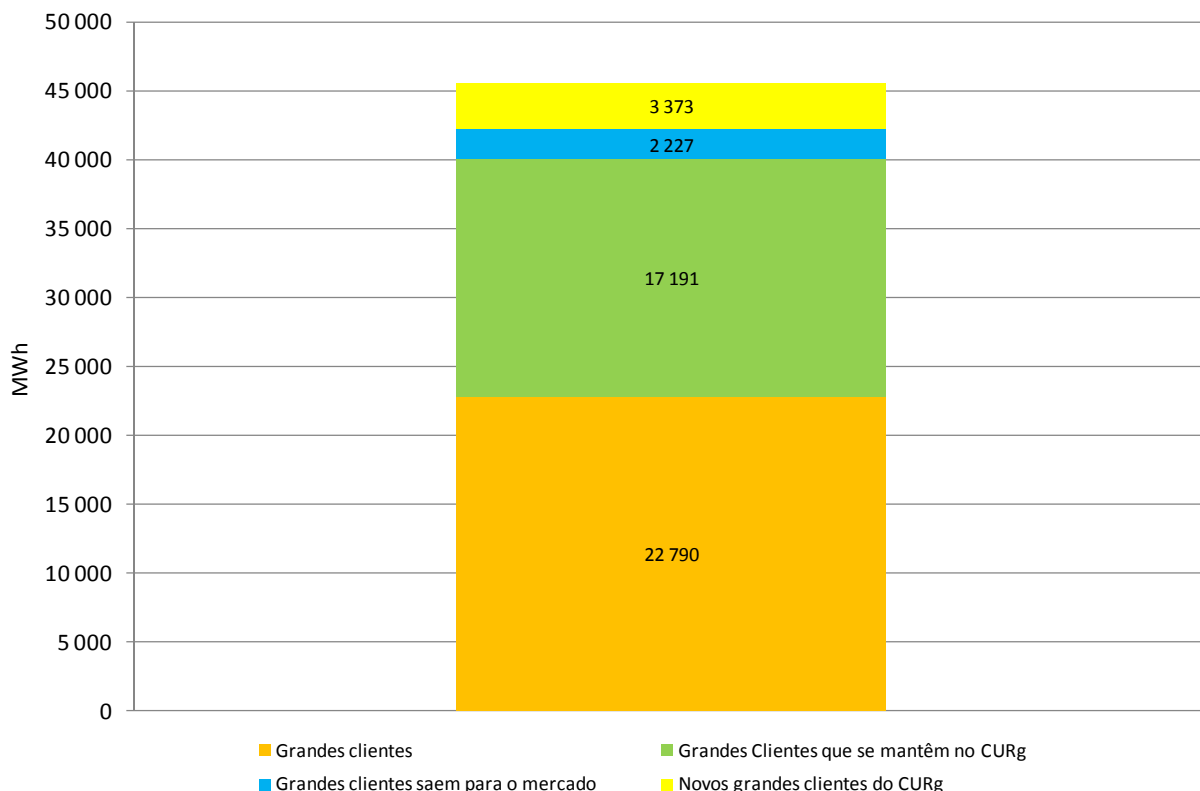
Como se viu, o aumento do consumo de gás natural depende de três grandes agregados de consumos, os centros electroprodutores, que representaram em 2007 46% do consumo, os grandes clientes, que representaram 36%, e os CURr que corresponderam a cerca de 18% do consumo.

Enquanto o consumo dos grandes clientes e dos CURr apresenta uma evolução com um padrão característico e facilmente identificável, os centros electroprodutores não têm um padrão de consumo constante. Vários factores tais como as condições climatéricas, mais especificamente a hidraulicidade, a entrada de novas centrais e o crescimento da produção em regime especial, conduzem a uma extrema volatilidade dos consumos anuais por parte dos centros electroprodutores. Assim, entre 2000 e 2007, o desvio padrão da taxa de crescimento do consumo de gás natural por parte dos centros electroprodutores foi de 63%. Existindo até à data, apenas duas centrais de ciclo combinado a gás natural em Portugal, a entrada de um novo grupo de uma central de ciclo combinada a gás natural conduzirá a um aumento substancial do consumo, que não se deverá a nenhuma tendência verificada até à data. Neste sentido, as previsões da ERSE para o consumo dos centros electroprodutores têm por base as previsões da REN Gasodutos, que se afiguram razoáveis, em linha com o verificado até à data para as centrais da Turbogás e da Termoeléctrica do Ribatejo. Estas previsões consideram igualmente a entrada de uma nova central de ciclo combinado a gás natural, a EDP Lares, de 430 MW de potência instalada, no final do ano gás 2008-2009.

No que diz respeito aos restantes agregados de consumo, a verificação de um padrão de evolução do consumo que se tem repetido, permite com alguma segurança perspectivar a evolução do consumo num futuro próximo com base em modelos previsionais do tipo ARIMA, assumindo que este padrão de crescimento se repita. Contudo, a informação disponibilizada pelo comercializador de último recurso grossista (CURg) incorpora previsões de entrada de um conjunto de novos grandes clientes, que transpõe o consumo dos grandes clientes para o ano gás 2008-2009 num patamar de consumo substancialmente acima do verificado até à data. Assim, para o ano gás 2008-2009, o consumo dos novos grandes clientes deverá ascender a 3,4 GWh, segundo o CURg, isto é cerca de 0,3 bcm, o que representa mais de 17% do consumo dos grandes clientes já existentes e um aumento global dos consumos desta rubrica de consumo de 31% face ao verificado em 2007, isto é, num ano e meio. A Figura 5-1 ilustra este facto.

Registe-se que se assumiu que o consumo dos grandes clientes que saem para o mercado livre mantém-se no ano gás 2008-2009 face ao estimado para o período 2007-2008.

Figura 5-1 - Consumo dos grandes clientes implícito nas previsões do CURg



Fonte: Transgás, SA

Quando as taxas de crescimento verificadas no consumo dos grandes clientes têm vindo a diminuir, tendo sido inferiores a 10% nos últimos anos, esta subida abrupta não pode ser explicada com modelos estatísticos de previsão.

Assim, aos valores previstos pelos modelos para os grandes clientes, a volta de 1,58 bcm, há que somar cerca de 0,3 bcm de consumos induzidos pela entrada de novos grandes clientes, perfazendo 1,9 bcm, isto é, 31 TWh. Como se verá este valor é próximo, embora ligeiramente inferior, ao valor apresentado pelo CURg.

Referidas as previsões iniciais da ERSE, resta compará-las com as previsões para o ano gás 2008-2009 dos principais agentes do sector, a REN Gasodutos¹⁸ e os comercializadores de último recurso (CUR).

A REN Gasodutos, enquanto operador da RTGN, tem uma visão global da evolução do consumo no SNGN. As suas previsões baseiam-se na asserção que faz da evolução do consumo que deverá ser efectuada em harmonia com a programação de investimentos necessários ao transporte de gás natural. Acresce que as previsões da REN Gasodutos não permitem diferenciar os consumos dos grandes

¹⁸ Às previsões da REN Gasodutos há que somar as previsões da REN Atlântico para o transporte de GNL por camião cisterna, sendo o seu valor residual face ao restante.

clientes dos do CUR retalhistas, sendo que para a REN Gasodutos não importa o tipo de cliente, mas sim os pontos de entrega.

Por seu lado, os CUR têm a percepção comercial da evolução do mercado, tendo, à partida, melhor percepção da evolução da procura. Contudo, o CURg não apresenta previsões para os consumos dos clientes que saem para o mercado liberalizado. Assim, qualquer comparação entre as previsões da REN Gasodutos e as do CUR deverá somar a esta última previsão o valor previsto para o mercado liberalizado. Nesse exercício assumiu-se que o consumo dos clientes que saem para o mercado liberalizado é igual aos valores ocorridos no ano gás anterior. Importa também lembrar que os centros electroprodutores não são clientes do CURg. Deste modo, aos valores apresentados pelos CUR devem-se ainda acrescentar os valores previstos para os centros electroprodutores, que como se viu serão os previstos pela REN Gasodutos.

Surgem assim três previsões de consumo para o ano gás:

- Totalmente baseadas nas previsões da REN Gasodutos.
- Baseada nas previsões dos CUR, que incorporam as previsões da REN Gasodutos para os centros electroprodutores e assumem que os clientes que saem para o mercado liberalizado mantêm o nível de consumo do ano anterior.
- Baseadas nos modelos da ERSE, que acrescentam aos valores resultantes desse modelos para os grandes clientes, os valores previstos pelo CURg para os novos grandes clientes. Neste caso, também se consideram as previsões da REN Gasodutos para os centros electroprodutores.

O Quadro 5-1 apresenta os valores resultantes das previsões de consumo de gás natural para o ano gás 2008-2009, baseadas nas previsões do CURg, nas previsões da REN Gasodutos e nas previsões da ERSE, comparando-as com o ocorrido em 2007.

Quadro 5-1 - Comparação das previsões de consumo de gás natural para o ano gás 2008-2009 face ao ocorrido

	Comparação 3 fontes 2008-2009					
	REN gasodutos	Previsões baseadas nos CUR e na REN Gasodutos	Previsões ERSE	Ocorrido 2007	% (1)-(4)/(4)	% (2)-(4)/(4)
	(1) GWh	(2) GWh	(3) GWh	(4) GWh		
Consumos totais	53 166	55 941	55 165	47 560	12%	18%
Centros electroprodutores	24 208	24 208	24 208	21 470	13%	13%
Grandes clientes e domésticos	28 958	31 733	30 957	26 090	11%	22%
Grandes clientes		22 790	21 835	17 301		32%
Domésticos		8 943	9 122	8 789		2%

Fonte: REN Gasodutos, Transgás, SA e ERSE

Em todos os casos os aumentos implícitos nas previsões são superiores a 10% face ao ocorrido em 2007. Observa-se igualmente uma certa aproximação entre os valores da ERSE e as do CUR.

Dada a juventude do sector, as séries dos consumos, que servem de *input* aos modelos utilizados pela ERSE, podem não reflectir alterações estruturais semelhantes às que se perspectivam para o ano gás 2008-2009 para os grandes clientes. No futuro, com a comparação entre os valores dados pelos modelos, as previsões das empresas e o ocorrido poder-se-á com mais segurança efectuar previsões tendo por base os modelos ARIMA.

Assim, no actual momento considera-se mais apropriado aceitar as previsões dos CUR, com os pressupostos já referidos quanto ao tratamento dos centros electroprodutores e dos grandes clientes que saem para o mercado liberalizado.

Definido o nível de consumo para os três agregados de consumo, importa redistribuí-los pelos diferentes agentes do sector, comercializadores e operadores das infra-estruturas, situação que insere alguma dificuldade tendo em conta as incompatibilidades observadas nas previsões dos diferentes agentes do sector. Na segunda parte do documento apresentam-se os pressupostos utilizados na definição do balanço de gás natural do SNGN.

**PARTE II – CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2008-
2009**

6 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2008-2009

A caracterização do Balanço de Energia do SNGN tem por objectivo determinar a previsão para as saídas e entradas de gás natural no SNGN, em particular nas diversas infra-estruturas e rede de transporte em Alta Pressão e nas redes de distribuição.

O Balanço de energia pode ser apresentado segundo duas perspectivas diferentes: a perspectiva física e a perspectiva comercial. Ambas são importantes e devem ser coerentes entre si, permitindo satisfazer as necessidades criadas pelo cálculo de tarifas reguladas de uso das infra-estruturas e de venda a clientes finais.

Este capítulo descreve a metodologia utilizada na determinação do Balanço de energia do SNGN para 2008-09 e apresenta esse mesmo balanço.

6.1 METODOLOGIA DE PREVISÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL

A metodologia de previsão do balanço de energia é um exercício de conciliação entre as abordagens *top-down* e *bottom-up*. Em particular, deve conciliar a determinação global e agregada do consumo nacional (relacionada com indicadores de tendência, macro-económicos, novos investimentos, etc.) com a informação distribuída das previsões regionais elaboradas pelos diversos operadores de rede e comercializadores.

A determinação da previsão do consumo nacional para os grandes consumidores industriais e para os consumidores mais pequenos (residenciais, terciário e pequena indústria) foi descrita na análise da evolução da procura.

Ao consumo referido são acrescentadas as previsões individuais efectuadas para cada centro electroprodutor ordinário, ligados na rede de transporte. Foram aceites as previsões da REN Gasodutos para estes consumos. A este respeito nota-se que o balanço para 2008-09 considera a entrada em funcionamento da nova Central de Lares no decurso do ano gás.

A partir do consumo nacional assim definido, a construção do balanço de energia acontece por desagregação sucessiva dos valores agregados de consumo e a sua distribuição física no sistema de gás natural (por nível de pressão de ligação, por região, etc.).

Em seguida listam-se diversos pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNGN para 2008-09.

- Aceitaram-se as previsões do operador da rede de transporte para os consumos dos centros electroprodutores ordinários, ligados na rede de transporte.
- Aceitaram-se as previsões do operador da rede de transporte para o saldo da interligação com Espanha.
- Aceitaram-se as previsões do operador da rede de transporte para o saldo das injeções no armazenamento subterrâneo.
- Aceitaram-se as previsões dos operadores de redes e de cada infra-estrutura quanto à previsão da variação dos valores do *stock* em cada infra-estrutura do SNGN.
- Aceitaram-se as previsões de cada comercializador de último recurso retalhista para os seus fornecimentos.
- A previsão dos consumos no mercado liberalizado resulta da soma da previsão do consumo dos centros electroprodutores ordinários (excluídos da comercialização de último recurso) e das previsões do comercializador de último recurso grossista quanto à perda de clientes para o mercado.
- Considerou-se que os clientes em mercado estão situados nas 3 redes de distribuição com maior consumo (Lisboagás, Lusitaniagás e Portgás) e que são clientes com consumos anuais superiores a 2 milhões de m³.
- Considerou-se a informação recebida sobre a caracterização efectiva de consumos no ano gás 2006-07 e as previsões enviadas pelas empresas reguladas para 2008-09.

PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES

As diferenças de energia entre a entrada e a saída das redes resultam de diversas origens e são agregadas na denominação perdas e autoconsumos. Essas diferenças podem resultar, por exemplo, de gás libertado em válvulas de segurança, fugas nas redes, consumos próprios no aquecimento de gás no processo de redução de pressão ou regaseificação, incidentes nas redes com perfuração de condutas, erros de medição ou avarias nos contadores, etc.

As perdas e autoconsumos são definidas segundo valores padrão, aceites para efeitos de regulação, reconhecendo-se estas realidades nos sistemas de transporte e distribuição de gás natural.

O nível de perdas e autoconsumos padrão considerado no Balanço de energia para 2008-09 respeitou as previsões do operador da rede de transporte (0,11% do consumo à saída da rede de transporte). Quanto às redes de distribuição, não foi recebida uma proposta de factor de perdas e autoconsumos devidamente justificada pelo que não se consideraram.

6.2 BALANÇO DE ENERGIA NO SNGN PARA 2008-09

De acordo com as previsões recebidas das empresas, com a análise de tendência do consumo agregado e com os pressupostos apresentados, determina-se o balanço de energia do Sistema Nacional de Gás Natural para 2008-09. Os quadros seguintes apresentam este balanço ao nível da rede de transporte e das redes de distribuição.

Quadro 6-1 - Balanço de gás natural na RNTGN para 2008/09

RNTGN	Balanço físico de gás natural na RNTGN	Unidades: GWh
	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	25 662
	1.1 Campo Maior	25 662
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	31 788
	2.1 Injecções RNT	31 136
	2.2 Camião cisterna	652
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extrações do Armazenamento Subterrâneo	0
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	57 450
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	56 798
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Armazenamento Subterrâneo	1 251
	8 Centros electroprodutores	24 208
	9 Clientes industriais em AP	4 406
	10 Redes de distribuição (interligadas)	26 871
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	56 736
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	62
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	55 485

Quadro 6-2 - Balço de gás natural na RNDGN para 2008/09

RNDGN	Balço físico de gás natural na RNDGN	Unidades: GWh
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	26 871
	16 Redes abastecidas por UAG	456
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	27 327
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	16 766
	19 Clientes em BP	10 561
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	0
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN	27 327
	Saídas da RNDGN	
22=10=21	22 Total de saídas da RNDGN	27 327
	22.1 Beiragás	517
	22.2 Dianagás	67
	22.3 Dourogás	106
	22.4 Duriensegás	201
	22.5 Lisboagás	7 045
	22.6 Lusitaniagás	8 736
	22.7 Medigás	81
	22.8 Paxgás	7
	22.9 Portgás	7 458
	22.10 Setgás	1 915
	22.11 Tagusgás	1 194

Além do balanço energético, a previsão da procura também fornece ao modelo tarifário dados sobre o número de clientes em cada rede e de cada agente (apresentado no quadro seguinte).

Quadro 6-3 - Balço do número de clientes no SNGN para 2008/09

Número de clientes	Unidades: n. clientes			
	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Clientes ligados na RNT	7		4	11
Clientes nas redes de distribuição	226	1 087 051	15	1 087 292
Beiragás	4	38 716	0	38 720
Dianagás	0	4 471	0	4 471
Dourogás	0	11 021	0	11 021
Duriensegás	1	20 855	0	20 856
Lisboagás	38	469 877	5	469 920
Lusitaniagás	95	168 430	4	168 529
Medigás	0	12 613	0	12 613
Paxgás	0	567	0	567
Portgás	67	195 302	6	195 374
Setgás	11	139 526	0	139 537
Tagusgás	10	25 673	0	25 683
Total de consumidores de GN	233	1 087 051	19	1 087 303

Finalmente, a determinação de tarifas reguladas por infra-estrutura e por agente comercializador de último recurso, assenta na caracterização de quantidades na perspectiva de cada um destes agentes. O documento anexo sobre a caracterização discriminada da procura descreve em maior detalhe os pressupostos e as quantidades consideradas no cálculo tarifário. Em resumo, apresentam-se de seguida

as quantidades de energia fornecidas por cada comercializador de último recurso e as quantidades no âmbito do mercado liberalizado (sujeitas ao pagamento das tarifas de acesso e a contratos bilaterais com os comercializadores de mercado).

Quadro 6-4 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2008/09

Unidades: GWh

Fornecimentos	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Clientes ligados na RNT	4 406		24 208	28 614
Clientes nas redes de distribuição	16 157	8 943	2 227	27 327
Beiragás	125	392	0	517
Dianagás	0	67	0	67
Dourogás	0	106	0	106
Duriensegás	15	186	0	201
Lisboagás	3 747	2 504	794	7 045
Lusitaniagás	6 332	1 825	579	8 736
Medigás	0	81	0	81
Paxgás	0	7	0	7
Portgás	3 917	2 688	853	7 458
Setgás	1 200	715	0	1 915
Tagusgás	822	373	0	1 194
Total de consumidores de GN	20 564	8 943	26 434	55 941

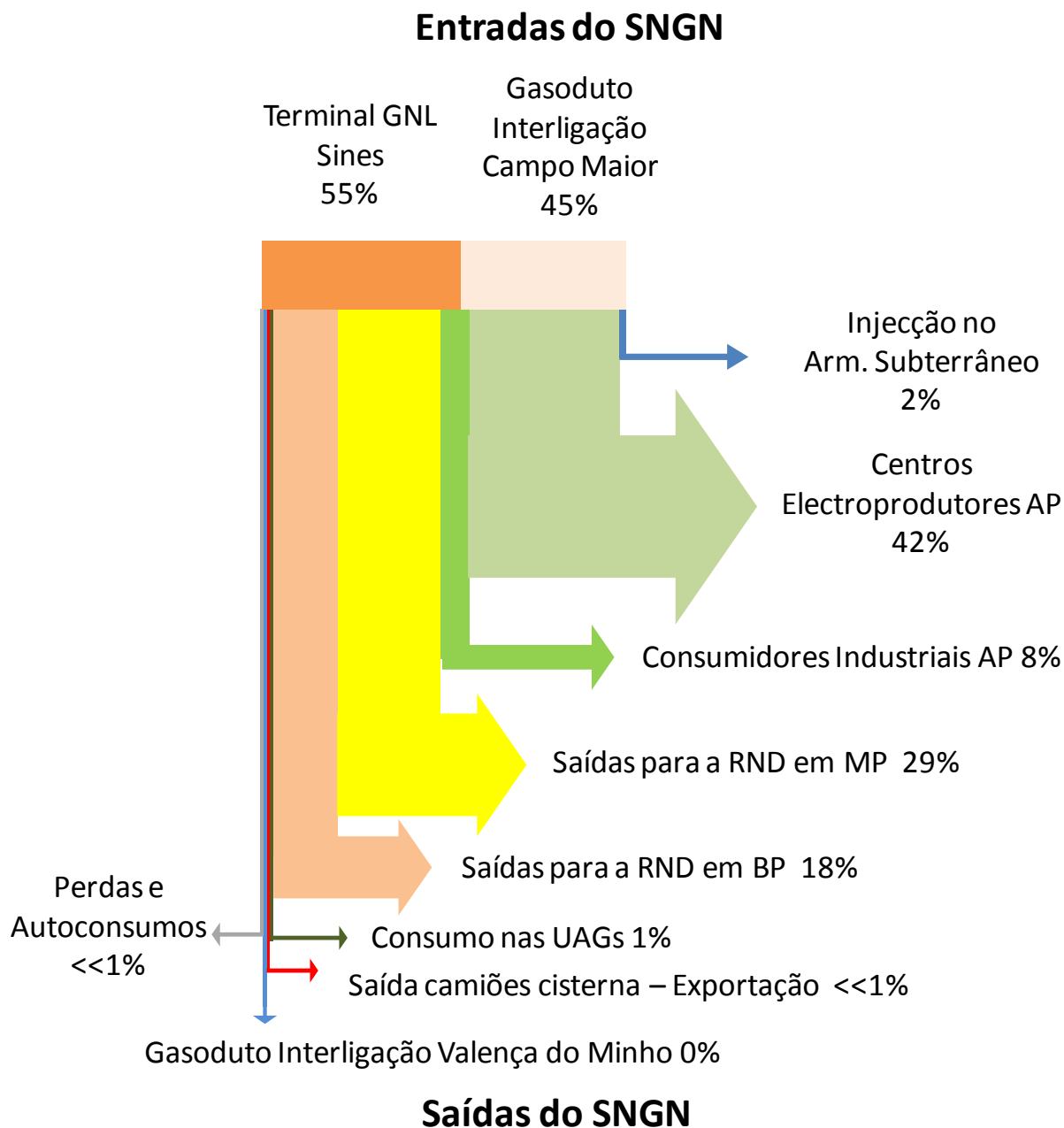
6.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNGN

Globalmente, importa reter a distribuição dos consumos de gás natural nas suas diversas categorias. Em particular, regista-se o muito grande peso dos consumos das centrais eléctricas no conjunto do consumo nacional de gás natural. Igualmente, interessa salientar que dos consumos distribuídos nas redes de distribuição, a maior parte corresponde ao mercado industrial. De facto, em Portugal o mercado residencial é residual do ponto de vista dos consumos.

Outro aspecto relevante pela sua particularidade na Península Ibérica é a distribuição de gás natural a partir de Unidades Autónomas de Gás, abastecidas a partir de gás natural liquefeito, por transporte rodoviário. Apesar de um conjunto de regiões do território serem abastecidas nestas condições, a sua expressão no contexto do Sistema Nacional de Gás Natural é reduzida.

A figura seguinte ilustra qualitativamente os fluxos de energia no SNGN.

Figura 6-1 - Fluxos de energia no SNGN em 2008/09



7 UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRA-ESTRUTURAS

7.1 REDE DE TRANSPORTE E INFRA-ESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

A utilização da rede de transporte e das infra-estruturas de alta pressão é especialmente afectada pela dinâmica do mercado grossista no que diz respeito aos preços da energia nos mercados internacionais (ou nos contratos de aprovisionamento de longo prazo). De facto, não apenas a origem do gás natural entrado na rede de transporte oscila entre a interligação com Espanha (com origem na Argélia) e o terminal de Sines (com origem em países mais longínquos como a Nigéria) como ainda o volume do consumo depende do preço do gás na medida em que os centros electroprodutores são especialmente sensíveis a esta variável.

Os factos mais relevantes que se prevêem afectar a utilização da rede de transporte e das infra-estruturas de alta pressão são a entrada em exploração de um novo grupo electroprodutor a gás natural, em Lares, de 430 MW, o enchimento de uma nova caverna salina de armazenamento de gás e o elevado crescimento do consumo nacional face às previsões para o ano gás 2007/08.

A previsão de quantidades nas infra-estruturas de Alta Pressão baseou-se no histórico obtido no primeiro semestre do ano gás 2006-07 ($t-2$), início da aplicação do novo sistema tarifário para o gás natural. A estrutura de quantidades prevista para o ano gás 2008-09 (t) resulta do escalamento das quantidades registadas no ano gás $t-2$ para o volume de energia determinado na previsão global da procura por infra-estrutura. Esta metodologia foi ainda completada com a integração de nova informação de detalhe sobre os factos mais relevantes que justifiquem uma alteração global do comportamento da procura (por exemplo, a existência de uma nova central a gás natural de cuja potência se conhece o valor antecipadamente).

7.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

7.2.1 DESCRIÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

7.2.2 DETERMINAÇÃO DO PERÍODO DE PONTA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

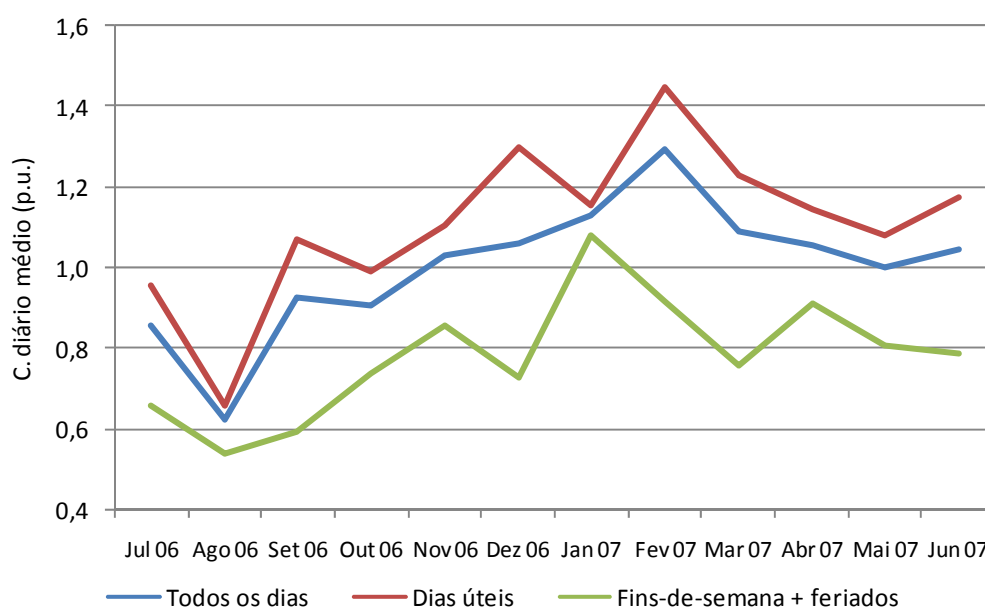
Os investimentos nos troços mais centrais das redes de distribuição, em particular, os troços mais a montante, são condicionados pela expectativa de procura máxima alimentada por essas redes. A capacidade desses troços é determinada pelo digrama de consumo agregado fornecido por cada um desses troços periféricos. Assim, parte dos custos de investimento devem ser imputados aos consumos que contribuem para os máximos do diagrama agregado nas redes de distribuição. Simultaneamente, o

período de ponta deve sinalizar o custo provocado nas redes, orientando os consumidores para decisões de consumo que minimizem o custo social das redes de energia, aumentando a produtividade do investimento.

Visando a determinação do período de ponta das redes de distribuição partiu-se de dados referentes a todas as saídas da RNTGN (GRMS) destinadas a este tipo de redes para o ano gás 2006-07 (*t-2*).

A figura seguinte apresenta o diagrama agregado nas redes de distribuição interligadas em 2006-07.

Figura 7-1 - Consumo diário agregado nos pontos de entrada nas redes de distribuição interligadas ao longo do ano gás 2006-2007



Da análise do diagrama agregado nas redes de distribuição, conclui-se que o consumo tem alguma componente sazonal. No entanto, o período em que a sazonalidade do consumo se faz sentir é bastante alargado, o que prejudica a eficácia de um sinal preço que deve orientar os consumidores. Outra conclusão a retirar da análise do diagrama de consumo é o seu reduzido valor no mês de Agosto.

Note-se que a maioria dos clientes nas redes de distribuição não tem leitura mensal e apenas uma minoria tem leitura diária. Assim, para que o sinal preço de energia em períodos de ponta seja efectivo convém procurar um período de ponta compatível com, pelo menos, as tarifas de leitura mensal, como definido no Regulamento Tarifário.

Por estas razões, determina-se como período de ponta nas redes de distribuição os meses de Setembro a Julho (Quadro 7-1). Desta forma, o sinal tarifário dispensará os consumo de Agosto de pagamento de parte dos custos de investimento nas redes de distribuição.

Quadro 7-1 - Período de ponta nas redes de distribuição

Período de ponta	Período fora de ponta
Setembro a Julho	Agosto

No futuro, e à medida que for estando disponível um histórico mais rico acerca da operação das redes de distribuição de gás natural, espera-se proceder a novos estudos e a uma eventual reavaliação e/ou expansão destas conclusões, procurando melhor captar a realidade de funcionamento das redes de distribuição.

Neste momento é de assinalar que a definição do período de ponta como todos os meses do ano à excepção de Agosto, permite a transição gradual entre a ausência de um período de ponta e um novo sistema tarifário, que contempla períodos de ponta, permitindo uma melhor imputação dos custos de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes de distribuição de gás natural.

7.2.3 DETERMINAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA TARIFÁRIA

A partir do balanço de energia previsto para o SNGN em 2008-09, é construída uma caracterização desagregada da procura para suportar o cálculo tarifário. Esta caracterização deve incluir não apenas o consumo mas todas as quantidades associadas às variáveis de facturação do sistema tarifário.

O NOVO SISTEMA TARIFÁRIO RESULTANTE DA APLICAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO GÁS NATURAL

Em 2006, no contexto da regulação económica do sector do gás natural, foi publicado pela ERSE o Regulamento Tarifário para o Gás Natural. Este regulamento veio estabelecer o novo sistema tarifário aplicável às actividades reguladas e a metodologia de cálculo das tarifas por actividade e das tarifas de venda a clientes finais.

Da aplicação do novo regulamento decorre uma alteração das opções tarifárias existentes e das variáveis de facturação utilizadas. Nomeadamente, são uniformizadas as tarifas aplicáveis no território nacional.

As variáveis de facturação do novo sistema tarifário aplicável aos consumidores finais e as respectivas unidades são:

- Energia (em kWh).
- Energia no período de ponta (em kWh).
- Capacidade utilizada, correspondente ao máximo consumo diário nos 12 meses que antecedem a factura (em kWh/dia).
- Número de pontos de entrega (para cobrança de um termo fixo mensal).

CONVERSÃO DAS ANTIGAS VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO

Os tarifários em vigor até à data, praticados pelas empresas de gás natural, contêm diversas variáveis de facturação. Algumas destas variáveis são descontinuadas no novo sistema tarifário e assim têm que ser convertidas. O quadro seguinte apresenta o conjunto das variáveis de facturação no anterior sistema tarifário e no novo, bem como a conversão aplicada.

Quadro 7-2 – Conversão das variáveis de facturação das tarifas em vigor para o novo sistema tarifário

Anterior Sistema Tarifário	Novo Sistema Tarifário	Conversão
Calibre do contador	Termo fixo variável por escalão	Deixa de ser cobrado o contador passando o consumidor a pagar um termo fixo mensal que varia por escalão de consumo.
Consumo Horário Máximo (em m ³ (n)/h)	Capacidade utilizada (em kWh/dia)	A variável a facturar passa a ser o máximo consumo diário medido nos 12 meses anteriores ao mês da factura.
Consumo Máximo Diário (em GJ/dia), por mês	Capacidade utilizada (em kWh/dia)	A variável a facturar passa a ser o máximo consumo diário medido nos 12 meses anteriores ao mês da factura.

REFERENCIAL DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS AOS CONSUMIDORES FINAIS

Devido a restrições dos equipamentos de medida instalados em cada ponto de entrega e para simplificar o sistema tarifário aplicável em segmentos de consumidores com menos informação, algumas das variáveis de facturação definidas não são aplicadas aos consumos na sua forma primária. Em vez disso, o conjunto de preços é simplificado procedendo-se a conversões de preços. Assim, caracterizam-se no quadro seguinte as variáveis de facturação aplicáveis a cada segmento de consumidores.

Quadro 7-3 - Variáveis de facturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais

Variável de facturação	Leitura diária (telecontagem)	Leitura mensal	Periodicidade de leitura superior a 1 mês
Termo fixo mensal	X	X	X
Capacidade utilizada	X	n.a.	n.a.
Energia em período de ponta	X	X	n.a.
Energia	X	X	X

O detalhe sobre os segmentos de consumidores onde será aplicável a telecontagem estará definido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Consumo. Actualmente, todos os consumidores com consumos anuais superiores a 2 milhões de m³ têm telecontagem.

O Regulamento de Relações Comerciais define ainda que os consumidores com consumo anual superior a 10 mil m³ têm leitura mensal.

Quadro 7-4 - Distribuição do consumo e número de clientes (pontos de entrega) por tipo de leitura

2008/09	Leitura diária (telecontagem)	Leitura mensal	Periodicidade de leitura superior a 1 mês
Consumo (GWh)	42 996	9 694	3 251
(%)	77%	17%	6%
Número de clientes	432	3 940	1 082 930
(%)	0,0%	0,4%	99,6%

Como o referencial de medida das quantidades não corresponde ao das tarifas por actividade na sua forma complexa, a caracterização da procura deve realizar a conversão das quantidades, determinando a procura discriminada em cada variável de facturação, utilizando perfis de consumo e outros pressupostos. Esta metodologia é apresentada com maior detalhe a seguir.

FACTURAÇÃO EM UNIDADES DE ENERGIA (KWH)

Por razões de custo, as tecnologias de medição no sector do gás natural utilizadas nos clientes com menor consumo medem volumes de gás e não energia fornecida. De facto, a medição do fluxo de energia na distribuição de gás natural é um processo complexo e caro.

Todavia, o consumidor de gás natural compra energia, independentemente do volume que lhe seja entregue. Historicamente, as empresas do sector do gás natural ultrapassaram esta questão anunciando no segmento residencial e serviços preços comparáveis em m^3 de referência, ou seja, preços em unidade de volume mas em condições de pressão, temperatura e poder calorífico de referência. Para garantir uma maior comparabilidade dos preços a ERSE definiu a sua publicação em unidades de energia (kWh) em vez de volume. Esta comparabilidade dos preços é importante quer entre formas de energia diferentes, como a electricidade, quer entre fornecimentos de gás em diferentes níveis de pressão e condições de fornecimento. Assim, o preço de fornecimento de gás natural (em €/kWh) em Alta Pressão é directamente comparável com o preço de fornecimento de gás natural nos pequenos consumidores domésticos.

A compatibilização entre preços publicados em unidades de energia e quantidades de gás natural medido em unidades de volume é enquadrada em detalhe pelo Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Consumo. Em cada factura, o comercializador deve demonstrar como se realiza a conversão entre volume medido nas condições particulares de cada ponto de entrega e energia.

Para efeito do cálculo tarifário, todas as quantidades foram consideradas em unidades de energia sendo necessário proceder a conversões de volume (em m^3 de referência) para energia, adaptando as quantidades aos dados dos sistemas de informação comercial das empresas reguladas.

7.2.4 DETERMINAÇÃO DAS CONVERSÕES DE QUANTIDADES E PERFILAGEM

Como referido, os equipamentos de medida e a periodicidade de leitura condicionam a informação disponível sobre as quantidades características do fornecimento de gás natural em cada ponto de entrega.

Nos consumidores domésticos, por exemplo, apenas está disponível informação de consumo sobre a energia anual e o número de clientes, em cada escalão de consumo. Assim, é necessário estimar as restantes variáveis de facturação, para aplicação das tarifas por actividade no modelo tarifário. Em particular:

- A energia em período de ponta é estimada a partir da caracterização dos perfis diários das entregas agregadas nas redes de distribuição.
- A capacidade utilizada é estimada a partir da relação característica entre o consumo médio diário o seu valor máximo durante o ano (modulação).

Relativamente à conversão de energia anual para energia em período de ponta, utilizou-se uma relação de 95,8% nos fornecimentos de BP< e de 94,2% em BP> e MP. Registe-se que atendendo ao período de ponta definido, correspondente aos meses de Setembro a Julho, a relação mínima entre energia de

ponta e energia anual caso o consumo fosse uniforme ao longo do ano seria de 91,7%. Na prática, a redução do consumo nas redes de distribuição no mês de Agosto reflecte-se num valor superior para esta relação.

A modulação da capacidade utilizada define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo, medindo-se em dias. Na ausência de informação sobre o consumo diário na maior parte dos consumidores, estima-se a capacidade utilizada a partir do seu consumo anual, através do parâmetro modulação.

Este parâmetro foi estimado entre 10 e 15 dias no segmento de consumidores até 10 mil m³ por ano. Estes valores correspondem a uma utilização da capacidade inferior ao registado no sector eléctrico. Para os consumidores com consumo anual acima de 10 mil m³ considerou-se uma modulação entre 100 e 150 dias, tendo-se considerado ainda 200 dias para os consumidores maiores que 2 milhões de m³ anuais.

Outro parâmetro utilizado na conversão de quantidades é o factor de simultaneidade referido no Regulamento Tarifário na metodologia de cálculo da tarifa de uso da rede de distribuição em Média Pressão (artigo 113.º, expressão 91). Este factor relaciona o consumo médio no período de ponta, dos consumidores ligados na rede de Baixa Pressão, com o valor diário máximo desse perfil agregado. É este valor máximo diário do perfil agregado de BP que é utilizado para determinar o montante de pagamentos da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP imputável às redes de jusante. Considerou-se um valor de 1,5 para este factor.

7.2.5 UTILIZAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO NACIONAIS

Além da caracterização da procura, discriminada por infra-estrutura, por nível de pressão e opção tarifária, o tratamento das quantidades no contexto do sistema tarifário considerou ainda a definição de perfis de consumo nacionais.

De facto, os consumidores de cada segmento de consumo apresentam semelhanças entre regiões diferentes do país. No entanto, também apresentam diferenças que tanto podem ser circunstanciais (devido a um desvio aleatório do consumo de um conjunto de consumidores face à média nacional) como estruturais (devido, por exemplo, a estarem em regiões com clima mais frio).

O princípio da uniformidade tarifária das tarifas reguladas de gás natural, ainda que aplicado de forma gradual nas tarifas de venda a clientes finais, obriga à definição de preços uniformes nas tarifas por actividade. Só assim se promove uma convergência tarifária, mais ou menos gradual, para uma tarifa única no território nacional.

Por esta razão, a conversão dos preços das tarifas por actividade utiliza um perfil de consumo nacional garantindo que também as tarifas por actividade, convertidas no referencial de aplicação dos preços aos consumidores, apresentam preços uniformes em todo o país.

Estes perfis de consumo nacionais foram definidos através da caracterização global de quantidades apresentada anteriormente e utilizando os mesmos pressupostos relativamente à distribuição da energia por período tarifário ou à modulação da capacidade utilizada.

7.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

A caracterização da procura no âmbito das tarifas de venda a clientes finais coincide com a procura para efeitos da tarifa de acesso às redes. De facto, a procura na perspectiva dos operadores de rede resulta da soma da caracterização desagregada da procura dos clientes em mercado com a procura dos clientes dos comercializadores de último recurso.

Os comercializadores de último recurso aplicam as tarifas de venda a clientes finais. Assim, a caracterização da sua procura deve corresponder ao referencial de aplicação dos preços dessas tarifas. As tarifas de venda a clientes finais são fixadas separadamente para cada comercializador de último recurso e são tendencialmente uniformes.

Os operadores de rede aplicam aos comercializadores de último recurso as tarifas de acesso às redes nacionais.

7.4 COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

O Decreto-Lei n.º 140/2006, retira os centros electroprodutores em regime ordinário do âmbito da comercialização de último recurso. Assim, o sector de gás natural em Portugal inicia a sua fase de liberalização progressiva desde logo com metade do consumo de gás em regime de mercado livre.

Para os restantes consumidores, o citado Decreto-Lei n.º 140/2006 estabelece o seguinte calendário de liberalização do sector:

- Produtores de electricidade em regime ordinário – 1 de Janeiro de 2007
- Clientes cujo consumo anual é igual ou superior a 1 milhão de metros cúbicos normais – 1 de Janeiro de 2008.
- Clientes cujo consumo anual é igual ou superior a 10.000 metros cúbicos normais – 1 de Janeiro de 2009.
- Para todos os clientes – 1 de Janeiro de 2010.

Para além do direito de escolha de fornecedor, concedido pelo legislador com o calendário faseado, a elegibilidade efectiva requer pelo menos a existência de:

- Tarifas reguladas de acesso às redes.
- Plataforma de acerto de contas e de gestão do mercado.
- Procedimentos definidos para a mudança de fornecedor (a tomar pelos consumidores, pelos operadores de rede ou pelos comercializadores).
- Comercializadores de mercado.

Assim, pode encarar-se com alguma prudência o desenvolvimento do mercado liberalizado neste ano gás de 2008-09.

Na previsão da procura foram considerados consumos em mercado relativos aos centros electroprodutores em regime ordinário e a alguns consumidores (com consumo anual superior a 2 milhões de m³), segundo previsão do seu comercializador actual.

A caracterização da procura, do ponto de vista das variáveis de facturação, para os consumidores em mercado seguiu os mesmos princípios e parâmetros que a caracterização de quantidades na comercialização de último recurso.

8 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2008-2009

Neste capítulo apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das diversas tarifas reguladas por actividades e de vendas a clientes finais.

8.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS OPERADORES DAS INFRA-ESTRUTURAS E DA REDE DE TRANSPORTE

8.1.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das Tarifas de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL:

Quadro 8-1 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL					
	Capacidade utilizada	Energia Recepção	Energia Regaseificação	Número de carregamentos	Energia armazenada
	(kWh/dia)/mês	(MWh)	(MWh)		kWh/dia
Entregas OTRAR na RNTGN	156 039 987	31 135 535	31 135 535		956 961 931
Entregas OTRAR camiões cist.		652 373		2 164	25 559 913

8.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo:

Quadro 8-2 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
	Energia injectada	Energia extraída	Energia armazenada
	(MWh)	(MWh)	kWh/dia
Entregas OAS	1 250 800	0	1 889 372

8.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Uso da Rede de Transporte.

São também apresentadas as quantidades relativas aos pontos de entrega às redes de distribuição.

Quadro 8-3 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE			
	Capacidade utilizada	Energia	
		Ponta	Simplex
	(kWh/dia)/mês	(MWh)	(MWh)
Entregas da RNTGN	235 366 300	42 182 344	55 485 408
Entregas às UAG	2 651 837	344 357	455 536
Entregas aos ORD	106 272 311	20 657 544	27 327 000

8.1.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Uso Global do Sistema.

São também apresentadas as quantidades relativas aos pontos de entrega às redes de distribuição.

Quadro 8-4 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	
	Energia
	(MWh)
Entregas da RNTGN	55 485 408
Entregas às UAG	455 536
Entregas aos ORD	27 327 000

8.2 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

8.2.1 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição:

Quadro 8-5 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO					
Tarifas	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
	Leitura		Ponta (MWh)	Fora de Ponta (MWh)	
	Diária	Mensal			
	(nº clientes)				
URD _{MP}	234	805	25 692 058	1 634 942	163 834 183
URD _{BP>}	187	3 134	4 311 752	266 976	44 591 887
URD _{BP<}	1 082 930		3 114 647	136 457	268 859 367

8.2.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às suas entregas:

Quadro 8-6 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DOS ORD	(MWh)	
	Ponta	Fora de Ponta
Energia	25 692 058	1 634 942

8.2.3 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às suas entregas:

Quadro 8-7 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	(MWh)
Energia	27 327 000

8.3 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

8.3.1 TARIFA DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR GROSSISTA AOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas:

Quadro 8-8 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas

TARIFA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA AOS CUR RETALHISTAS	(MWh)
Energia	29 506 513

8.3.2 TARIFA DE ENERGIA PARA GRANDES CLIENTES

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Energia para grandes clientes:

Quadro 8-9 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Energia para grandes clientes

TARIFA DE ENERGIA PARA GRANDES CLIENTES	(MWh)
Energia	20 563 513

8.3.3 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas:

Quadro 8-10 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	(MWh)
Energia	8 943 000

8.3.4 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO A GRANDES CLIENTES

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Comercialização de último recurso a grandes clientes:

Quadro 8-11 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Comercialização de último recurso a grandes clientes

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO A GRANDES CLIENTES	TERMO FIXO
Número de clientes	233

8.3.5 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO RETALHISTA

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das tarifas de Comercialização de último recurso retalhista:

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP< PARA CONSUMOS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³ (N) POR ANO

Quadro 8-12 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Comercialização em BP< para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³ (n) por ano

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP< PARA CONSUMOS ≤ A 10 000 m ³ POR ANO	TERMO FIXO
Número de clientes	1 082 930

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS SUPERIORES A 10 000 m³ (N) POR ANO E INFERIORES A 2 MILHÕES DE m³ (N) POR ANO

Quadro 8-13 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para a Tarifa de Comercialização para consumos superiores a 10 000 m³ (n) por ano e inferiores a 2 milhões de m³ (n) por ano

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS > A 10 000 m ³ E < A 2 MILHÕES m ³ POR ANO	TERMO FIXO
Número de clientes	4 120

8.4 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

8.4.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS A GRANDES CLIENTES

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das Tarifas de Venda a Clientes Finais a Grandes Clientes, segundo as redes a que estão ligados:

8.4.1.1 REDE DE TRANSPORTE

Quadro 8-14 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Alta Pressão

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM ALTA PRESSÃO			
Tarifa	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
	(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa A	4	1 476 473	6 798 056
Tarifa B	3	2 929 870	13 489 863

8.4.1.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Quadro 8-15 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão para consumos superiores a 2.000.000 m³ por ano

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MP > 2.000.000 m ³ POR ANO			
Tarifa	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
	(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa A	166	10 688 722	53 443 612
Tarifa B	58	5 300 075	26 500 374
CARRIS/STCP	2	168 372	

8.4.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores Retalhistas.

Os escalões de consumo considerados no cálculo das Tarifas de Venda a Clientes Finais foram os escalões originais de cada comercializador de último recurso retalhista. Não obstante, a aplicação final dos preços destas tarifas será feita em concordância com a nova estrutura de escalões de consumo para fornecimentos até 10 000 m³ anuais, uniformes a nível nacional.

Além das novas Tarifas de Venda a Clientes Finais, fixadas nos termos do Regulamento Tarifário, apresentam-se ainda as quantidades consideradas nas tarifas transitórias, de estrutura simplificada e mais próxima das que vigoram até à fixação de tarifas pela ERSE.

8.4.2.1 BEIRAGÁS

Quadro 8-16 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO			BEIRAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia
		(nº clientes)	(MWh)
Escalão 1	0 - 220	21 012	30 409
Escalão 2	221 - 500	9 033	24 629
Escalão 3	501 - 10.000	8 428	50 136

Quadro 8-17 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					BEIRAGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	53	9 818	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	45	27 993	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	72	33 770	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	2	8 939	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	1	18 176	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	1	9 002	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0	0	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	22	128 286	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	1		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0		
Tarifa Cogeração				1 445	9 633

Quadro 8-18 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO					BEIRAGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	11	2 035	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	9	5 802	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	15	6 999	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	0,4	1 853	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0,3	3 767	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0,1	1 866	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0	0	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	5	26 588	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	0		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0		
Tarifa Cogeração				299	1 996

8.4.2.2 DIANAGÁS

Quadro 8-19 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO				DIANAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	4 082	5 561	
Escalão 2	221 - 500	136	349	
Escalão 3	501 - 1.000	69	403	
Escalão 4	1.001 - 10.000	165	4 676	

Quadro 8-20 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					DIANAGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	5	675	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	2	1 429	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	3	4 121	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	3	11 543	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0	0	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	1	10 060	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	1	14 849	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	0	0	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	0		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0		
Tarifa Cogeração				0	0

Quadro 8-21 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO					DIANAGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	2	219	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	1	463	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	1	1 335	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	1	3 740	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0	0	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0,2	3 259	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0,2	4 810	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	0	0	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	0		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0		
Tarifa Cogeração				0	0

8.4.2.3 DOUROGÁS

Quadro 8-22 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO				DOUROGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 200	9 614	25 934	
Escalão 2	201 - 500	793	2 893	
Escalão 3	501 - 1.000	331	2 427	
Escalão 4	1.001 - 10.000	187	3 650	

Quadro 8-23 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					DOUROGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 20.000	20	2 492	
	Escalão 2	20.001 - 50.000	19	7 050	
	Escalão 3	50.001 - 100.000	37	11 689	
	Escalão 4	100.001 - 350.000	14	17 580	
	Escalão 5	350.001 - 750.000	7	32 059	
	Escalão 6	750.001 - 1.250.000	0	0	
	Escalão 7	1.250.001 - 1.750.000	0	0	
	Escalão 8	1.750.001 - 2.000.000	0	0	

8.4.2.4 DURIENSEGÁS

Quadro 8-24 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO				DURIENSEGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	10 795		19 445
Escalão 2	221 - 500	5 709		20 995
Escalão 3	501 - 1.000	3 664		27 983
Escalão 4	1.001 - 10.000	520		13 152

Quadro 8-25 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					DURIENSEGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	53	9 793	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	12	5 278	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	41	15 163	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	6	17 684	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	1	3 886	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	2	19 410	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0	0	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	0	0	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	0		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0		
Tarifa Cogeração				0	0

Quadro 8-26 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO					DURIENSEGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	25	4 547	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	6	2 450	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	19	7 040	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	3	8 210	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0,4	1 804	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	1	9 011	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0	0	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	0	0	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	0		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0		
Tarifa Cogeração				0	0

8.4.2.5 LISBOAGÁS

Quadro 8-27 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO				LISBOAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 200	197 755	404 133	
Escalão 2	201 - 500	234 548	614 926	
Escalão 3	501 - 10.000	36 545	352 548	

Quadro 8-28 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					LISBOAGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	544	101 190	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	107	77 654	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	90	137 642	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	20	89 639	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	5	45 998	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	2	33 515	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	2	49 566	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	53	384 398	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	12		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	3		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	1		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	1		
Tarifa Cogeração				5 676	37 841

Quadro 8-29 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO					LISBOAGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	122	22 598	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	24	17 342	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	20	30 739	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	4	20 018	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	1	10 272	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0,5	7 485	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0,5	11 069	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	12	85 845	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	3		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	1		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0		
Tarifa Cogeração				1 268	8 451

8.4.2.6 LUSITANIAGÁS

Quadro 8-30 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO				LUSITANIAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 400	148 939		330 484
Escalão 2	401 - 3.000	18 661		187 106
Escalão 3	3.001 - 10.000	0		0

Quadro 8-31 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					LUSITANIAGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	280	44 420	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	88	56 278	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	132	129 830	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	19	86 010	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	8	79 288	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	3	50 902	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	2	45 535	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	62	458 656	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	9		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	4		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	1		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	1		
Tarifa Cogeração				9 841	65 606

Quadro 8-32 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO					LUSITANIAGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	101	16 045	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	32	20 329	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	48	46 897	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	7	31 068	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	3	28 640	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	1	18 387	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	1	16 448	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	22	165 675	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	3		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	1		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	1		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0		
Tarifa Cogeração				3 555	23 698

8.4.2.7 MEDIGÁS

Quadro 8-33 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO				MEDIGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	12 300	9 218	
Escalão 2	221 - 500	23	63	
Escalão 3	501 - 1.000	0	0	
Escalão 4	1.001 - 10.000	268	3 355	

Quadro 8-34 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					MEDIGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	4	540	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	1	409	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	12	2 160	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	3	12 459	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	1	8 006	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	1	8 364	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	2	36 034	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	0	0	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	0		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0		
Tarifa Cogeração				0	0

8.4.2.8 PAXGÁS

Quadro 8-35 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO				PAXGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	525		597
Escalão 2	221 - 500	10		26
Escalão 3	501 - 1.000	9		54
Escalão 4	1.001 - 10.000	21		502

Quadro 8-36 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					PAXGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	1	96	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	0,3	203	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	1	586	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	0,4	1 640	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0	0	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0,1	1 429	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0,1	2 109	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	0	0	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	0		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0		
Tarifa Cogeração				0	0

8.4.2.9 PORTGÁS

Quadro 8-37 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO				PORTGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	38 497	57 636	
Escalão 2	221 - 480	82 149	210 856	
Escalão 3	481 - 1.000	70 964	397 408	
Escalão 4	1.001 - 10.000	2 406	87 675	

Quadro 8-38 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					PORTGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Base	Escalão 1	10.000 - 80.000	464	261 109	
	Escalão 2	80.001 - 350.000	333	491 736	
	Escalão 3	350.001 - 2.000.000	327	937 924	

Quadro 8-39 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO					PORTGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 80.000	67	37 654	
	Escalão 2	80.001 - 350.000	48	70 912	
	Escalão 3	350.001 - 2.000.000	47	135 255	

8.4.2.10 SETGÁS

Quadro 8-40 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO				SETGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 400	127 362	242 880	
Escalão 2	401 - 3.000	11 885	63 706	
Escalão 3	3.001 - 10.000	70	5 410	

Quadro 8-41 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					SETGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	78	14 519	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	27	17 546	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	19	28 071	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	9	42 104	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	7	67 999	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	2	35 621	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0,2	3 639	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	3	76 838	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	1		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	1		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0		
Tarifa Cogeração				0	0

Quadro 8-42 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO					SETGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	32	5 893	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	11	7 122	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	8	11 394	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	4	17 089	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	3	27 600	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	1	14 458	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0,1	1 477	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	1	31 188	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	1		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0		
Tarifa Cogeração				0	0

8.4.2.11 TAGUSGÁS

Quadro 8-43 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BAIXA PRESSÃO < 10.000 m ³ POR ANO				TAGUSGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	23 430		37 270
Escalão 2	221 - 500	957		2 663
Escalão 3	501 - 10.000	1 070		9 946

Quadro 8-44 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Pressão para consumos superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					TAGUSGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	73	8 911	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	15	9 553	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	44	22 959	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	2	10 798	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	3	26 876	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	2	28 344	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	2	49 452	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	4	62 466	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	0		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0		
Tarifa Cogeração				0	0

Quadro 8-45 - Quantidades para o ano gás 2008-09 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO					TAGUSGÁS
Tarifa	Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
			(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Tarifa Base	Escalão 1	10.000 - 50.000	34	4 198	
	Escalão 2	50.001 - 100.000	7	4 501	
	Escalão 3	100.001 - 350.000	21	10 817	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	1	5 087	
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	1	12 663	
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	1	13 354	
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	1	23 299	
Tarifa A	Escalão 3	100.001 - 350.000	2	29 430	
	Escalão 4	350.001 - 750.000	0		
	Escalão 5	750.001 - 1.250.000	0		
	Escalão 6	1.250.001 - 1.750.000	0		
	Escalão 7	1.750.001 - 2.000.000	0		
Tarifa Cogeração				0	0

8.5 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS ENTREGAS A CLIENTES DE COMERCIALIZADORES DE MERCADO

8.5.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS A CLIENTES DE COMERCIALIZADORES DE MERCADO

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a clientes de comercializadores de mercado ou clientes que participem directamente no mercado, desagregadas por tipo de rede a que estão ligadas.

8.5.1.1 REDE DE TRANSPORTE

Quadro 8-46 - Quantidades para o ano gás 2008-09 aplicáveis a Clientes de Comercializadores de Mercado em Alta Pressão

MERCADO LIVRE EM ALTA PRESSÃO				
Leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária	4	5 690 232	18 517 368	111 457 907

8.5.1.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Quadro 8-47 - Quantidades para o ano gás 2008-09 aplicáveis a Clientes de Comercializadores de Mercado para consumos em Média Pressão

MERCADO LIVRE EM MÉDIA PRESSÃO				
Leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária	15	130 256	2 096 574	11 134 150

8.6 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS ENTREGAS DOS OPERADORES DE REDE PARA APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A TODOS OS UTILIZADORES

8.6.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS A ENTREGAS DOS OPERADORES DE REDE

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a entregas dos operadores de rede. No caso dos consumidores com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³, são apresentadas as quantidades por escalão de consumo, considerando os escalões de consumo originais. Não obstante, os preços das Tarifas de Acesso às Redes a aplicar às entregas a clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas correspondem a escalões uniformizados no tarifário nacional.

8.6.1.1 REDE DE TRANSPORTE

Quadro 8-48 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO				
Leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária	11	6 744 786	21 869 157	131 745 826

8.6.1.2 BEIRAGÁS

Quadro 8-49 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				BEIRAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	21 012	30 409	
Escalão 2	221 - 500	9 033	24 629	
Escalão 3	501 - 10.000	8 428	50 136	

Quadro 8-50 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					BEIRAGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		27	7 469	122 262	864 870
Mensal	10.000 - 100.000	98	2 177	35 634	
	≥ 100.001	76	4 024	65 863	

Quadro 8-51 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					BEIRAGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		9	8 209	143 196	801 337
Mensal	10.000 - 100.000	20	451	7 385	
	≥ 100.001	16	851	13 933	

8.6.1.3 DIANAGÁS

Quadro 8-52 - Quantidades consideradas para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				DIANAGÁS
Escala	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escala 1	0 - 220	4 082	5 561	
Escala 2	221 - 500	136	349	
Escala 3	501 - 1.000	69	403	
Escala 4	1.001 - 10.000	165	4 676	

Quadro 8-53 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					DIANAGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	8	107	1 997	
	≥ 100.001	7	2 062	38 512	

Quadro 8-54 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					DIANAGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	2	35	647	
	≥ 100.001	2	668	12 476	

8.6.1.4 DOUROGÁS

Quadro 8-55 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				DOUROGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia (MWh)	
Escalão 1	0 - 200	9 614	25 934	
Escalão 2	201 - 500	793	2 893	
Escalão 3	501 - 1.000	331	2 427	
Escalão 4	1.001 - 10.000	187	3 650	

Quadro 8-56 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					DOUROGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	76	1 267	19 964	
	≥ 100.001	21	2 963	46 676	

8.6.1.5 DURIENSEGÁS

Quadro 8-57 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				DURIENSEGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	10 795	19 445	
Escalão 2	221 - 500	5 709	20 995	
Escalão 3	501 - 1.000	3 664	27 983	
Escalão 4	1.001 - 10.000	520	13 152	

Quadro 8-58 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					DURIENSEGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	65	899	14 172	
	≥ 100.001	49	3 351	52 793	

Quadro 8-59 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					DURIENSEGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		1	1 065	14 153	76 089
Mensal	10.000 - 100.000	30	418	6 580	
	≥ 100.001	23	1 556	24 510	

8.6.1.6 LISBOAGÁS

Quadro 8-60 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				LISBOAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 200	197 755	404 133	
Escalão 2	201 - 500	234 548	614 926	
Escalão 3	501 - 10.000	36 545	352 548	

Quadro 8-61 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					LISBOAGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		(nº clientes)	Fora de Ponta	Ponta	
			(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		71	23 281	366 793	2 600 494
Mensal	10.000 - 100.000	651	10 674	168 170	
	≥ 100.001	119	21 269	335 091	

Quadro 8-62 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					LISBOAGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		(nº clientes)	Fora de Ponta	Ponta	
			(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		46	182 618	2 375 300	12 932 666
Mensal	10.000 - 100.000	145	2 384	37 556	
	≥ 100.001	39	148 218	2 001 724	

8.6.1.7 LUSITANIAGÁS

Quadro 8-63 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				LUSITÂNIAGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 400	148 939	330 484	
Escalão 2	401 - 3.000	18 661	187 106	
Escalão 3	3.001 - 10.000	0	0	

Quadro 8-64 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					LUSITÂNIAGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		78	27 961	440 536	3 123 313
Mensal	10.000 - 100.000	368	6 010	94 688	
	≥ 100.001	164	23 370	368 196	

Quadro 8-65 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					LUSITÂNIAGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		113	395 723	5 853 595	31 522 712
Mensal	10.000 - 100.000	133	2 171	34 203	
	≥ 100.001	73	61 969	910 249	

8.6.1.8 MEDIGÁS

Quadro 8-66 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				MEDIGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	12 300	9 218	
Escalão 2	221 - 500	23	63	
Escalão 3	501 - 1.000	0	0	
Escalão 4	1.001 - 10.000	268	3 355	

Quadro 8-67 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					MEDIGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	5	55	894	
	≥ 100.001	18	3 859	63 165	

8.6.1.9 PAXGÁS

Quadro 8-68 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				PAXGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	525	597	
Escalão 2	221 - 500	10	26	
Escalão 3	501 - 1.000	9	54	
Escalão 4	1.001 - 10.000	21	502	

Quadro 8-69 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					PAXGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	1	17	282	
	≥ 100.001	1	320	5 444	

8.6.1.10 PORTGÁS

Quadro 8-70 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				PORTGÁS
Escala	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia	
			(MWh)	
Escala 1	0 - 220	38 497	57 636	
Escala 2	221 - 480	82 149	210 856	
Escala 3	481 - 1.000	70 964	397 408	
Escala 4	1.001 - 10.000	2 406	87 675	

Quadro 8-71 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					PORTGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	464	14 773	246 336	
	≥ 100.001	660	80 889	1 348 771	

Quadro 8-72 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					PORTGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		46	162 379	2 674 255	14 183 171
Mensal	10.000 - 100.000	67	2 130	35 523	
	≥ 100.001	122	127 827	2 011 897	

8.6.1.11 SETGÁS

Quadro 8-73 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m3 POR ANO				SETGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 400	127 362	242 880	
Escalão 2	401 - 3.000	11 885	63 706	
Escalão 3	3.001 - 10.000	70	5 410	

Quadro 8-74 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m3 POR ANO					SETGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		6	4 586	72 252	512 254
Mensal	10.000 - 100.000	105	1 914	30 152	
	≥ 100.001	38	10 590	166 845	

Quadro 8-75 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					SETGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		9	44 250	791 026	4 228 360
Mensal	10.000 - 100.000	43	777	12 238	
	≥ 100.001	20	29 420	438 669	

8.6.1.12 TAGUSGÁS

Quadro 8-76 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão inferiores a 10.000 m³ por ano

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP < 10.000 m ³ POR ANO				TAGUSGÁS
Escalão	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia	
		(nº clientes)	(MWh)	
Escalão 1	0 - 220	23 430	37 270	
Escalão 2	221 - 500	957	2 663	
Escalão 3	501 - 10.000	1 070	9 946	

Quadro 8-77 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Baixa Pressão superiores a 10.000 m³ por ano

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10.000 m ³ POR ANO					TAGUSGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		5	3 728	58 738	416 442
Mensal	10.000 - 100.000	88	1 102	17 362	
	≥ 100.001	54	8 262	130 167	

Quadro 8-78 - Quantidades consideradas nas entregas do operador de rede de distribuição para aplicação das tarifas de acesso às redes para o ano gás 2008-09 em Média Pressão

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					TAGUSGÁS
Leitura	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		(nº clientes)	Fora de Ponta (MWh)	Ponta (MWh)	
Diária		10	39 080	569 430	3 091 602
Mensal	10.000 - 100.000	41	519	8 180	
	≥ 100.001	27	18 791	288 934	