

**PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO
DOS ANOS GÁS DE 2013-2014 A 2015 -2016**

Junho 2013

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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
2	PARÂMETROS DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO.....	3
2.1	Considerações gerais	3
2.2	Caracterização das atividades de Alta Pressão.....	4
2.2.1	Caracterização da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	4
2.2.2	Caracterização da atividade de Transporte de gás natural	5
2.2.3	Caracterização da atividade de Armazenamento Subterrâneo	5
2.3	Enquadramento Internacional.....	6
2.3.1	Comparações internacionais de fórmulas de regulação das atividades em Alta Pressão	7
2.3.1.1	Atividade de Transporte de gás natural	7
2.3.1.2	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	10
2.3.1.3	Atividade de Armazenamento Subterrâneo	10
2.3.2	Indutores de custo das atividades em Alta Pressão	11
2.3.2.1	Atividade de Transporte de gás natural	11
2.4	Evolução das atividades de Alta Pressão.....	14
2.4.1	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	14
2.4.1.1	Metodologia de regulação	14
2.4.1.2	Evolução da atividade.....	15
2.4.1.3	Evolução de indicadores físicos.....	18
2.4.2	Atividade de Transporte de gás natural	21
2.4.2.1	Metodologia de regulação	21
2.4.2.2	Evolução da atividade.....	22
2.4.2.3	Evolução de indicadores físicos.....	25
2.4.3	Atividade de Armazenamento Subterrâneo	27
2.4.3.1	Metodologia de regulação	27
2.4.3.2	Evolução da atividade.....	27
2.4.3.3	Evolução de indicadores físicos.....	34
2.5	Definição dos parâmetros para o novo período regulatório	36
2.5.1	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	36
2.5.1.1	Base de custos controláveis a considerar	36
2.5.1.2	Definição dos indutores de custos	38
2.5.1.3	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis	42
2.5.1.4	Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários.....	44
2.5.2	Atividade de Transporte de Gás Natural.....	47
2.5.2.1	Base de custos controláveis a considerar	47
2.5.2.2	Definição dos indutores de custos	49
2.5.2.3	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis	53
2.5.3	Atividade de Armazenamento Subterrâneo	55
2.5.3.1	Base de custos controláveis a considerar	55
2.5.3.2	Definição dos indutores de custos	56
2.5.3.3	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis	60
3	PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO.....	65

3.1	Enquadramento	65
3.2	Caracterização da distribuição de gás natural	66
3.2.1	Ano 2011	66
3.2.2	Relação entre indicadores de desempenho e fatores característicos das áreas de concessão e de licenciamento	75
3.2.3	Período regulatório 2010-2013.....	79
3.2.4	Evolução de indicadores de desempenho entre 2008-2011.....	85
3.3	Base de custos	99
3.4	Indutor de custos, custos fixos e variáveis.....	100
3.4.1	Enquadramento teórico	100
3.4.2	Análise econométrica	104
3.4.3	Definição dos indutores de custos	111
3.4.4	Definição dos pesos das componentes fixas e variáveis dos custos	112
3.5	Metas de eficiência	113
3.5.1	Metodologia de Benchmarking.....	113
3.5.2	<i>Benchmarking</i>	115
3.5.2.1	Estatística descritiva	116
3.5.2.2	DEA	116
3.5.3	Definição das metas de eficiência a aplicar	122
3.5.3.1	Parâmetro X associado à componente fixa	122
3.5.3.2	Parâmetro X para as componentes variáveis	123
3.5.3.3	Parâmetro X global	124
3.6	Síntese dos parâmetros para o 1º ano civil do período regulatório	125
4	PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO	127
4.1	Enquadramento da comercialização de gás natural	127
4.2	Breve caracterização da comercialização de gás natural.....	128
4.3	Definição dos parâmetros para o novo período regulatório	131
4.3.1	Definição dos indutores de custos	137
4.3.2	Base de custos controláveis a considerar.....	138
4.3.3	Repartição entre componente fixa e componente variável.....	139
4.3.4	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis	141
4.4	Conclusões	143
5	CUSTO DE CAPITAL.....	145
5.1	Considerações gerais	145
5.2	Metodologia	145
5.2.1	Custo de Capital Médio Ponderado	145
5.2.2	Custo do capital próprio	149
5.2.3	Custo da dívida	151
5.3	Condições específicas e evolução das taxas de remuneração fixadas.....	152
5.3.1	Condições específicas	152
5.3.1.1	Contratos de concessão da atividade de Distribuição	152
5.3.2	Evolução das taxas de remuneração fixadas pela ERSE.....	153

5.4	Desempenho operacional e financeiro das empresas	157
5.4.1	Evolução dos investimentos	157
5.4.1.1	Investimento na Alta Pressão (AP)	157
5.4.2	Investimento na rede de distribuição (Média Pressão (MP) e Baixa Pressão (BP))	158
5.4.3	Custo da dívida	159
5.4.4	Alavancagem financeira	159
5.4.4.1	Alavancagem dos Grupos	160
5.4.4.2	Alavancagem das empresas de gás em 2011	161
5.4.5	Rentabilidade do Capital Próprio (ROE)	162
5.4.5.1	ROE dos Grupos	162
5.4.5.2	ROE das empresas de gás em 2010 e 2011	163
5.4.6	RoR (Resultados operacionais regulatórios/ativo líquido)	164
5.4.6.1	ROR empresas de gás	164
5.4.7	Principais conclusões sobre a análise do desempenho	166
5.5	Evolução das principais variáveis do custo de capital	167
5.5.1	Taxa de Juro sem Risco	167
5.5.2	Prémio de Risco do Mercado	170
5.5.3	Prémio da dívida	171
5.5.4	Beta do capital Próprio	174
5.5.5	Estrutura da Dívida	178
5.6	RoR	179
5.7	Metodologia de Indexação	181
	ANEXO: MÉTODOS DE DEFINIÇÃO DE EFICIÊNCIA	187
	Método não paramétrico - DEA	192
	Métodos paramétricos – determinísticos (OLS, COLS e MOLS)	194
	Métodos paramétricos – não determinísticos (SFA)	196

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Formas de regulação da atividade de Transporte em alguns países.....	8
Quadro 2-2 – Formas de regulação da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL em alguns países.....	10
Quadro 2-3 – Formas de regulação da atividade de Armazenamento Subterrâneo em alguns países	11
Quadro 2-4 – Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período regulatório 2010-2011 a 2012-2013	15
Quadro 2-5 – Parcelas para a determinação do OPEX da atividade de Transporte de gás natural no período regulatório 2010/2011 – 2012/2013	22
Quadro 2-6 – Preço médio da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP.....	38
Quadro 2-7 – Coeficiente de correlação entre os custos líquidos de proveitos e os potenciais indutores de custos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	40
Quadro 2-8 – Coeficiente de correlação entre os potenciais indutores de custos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	40
Quadro 2-9 – Evolução dos custos com a eletricidade consumida pelo Terminal de GNL (preços constantes de 2013).....	41
Quadro 2-10 – Base de custos da REN Atlântico para 2013.....	42
Quadro 2-11 – Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período regulatório 2013/2014 – 2015/2016.....	44
Quadro 2-12 – Evolução do CAPEX e dos ajustamentos no Terminal de GNL	45
Quadro 2-13 – Determinação do parâmetro que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de GNL.....	47
Quadro 2-14 – Coeficiente de correlação entre os custos líquidos de proveitos e os potenciais indutores de custos da atividade de Transporte de gás natural	51
Quadro 2-15 – Coeficiente de correlação entre os potenciais indutores de custos da atividade de Transporte de gás natural	51
Quadro 2-16 – Base de custos da atividade de Transporte de gás natural da REN Gasodutos para 2013.....	53
Quadro 2-17 – Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Transporte de gás natural no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016.....	55
Quadro 2-18 – Coeficiente de correlação entre os custos líquidos de proveitos e os potenciais indutores de custos da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem	58
Quadro 2-19 – Coeficiente de correlação entre os potenciais indutores de custos da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem.....	59
Quadro 2-20 – Base de custos da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem para 2013	59
Quadro 2-21 – Parcelas para a determinação do OPEX dos operadores de Armazenamento Subterrâneo no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016.....	63
Quadro 3-1 – Data de atribuição das concessões/licenças e início da distribuição de GN.....	66
Quadro 3-2 – Dados operacionais em 2011	67
Quadro 3-3 – Indicadores operacionais e características das áreas de concessão e das áreas de licenciamento por empresa distribuidora em 2011.....	69

Quadro 3-4 – Coeficiente de correlação, fatores externos e indicadores operacionais	71
Quadro 3-5 – Indicadores de desempenho em 2011.....	73
Quadro 3-6 – Coeficiente de correlação entre indicadores de desempenho e operacionais	75
Quadro 3-7 – Correlação entre as variáveis independentes.....	104
Quadro 3-8 – Estatística descritiva das variáveis (11 empresas).....	105
Quadro 3-9 – Estatística descritiva das variáveis (7 empresas).....	106
Quadro 3-10 – Resultados da análise em painel	109
Quadro 3-11 – Componente dos custos que varia diretamente com o nível de atividade	113
Quadro 3-12 – Estatística descritiva das variáveis, dados 2011	116
Quadro 3-13 – Aplicação do DEA com rendimentos constantes à escala	117
Quadro 3-14 – Aplicação do DEA e análise do efeito escala	118
Quadro 3-15 – Aplicação do DEA com rendimentos variáveis à escala.....	119
Quadro 3-16 – Aplicação do DEA com rendimentos variáveis à escala nos modelos 3 a 5	120
Quadro 3-17 – Fatores de eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração	122
Quadro 3-18 – Fator de escala em base anual.....	124
Quadro 3-19 – Fatores X em base anual.....	125
Quadro 3-20 – Valor das componentes fixas e variáveis para o 1º ano do período de regulação.....	126
Quadro 4-1 – Peso dos custos fixos e custos variáveis para 2010-2013	128
Quadro 4-2 – Grau de aderência dos indutores de custo à função de comercialização na ótica dos CUR.....	135
Quadro 4-3 – Grau de aderência dos processos à evolução da atividade medida na ótica dos CUR.....	135
Quadro 4-4 – Correlação entre variáveis	136
Quadro 4-5 – Resumo dos questionários aos CUR.....	137
Quadro 4-6 – Repartição entre custos fixos e variáveis	141
Quadro 4-7 – Base de custos controláveis a considerar para o ano 2013	143
Quadro 5-1 – Ratings da REN e da EDP	173
Quadro 5-2 – Betas do capital próprio com base nas cotações mensais para 5 e 3 anos.....	177
Quadro 5-3 – Pressupostos da determinação dos betas dos ativos	177
Quadro 5-4 – Betas do capital próprio para as atividades reguladas de gás natural	178
Quadro 5-5 – Valores base do RoR para a distribuição	180
Quadro 5-6 – Valores base do RoR para as atividades em alta pressão.....	181

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Correlação entre os custos de O&M e potenciais indutores de custo na atividade de Transporte	12
Figura 2-2 – Correlação entre os custos de O&M e potenciais indutores de custo na atividade de Transporte	13
Figura 2-3 – Evolução dos custos líquidos de proveitos da REN Atlântico (preços constantes de 2013).....	16
Figura 2-4 – Evolução dos custos da REN Atlântico por naturezas (preços constantes de 2013)	17
Figura 2-5 – Custos unitários da REN Atlântico (preços constantes de 2013).....	18
Figura 2-6 – Evolução da quantidade de gás natural regaseificado e da capacidade de emissão instalada no Terminal de GNL.....	19
Figura 2-7 – Evolução da capacidade de emissão instalada, da capacidade de emissão utilizada (ótica comercial) e da capacidade de armazenamento de GNL do Terminal	20
Figura 2-8 – Evolução do consumo de energia elétrica e da energia regaseificada no Terminal de GNL	21
Figura 2-9 – Evolução dos custos líquidos de proveitos da atividade de Transporte (preços constantes de 2013)	23
Figura 2-10 – Evolução dos custos da atividade de Transporte de gás natural por naturezas (preços constantes de 2013).....	23
Figura 2-11 – Custos unitários da atividade de Transporte de gás natural (preços constantes de 2013).....	24
Figura 2-12 – Evolução da extensão da rede de transporte e do número de GRMS.....	25
Figura 2-13 – Evolução da capacidade instalada e utilizada nos pontos de saída da rede de transporte e da energia transportada	26
Figura 2-14 – Evolução dos custos da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2013)	28
Figura 2-15 – Evolução dos custos líquidos de proveitos da REN Armazenagem (preços constantes de 2013)	29
Figura 2-16 – Evolução dos custos da REN Armazenagem por naturezas (preços constantes de 2013).....	29
Figura 2-17 – Custos unitários da REN Armazenagem (preços constantes de 2013).....	31
Figura 2-18 – Evolução dos custos da Transgás Armazenagem (preços constantes de 2013)	32
Figura 2-19 – Evolução dos custos da Transgás Armazenagem por naturezas (preços constantes de 2013).....	33
Figura 2-20 – Custos unitários da Transgás Armazenagem (preços constantes de 2013).....	34
Figura 2-21 – Evolução da capacidade de armazenamento e da energia injetada e extraída das cavernas da REN Armazenagem.....	35
Figura 2-22 – Evolução da capacidade de armazenamento e da energia injetada e extraída das cavernas da Transgás Armazenagem.....	36
Figura 2-23 – Evolução dos custos da REN Atlântico (preços constantes de 2013)	37
Figura 2-24 – Evolução dos custos unitários em função da energia regaseificada da REN Atlântico (preços constantes de 2013).....	37

Figura 2-25 – Evolução dos custos líquidos de proveitos e a sua correlação com potenciais indutores de custos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	39
Figura 2-26 – Evolução dos custos da REN Atlântico (preços constantes de 2013)	43
Figura 2-27 – Evolução dos custos unitários em função da energia regaseificada da REN Atlântico (preços constantes de 2013)	43
Figura 2-28 – Procura de gás natural em Portugal - julho 2009 a dezembro 2011	44
Figura 2-29 – Evolução do CAPEX e dos ajustamentos no Terminal de GNL	46
Figura 2-30 – Evolução dos custos reais e dos custos aceites (preços constantes de 2013)	47
Figura 2-31 – Evolução dos custos reais unitário e dos custos aceites unitários em função da capacidade utilizada na ótica comercial (preços constantes de 2013)	48
Figura 2-32 – Evolução dos custos líquidos de proveitos e a sua correlação com potenciais indutores de custos da atividade de Transporte de gás natural	50
Figura 2-33 – Capacidade utilizada na ótica comercial e energia transportada na atividade de Transporte de gás natural	52
Figura 2-34 – Evolução dos custos da atividade de Transporte de gás natural (preços constantes de 2013)	54
Figura 2-35 – Evolução dos custos unitários em função capacidade utilizada na ótica comercial da atividade de Transporte de gás natural (preços constantes de 2013)	54
Figura 2-36 – Evolução dos custos da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2013)	55
Figura 2-37 – Evolução dos custos unitários em função da capacidade de armazenamento da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2013)	56
Figura 2-38 – Evolução dos custos líquidos de proveitos e a sua correlação com potenciais indutores de custos na atividade de Armazenamento Subterrâneo	57
Figura 2-39 – Evolução dos custos da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2013)	61
Figura 2-40 – Evolução dos custos unitários em função capacidade de armazenamento da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2013)	62
Figura 3-1 – Procura de gás natural nos principais países europeus em 2010 e 2011	68
Figura 3-2 – Indicadores por empresa distribuidora em 2011	70
Figura 3-3 – Saturação das redes e densidade das áreas das concessões/licenças 2011	71
Figura 3-4 – VAB da indústria estimado <i>per capita</i> e GN distribuído por ponto de abastecimento 2011	72
Figura 3-5 – Indicadores de desempenho em 2011	74
Figura 3-6 – Saturação das redes e custos de exploração por ponto de abastecimento 2011	76
Figura 3-7 – Tempo de atividade operacional e custos de exploração por volume de GN distribuído 2011	77
Figura 3-8 – Tempo de atividade operacional e custos de exploração por pontos de abastecimento 2011	78
Figura 3-9 – Tempo de atividade operacional e custos de exploração por quilómetro de rede em 2011	78
Figura 3-10 – Gás natural distribuído por ponto de abastecimento e custos de exploração por volume de GN distribuído 2011	79

Figura 3-11 – Evolução do OPEX líquido no período regulatório 2010-2013- – Beiragás, Lisboaagás, Lusitaniagás	81
Figura 3-12 – Evolução do OPEX líquido no período regulatório 2010-2013 – Portgás, Setgás, Tagusgás	82
Figura 3-13 – Evolução do OPEX líquido no período regulatório 2010-2013 – Dianagás; Duriensegás.....	83
Figura 3-14 – Evolução do OPEX líquido no período regulatório 2010-2013 - Medigás; Sonorgás ...	84
Figura 3-15 – Base de custos – resultado do <i>Price-Cap</i>	85
Figura 3-16 – Peso da amortização acumulada no total do equipamento em redes	86
Figura 3-17 – Evolução das vendas de GN	87
Figura 3-18 – Evolução da taxa de crescimento anual das vendas de GN	88
Figura 3-19 – Evolução do peso de cada operadora no total do volume de GN distribuído	89
Figura 3-20 – Evolução da extensão da rede (primária e secundária)	90
Figura 3-21 – Evolução do número de pontos de abastecimento	91
Figura 3-22 – Taxa de anual de crescimento do número de pontos de abastecimento	92
Figura 3-23 – Saturação da rede	93
Figura 3-24 – Consumo de GN por ponto de abastecimento	94
Figura 3-25 – Custos de exploração líquidos, a preços constantes de 2013	95
Figura 3-26 – Custos de exploração líquidos por unidade vendida	96
Figura 3-27 – Custos de exploração líquidos por km de rede	97
Figura 3-28 – Custos de exploração líquidos por ponto de abastecimento	98
Figura 3-29 – Gráficos de dispersão Concessionadas e Licenciadas (dados 2008 a 2011).....	108
Figura 3-30 – Estatística <i>t</i> dos resultados do DEA e dos fatores exógenos.....	121
Figura 4-1 – Número médio de clientes em 2011, por CUR	129
Figura 4-2 – Faturação em 2011 em cada CUR	129
Figura 4-3 – Número médio de clientes	130
Figura 4-4 – Evolução dos custos totais	131
Figura 4-5 – Valor das principais rubricas de custo	133
Figura 4-6 – Peso das principais rubricas na estrutura de custos	133
Figura 4-7 – Evolução dos processos comerciais em volume	134
Figura 4-8 – Evolução dos custos unitários da comercialização	138
Figura 4-9 – Evolução dos custos fixos e variáveis para os onze CUR	140
Figura 4-10 – Evolução dos custos fixos e variáveis para a Galp e EDP Gás SU	140
Figura 4-11 – Evolução dos custos fixos e variáveis para a Sonorgás e Tagusgás.....	141
Figura 4-12 – Evolução do OPEX unitário por indutor de custo (preços constantes 2013)	142
Figura 5-1 – Decomposição das taxas de remuneração antes de impostos	154
Figura 5-2 – Evolução dos custos do capital próprio e do capital alheio (antes de impostos)	155
Figura 5-3 – Evolução dos RoR fixados pela ERSE	156
Figura 5-4 – Evolução do investimento em AP e da utilização média anual das infraestruturas em AP	157

Figura 5-5 – Evolução do investimento nas redes de distribuição e da procura à saída da RNT	158
Figura 5-6 – Custo médio da dívida dos Grupo	159
Figura 5-7 – Rácio de endividamento (Dívida/(Dívida+Capital Próprio))	160
Figura 5-8 – Rácio de solvabilidade (Dívida/Capital Próprio)	160
Figura 5-9 – Rácio de endividamento das empresas de gás por grupos (2011)	161
Figura 5-10 – Return on Equity dos Grupos Galp, EDP e REN	162
Figura 5-11 – ROE das empresas de gás natural da REN e do Grupo REN (2010 e 2011)	163
Figura 5-12 – ROE das empresas de gás natural da Galp e do Grupo Galp (2010 e 2011)	163
Figura 5-13 – ROE das Portgás e do Grupo EDP (2010 e 2011)	164
Figura 5-14 – ROE dos ORDs da Tagusgás e da Sonorgás (2010 e 2011)	164
Figura 5-15 – RoR das empresas de gás natural do Grupo REN	165
Figura 5-16 – RoR de algumas empresas de gás natural do Grupo Galp	165
Figura 5-17 – RoR da Portgás	165
Figura 5-18 – RoR da Sonorgás e da Tagusgás	166
Figura 5-19 – Evolução das OT 10y, CDS 5y e <i>Bund</i> 10y	168
Figura 5-20 – Evolução dos CDS da República Portuguesa e da República Federal Alemã (5 anos)	169
Figura 5-21 – Evolução dos índices PSI-20 e da DAX (base jan 1993)	171
Figura 5-22 – Evolução dos CDS da EDP, da Portugal Telecom, do BCP e da República Portuguesa	172
Figura 5-23 – Evolução em índice (base 2008) dos CDS da EDP e da República Portuguesa	172
Figura 5-24 – Taxas de juro sobre novas operações de empréstimo concedidos por instituições financeiras monetárias a sociedades não financeiras – Operações acima de 1 milhão de euros	173
Figura 5-25 – Relação entre a cotação das ações da Galp Energia e do PSI20	176
Figura 5-26 – Relação entre a cotação das ações da EDP e do PSI20	176
Figura 5-27 – Relação entre a cotação das ações da REN e do PSI20	176
Figura 5-28 – Rácio de endividamento das empresas de gás por níveis de pressão (2011)	179
Figura 5-29 – Metodologia de indexação na distribuição do gás natural	184
Figura 5-30 – Metodologia de indexação na alta pressão do gás natural	185

1 INTRODUÇÃO

O setor do gás natural sofreu, nos últimos anos, alterações próprias de um setor que se tem vindo a consolidar, assistindo-se a um forte abrandamento da procura e a uma redução dos investimentos, na generalidade das atividades. A alteração da tendência de crescimento da procura tem levado a um crescente desajuste entre o nível tarifário estabelecido antecipadamente e os custos reais que as tarifas devem recuperar, principalmente ao nível da rede de distribuição e das infraestruturas de alta pressão.

Paralelamente foram introduzidas, no setor do gás natural em Portugal, alterações resultantes da transposição das diretivas europeias, consubstanciadas na publicação do Decreto-Lei nº 231/2012, de 26 de outubro, que introduz uma revisão alargada do Decreto-Lei nº 140/2006, de 26 de julho, após as quais a ERSE procedeu à revisão dos seus regulamentos, os quais foram submetidos a Consulta Pública que decorreu entre novembro e dezembro de 2012. No que se refere à determinação dos proveitos permitidos, a revisão regulamentar contempla, entre outros aspetos, um aprofundamento da regulação por incentivos na generalidade das atividades reguladas do setor do gás.

Para este efeito, foi efetuada uma análise do desempenho das atividades reguladas nos períodos regulatórios anteriores¹, e no caso das atividades já reguladas por incentivos, avaliou-se a aderência entre os indutores² de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos *indutores* mais adequados. Procedeu-se também a uma reavaliação das componentes fixas e variáveis dos custos, e do peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa.

Em síntese, este documento apresenta os parâmetros a aplicar às atividades reguladas por incentivos para o período de regulação 2013-2014 a 2015-2016, com a justificação das metodologias adotadas e o parâmetro que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, bem como o custo de capital para as atividades reguladas em Alta Pressão e para a atividade de Distribuição de gás natural.

Seguidamente apresenta-se a estrutura do documento:

- O capítulo 2 apresenta os parâmetros para as atividades de Alta Pressão.

Pela primeira vez irá proceder-se à avaliação dos resultados obtidos com a aplicação da metodologia de regulação aplicada no período regulatório anterior, bem como à redefinição dos parâmetros a aplicar no período de regulação 2013-2016. Para a atividade de Armazenamento Subterrâneo, será adotada uma metodologia de regulação por incentivos, por se considerar que

¹ Ver documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural”.

² O indutor de custo pode ser definido como um evento ou fator que influencia o nível e desempenho das atividades ou o consumo de recursos por parte destas. O indutor de custo é o fator que evidencia o esforço desenvolvido para realizar uma determinada atividade, é o fator que causa mudança no custo de uma atividade. “*CAM-I Glossary of Activity Based Management*”, Norm Raffish and Peter B.B. Turney (Arlington: CAM-I 1991)

os dados históricos disponíveis são suficientes para aferir o desempenho das empresas que operam estas infraestruturas e, através da aplicação de metas de eficiência, promover a redução de custos desta atividade.

- O capítulo 3 apresenta os parâmetros para a atividade de Distribuição de gás natural.

Os operadores das redes de distribuição foram sujeitos no período regulatório anterior a uma regulação que incorporava uma metodologia do tipo *price cap* sobre os custos operacionais. Deste modo, na preparação do período regulatório 2013-2016, é feita uma análise detalhada dos resultados da aplicação desta prática regulatória, tendo em conta as especificidades de cada empresa. No caso específico desta atividade, pelo facto de existir um vasto leque de dados históricos disponíveis e um trabalho realizado anteriormente pela ERSE sobre a eficiência da atividade baseado em estudos econométricos, proceder-se-á à atualização dos modelos econométricos com vista à definição dos parâmetros para o próximo período regulatório.

- O capítulo 4 apresenta os parâmetros para a atividade de Comercialização de gás natural.

O processo de extinção de tarifas de venda a clientes finais atualmente em curso, condicionará fortemente a atividade de comercialização dos CUR no próximo período regulatório. Tendo em conta que no período regulatório anterior foram aplicadas metas de eficiência, torna-se essencial a adaptação dos parâmetros desta metodologia regulatória ao ritmo de saída dos clientes para comercializadores em mercado, de acordo com o previsto na legislação. Adicionalmente, é fundamental salvaguardar a inexistência de subsídio cruzada entre atividades reguladas e atividades de mercado dentro de grupos empresariais onde os CUR se integram.

- O capítulo 5 apresenta a metodologia aplicada na determinação do custo de capital das atividades reguladas.

Importa reequacionar no início do período regulatório os pressupostos subjacentes à definição do custo de capital, por forma a que este parâmetro se mantenha alinhado não só com a evolução das atividades das empresas, como também com as alterações do próprio contexto em que são desenvolvidas. A definição de um parâmetro como o custo de capital num ambiente de instabilidade financeira, como o que se atravessa atualmente em Portugal e também nos restantes países Europeus, reveste-se de um desafio para o regulador, devendo ser ponderados um conjunto de fatores de decisão. Não só deve ser garantido o equilíbrio económico-financeiro das empresas, como também deverá ser dado um sinal económico-financeiro adequado, no sentido de estas poderem atuar de forma eficiente, tanto na obtenção, como na aplicação de fundos.

- Em anexo apresenta-se uma descrição teórica de métodos de definição de eficiência paramétricos e não paramétricos.

2 PARÂMETROS DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Aproveitando o início do terceiro período regulatório no setor do gás natural, a ERSE avaliou as metodologias de regulação a aplicar aos custos de exploração das atividades reguladas, e procedeu à definição/redefinição dos parâmetros de regulação a aplicar no período de regulação compreendido entre os anos gás 2013-2014 a 2015-2016. No caso particular das atividades de Alta Pressão, pela primeira vez efetuou-se um trabalho desta natureza. Este permitiu definir os indutores de custos a utilizar em cada atividade, as bases de custos para o ano de 2013 e as metas de eficiência a aplicar nos anos 2014, 2015 e 2016. Neste capítulo são apresentadas as justificações para as metodologias adotadas, bem como os valores de parâmetros a aplicar no próximo período regulatório.

Os parâmetros são aplicados às empresas reguladas de Alta Pressão, nomeadamente, à REN Atlântico – Terminal de GNL, S.A., à REN Gasodutos, S.A., à REN Armazenagem, S.A. e à Transgás Armazenagem, S.A..

A elaboração deste trabalho apresentou algumas dificuldades metodológicas, desde logo pela dimensão da amostra a analisar composta por quatro empresas com características substancialmente diferentes, mas também devido à pequena dimensão das séries disponíveis (2008 a 2011 com dados reais e 2012 a 2014 com dados estimados/previstos) e ainda à existência de três atividades distintas, sendo que a atividade de armazenamento subterrâneo encontra-se em fase de expansão, dificultando assim a comparabilidade das séries futuras com as séries passadas.

Além do mais, a ERSE deparou-se com a dificuldade de estabelecer a comparação do desempenho (*benchmarking*) com empresas similares de outros países a operar nas mesmas atividades. Esta situação é de resto referida pela consultora *Frontier* no estudo “*Proposed Revision of the Portuguese Gas Regulatory Model*”, efetuado em 2012. Este estudo aponta vários fatores que dificultam a comparabilidade das empresas Portuguesas com empresas similares estrangeiras, nomeadamente, devido aos seguintes fatores:

- Dimensão da amostra;
- Maturidade do setor do gás natural em Portugal;
- Dimensão das empresas;
- Tipo de atividade (por exemplo, o armazenamento subterrâneo com as características do existente em Portugal é raro, não havendo dados que permitam estabelecer um paralelo com outros países).

Desta forma foi necessário recorrer à análise factual dos dados existentes que permitisse:

- Evidenciar a tendência de evolução dos custos reais e unitários de cada atividade/operador;
- Identificar os custos que não são controláveis pelas empresas;
- Identificar as componentes com peso significativo nos custos, cuja evolução dependa de variáveis que não seja o índice de preços implícito no PIB;
- Avaliar a tendência de evolução das variáveis físicas com impacte nos custos das atividades de Alta Pressão;
- Definir o *mix* entre custos fixos e custos variáveis;
- Fixar as metas de eficiência a aplicar a cada operador.

2.2 CARACTERIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO

2.2.1 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O Terminal de GNL consiste no conjunto de infraestruturas destinadas à receção de navios metaneiros, armazenamento, tratamento e regaseificação de GNL e à sua posterior emissão para a rede de transporte em alta pressão, à qual está diretamente ligada. Estas infraestruturas permitem também o carregamento de GNL em camiões cisterna, para expedição por rodovia, e em navios metaneiros, para expedição marítima.

Na sequência da transposição da Diretiva n.º 2003/55/CE, de 26 de Junho, para a legislação nacional foi decidido proceder ao *unbundling* das atividades do setor do gás natural e, deste modo, o Grupo REN adquiriu ao Grupo GALP a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Para o exercício da atividade do Terminal foi constituída em 26 de Setembro de 2006 a empresa REN Atlântico, a qual sucedeu à Transgás Atlântico – Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A..

O Terminal de GNL é um vetor importante do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e permitiu nos últimos anos incrementar as quantidades de gás natural entradas em território nacional, em complemento ao gás natural proveniente da Argélia, via gasoduto. Além disso, no que respeita à gestão técnica do SNGN, o Terminal de GNL permitiu uma maior flexibilidade na condução da rede de transporte, devido às suas características específicas face às restantes infraestruturas de alta pressão, e uma diversificação dos pontos de entrada na rede e das origens do gás natural.

O projeto de expansão do Terminal de GNL de Sines ficou concluído em 2012 com a entrada em exploração do terceiro tanque. Este projeto envolveu, igualmente, o aumento da capacidade nominal de

regaseificação e emissão para a RNTGN e o incremento da flexibilidade e segurança operacional do Terminal.

Os investimentos no Terminal de GNL envolvem montantes elevados e de longa duração. Dadas as indivisibilidades, a ERSE aplica ao CAPEX do Terminal de GNL, um mecanismo de alisamento do custo com capital como forma de remuneração. Este mecanismo vigora atualmente por um período de 10 anos, com início no ano gás 2007-2008 e será objeto de reavaliação no seu final.

2.2.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

A atividade de Transporte de gás natural consiste na veiculação de gás natural na rede interligada de alta pressão, ligando os pontos de entrada no SNGN aos pontos de saída, nomeadamente aos grandes clientes ligados diretamente na rede de transporte (centros electroprodutores e clientes industriais) e às redes de distribuição com interligação à rede de alta pressão.

A exploração da RNTGN é exercida pela REN Gasodutos, em regime de serviço público e está sujeita a regulação. Na sequência da transposição da Diretiva n.º 2003/55/CE, de 26 de Junho procedeu-se à separação jurídica e patrimonial das demais atividades do SNGN, de forma a assegurar a independência e transparência do seu exercício.

A REN Gasodutos, na sua atividade de Transporte de gás natural, é responsável por assegurar a oferta de capacidade da rede, a longo prazo, para atender pedidos razoáveis de transporte de gás natural, e prever o nível de reservas necessárias à garantia de segurança do abastecimento no curto e médio prazo. O operador da rede de transporte deve ainda, nos termos dos Decretos-Lei n.º 230/2012 e n.º 231/2012, ambos de 26 de outubro, garantir o planeamento e prever a utilização da RNTIAT, bem como a construção e gestão técnica da RNTGN, de forma a permitir o acesso a terceiros. Cabe-lhe também facultar aos utilizadores da RNTGN as informações de que necessitem para o acesso à rede e receber dos operadores de mercados e de todos os agentes diretamente interessados, toda a informação necessária à gestão do sistema.

2.2.3 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Em Portugal o armazenamento subterrâneo de gás natural é efetuado em cavidades salinas de grande profundidade interligadas por uma estação de gás, que permite gerir as quantidades armazenadas através da injeção e extração de gás natural, bem como a ligação desta infraestrutura à rede de transporte em alta pressão. O processo de injeção é efetuado com recurso a compressores de gás natural, enquanto, o processo de extração é efetuado com recurso a sistemas de tratamento do gás natural, nomeadamente para a eliminação de água, filtragem de partículas e desidratação do gás. O Armazenamento Subterrâneo constitui uma importante infraestrutura para o estabelecimento de reservas estratégicas, dotando o SNGN da possibilidade de satisfazer os consumos do mercado caso ocorra uma

interrupção do aprovisionamento de gás. O Armazenamento Subterrâneo permite igualmente aos operadores constituir reservas operacionais ou utilizar o gás armazenado para satisfazer picos de consumo.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei 231/2012 de 26 de outubro, a atividade de armazenamento subterrâneo é exercida em regime de concessão de serviço público.

De forma a concretizar a separação das atividades do setor do gás natural, o armazenamento subterrâneo de gás natural que se encontrava totalmente na posse do grupo GALP, foi subdividido, tendo o Estado atribuído duas concessões para o exercício desta atividade:

- Concessão à REN Armazenagem, em 2006, de três cavidades de armazenamento subterrâneo de gás natural, bem como os direitos de utilização do subsolo para a construção de pelo menos mais duas cavidades no mesmo local (RCM n.º 107/2006, de 3 de agosto). Atualmente, encontra-se uma quarta caverna em construção prevendo-se para 2014 a sua entrada em exploração;
- Concessão à Transgás Armazenagem de uma cavidade de armazenamento subterrâneo de gás natural e a construção de três cavernas adicionais no mesmo local (RCM n.º 108/2006, de 3 de agosto). Atualmente, encontra-se em construção a segunda caverna que deverá entrar em exploração ainda em 2013.

Como se depreende da forma como o Estado procedeu à atribuição das cavernas de armazenamento subterrâneo, esta atividade ainda encontra-se em fase de desenvolvimento. As instalações de superfície, nomeadamente a estação de gás e a estação de lixiviação, são exploradas pela REN Armazenagem. Assim, a estação de gás interliga todas as cavernas por gasodutos enterrados e possibilita fazer o controlo dos caudais de gás movimentado entre a rede de gasodutos e as cavidades e vice-versa. A estação de lixiviação, associada a sistemas de captação de água e a sistemas de rejeição de salmoura de água no mar, é necessária ao processo de construção das cavernas.

2.3 ENQUADRAMENTO INTERNACIONAL

Foi realizada uma pesquisa no sentido de enquadrar as práticas regulatórias internacionais quanto aos tipos de metodologias de regulação utilizadas nas atividades em alta pressão (transporte, armazenamento e as atividades ligadas ao terminal de GNL) e, em particular, à forma de regulação dos custos de operação e manutenção (OPEX) destas mesmas atividades. Este trabalho de identificação das formas de regulação ajuda a enquadrar o que tem sido realizado em Portugal e a identificar formas de melhorar os incentivos existentes.

Para além da perceção das práticas regulatórias um dos principais objetivos da análise internacional é de apoio na escolha dos indutores de custo mais adequados. Este exercício revelou-se mais simples na

atividade de Transporte de gás natural do que nas restantes atividades de alta pressão. Enquanto que na atividade de Transporte existem diversos estudos sobre as variáveis de custo que mais influenciam o custo da exploração da rede, para as atividades ligadas ao terminal de GNL e de armazenamento a informação disponível é consideravelmente inferior. Acresce ainda que, nas atividades de armazenamento e de receção, armazenamento e regaseificação de GNL é mais difícil garantir a comparabilidade internacional. Mesmo tratando-se genericamente, e em termos de definição, da mesma atividade, a forma como se desenvolve, o tipo de tecnologia empregue e a utilização das infraestruturas pode ser relativamente diferente de país para país, reduzindo o grau da sua comparabilidade. Desta forma, as metodologias utilizadas para regular atividades num determinado país podem não ser as mais adequadas num outro. A comparabilidade das realidades é um fator muito importante em qualquer exercício desta natureza.

Feitas estas considerações iniciais, este capítulo inclui uma análise genérica das fórmulas de regulação existentes na Europa para cada uma destas atividades onde estas existem e uma análise dos indutores de custo da atividade de Transporte, com base num estudo considerado como referência para este fim.

2.3.1 COMPARAÇÕES INTERNACIONAIS DE FÓRMULAS DE REGULAÇÃO DAS ATIVIDADES EM ALTA PRESSÃO

Esta comparação internacional das metodologias de regulação que se apresenta tem por base a consulta realizada nos *sites* de vários reguladores europeus e o anexo de um trabalho desenvolvido pela *Kema*, consultora internacional, que se intitula “*Study on Methodologies for gás Transmission Network Tariffs and Gas Balancing Fees in Europe*” de dezembro de 2009.

2.3.1.1 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

A atividade de transporte de gás natural é, como já foi referido anteriormente, a que dispõe de mais informações, não só quanto ao conteúdo como também à dimensão da amostra. O quadro seguinte apresenta o tipo de regulação que se aplica a esta atividade para alguns países.

Quadro 2-1 – Formas de regulação da atividade de Transporte em alguns países

Tipo de regulação da atividade de Transporte		OPEX
Regulação por custos aceites		
<i>Bulgária</i>		
<i>Dinamarca</i>		<i>Os custos de operação considerados necessários são: aquisição de energia, salários, FSE, custos administrativos, e outros custos de manutenção ou operacionais como o desmantelamento e cessação de equipamentos obsoletos ou outros custos por imposição legal.</i>
<i>Grécia</i>		<i>As disposições relativas aos custos de operação e manutenção estão fixas entre 2006 e 2016.</i>
<i>Luxemburgo</i>		<i>Custos operacionais incluem despesas com material, custos externos, custos com pessoal e custos que derivam de outras redes para manter a segurança do abastecimento.</i>
<i>Polónia</i>		
<i>Suécia</i>		
Regulação por incentivos		
<i>Bélgica</i>	<i>Revenue cap</i>	<i>Custos divididos em não controláveis e controláveis, ficando os últimos sujeitos a um fator de eficiência</i>
<i>Croácia</i>	<i>Revenue cap</i>	
<i>República Checa</i>	<i>Revenue cap ("Ano 0" o valor base dos proveitos é o valor razoável determinado com base em valores históricos e um factor de eficiência. Anos seguintes do período regulatório, os custos evoluem com base num índice composto acrescido de um bónus e de um factor de eficiência.</i>	
<i>Estonia</i>	<i>Com base num RPI-X</i>	<i>Os custos do trabalho estão sujeitos a um benchmarking e são ajustados à inflação.</i>
<i>Finlândia</i>	<i>Com a possibilidade de aplicação de metas de eficiência (o Regulador monitoriza a qualidade de serviço e os lucros do TSO e se estes últimos estiverem acima do expectável, aplica no período regulatório seguinte um fator de eficiência para ajustar os lucros).</i>	

Fonte: *Study on Methodologies for gás Transmission Network Tariffs and Gas Balancing Fees in Europe*, Kema, dezembro de 2009

Tipo de regulação da atividade de Transporte		OPEX
Regulação por incentivos		
França	Mecanismo de partilha de lucros (ganhos decorrentes do aumento de produtividade são partilhados entre consumidores e TSO).	Os custos líquidos de proveitos considerados pelo Regulador para o período regulatório têm por base os últimos custos auditados e as previsões do TSO devidamente validadas por um auditor.
Alemanha	Revenue cap aplicado aos custos totais (TOTEX). Custos divididos em não controláveis e controláveis, ficando os últimos sujeitos a um fator de eficiência (X).	
Reino Unido	Regulação realizada por intermédio de um sistema de controlo de receitas que determina a receita máxima recuperável, quer pelo Operador do Transporte, quer pelo Operador do Sistema. O controlo do Operador do Sistema está dividido em duas partes: uma que cobre os custos internos do negócio e outra os externos. Estes esquema de incentivo tem caps e collars de forma a limitar lucros e perdas.	Custos operacionais base incluídos: manutenção da rede existente (planeada e inesperada), custos não controláveis como: taxas de negócio, pagamento de licenças, custos para cobertura de défices de pensões.
Hungria	Revenue cap	Os custos operacionais incluem: custo de trabalho, custo de energia, outros custos operacionais. Estes custos estão ainda sujeitos a um mecanismo de partilha de ganhos: metade dos ganhos acima do limite de lucros permitidos devem reverter a favor dos consumidores.
Irlanda	Revenue cap por intermédio de uma abordagem de construção de blocos	Os custos operacionais reconhecidos incluem todos os custos de operação e manutenção das redes.
Itália	Revenue cap por intermédio de uma abordagem de construção de blocos. Proveitos ajustados anualmente através de um mecanismo híbrido.	Os custos operacionais reconhecidos incluem todos os custos de operação e manutenção das redes, nomeadamente: - custos com pessoal; - custos de manutenção gerais; - perdas nas redes e de compressão; - serviços externos - outros custos para além das amortizações.
Lituânia	Price cap (com ajustamentos periódicos no caso de desvios em relação à base de forma a evitar ganhos e perdas inesperadas)	Custos operacionais consistem em despesas com material e trabalho e custo de aquisição de gás.
Holanda	Price cap	Custos operacionais incluem custo do trabalho e custos de energia (dependendo das quantidades de gás transportadas) e outros custos operacionais.
Hungria		Custos operacionais incluem custo do trabalho e custos de energia e outros custos operacionais.
Roménia	Revenue cap	Custos operacionais incluem custo do trabalho e custos de energia e outros custos operacionais.
Macedónia	Price cap	
Eslováquia	Price cap	
Eslovénia	Revenue cap por intermédio de uma abordagem de construção de blocos	Os custos operacionais estão divididos entre controláveis e não controláveis e outras de despesas. Os não controláveis incluem impostos sobre propriedade, custos da concessão e outras taxas. Os controláveis incluem os custos do trabalho e dos materiais e serviços. Os custos do gás são cobrados separadamente não fazendo parte da tarifa do transporte. O custo das perdas é considerado num termo separado da fórmula de controlo de preço.
Espanha	Modelo híbrido (combinação entre custos aceites e um revenue cap). O mecanismo funciona da seguinte forma: revenue cap aplicado sobre o CAPEX e OPEX	Para ativos que entraram em funcionamento antes de 2008, os custos de operação anuais são determinados de acordo com valores de referência e fórmulas. Para ativos que entraram em funcionamento depois de 2008, os valores por unidade utilizados são dados pela soma dos custos de operação e manutenção fixos e variáveis.

Fonte: Study on Methodologies for gás Transmission Network Tariffs and Gas Balancing Fees in Europe, Kema, dezembro de 2009

Como se pode verificar, em 2009, poucos países regulavam a atividade de transporte por custos aceites. A grande maioria dos países em análise apresenta formas de regulação por incentivos, embora estes funcionem com base em regras bastante distintas. As metodologias aplicadas variam entre *revenue* e

price cap. No caso de alguns países é aplicado um modelo híbrido que resulta da combinação entre modelos de custos aceites puros com metodologias de incentivos.

Genericamente existe um entendimento coincidente entre reguladores quanto ao tipo e à natureza dos custos a aceitar na base de custos da operação e manutenção para efeitos de regulação. Neste ponto abre-se apenas exceção aos custos com combustível que aparentemente apresentam um tratamento diferenciado de país para país.

2.3.1.2 ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL apenas se dispõe de informação para 4 países, informação que se apresenta no quadro seguinte.

Quadro 2-2 – Formas de regulação da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL em alguns países

Tipo de regulação da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	
Rate of return regulation (ROR)	Grécia
Remuneração do investimento e custos de exploração com custos padrão	Espanha (regaseificação)
Remuneração do investimento e custos de exploração com nível de rendimento fixo	França
Regulação por preço mínimo	Reino Unido (armazenamento)

Fonte: *sites* dos reguladores

Também nestas atividades se verifica que apenas a Grécia continuava a plicar uma metodologia de custos aceites ao OPEX.

2.3.1.3 ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Finalmente, apresenta-se o quadro com as formas de regulação da atividade de Armazenamento Subterrâneo.

Quadro 2-3 – Formas de regulação da atividade de Armazenamento Subterrâneo em alguns países

Tipo de regulação da atividade de Armazenamento Subterrâneo	
Rate of return regulation (ROR)	Croácia
Price-cap tendo em conta a evolução dos preços e um fator de eficiência.	Espanha
Regulação por proveitos máximos (As empresas fixam anualmente os preços que não podem exceder os limites máximos fixados pelo regulador para cada período de 3 anos.)	Lituânia
Revenue-cap com incentivos à eficiência e custos aceites	Roménia

Fontes: *sites* dos reguladores

Observando a informação disponível é perceptível que a forma de regulação das atividades em alta pressão nos principais países da Europa era realizada por intermédio de incentivos. Neste sentido, e constatada a viabilidade da implementação, considera-se pertinente tentar desenvolver mecanismos de regulação por incentivos passíveis de serem aplicados às atividades em alta pressão em Portugal. A relevância do desenvolvimento destas medidas reside no facto de estas promoverem ganhos de eficiência por parte das empresas. Salieta-se a importância da garantia a monitorização das consequências da aplicação destes mecanismos por parte do Regulador por forma a evitar ganhos ou perdas inesperadas por parte das empresas.

2.3.2 INDUTORES DE CUSTO DAS ATIVIDADES EM ALTA PRESSÃO

2.3.2.1 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O estudo *“International Benchmarking and Regulation of European Gas Transmission Utilities”*³ desenvolve uma análise no sentido de encontrar a relação entre os custos do transporte, nomeadamente os de operação e manutenção, e os seus possíveis indutores. Para isso, são analisadas as correlações entre os custos e as variáveis físicas. O figura seguinte apresenta essas correlações.

³ Preparado para o Council European Energy Regulators (CEER) – *Task Force on Benchmarking of Transmission Tariffs*

Figura 2-1 – Correlação entre os custos de O&M e potenciais indutores de custo na atividade de Transporte

Table 14: One-way correlations between costs and outputs

	O&M	Totex1	Totex2	Revenue
Capacity	0.84	0.88	0.86	0.86
Delivery	0.79	0.88	0.88	0.87
Mains	0.90	0.83	0.78	0.79
Horsepower	0.85	0.83	0.81	0.83
Stations	0.82	0.68	0.62	0.66
Units	0.88	0.69	0.62	0.64
Load factor	0.05	0.20	0.25	0.23

Fonte: "International Benchmarking and Regulation of European Gas Transmission Utilities", Council European Energy Regulators (CEER) – Task Force on Benchmarking of Transmission Tariffs

A análise refere que os indutores com maior correlação com os custos de operação e manutenção são a extensão da rede, capacidade utilizada, o número de estações (redução/compressão) e a potência de compressão. Os indutores associados à compressão de gás na rede de transporte não são aplicáveis ao caso português por ainda não existirem equipamentos desta natureza instalados.

No estudo sobre produtividade e eficiência das redes de transporte de gás natural⁴ da Universidade de Cambridge, realizado com base no desempenho de redes de transporte nos Estados Unidos, são apresentados outros possíveis indutores dos custos de operação e manutenção. O quadro seguinte é apresentado no documento supramencionado e sumariza alguma literatura sobre este tema.

⁴ In "Productivity and efficiency of US Gas Transmission Companies: A European Regulatory Perspective", Electricity Policy Research Group da Universidade de Cambridge – março 2008

Figura 2-2 – Correlação entre os custos de O&M e potenciais indutores de custo na atividade de Transporte

Author	Data	Inputs	Outputs	Method
Callen (1978)	28 US Inter-state gas transmission companies in 1965	horsepower weight of pipeline steel	delivery volume	Econometric production function
Avazian (1987)	14 US Inter-state gas transmission companies in 1953-1979	horsepower weight of pipeline steel compressor fuel labour	delivery volume multiplied by length of delivery	Econometric production function
Sickles and Streitwieser (1991)	14 US Inter-state pipeline companies in 1977-1985	horsepower weight of pipeline steel compressor fuel labour	delivery volume multiplied by length of delivery	DEA, SFA
Ellig (1993)	50 Texan gas transmission companies, 1989	sales (commercial, industrial, resale) third-party delivery volume total throughput length of pipes gas purchasing cost	O&M expense	Econometric cost function
Granderson (2000)	20 US Inter-state pipeline companies in 1977-1987	horsepower weight of pipeline steel compressor fuel labour	compressor fuel	SFA

Fonte: "Productivity and efficiency of US Gas Transmission Companies: A European Regulatory Perspective", Electricity Policy Research Group da Universidade de Cambridge, março 2008

Como se pode verificar através da observação do estudo destacado, para a análise da evolução dos custos de operação e manutenção utilizam-se como indutores de custo as vendas, o volume de gás natural a entregar a terceiros, o rendimento total, o comprimento da rede e o custo da aquisição do gás natural.

2.4 EVOLUÇÃO DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO

2.4.1 ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

2.4.1.1 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO

Ao longo do primeiro período regulatório (2007-2008 a 2009-2010) a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL foi regulada por custos aceites, com remuneração dos ativos imobilizados fixos não financeiros e com ajustamentos ao fim de dois anos com base em valores reais.

No primeiro período regulatório foi aplicado um mecanismo de alisamento do valor dos ativos imobilizados, calculando o valor atualizado dos bens imobilizados durante os 40 anos do período de concessão, ponderado com o valor das quantidades regaseificadas previstas atualizadas e consideradas igualmente para todo o período a concessão. A atividade do Terminal encontrava-se subdividida em três funções, Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para as quais eram determinados proveitos individuais.

No segundo período regulatório (2010/2011 a 2012/2013) abandonou-se o modelo de cálculo de proveitos permitidos do Terminal de GNL, por funções. Assim, o cálculo dos proveitos permitidos passou a ser efetuada em conjunto para toda a atividade e foi também implementada uma regulação por custos eficientes, não tendo, no entanto, sido feito um estudo abrangente para a definição dos indutores de custos e dos parâmetros de eficiência a aplicar.

O trabalho de fixação de parâmetros contou com a colaboração da REN no sentido de definir qual o indutor de custo mais adequado. Foi estabelecida uma metodologia tipo *price cap* com uma parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e duas parcelas indexadas à evolução das variáveis capacidade instalada e quantidades de gás natural regaseificadas. A parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e as duas parcelas variáveis evoluíam anualmente em função de $IPIB_{s-1}-X$, com um fator de eficiência de 1% ao ano.

Assim, o apuramento anual do OPEX⁵ da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL foi efetuado de acordo com as componentes de custo apresentadas no quadro que se segue.

⁵ OPEX - Operational expenditure (Custos das matérias primas + fornecimentos e serviços externos + gastos com pessoal + impostos + outros custos operacionais – proveitos que não resultem da aplicação da tarifa)

Quadro 2-4 – Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período regulatório 2010-2011 a 2012-2013

		Peso das componentes	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa		45%	IPIB _{t-1} - X	1%
Parcela variável	GN regaseificado para a rede de transporte (GWh)	30%		
	Capacidade de emissão (m3/h)	25%		
Custos pass through	Sobrecusto de energia da componente de acesso às redes	-	diferencial entre o custo de energia implícito no cálculo dos parâmetros e os custos reais incorridos pela empresa	-

Outra alteração com impacte significativo nos proveitos do Terminal de GNL está relacionada com o período de alisamento do custo com capital. Após a experiência do primeiro período regulatório, concluiu-se que fazer previsões de investimentos e sobretudo de quantidades para um horizonte temporal de 40 anos introduziam nos cálculos um grau de incerteza elevado. No entanto, o investimento de ampliação do Terminal de GNL, que ficou concluído em 2012, pelo seu valor elevado não permitiu abandonar por completo o mecanismo de alisamento, dado o elevado impacte tarifário que o mesmo iria implicar no ano da sua entrada em exploração. Desta forma, reduziu-se, a partir do ano gás 2010-2011 o período de alisamento para 10 anos.

Os proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL são recuperados pela aplicação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

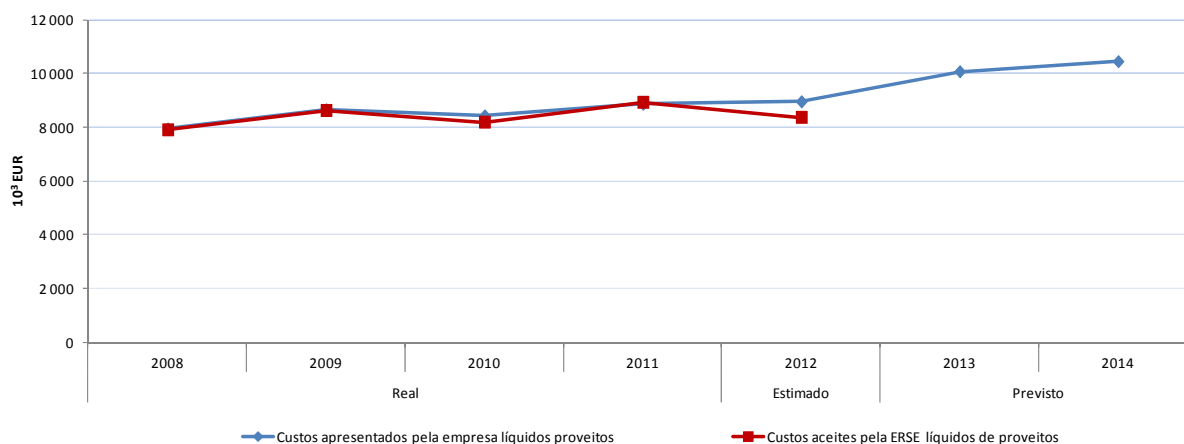
2.4.1.2 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE

Para a fixação de parâmetros da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, a ERSE procedeu à análise da evolução dos custos de exploração (OPEX) da atividade, tendo em conta as particularidades já mencionadas anteriormente⁶.

O gráfico seguinte apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos para o período 2008 a 2011, a estimativa para 2012, e os valores previstos para os anos de 2013 e 2014. É também apresentada para o mesmo período a evolução dos custos aceites pela ERSE, líquidos de proveitos, em sede de ajustamentos.

⁶ Primeiro período regulatório com OPEX por custos aceites e segundo período regulatório com OPEX por incentivos

**Figura 2-3 – Evolução dos custos líquidos de proveitos da REN Atlântico
(preços constantes de 2013)**

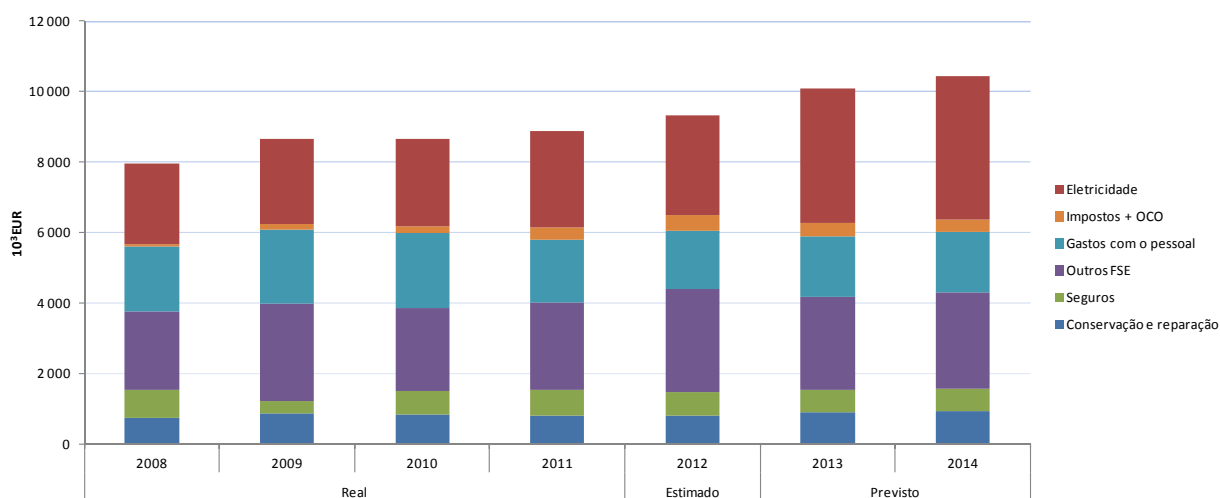


Fonte: ERSE e REN

Verifica-se uma aderência entre os custos apresentados pela empresa líquidos proveitos e os custos aceites pela ERSE líquidos de proveitos ao longo do período compreendido entre os anos de 2008 e de 2011. O diferencial ocorrido em 2012 deve-se a uma quebra da quantidade de energia regaseificada em cerca de 29%, relativamente ao ano anterior, com implicação nos proveitos permitidos do operador do Terminal de GNL. Tal sucede porque de acordo com a metodologia de custos eficientes aplicada no atual período regulatório, 30% dos custos aceites com OPEX estão indexados às quantidades de gás regaseificadas pelo Terminal de GNL. No período em análise perspetiva-se que os custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos apresentem uma taxa média anual de crescimento de 4,7%.

A Figura 2-4 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa de 2008 a 2011, estimados para 2012 e previstos para 2013 e 2014, com OPEX do Terminal de GNL, por naturezas.

**Figura 2-4 – Evolução dos custos da REN Atlântico por naturezas
(preços constantes de 2013)**

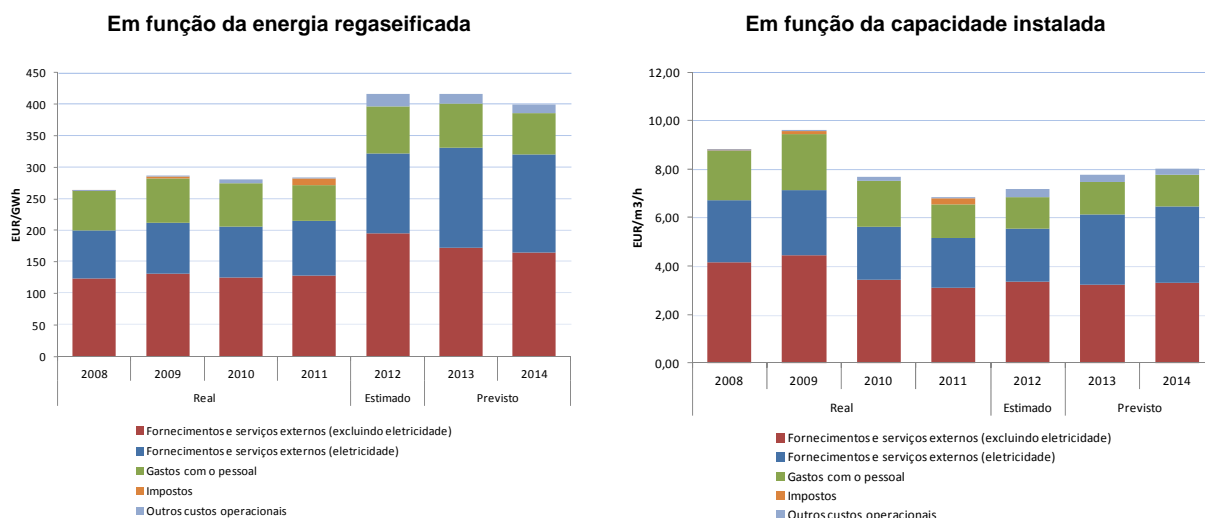


Fonte: ERSE e REN

Verifica-se até 2011 um crescimento moderado dos custos, enquanto a estimativa para 2012 e as previsões para 2014 e 2015 apontam para um crescimento mais acentuado. Excluindo os custos com a eletricidade, há uma grande estabilidade de custos, independentemente das oscilações das quantidades de gás natural injetado na rede de transporte, indicando uma componente de custos fixos elevada. Os custos com a eletricidade estão relacionados em grande parte com as quantidades de GNL regaseificado, com os processos de recirculação de GNL nas instalações e com o custo unitário da eletricidade. Assim, dos principais custos, destacam-se os custos com a eletricidade, que representaram em 2011 e 2012, entre 28% e 31% dos custos totais com OPEX. Para 2013 e 2014, a REN prevê que esses custos atinjam cerca de 38% dos custos totais com OPEX. Dos restantes agregados de custos destacam-se os outros fornecimentos e serviços externos e os gastos com pessoal.

A Figura 2-5 apresenta para o Terminal de GNL os custos de OPEX líquidos de proveitos em termos unitários, tendo em conta a quantidade de energia regaseificada e a capacidade instalada (a preços constantes de 2013).

**Figura 2-5 – Custos unitários da REN Atlântico
(preços constantes de 2013)**



Fonte: ERSE e REN

O acréscimo de custos unitários por energia regaseificada previsto ocorrer a partir de 2012 deve-se à redução acentuada das quantidades, observável na Figura 2-6, e ao acréscimo dos custos anuais com FSE.

O decréscimo de custos unitários por capacidade instalada que se observa em 2010 e 2011 é explicado em grande parte pelo aumento de capacidade nesses anos, visível na Figura 2-6. Por outro lado, o acréscimo de custos unitários previsto ocorrer a partir de 2012 deve-se unicamente ao acréscimo de custos (anos 2012 a 2014), uma vez que a capacidade é constante a partir de 2011.

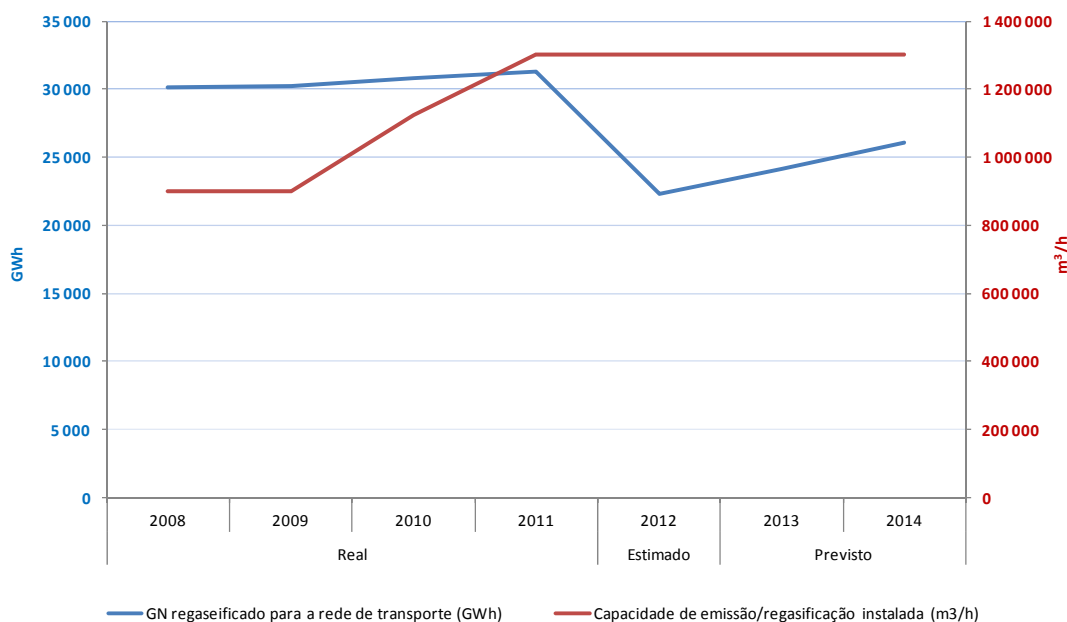
Como foi referido anteriormente, o custo com a eletricidade tem um peso muito significativo nos custos de OPEX do Terminal de GNL. No atual período regulatório, o diferencial entre o custo da eletricidade que estava implícito no cálculo dos parâmetros, e o custo real incorrido pela REN Atlântico foi aceite como não controlável pela empresa, não sujeito a metas de eficiência.

2.4.1.3 EVOLUÇÃO DE INDICADORES FÍSICOS

Os indutores de custo de natureza física utilizados no Terminal de GNL no período regulatório compreendido entre o ano gás 2010-2011 e o ano gás 2012-2013 foram a capacidade instalada de emissão de gás natural para a rede de transporte e a quantidade de gás natural regaseificado e injetado na rede de transporte. A evolução destas duas grandezas entre 2008 e 2014⁷ é apresentada na Figura 2-6.

⁷ Valores reais de 2008 a 2011, valor estimado em 2012 e valores previsionais em 2013 e 2014.

Figura 2-6 – Evolução da quantidade de gás natural regaseificado e da capacidade de emissão instalada no Terminal de GNL

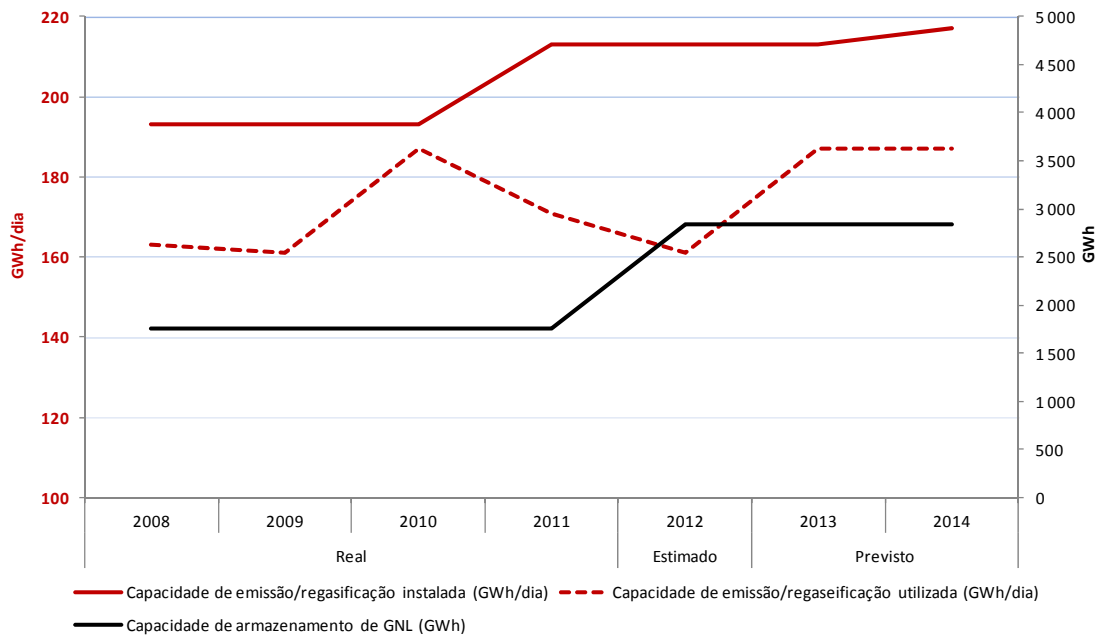


Fonte: ERSE e REN

O aumento da capacidade de emissão que se observa em 2010 e 2011 corresponde aos investimentos de expansão do Terminal de GNL, que terminaram durante o ano de 2012. No que respeita à evolução da quantidade de gás regaseificado, verifica-se uma quebra acentuada em 2012 associada à forte diminuição da procura de gás natural no país, justificada em grande medida pela diminuição do consumo das centrais de ciclo combinado. Existem contudo outros indicadores de natureza física que importa analisar, nomeadamente aqueles que se considera serem explicativos da evolução de custos.

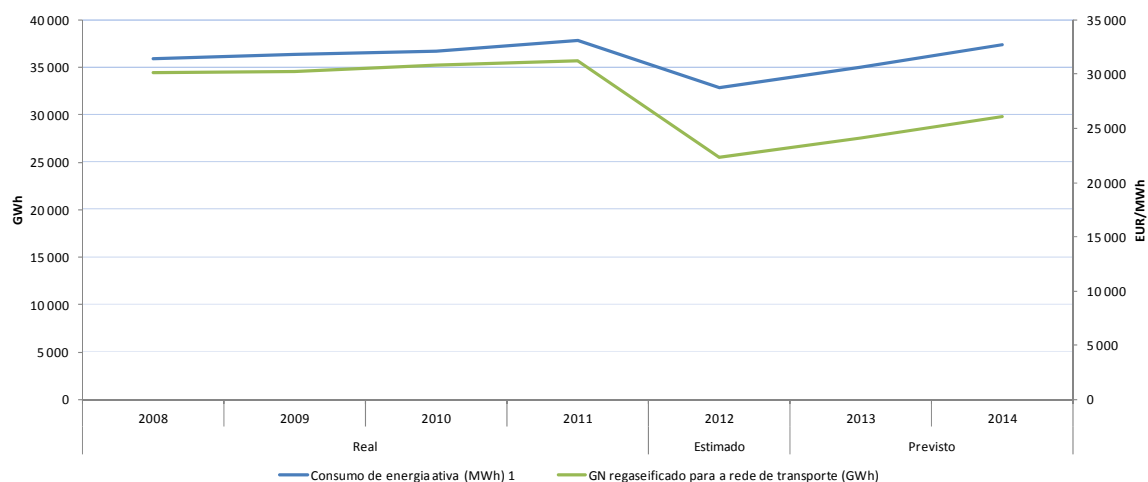
Na Figura 2-7 apresenta-se a comparação entre a capacidade de emissão instalada e a capacidade de emissão utilizada, numa perspetiva comercial. Observa-se que esta variável sofreu um decréscimo em 2011 e 2012, embora não se apresenta tão volátil como a quantidade de gás natural regaseificado. O fator de utilização da capacidade instalada, considerando a capacidade utilizada na ótica comercial, teve um máximo em 2010 de 97%, prevendo-se que em 2013 e 2014 se venha a situar entre 85% e 90%. Na mesma figura foi também incluída a evolução da capacidade de armazenamento de GNL do Terminal, que reflete a entrada em exploração do terceiro tanque de GNL em 2012.

Figura 2-7 – Evolução da capacidade de emissão instalada, da capacidade de emissão utilizada (ótica comercial) e da capacidade de armazenamento de GNL do Terminal



Fonte: ERSE e REN

O consumo de energia elétrica do Terminal de GNL é fortemente dependente da quantidade de GNL regaseificado e injetado na rede. Conforme se pode observar na Figura 2-5, os custos unitários com energia elétrica têm um peso importante pelo que esta variável é um dos indutores de custo representativos desta infraestrutura. Na figura seguinte, apresenta-se a evolução comparativa entre o consumo de energia elétrica e a quantidade de gás natural regaseificado, verificando-se um andamento similar.

Figura 2-8 – Evolução do consumo de energia elétrica e da energia regaseificada no Terminal de GNL

2.4.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

2.4.2.1 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO

Ao longo do primeiro período regulatório (2007-2008 a 2009-2010) a atividade de Transporte de gás natural foi regulada por custos aceites, com remuneração dos ativos imobilizados fixos não financeiros e com ajustamentos ao fim de dois anos com base em valores reais. Foi, também, aplicado um mecanismo de alisamento do valor dos ativos imobilizados, calculando o valor atualizado dos bens imobilizados durante os 40 anos do período de concessão, ponderado com o valor das quantidades transportadas previstas atualizadas e consideradas igualmente para todo o período a concessão.

No segundo período regulatório (2010-2011 a 2012-2013) foi implementada uma regulação por custos eficientes, não tendo, no entanto, sido feito um estudo abrangente para a definição dos indutores de custos e dos parâmetros de eficiência a aplicar. O trabalho de fixação de parâmetros contou com a colaboração da REN no sentido de se estabelecer a metodologia a aplicar. Foi estabelecida uma metodologia do tipo *price cap* com uma parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e três parcelas indexadas à evolução das variáveis quantidades transportadas, extensão da rede transporte e número de GRMS. A parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e as três parcelas variáveis evoluíram anualmente em função de $IPIB_{s-1-X}$, com um fator de eficiência de 3,8% no primeiro ano e de 0% nos anos seguintes.

Assim, o apuramento anual do OPEX da atividade de Transporte de gás natural foi efetuado de acordo com as componentes de custo indicadas no quadro seguinte.

Quadro 2-5 – Parcelas para a determinação do OPEX da atividade de Transporte de gás natural no período regulatório 2010/2011 – 2012/2013

		Peso das componentes	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa		45%	IPIB _{5,1} - X	3,8% em 2011 0% nos anos seguintes
Parcela variável	Kms gasodutos fim ano civil	40%		
	GRMS fim ano civil	10%		
	Energia entregue pela rede de transporte	5%		
Custos pass through	Custo de transporte de gás natural por rodovia	-	-	-

Outra alteração com impacte significativo nos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, está relacionada com o período de alisamento do custo com capital. À semelhança do sucedido com o Terminal de GNL, concluiu-se que as previsões de investimentos e sobretudo de quantidades, quando efetuadas para um horizonte temporal de 40 anos introduziam nos cálculos um grau de incerteza elevado. Além do mais, esta é uma atividade cujo nível de investimento já se encontrava relativamente estabilizado. Desta forma, a partir do ano gás 2010-2011 extinguiu-se o mecanismo de alisamento como forma de cálculo do custo de capital da atividade de Transporte de gás natural.

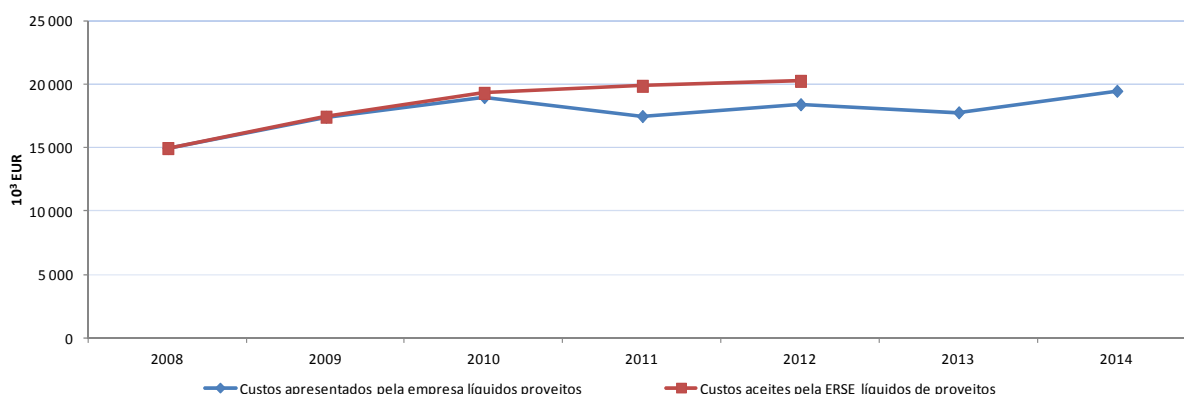
Os proveitos da atividade de Transporte de gás natural são recuperados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

2.4.2.2 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE

Para a fixação de parâmetros da atividade de Transporte de gás natural para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, a ERSE procedeu à análise da evolução dos custos de exploração (OPEX) da atividade tendo em conta as particularidades já mencionadas anteriormente designadamente o facto de no primeiro período regulatório ter-se aplicado uma regulação sem metas de eficiência e no segundo período regulatório ter-se aplicado metas de eficiência.

A Figura 2-9 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos para o período 2008 a 2011, a estimativa para 2012, e os valores previstos para os anos de 2013 e 2014. É também apresentada para o mesmo período a evolução dos custos aceites pela ERSE, líquidos de proveitos, em sede de ajustamentos.

Figura 2-9 – Evolução dos custos líquidos de proveitos da atividade de Transporte (preços constantes de 2013)

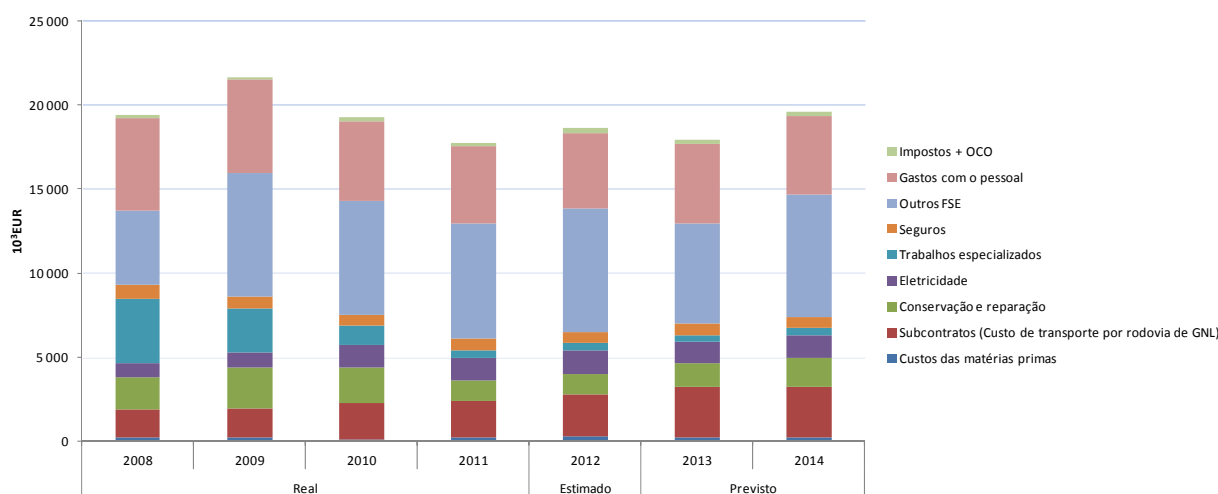


Fonte: ERSE e REN

Verifica-se uma aderência entre os custos reais e os custos ocorridos ao longo do período compreendido entre os anos de 2008 e de 2010. Em 2011 verificou-se uma quebra dos custos reais líquidos de proveitos da REN para níveis de 2009. Face a esta queda ocorrida ao nível dos custos reais os custos aceites em 2011 e 2012, por aplicação da metodologia de custos eficientes, foram superiores em 2,4 e 1,8 milhões de euros, respetivamente em 2011 e 2012. No período em análise perspetiva-se que os custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos apresentem uma taxa média anual de crescimento de 4,5%.

A Figura 2-10 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa ao nível da atividade de Transporte de gás natural entre 2008 e 2014, por naturezas.

Figura 2-10 – Evolução dos custos da atividade de Transporte de gás natural por naturezas (preços constantes de 2013)

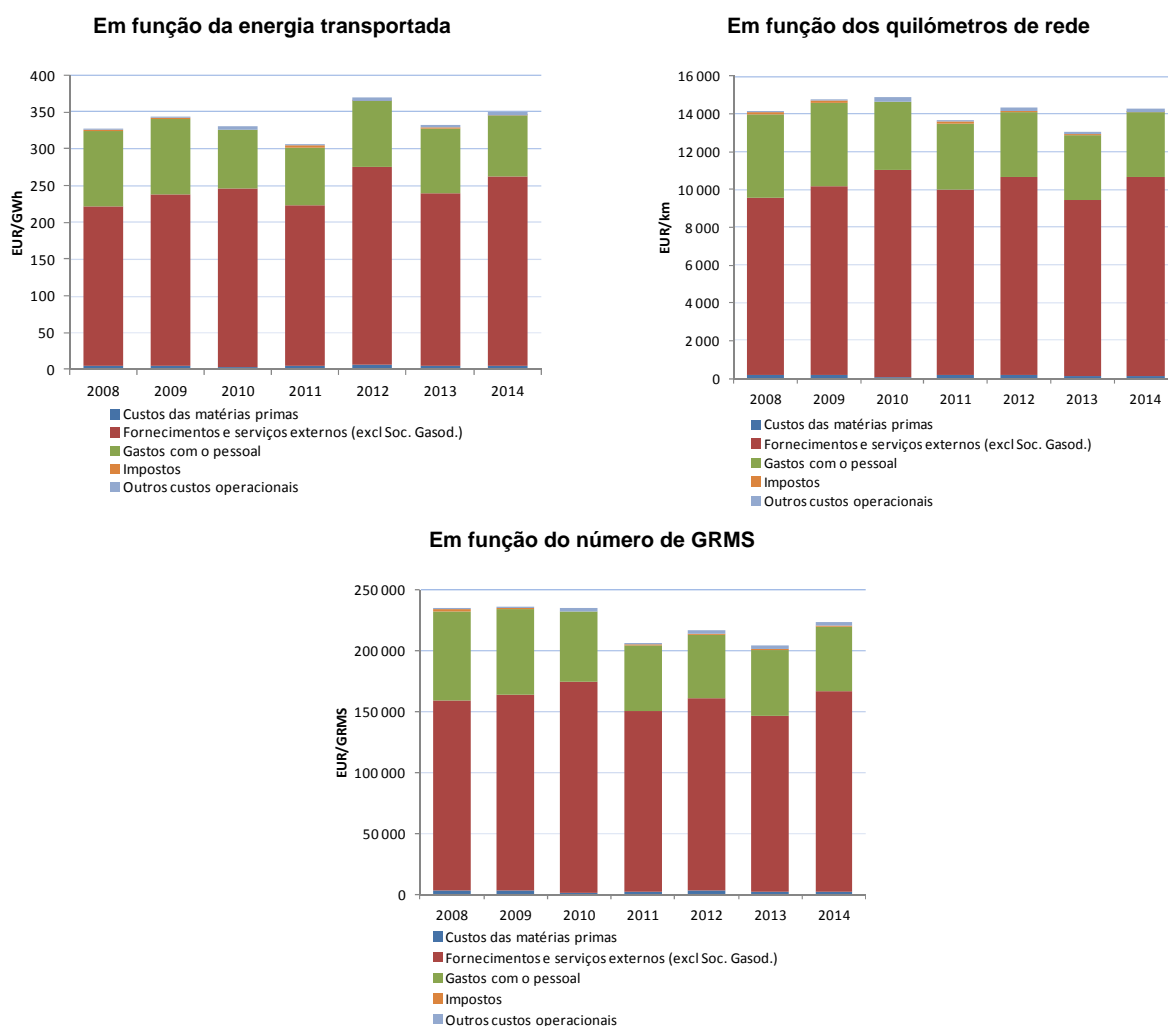


Fonte: ERSE e REN

Ao nível dos fornecimentos e serviços externos destacam-se os custos com conservação e manutenção, trabalhos especializados (até 2010), os outros custos com fornecimento e serviços externos e os custos com subcontratos (resultantes do transporte de GNL por rodovia). No atual período regulatório estes custos foram aceites fora do âmbito da aplicação de metas de eficiência.

A Figura 2-11 apresenta, em termos unitários, a evolução dos custos de OPEX (a preços constantes de 2013), da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os indutores de custos utilizados nesta atividade no atual período regulatório (energia transportada, quilómetros de rede e número de GRMS). Refira-se que para esta análise são deduzidos os custos imputados a trabalhos para a própria empresa ocorridos em 2009 e 2011, ao nível dos materiais diversos e previstos ocorrer em 2013 e 2014, ao nível dos fornecimentos e serviços externos. São também deduzidos os custos líquidos de proveitos, ocorridos até 2012, resultantes do relacionamento com as Sociedades de Gasodutos.

Figura 2-11 – Custos unitários da atividade de Transporte de gás natural (preços constantes de 2013)



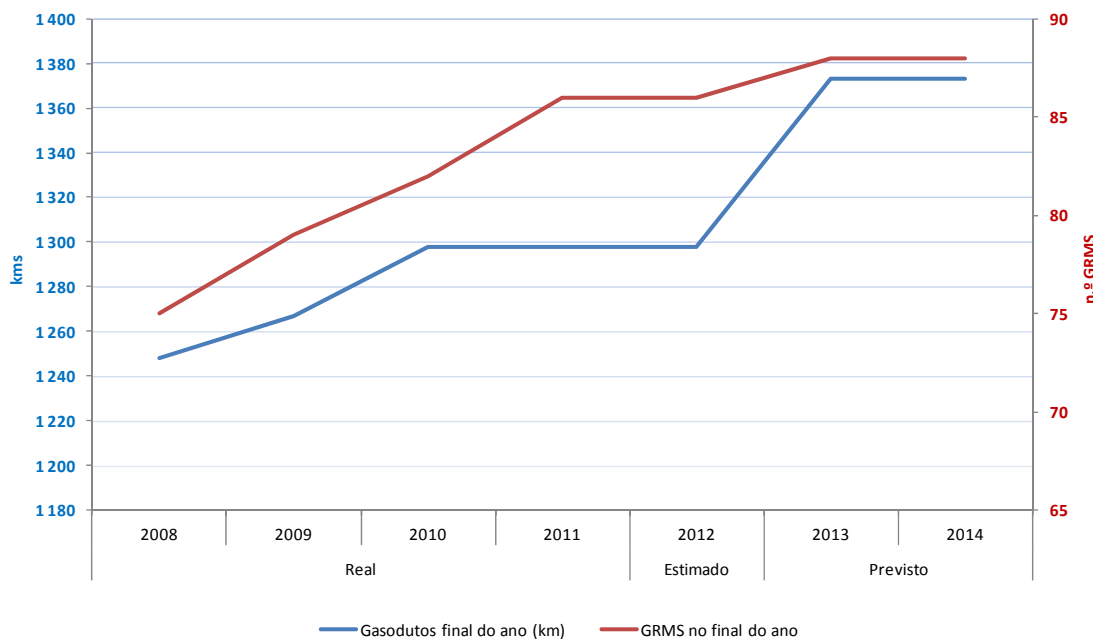
Fonte: ERSE e REN

Em 2011 verificou-se um decréscimo dos custos unitários em todos os indutores devido a uma redução dos custos líquidos de proveitos. O acréscimo estimado para 2012 deve-se à ao acréscimo dos custos anuais com FSE e no caso dos custos unitários por energia transportada deve-se, também, à redução acentuada das quantidades de gás natural transportado. Para 2014, prevê-se um acréscimo acentuado dos custos líquidos de proveitos com impacte nos valores unitários de todos os indutores.

2.4.2.3 EVOLUÇÃO DE INDICADORES FÍSICOS

Os indutores de custo de natureza física utilizados para a atividade de Transporte de gás natural no período regulatório de 2010-2011 a 2012-2013 são os apresentados no Quadro 2-5, cuja evolução entre 2008 e 2014⁸ se apresenta na Figura 2-12 e na Figura 2-13.

Figura 2-12 – Evolução da extensão da rede de transporte e do número de GRMS

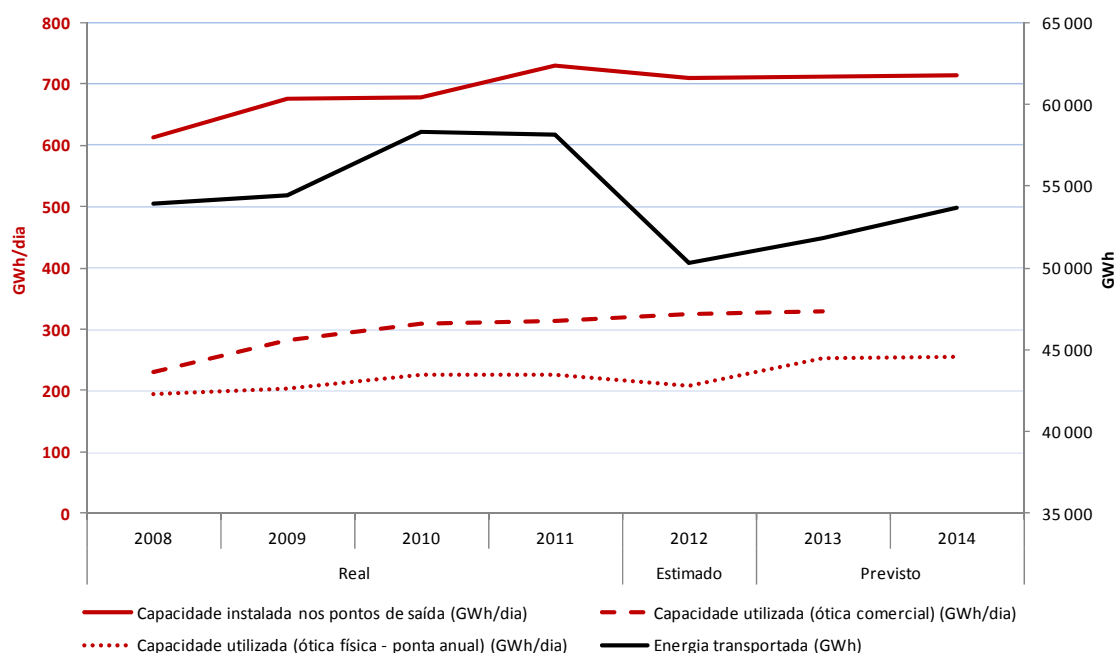


Fonte: REN

Constata-se da figura anterior, que se prevê uma estagnação no crescimento do número de GRMS e da extensão da rede de transporte a partir de 2013, refletindo a contenção no nível dos investimentos prevista para 2014.

⁸ Valores reais de 2008 a 2011, valor estimado em 2012 e valores previsionais em 2013 e 2014.

Figura 2-13 – Evolução da capacidade instalada e utilizada nos pontos de saída da rede de transporte e da energia transportada



Fonte: ERSE e REN

No que respeita à evolução da capacidade instalada nos pontos de saída da rede de transporte, verifica-se que acompanha a evolução no número de GRMS em exploração, enquanto a utilização desta capacidade, quer na ótica comercial⁹ quer na ótica física¹⁰, apresenta uma tendência de crescimento. Refira-se que a evolução da energia transportada apresenta um comportamento similar ao da procura total de gás natural no país, estando sujeita aos determinantes que influenciam o consumo de gás natural, em particular os associados à produção de energia elétrica pelas centrais de ciclo combinado.

⁹ Capacidade utilizada da rede (ótica física) – máximo registado durante um ano das quantidades diárias de gás natural que o operador de rede entregou no agregado dos pontos de saída rede, designado também por ponta diária.

¹⁰ Capacidade utilizada (ótica comercial) – somatório para todos os pontos de saída da rede das quantidades máximas diárias de gás natural que o operador de rede colocou à disposição em cada um desses pontos de saída no período de um ano.

2.4.3 ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

2.4.3.1 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO

Nos dois primeiros períodos regulatórios a atividade de Armazenamento Subterrâneo foi regulada por custos aceites, com remuneração dos ativos imobilizados fixos não financeiros e com ajustamento ao fim de dois anos, baseado em valores reais.

Os proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo são recuperados pela aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, aos seus utilizadores, nos termos definidos no Regulamento Tarifário. Como existem dois operadores distintos ao nível desta atividade, e a tarifa aplicada é única, sucede que anualmente um dos operadores recupera um valor de proveitos superior ao que lhe é permitido em função da sua estrutura de custos, enquanto o outro operador recupera um montante inferior. Este diferencial de proveitos é transferido pelo operador que recuperou o excedente para o outro deficitário, nos termos definidos pela ERSE nos documentos de Proveitos Permitidos e de Tarifas, para cada ano gás. Este valor é designado por compensação entre operadores de armazenamento subterrâneo.

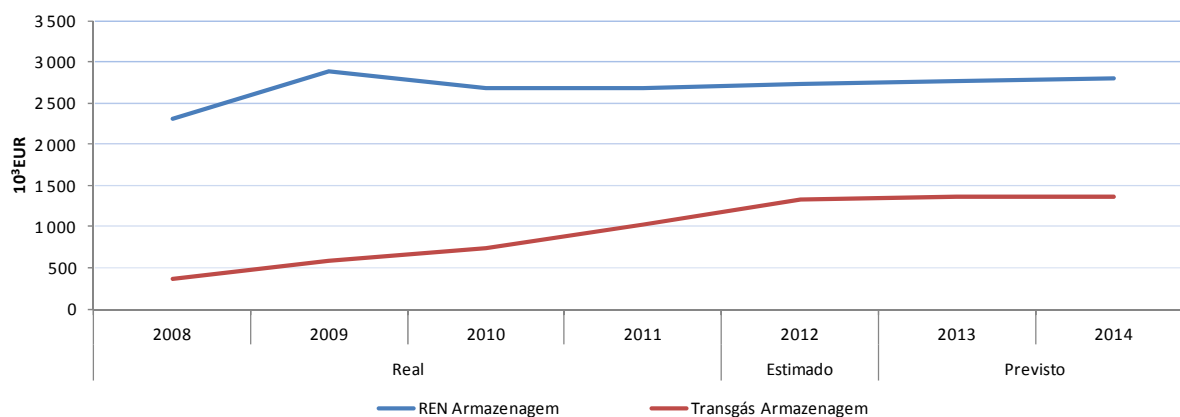
2.4.3.2 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE

A atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural é exercida por dois operadores, a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem, sendo que a propriedade e operação das instalações de superfície são da responsabilidade da REN Armazenagem. Esta atividade encontra-se em fase de expansão, com os investimentos em novas cavidades de armazenamento de gás natural a entrar em exploração em 2013 e 2014 (prevê-se a entrada em exploração de duas cavidades, uma de cada operador).

Para a fixação de parâmetros para o período regulatório 2013/2014 a 2015/2016, a ERSE procedeu à análise da evolução dos custos de exploração (OPEX) tendo em consideração por um lado o facto da atividade ter sido regulada, desde o início em 2007-2008, por custos aceites em base anual, e por outro, a expansão da atividade já referida anteriormente. Da análise efetuada foram excluídos os custos relacionados com as compensações entre operadores de armazenamento subterrâneo, já referidas anteriormente.

A Figura 2-14 apresenta o crescimento dos custos de OPEX da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem.

**Figura 2-14 – Evolução dos custos da atividade de Armazenamento Subterrâneo
(preços constantes de 2013)**



Fonte: ERSE e REN

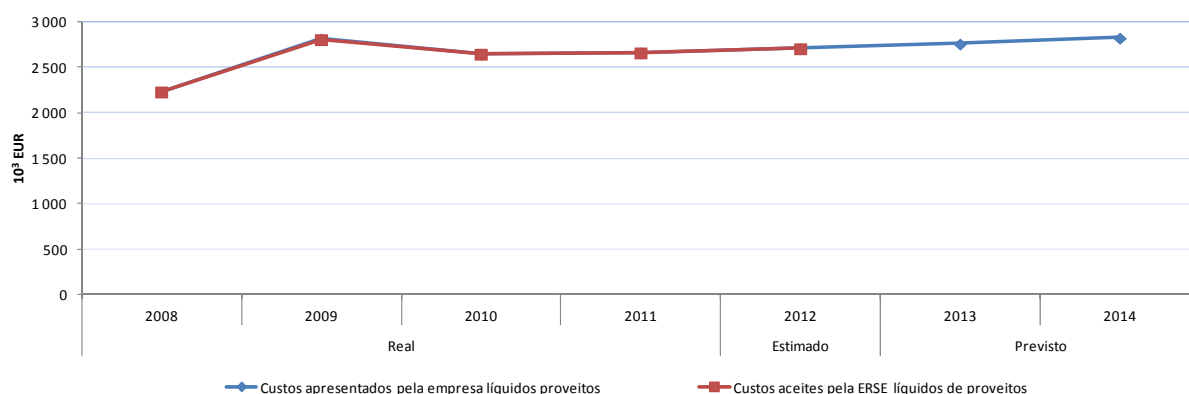
A figura permite observar que os custos da REN Armazenagem encontram-se estabilizados não se prevendo uma alteração substancial, apesar da entrada em exploração de uma nova caverna em 2014. Por outro lado, a Transgás Armazenagem apresentou desde 2008 um crescimento acentuado dos custos de OPEX sem ter apresentado um crescimento da sua atividade. Em 2013, com a entrada em exploração de uma nova caverna, não se prevê acréscimo de custos. O comportamento dos custos de ambas as empresas indicia que os seus custos são em grande parte independentes da variação da sua atividade. De seguida apresenta-se uma análise da evolução dos custos dos dois operadores de armazenamento subterrâneo.

REN ARMAZENAGEM

A Figura 2-15 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos para o período 2008 a 2011, a estimativa para 2012, e os valores previstos para os anos de 2013 e 2014. É também apresentada para o mesmo período a evolução dos custos aceites pela ERSE, líquidos de proveitos, em sede de ajustamentos.

A regulação por custos aceites implicou a quase igualdade entre os custos incorridos pela empresa líquidos de proveitos e os custos aceites para efeitos tarifários.

Figura 2-15 – Evolução dos custos líquidos de proveitos da REN Armazenagem (preços constantes de 2013)

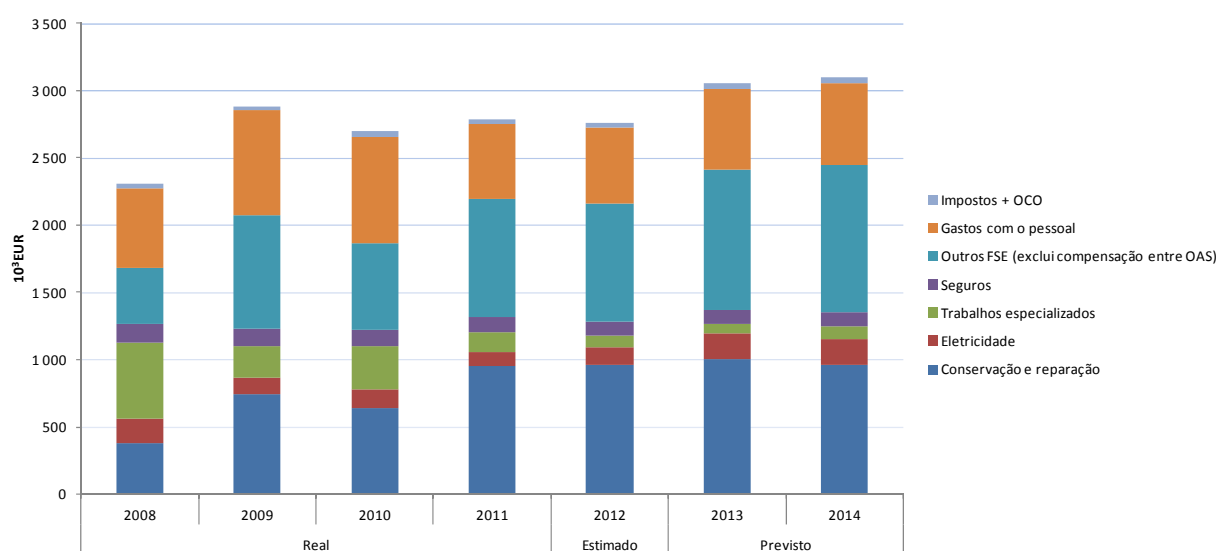


Fonte: ERSE e REN

Verifica-se que os custos aceites correspondem à globalidade dos custos reais ao longo do período 2008-2012. A partir de 2010, os custos de exploração estabilizaram perspetivando-se uma taxa média anual de crescimento de entre 2010 e 2014 de 1,0%.

A Figura 2-16 apresenta a evolução dos custos com OPEX da atividade de Armazenamento subterrâneo de gás natural da REN Armazenagem entre 2008 e 2014, por naturezas.

Figura 2-16 – Evolução dos custos da REN Armazenagem por naturezas (preços constantes de 2013)



Fonte: ERSE e REN

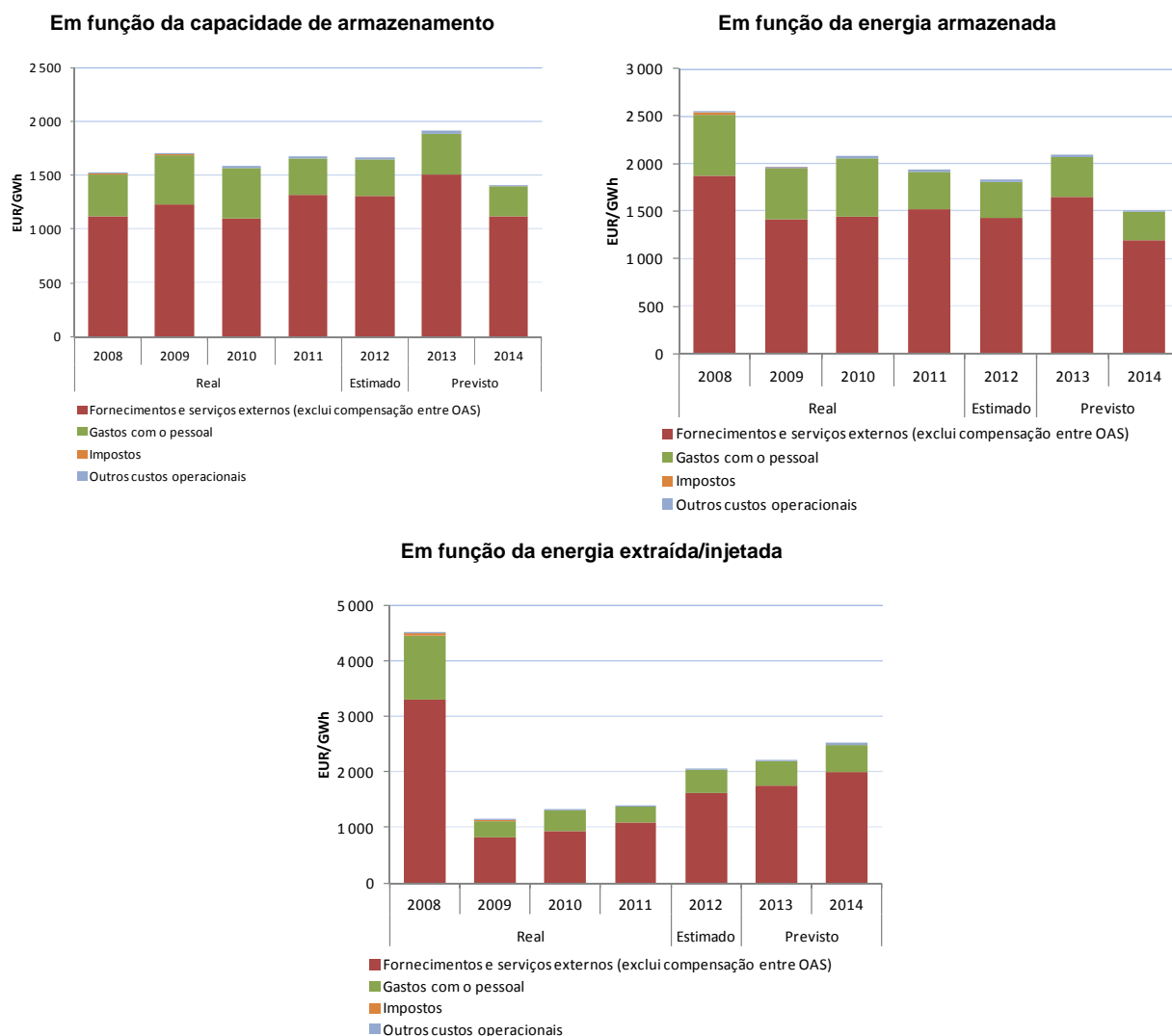
Tal como nas restantes atividade de Alta Pressão, na atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural são os custos com fornecimentos e serviços externos os que representam a maior parcela, entre

69% e 79% dos custos totais com OPEX. As rubricas com maior peso são a conservação e reparação, outros fornecimentos e serviços externos e gastos com pessoal, que no seu conjunto representam, a partir de 2011, cerca de 86% dos custos de OPEX da REN Armazenagem.

Refira-se que estes valores não incluem as compensações entre operadores de armazenamento subterrâneo e incluem os gastos com pessoal que a REN prevê imputar a investimento nos anos de 2013 e 2014.

A Figura 2-17 apresenta a evolução dos custos de OPEX da REN Armazenagem tendo em conta a capacidade de armazenamento, a energia armazenada e a energia extraída/injetada. Estes valores referem-se apenas aos referentes às cavernas propriedade da REN Armazenagem e exclui-se o *cashion gas*.

**Figura 2-17 – Custos unitários da REN Armazenagem
(preços constantes de 2013)**



Fonte: ERSE e REN

Os custos unitários por capacidade de armazenamento apresentam alguma estabilidade entre 2009 e 2012. Para 2013 prevê-se um acréscimo dos custos unitários, por via do acréscimo ao nível dos fornecimentos e serviços externos. A redução dos custos unitários prevista para 2014 deve-se ao acréscimo de cerca de 37% da capacidade de armazenamento por via de entrada em exploração da 4ª cavidade (RENC6) propriedade da REN Armazenagem.

Os custos unitários por energia armazenada apresentam alguma estabilidade entre 2009 e 2012. Para 2013 prevê-se um acréscimo dos custos unitários por via do acréscimo ao nível dos fornecimentos e serviços externos. Para 2014 prevê-se uma redução do custo unitário face ao acréscimo previsto de cerca de 41% da energia armazenada por via da já referida entrada em exploração da 4ª cavidade da REN Armazenagem (não se inclui o *cashion gas*).

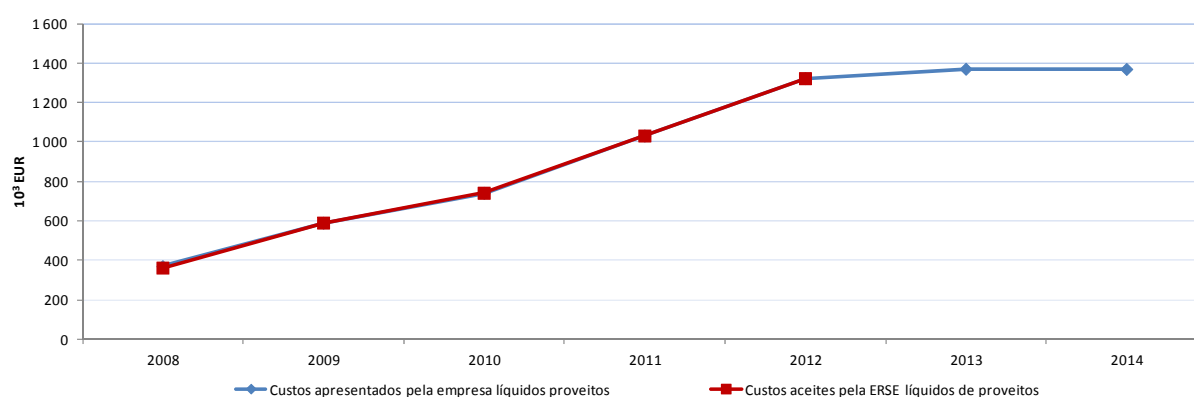
Os custos unitários por energia extraída/injetada apresentaram em 2008 um valor substancialmente elevado. Tal deveu-se ao baixo volume de gás natural extraído e injetado em 2008 que correspondeu a cerca de um quarto da média anual dos anos 2009 a 2011. A partir de 2009, observa-se um crescimento do custo unitário que deve-se essencialmente à redução das quantidades de gás natural extraído e injetado.

TRANSGÁS ARMAZENAGEM

A Figura 2-18 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos para o período 2008 a 2011, a estimativa para 2012, e os valores previstos para os anos de 2013 e 2014. É também apresentada para o mesmo período a evolução dos custos aceites pela ERSE, líquidos de proveitos, em sede de ajustamentos.

A regulação por custos aceites implicou a quase igualdade entre os custos incorridos pela empresa líquidos de proveitos e os custos aceites para efeitos tarifários.

**Figura 2-18 – Evolução dos custos da Transgás Armazenagem
(preços constantes de 2013)**

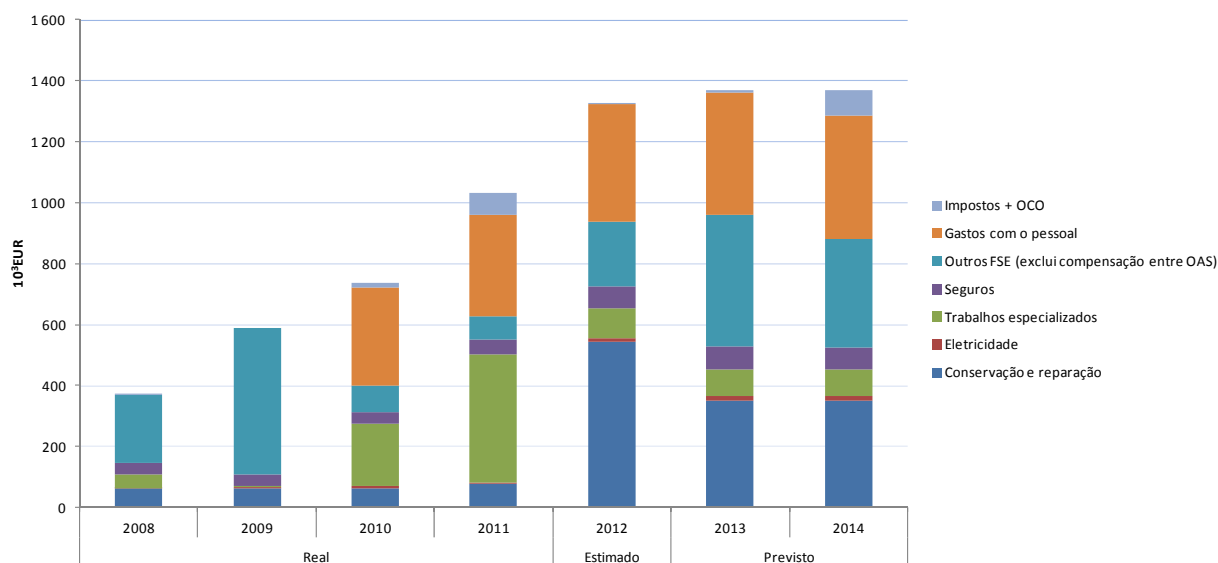


Fonte: ERSE e REN

Os custos apresentam uma tendência acentuadamente crescente até 2012, prevendo-se a sua estabilização em 2013 e 2014. Perspetiva-se que a taxa média anual de crescimento entre 2010 e 2014 de cerca de 16,6%.

A Figura 2-19 apresenta a evolução dos custos com OPEX da atividade de Armazenamento subterrâneo de gás natural da Transgás Armazenagem entre 2008 e 2014, por naturezas.

Figura 2-19 – Evolução dos custos da Transgás Armazenagem por naturezas (preços constantes de 2013)



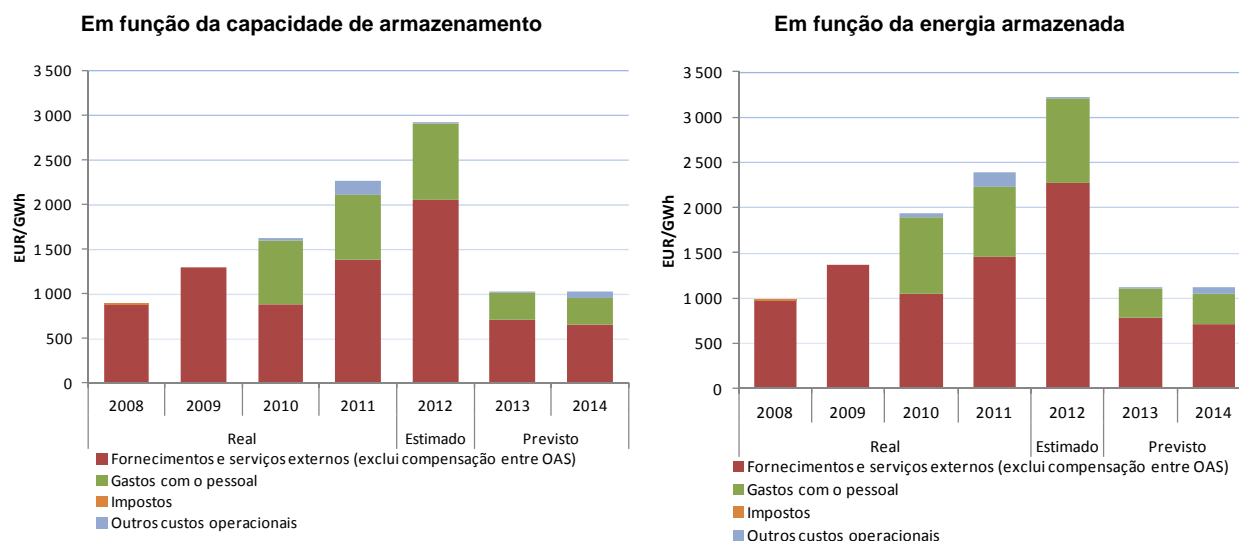
Fonte: ERSE e REN

Em 2008 e 2009 a Transgás Armazenagem apenas apresentou custos com fornecimentos externos. A partir de 2010 passou a apresentar gastos com pessoal compensados em parte pela redução de fornecimentos e serviços externos. Apesar de entre 2008 e 2012 não se ter verificado um crescimento da atividade os custos com OPEX cresceram, neste período, cerca de 38%. Refira-se que estes valores não incluem as compensações entre operadores de armazenamento subterrâneo.

Verifica-se uma estrutura de custos bastante instável, quer em termos de totais quer ao nível da sua repartição pelas diferentes rubricas. Os gastos com pessoal começaram a ser apresentados a partir de 2010 tendo-se mantido relativamente estáveis. Ao nível dos fornecimentos e serviços externos, verifica-se que nos anos de 2010 e de 2011 os trabalhos especializados apresentavam o maior valor. A partir de 2012 deu-se uma redução substancial dos trabalhos especializados com um crescimento significativo dos custos com conservação e reparação e dos outros fornecimentos e serviços externos, neste último caso a partir de 2013.

A Figura 2-20 apresenta a evolução dos custos de OPEX da Transgás Armazenagem tendo em conta a capacidade de armazenamento e a energia armazenada. Não é feita a análise de custos unitários por energia extraída/injetada pois esta é uma operação que é efetuada pela REN Armazenagem. Estes valores referem-se apenas aos custos das cavernas propriedade da Transgás Armazenagem e exclui-se o *cashion gas*.

**Figura 2-20 – Custos unitários da Transgás Armazenagem
(preços constantes de 2013)**



Fonte: ERSE e REN

Os custos unitários apresentam em qualquer dos casos um crescimento acentuado entre 2008 e 2012. A partir de 2013 prevê-se uma redução substancial dos custos unitários, por via da entrada em exploração da 2ª cavidade propriedade da Transgás Armazenagem. Tal facto permitirá à Transgás triplicar a capacidade de armazenamento bem como a energia armazenada (sem considerar o *cashion gas*).

2.4.3.3 EVOLUÇÃO DE INDICADORES FÍSICOS

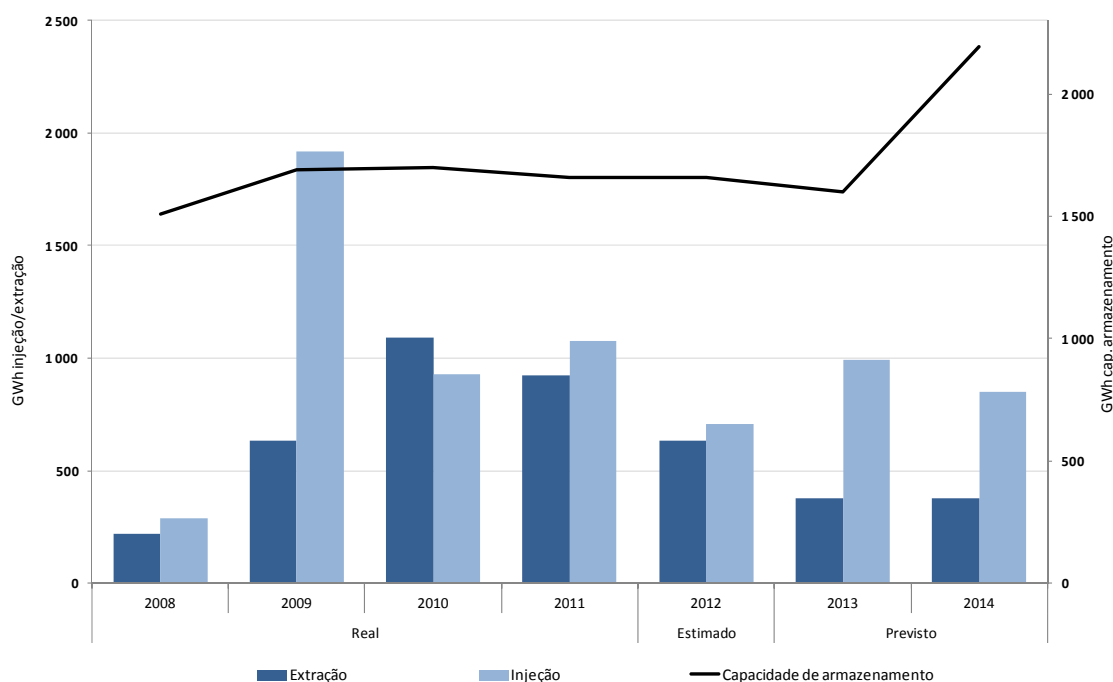
Os principais indicadores físicos que importa analisar na atividade de armazenamento subterrâneo são a capacidade de armazenamento, as capacidades de injeção e extração de gás natural nas cavernas e as energias injetadas e extraídas por operador.

No que respeita à estação de gás, que é operada pela REN Armazenagem, não houve alterações de capacidades desde o arranque da infraestrutura de armazenamento subterrâneo, mantendo-se a capacidade instalada em 24 GWh/dia para a injeção e em 86 GWh/dia para a extração.

REN ARMAZENAGEM

A evolução dos principais indicadores físicos associados à atividade da REN Armazenagem é apresentada na Figura 2-21.

Figura 2-21 – Evolução da capacidade de armazenamento e da energia injetada e extraída das cavernas da REN Armazenagem

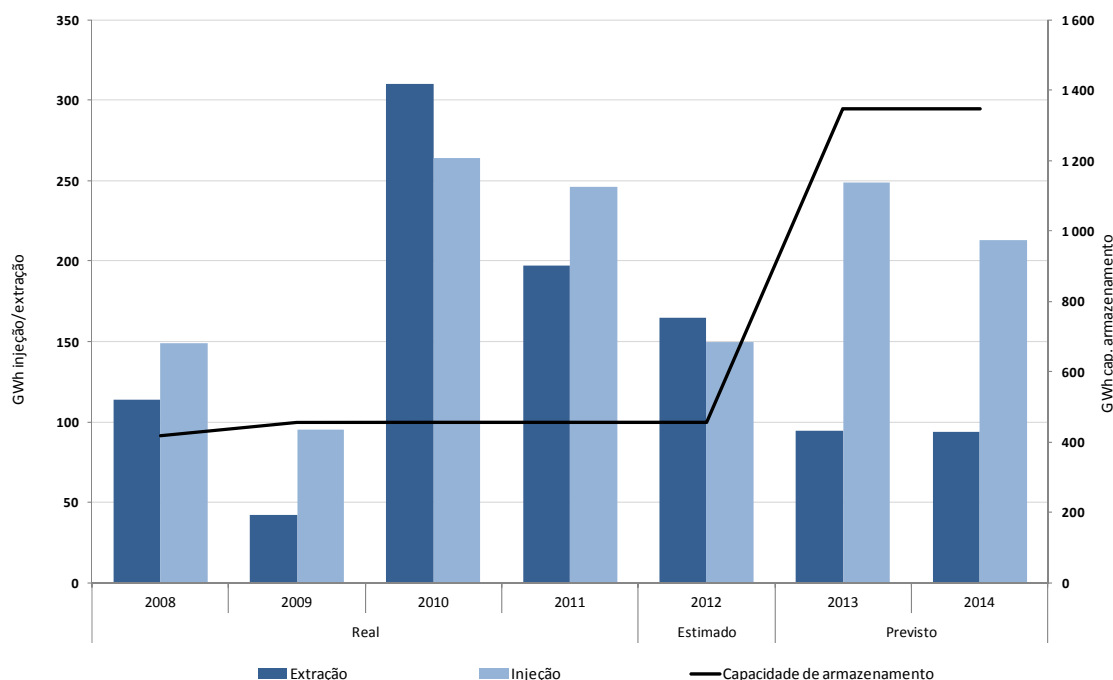


Observa-se um crescimento da capacidade de armazenamento de 2013 para 2014, que corresponde à entrada em exploração da quarta caverna propriedade da REN Armazenagem.

TRANSGÁS ARMAZENAGEM

A evolução dos principais indicadores físicos associados à atividade da REN Armazenagem é apresentada na Figura 2-22.

Figura 2-22 – Evolução da capacidade de armazenamento e da energia injetada e extraída das cavernas da Transgás Armazenagem



Observa-se um crescimento da capacidade de armazenamento de 2012 para 2013, que corresponde à entrada em exploração da segunda caverna propriedade da Transgás Armazenagem.

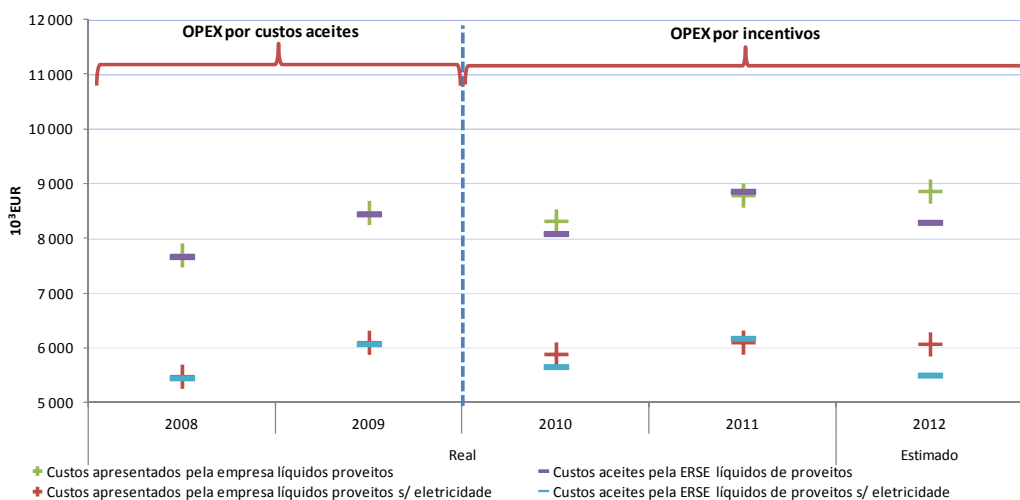
2.5 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS PARA O NOVO PERÍODO REGULATÓRIO

2.5.1 ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

2.5.1.1 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

A Figura 2-23 permite comparar a evolução dos custos reais de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com os custos aceites pela ERSE nos ajustamentos definitivos aos proveitos da atividade. Esta evolução é apresentada considerando os custos com a eletricidade e não considerando estes custos:

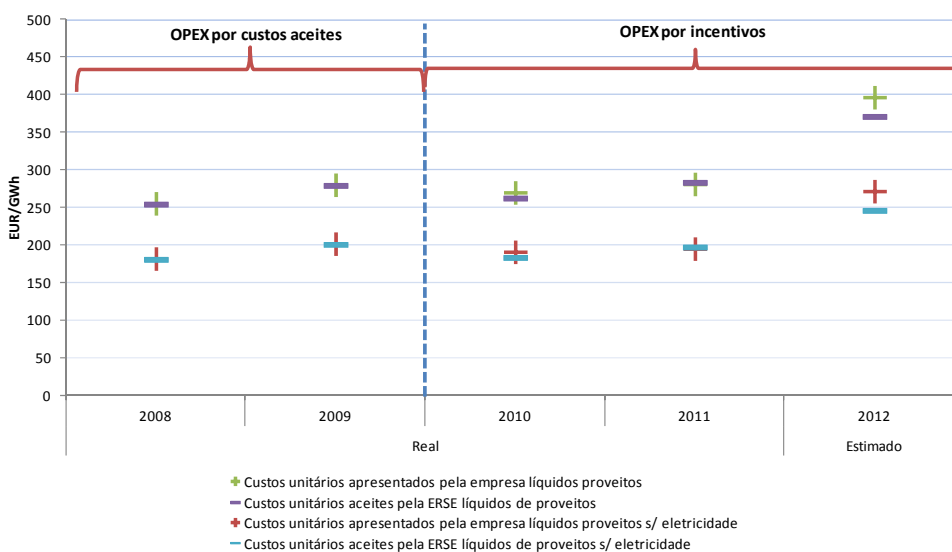
**Figura 2-23 – Evolução dos custos da REN Atlântico
(preços constantes de 2013)**



Fonte: ERSE e REN

A análise da figura permite constatar que até 2011 os custos aceites pela ERSE eram praticamente idênticos aos custos reais da empresa. Em 2012, verificou-se que os custos aceites com OPEX ficaram abaixo dos custos reais da empresa em cerca de 0,6 milhões de euros. Esta situação deve-se sobretudo à redução da procura no Terminal de GNL de cerca de 29%, com impacte direto nos custos aceites, uma vez que 30% destes estavam indexados à energia regaseificada. A Figura 2-24 evidencia o impacte dessa redução da procura com o aumento do custo unitário em função da energia regaseificada ocorrido em 2012.

**Figura 2-24 – Evolução dos custos unitários em função da energia regaseificada da REN Atlântico
(preços constantes de 2013)**



Fonte: ERSE e REN

Para definição da base de custos para 2013, a ERSE, considerou os custos reais de 2011, pelo facto de este ser o último ano auditado. Estes custos foram atualizados para 2013, utilizando o IPIB considerado pela ERSE e um fator de eficiência. Tendo em conta que o Terminal de GNL encontra-se estabilizado em termos do crescimento da sua atividade, o fator de eficiência aplicado, permite fixar a base de custos de OPEX prevista para 2013 na média dos custos aceites pela ERSE no período entre 2010 e 2012.

Para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 os custos com a eletricidade são determinados com base em duas componentes, os custos com o consumo de energia elétrica e os custos com o acesso às redes. Para determinação da base de custos para 2013 considerou-se, na componente de custos com o consumo de energia elétrica, o custo unitário da energia de 2011, atualizado para 2013 utilizando a variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP e um fator de eficiência de 1% ao ano¹¹. No que se refere aos custos com acesso às redes, considerou-se, com base nos valores auditados de 2011, que esses representam cerca de 29% dos custos anuais com a eletricidade sendo aceites como um *pass-through*. As variações médias anuais dos preços da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP, consideradas pela ERSE, estão de acordo com o Quadro 2-6.

Quadro 2-6 – Preço médio da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP

Entrega em:	Preço médio (EUR/MWh)	Variação anual
2011	48,023	
2012	51,912	8,1%
2013	54,267	4,5%

2.5.1.2 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

Como referido anteriormente, no atual período regulatório verificou-se uma boa aderência entre os custos reais e os custos aceites, determinados através da aplicação de metas de eficiência, à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Apenas na estimativa para 2012, verificou-se um desvio que se deveu ao efeito conjugado de um ligeiro acréscimo dos custos reais, em cerca de 1%, e de uma queda acentuada das quantidades de energia regaseificada, em 29%. A energia é um dos indutores de custo para apuramento do OPEX da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com um peso, no atual período regulatório, de 30%. Refira-se que os custos

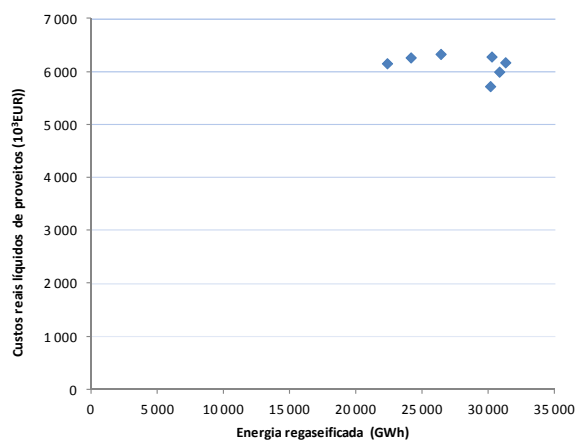
¹¹ Aplica-se o valor máximo, igual ao que se aplicou a toda a atividade no período regulatório anterior, tendo em conta o carácter extraordinário deste custo e o facto de a contratação da eletricidade até esta data não incorporar a obrigaçao de contratação eficiente.

com a eletricidade, a natureza de custo com maior peso no Terminal de GNL, não são considerados nesta análise. No atual período regulatório, o sobrecusto resultante do diferencial entre os custos com a eletricidade implícita no cálculo dos parâmetros e os custos realmente ocorridos foram aceites com aplicações de metas de eficiência.

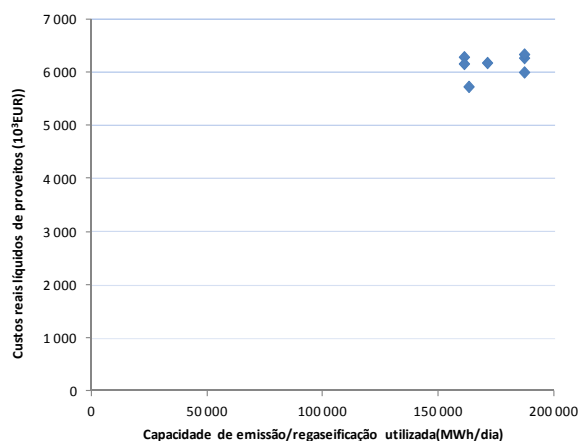
A Figura 2-25 apresenta a evolução de algumas dos potenciais indutores que caracterizam a atividade e a sua correlação com os custos líquidos de proveitos (não se incluem os custos com a eletricidade para esta análise):

Figura 2-25 – Evolução dos custos líquidos de proveitos e a sua correlação com potenciais indutores de custos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

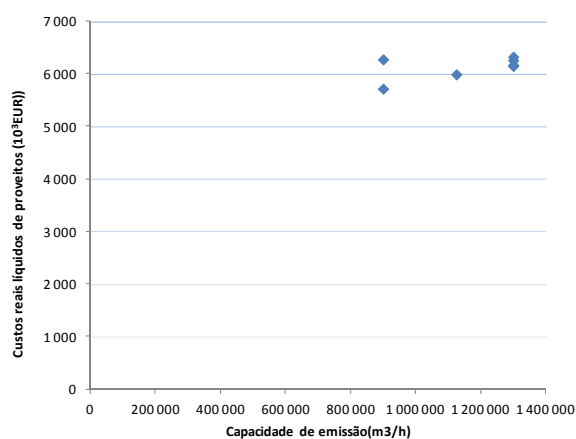
Custos reais líquidos de proveitos e energia regaseificada



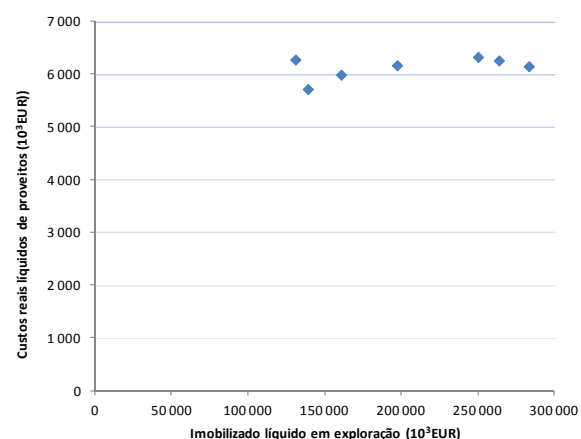
Custos reais líquidos de proveitos e capacidade de emissão/regaseificação utilizada



Custos reais líquidos de proveitos e capacidade de emissão



Custos reais líquidos de proveitos e imobilizado líquido em exploração



Fonte: ERSE e REN

Apesar da amostra reduzida, a análise permite verificar que a variação dos custos é pouco sensível à correlação das variáveis analisadas, estimando-se existir uma componente elevada de custos fixos. O

Quadro 2-7 apresenta a correlação entre os custos líquidos de proveitos e os indutores de custos apresentados anteriormente.

Quadro 2-7 – Coeficiente de correlação entre os custos líquidos de proveitos e os potenciais indutores de custos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

	Custos reais líquidos de proveitos (10 ³ EUR)
GN regaseificado (GWh)	-0,39
Capacidade de emissão (m ³ /h)	0,53
Capacidade de emissão/regaseificação utilizada (MWh/dia)	0,29
Imobilizado líquido em exploração (10 ³ EUR)	0,51

Verifica-se que nenhum dos potenciais indutores de custos apresentou um coeficiente de correlação elevado face à evolução dos custos líquidos de proveitos.

O Quadro 2-8 apresenta os coeficientes de correlação entre os potenciais indutores de custos:

Quadro 2-8 – Coeficiente de correlação entre os potenciais indutores de custos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

	GN regaseificado (GWh)	Capacidade de emissão (m ³ /h)	Capacidade de emissão/regaseificação utilizada	Imobilizado líquido em exploração (10 ³ EUR)
GN regaseificado (GWh)	1			
Capacidade de emissão (m ³ /h)	-0,58	1		
Capacidade de emissão/regaseificação utilizada (MWh/dia)	-0,10	0,50	1	
Imobilizado líquido em exploração (10 ³ EUR)	-0,89	0,88	0,31	1

A análise efetuada não permite retirar conclusões significativas. Tal como seria espectável, há uma correlação elevada entre o imobilizado líquido em exploração e a capacidade de emissão. Verifica-se uma correlação inversa entre a energia regaseificada e o imobilizado líquido em exploração

Tal como se referiu anteriormente, com o fim do investimento de expansão do Terminal de GNL, a capacidade de emissões fixou-se desde 2011 em 1 300 000 m³/h. Assim, não faz sentido continuar a utilizar esta variável como indutor de custos, uma vez que a mesma passa a ser uma constante. Por outro lado, a ERSE considera que dever-se-á manter o princípio de partilha de risco da variação das quantidades entre o operador do Terminal de GNL e os consumidores. A evidência de que a evolução dos custos é independente da evolução da atividade é outro ponto a sublinhar.

Face ao exposto, a ERSE decidiu para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 o aumento do peso da componente fixa dos proveitos, que passa de 45% no atual período regulatório para 60% no período regulatório 2013/2014 a 2015/2016. Relativamente à parcela variável considera-se que apenas deverá ser mantido como indutor de custos as quantidades de gás natural liquefeito regaseificado, que passará a representar 40% dos proveitos, enquanto no atual período regulatório representava 30%.

Os custos com a eletricidade representam uma parcela significativa dos custos de exploração do Terminal de GNL. O Quadro 2-9 apresenta a evolução dos custos com a eletricidade consumida pelo Terminal de GNL, os consumos de energia, o custo unitário e a variação anual do custo unitário:

**Quadro 2-9 – Evolução dos custos com a eletricidade consumida pelo Terminal de GNL
(preços constantes de 2013)**

	Real				Estimado	Previsto	
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Custos com a eletricidade (10 ³ /EUR)	2 286	2 424	2 466	2 711	2 821	3 803	4 071
Consumo de energia ativa (MWh)	35 933	36 401	36 704	37 830	32 913	35 058	37 765
custos unitário eletricidade (EUR/MWh)	64	67	67	72	86	108	108
Δ custos unitário (%)	-	4,7%	0,9%	6,7%	19,6%	26,6%	-0,6%

Nota: Os custos com a eletricidade previstos para 2013 e 2014 são os apresentados pela REN Atlântico.

A previsão do consumo de energia ativa para 2013 e 2014 foi efetuada pela ERSE com base nos consumos históricos e na relação consumo de energia ativa/quantidade de energia regaseificada.

Fonte: ERSE e REN

No atual período regulatório o diferencial entre os custos com a eletricidade implícito no cálculo dos parâmetros e os custos reais incorridos em cada ano não eram sujeitos a qualquer meta de eficiência. Considera-se que a evolução dos custos com a energia não evolui em função do IPIB, tendo subjacentes outros fatores de maior imprevisibilidade. Desta forma, a ERSE aplicou a evolução dos custos com a eletricidade em função de duas componentes, os custos com a energia com uma evolução indexada à variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP e os custos com os acessos, que são aceites em base anual. Em 2011 os custos com os acessos representaram cerca de 767 milhares de euros, cerca de 29% dos custos totais com eletricidade.

O Quadro 2-10 apresenta a base de custos a considerar para o ano de 2013.

Quadro 2-10 – Base de custos da REN Atlântico para 2013

Componente fixa (10 ³ €)	3 474
Componente variável unitária em função da energia regaseificada (€/kWh)	0,095960
Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,056303
Custos de eletricidade com os acessos (10 ⁶ €)	1 085

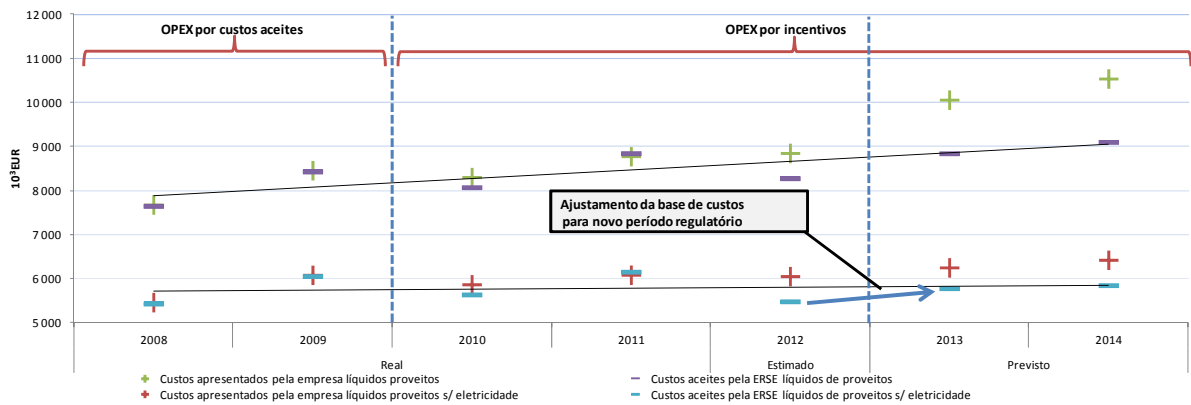
Para o ano de 2014, será aplicada a metodologia de $IPIB - X$ na componente fixa e na componente variável em função da energia regaseificada e $\Delta OMIP - X$ na componente variável em função da média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros do OMIP. Os custos de eletricidade com os acessos são um *pass-through* correspondendo nas previsões para determinação de tarifas a 29% dos custos previstos com eletricidade em cada ano, sendo ajustados com base em valores reais auditados.

2.5.1.3 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Conforme referido anteriormente o Terminal de GNL encontra-se estabilizado em termos do crescimento da sua atividade. Assim, o fator de eficiência de 3%, aplicado para aproximar a base de custos de OPEX previstos para 2013 da média dos custos aceites pela ERSE no período entre 2010 e 2012, será mantida para os restantes anos do período regulatório. Este fator internaliza os incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico estipulados em 1,5%¹². Na componente energia, será aplicado um fator de eficiência de 1,5% ao ano. As Figura 2-26 e Figura 2-27 apresentam a previsão de crescimento dos custos aceites pela ERSE face à previsão de evolução dos custos apresentada pela REN, em termos totais e em termos unitários. Apresentam-se os custos sem considerar a eletricidade e considerando o custo com a eletricidade. A estimativa das quantidades de energia elétrica a adquirir pela REN em 2013 e 2014, foi efetuada pela ERSE com base nos consumos históricos e na relação consumo de energia ativa/quantidade de energia regaseificada.

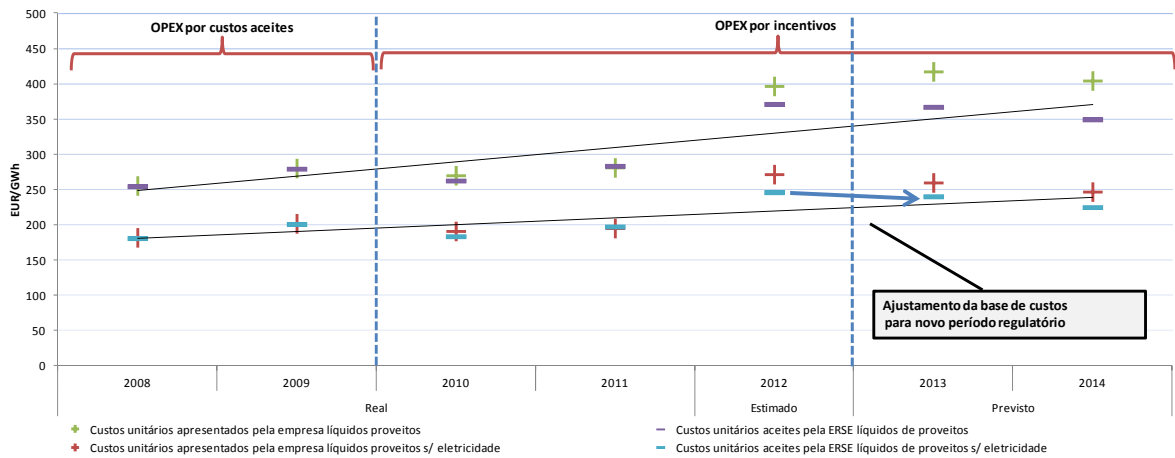
¹²A opção tomada é uma opção conservadora. Alguns estudos apontam para valores sensivelmente superiores. Ver, por exemplo, "Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries", WIK-Consult GmbH, Dezembro de 2011 e "Löschel A. (2002), Technological change in economic models of environmental policy: a survey," Ecological Economics Volume 43, Issues 2–3, December 2002, Pgs 105–126".

**Figura 2-26 – Evolução dos custos da REN Atlântico
(preços constantes de 2013)**



Fonte: ERSE e REN

**Figura 2-27 – Evolução dos custos unitários em função da energia regaseificada da REN Atlântico
(preços constantes de 2013)**



Fonte: ERSE e REN

O Quadro 2-11 apresenta o resumo das decisões tomadas pela ERSE relativamente à forma de cálculo do OPEX da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, para o período regulatório 2013/2014 a 2015/2016.

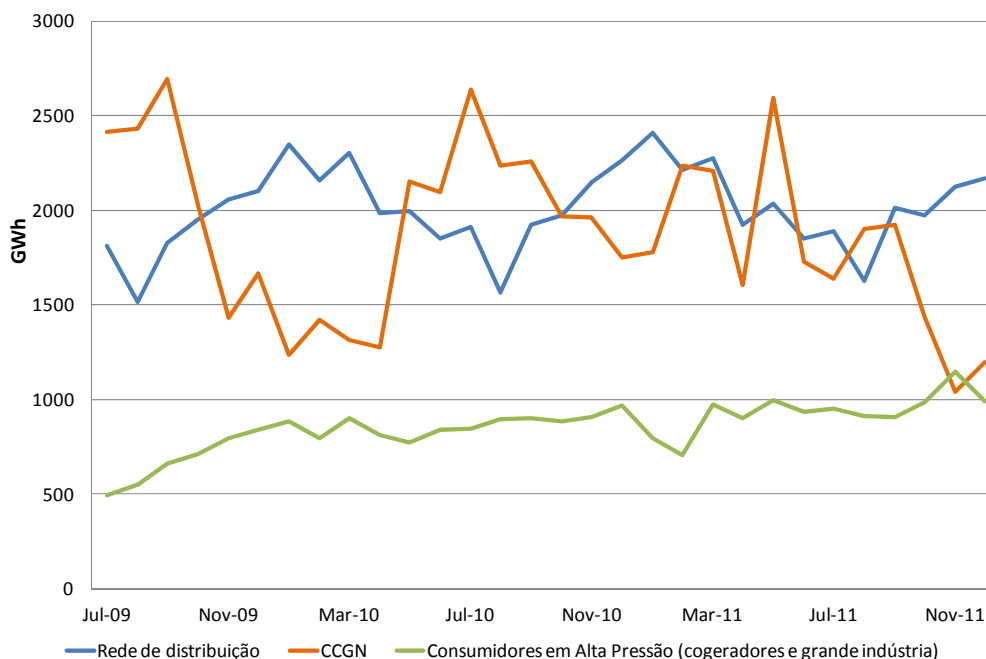
Quadro 2-11 – Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período regulatório 2013/2014 – 2015/2016

		Peso das componentes	Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa		60%	-	IPIB _{t-1} - X	3%
Parcela variável	GN regaseificado para a rede de transporte (GWh)	40%	Energia regaseificada injetada na rede de transporte		
Custo de eletricidade		71%	Consumo de energia ativa	Δ média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP - X	1,5%
		29%	Custos com os acessos	<i>pass-through</i>	-

2.5.1.4 MECANISMO DE ATENUAÇÃO DE AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS

A procura de gás natural em Portugal tem sido objeto de alguma volatilidade provocada, sobretudo, pela procura de gás natural nas centrais de Ciclo Combinado a gás natural (CCGN), conforme se pode observar na Figura 2-28.

Figura 2-28 – Procura de gás natural em Portugal - julho 2009 a dezembro 2011



A volatilidade da procura, é consequência da imprevisibilidade da hidraulicidade e do aumento da produção de energia elétrica com recursos a energias renováveis (PRE), que implica uma menor utilização das CCGN e provoca desvios acentuados ao nível das previsões de consumo de gás natural,

com impacte significativo nos ajustamentos dos proveitos permitidos das atividades de Alta Pressão e em particular do Terminal de GNL.

Os proveitos permitidos do Terminal de GNL são bastante influenciados pela volatilidade da procura de gás natural, uma vez que tanto o OPEX como o CAPEX do operador são afetados pelas oscilações da procura. Ao nível do OPEX este efeito ocorre pelo facto de uma componente estar indexada à variação da quantidade de energia regaseificada pelo Terminal de GNL. Ao nível do CAPEX o impacte dá-se por via da aplicação do mecanismo de alisamento do custo com capital, que está influenciado pela variação da procura. Outro facto com forte influência nos proveitos do Terminal de GNL é a aderência às variáveis de faturação que permitem recuperar os proveitos permitidos do operador.

Assim, o mecanismo de alisamento aplicado no Terminal de GNL internaliza os ajustamentos provocados por desvios de previsões de investimentos e desvios de quantidades. Tendo em conta que os investimentos no Terminal de GNL estão perfeitamente estabilizados, é expectável que no restante período de alisamento, até 2017, os desvios ao nível do CAPEX sejam motivados por desvios da procura de gás natural. O CAPEX tem um peso bastante significativo no total de proveitos Terminal de GNL (representava 75% dos proveitos sem ajustamentos, nas proveitos permitidos para tarifas de 2012/2013 e representa cerca de 79% em 2013/2014), pelo que as oscilações da procura, têm um impacte significativo nos ajustamentos de cada ano. O Quadro 2-12 apresenta a evolução do CAPEX do Terminal de GNL e os ajustamentos de cada ano.

Quadro 2-12 – Evolução do CAPEX e dos ajustamentos no Terminal de GNL

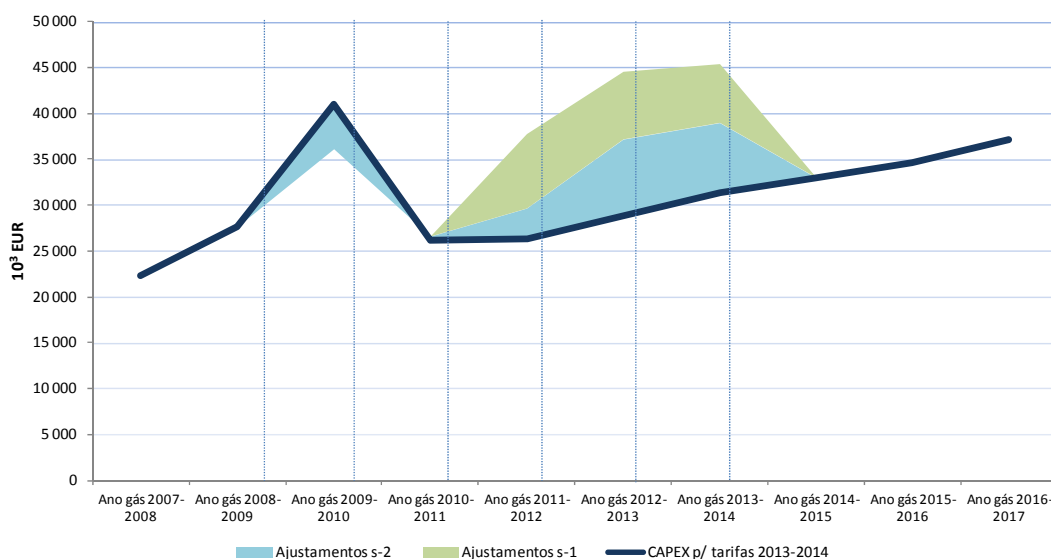
Unidade: 10³ EUR

	CAPEX (a)	Ajustamentos (b)	Peso % (-b / a)	
Ano gás 2007-2008	22 324			1º período de regulação
Ano gás 2008-2009	27 572			
Ano gás 2009-2010	40 940	4 851	-12%	
Ano gás 2010-2011	26 159	-361	1%	2º período de regulação
Ano gás 2011-2012	26 304	-11 408	43%	
Ano gás 2012-2013	28 855	-15 657	54%	
Ano gás 2013-2014	31 395	-13 949	44%	3º período de regulação
Ano gás 2014-2015	32 935			
Ano gás 2015-2016	34 552			
Ano gás 2016-2017	37 096			4º período de regulação

Verifica-se que nos últimos 3 anos gás os ajustamentos do ano (s-1) e do ano (s-2) do Terminal de GNL apresentam valores significativamente elevados.

A Figura 2-29 apresenta a evolução do CAPEX do Terminal de GNL e permite observar o desvio que ajustamentos da atividade provocam anualmente.

Figura 2-29 – Evolução do CAPEX e dos ajustamentos no Terminal de GNL



Esta situação agrava a Tarifa de Uso do Terminal de GNL e tem sido objeto de chamada de atenção por parte da REN Atlântico, face à necessidade de tornar o Terminal de GNL de Sines competitivo no contexto ibérico.

O Terminal de GNL é uma infraestrutura chave para o SNGN como garante da segurança de abastecimento e pelo seu contributo para a possibilidade de diversificação das fontes de abastecimento de gás natural, aumentando a margem negocial com os fornecedores. Considera-se que os benefícios com a existência de uma infraestrutura com as características do Terminal de GNL são partilhados pelo SNGN no seu todo.

Nesta perspetiva, no âmbito da revisão regulamentar que antecede o terceiro período regulatório 2013/2014 a 2015/2016, a ERSE introduziu um mecanismo que permite atenuar o impacto dos ajustamentos tarifários nos proveitos permitidos unitários por energia regaseificada do Terminal de GNL. Este mecanismo está, em cada ano, indexado à variação de proveitos permitidos do Terminal de GNL relativamente aos proveitos permitidos do ano gás t-1, e consiste na socialização de parte dos custos do Terminal de GNL que passam a ser recuperados por aplicação da tarifa de UGSI.

Neste sentido, a ERSE determina anualmente o parâmetro que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL tendo em atenção a evolução dos proveitos permitidos do Terminal de GNL, que se viu anteriormente está bastante condicionada pela volatilidade da procura, bem como a sustentabilidade do SNGN. Para o ano gás 2013-2014 o valor do parâmetro é de 0,35 permitindo uma recuperação de cerca de 19% dos proveitos permitidos da REN Atlântico, para o ano gás 2013-2014, através da tarifa de UGSI, conforme apresentado no Quadro 2-13.

Quadro 2-13 – Determinação do parâmetro que limita o proveito a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de GNL

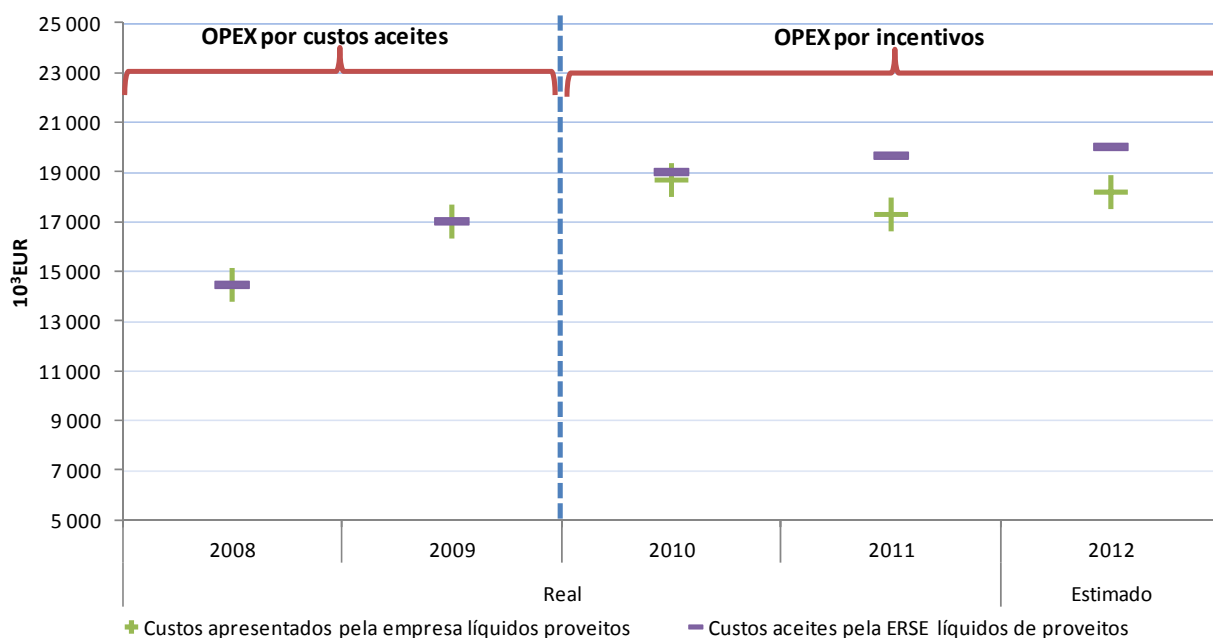
Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL		Proveito unitário (EUR/MWh)	Varição anual proveito unitário	Percentagem dos proveitos a transferir para UGS	Parâmetro que limita o proveito unitário a recuperar por aplicação das tarifas de Uso do Terminal de GNL
Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, para o ano gás t, sem a aplicação do ajustamento de s-1 (10 ³ EUR)	47 918	1,908	54%	19%	0,35
Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t (GWh)	25 119				
Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, previstos para o ano gás t-1, sem a aplicação do ajustamento de s-1 (10 ³ EUR)	46 597	1,235			
Quantidades de gás natural previstas injetar no gasoduto, no ano gás t-1 (GWh)	37 732				

2.5.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

2.5.2.1 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

A Figura 2-30 permite comparar a evolução dos custos reais de exploração da atividade de Transporte de gás natural com os custos aceites pela ERSE nos ajustamentos definitivos aos proveitos da atividade.

Figura 2-30 – Evolução dos custos reais e dos custos aceites (preços constantes de 2013)

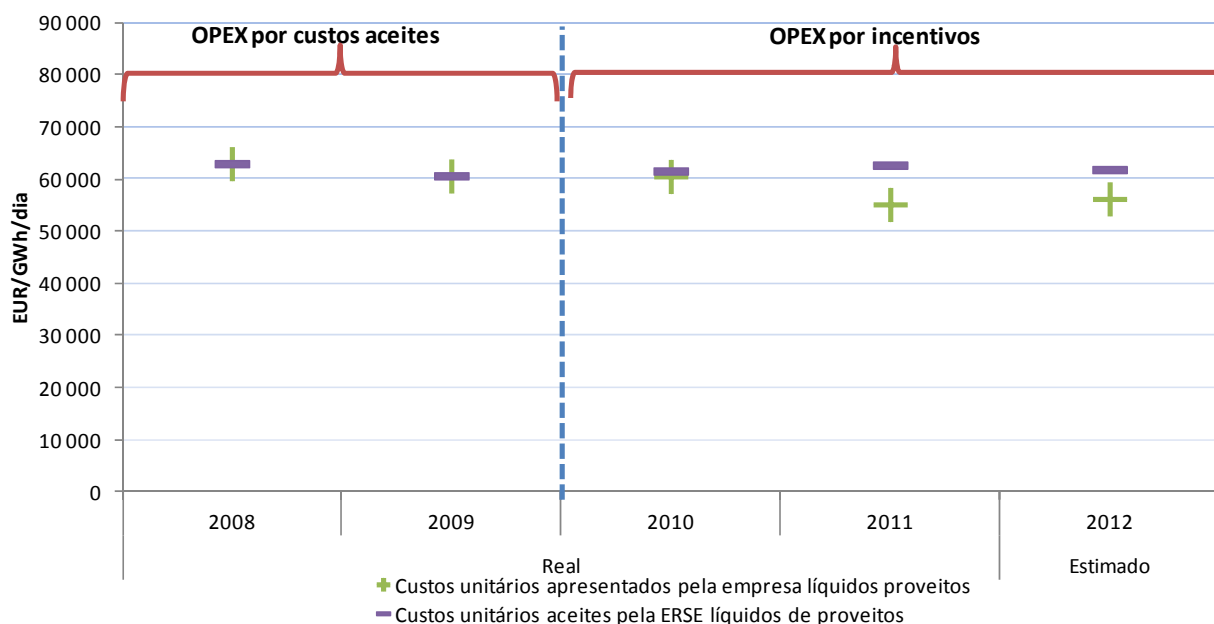


Fonte: ERSE e REN

Até 2010, os custos aceites pela ERSE eram praticamente idênticos aos custos reais da empresa. Verificou-se que, em 2011 e 2012, os custos aceites com OPEX ficaram acima dos custos reais da

empresa em cerca de 11,8%, correspondendo a 4,2 milhões de euros. A Figura 2-31 evidencia a evolução dos custos unitários em função da capacidade utilizada na ótica comercial.

Figura 2-31 – Evolução dos custos reais unitário e dos custos aceites unitários em função da capacidade utilizada na ótica comercial (preços constantes de 2013)



Fonte: ERSE e REN

Para definição da base de custos para 2013, a ERSE, considerou os custos reais de 2011 que correspondem ao último ano auditado. Estes custos foram atualizados para 2013 tendo em conta o IPIB. Neste caso, não foi utilizado qualquer fator de eficiência nesta atualização, uma vez que os custos incorridos na atividade de Transporte de gás natural no ano de 2011 foram inferiores aos registados em anos anteriores, em parte, devido ao carácter excecional resultante das medidas de contenção orçamental impostas pelo Estado Português.

Na definição dos parâmetros para o período regulatório 2010-2011 a 2012-2013 os custos suportados pela REN Gasodutos com o transporte de GNL por rodovia para abastecimento de UAG's estavam incluídos na base de custos eficientes. Tendo em conta que estes custos não são da responsabilidade do ORT e face ao seu crescimento ocorrido ao longo do período regulatório a ERSE aceitou, no período regulatório 2010-2011 a 2012-2013 o sobrecusto com o transporte de GNL por rodovia para abastecimento de UAG's fora do âmbito do mecanismo de custos eficientes. Para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 os custos com o transporte de GNL por rodovia para abastecimento de UAG's são aceites em base anual. No entanto, a ERSE considera que na salvaguarda dos interesses dos consumidores de gás natural deverá ser imposto um racional de eficiência para a aceitação dos referidos

custos. Neste sentido, a ERSE passará a publicar anualmente os custos unitários de referência com o transporte de gás natural por rodovia, sendo esse o valor máximo a aceitar nas tarifas anuais.

2.5.2.2 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

Como referido anteriormente, no atual período regulatório verificou-se uma aderência entre os custos reais e os custos ocorridos ao longo do período compreendido entre os anos de 2008 e de 2010. Em 2011 verificou-se uma redução dos custos reais líquidos de proveitos da REN de 8%, relativamente ao ano de 2010. Esta redução deve-se essencialmente à redução dos custos com conservação e reparação e dos trabalhos especializados. Assim, os custos de OPEX aceites nos anos de 2011 e de 2012, por aplicação da metodologia de custos eficientes, foram superiores, nos dois anos, em cerca de 4,2 milhões de euros aos custos reais da empresa, correspondendo a um desvio de cerca 12%.

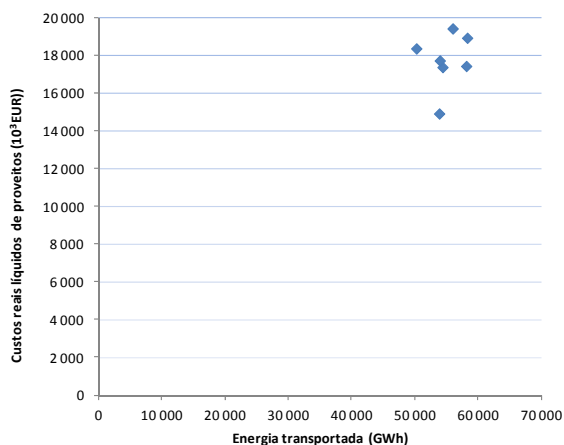
No entanto, a REN Gasodutos projeta para o período de 2011-2014 um acréscimo dos custos líquidos de proveitos em cerca de 3,7% ao ano, tendo em conta os valores reais de 2011, a estimativa para 2012 e as previsões para 2013 e 2014. Estes aumentos ocorrem sobretudo ao nível dos fornecimentos e serviços externos, nas rubricas de conservação e reparação, subcontratos e de outros fornecimentos.

No atual período regulatório, os custos aceites com OPEX na atividade de Transporte de gás natural, foram determinados com base numa componente fixa e em três componentes variáveis (energia transportada, quilómetros de rede e número de GRMS), evoluindo anualmente com o IPIB – X. O sobrecusto resultante do transporte de gás natural por rodovia foi aceite não tendo sido sujeita a meta de eficiência.

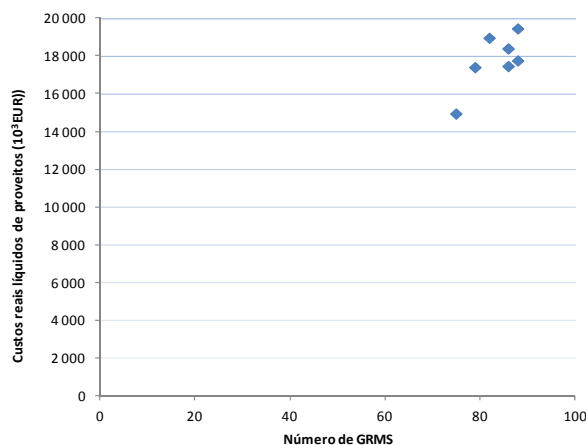
Na avaliação dos possíveis indutores de custos foi tida em consideração a pesquisa realizada em trabalhos internacionais. A Figura 2-32 apresenta alguns dos resultados obtidos quando aplicados alguns destes indutores aos custos de operação e manutenção da rede de transporte portuguesa.

Figura 2-32 – Evolução dos custos líquidos de proveitos e a sua correlação com potenciais indutores de custos da atividade de Transporte de gás natural

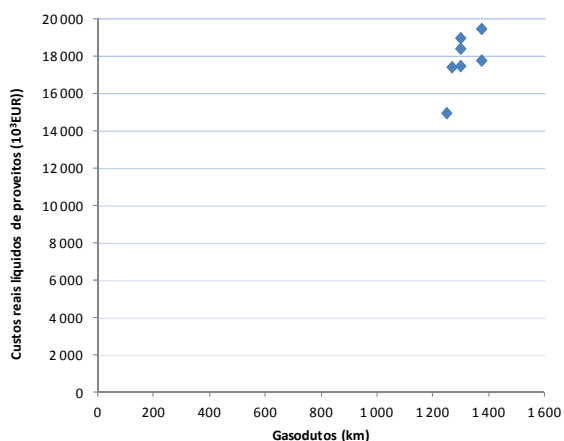
Custos reais líquidos de proveitos e energia transportada



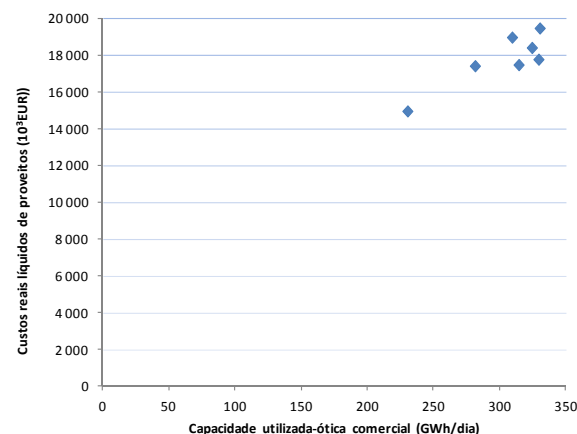
Custos reais líquidos de proveitos e número de GRMS



Custos reais líquidos de proveitos e quilómetros de gasodutos



Custos reais líquidos de proveitos e capacidade utilizada na ótica comercial



Fonte: ERSE e REN

Apesar da amostra reduzida, a análise permite verificar que a variação dos custos é mais sensível à variação da capacidade utilizada na ótica comercial. Refira-se que no estudo *“International Benchmarking and Regulation of European Gas Transmission Utilities”*¹³, são apontados como indutores de custo com maior correlação com os custos de operação e manutenção, a extensão da rede, a capacidade utilizada, o número de estações (redução/compressão) e a potência de compressão. A capacidade utilizada não foi utilizada como driver de custos no período regulatório anterior.

O Quadro 2-14 apresenta a correlação entre os custos líquidos de proveitos e os indutores de custos apresentados anteriormente.

¹³ CEER – Task Force of Benchmarking of Transmission Tariffs

Quadro 2-14 – Coeficiente de correlação entre os custos líquidos de proveitos e os potenciais indutores de custos da atividade de Transporte de gás natural

	Custos reais líquidos de proveitos (10 ⁶ EUR)
GN transportado (GWh)	0,21
Gasodutos final do ano (km)	0,66
GRMS no final do ano	0,74
Capacidade utilizada-ótica comercial (GWh/dia)	0,87

Verifica-se que entre os potenciais indutores de custos os que apresentam uma correlação mais elevada com a evolução dos custos reais líquidos de proveitos são o número de GRMS e a capacidade utilizada na ótica comercial. Por outro lado observa-se uma correlação bastante baixa entre a energia transportada e os custo com OPEX da atividade de Transporte de gás natural.

O Quadro 2-15 apresenta os coeficientes de correlação entre potenciais indutores de custos.

Quadro 2-15 – Coeficiente de correlação entre os potenciais indutores de custos da atividade de Transporte de gás natural

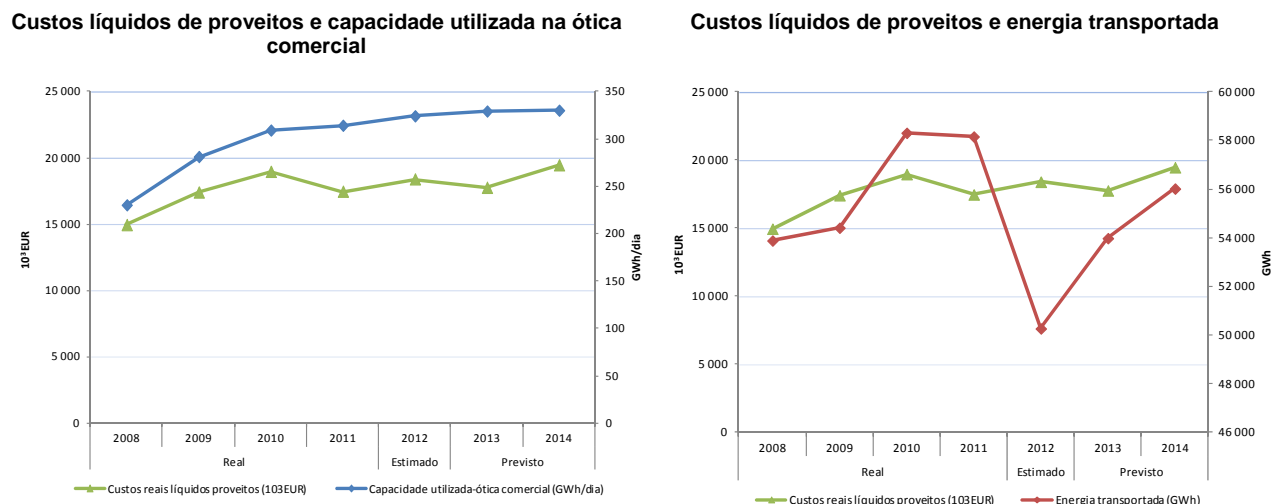
	GN transportado (GWh)	Gasodutos final do ano (km)	GRMS no final do ano	Capacidade utilizada-ótica comercial (GWh/dia)
GN transportado (GWh)	1			
Gasodutos final do ano (km)	0,09	1		
GRMS no final do ano	0,04	0,86	1	
Capacidade utilizada-ótica comercial (GWh/dia)	0,08	0,80	0,96	1

Verifica-se que o gás natural transportado não se relaciona com os restantes indutores de custos analisados. Os quilómetros de gasodutos, o número de GRMS e a capacidade utilizada na ótica comercial apresentam entre si um grau de correlação significativo.

A Figura 2-33 apresenta a evolução da capacidade utilizada na ótica comercial, da energia transportada, bem como, os custos reais líquidos de proveitos. Consta-se que tem havido uma grande volatilidade ao

nível da energia transportada, enquanto, a capacidade utilizada na ótica comercial apresenta uma evolução mais estável.

Figura 2-33 – Capacidade utilizada na ótica comercial e energia transportada na atividade de Transporte de gás natural



A ERSE, para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 manterá o peso da componente fixa dos proveitos em 45%, uma vez que existe uma maior variabilidade dos custos da atividade de Transporte em função de indutores, nomeadamente a extensão da rede e o número de GRMS. Relativamente à parcela variável, mantem-se como indutores de custos os quilómetros de rede e o número de GRMS, com um peso de 25% cada, enquanto a energia transportada é substituída pela capacidade utilizada na ótica comercial, com um peso de 5%. No atual período regulatório, o peso era de 10% para as GRMS e de 40% para os quilómetros de rede. No entanto, considerou-se que em termos de custos unitários com OPEX, o peso destes indutores deveria ser revisto, de forma a melhor refletir a proporção entre os custos relacionados com as GRMS e os custos relacionados com os gasodutos. Tendo em conta a natureza dos equipamentos e materiais existentes nas GRMS comparativamente com os equipamentos dos gasodutos, bem como a natureza dos trabalhos de conservação e manutenção a que estão sujeitos, assumiu-se um acréscimo do peso associado ao indutor de custo número de GRMS, em contrapartida da diminuição do peso associado à extensão da rede de gasodutos. Os custos com transporte por rodovia de GNL para abastecimento de UAG's são aceites como um *pass-through*.

Seguidamente apresenta-se a base de custos a considerar para o ano de 2013.

Quadro 2-16 – Base de custos da atividade de Transporte de gás natural da REN Gasodutos para 2013

Parcela fixa (10 ³ €)	6 883
Componente variável unitária em função dos kms gasodutos fim ano civil (10 ³ €/km)	2,785061
Componente variável unitária em função do número de GRMS no final do ano civil (10 ³ €/GRMS)	43,453287
Componente variável unitária em função da capacidade utilizada-ótica comercial (10 ³ €/GWh/dia)	2,324553

Para o ano de 2014 será aplicada a metodologia de IPIB – X na componente fixa e nas componentes variáveis.

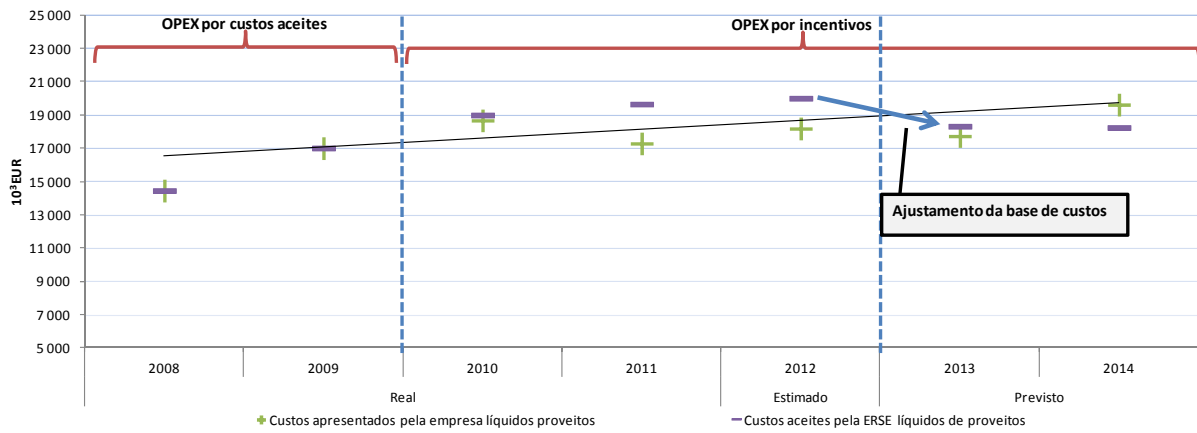
2.5.2.3 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Tendo em conta que se verificou uma redução de custos da atividade de Transporte de gás natural no ano de 2011 e que foi este o ano de referência para determinação da base de custos para 2013, para os restantes anos do período regulatório, será aplicada um fator de eficiência de 1,5% ao ano, correspondente aos incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico estipulados em 1,5%¹⁴. Refira-se que os custos de fornecimentos e serviços externos que sejam imputados a trabalhos para a própria empresa não estão considerados nesta base de custos.

As Figura 2-34 e a Figura 2-35 apresentam a previsão de crescimento dos custos aceites pela ERSE face à previsão de evolução dos custos apresentada pela REN, em termos totais e em termos unitários.

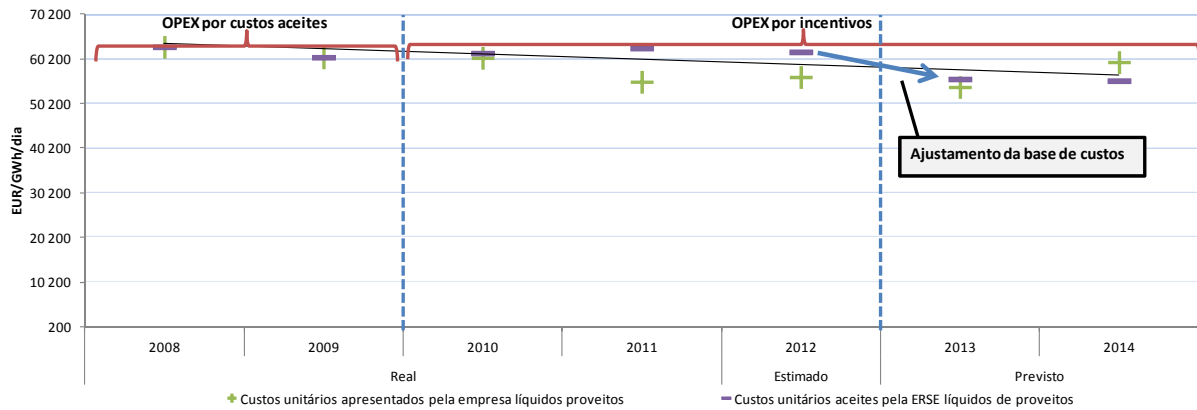
¹⁴A opção tomada é uma opção conservadora. Alguns estudos apontam para valores sensivelmente superiores. Ver, por exemplo, "Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries", WIK-Consult GmbH, Dezembro de 2011 e "Löschel A. (2002), Technological change in economic models of environmental policy: a survey," Ecological Economics Volume 43, Issues 2–3, December 2002, Pgs 105–126".

Figura 2-34 – Evolução dos custos da atividade de Transporte de gás natural (preços constantes de 2013)



Fonte: ERSE e REN

Figura 2-35 – Evolução dos custos unitários em função capacidade utilizada na ótica comercial da atividade de Transporte de gás natural (preços constantes de 2013)



Fonte: ERSE e REN

O Quadro 2-17 apresenta o resumo das decisões tomadas pela ERSE relativamente à forma de cálculo do OPEX da atividade de Transporte de gás natural, para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016.

Quadro 2-17 – Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Transporte de gás natural no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016

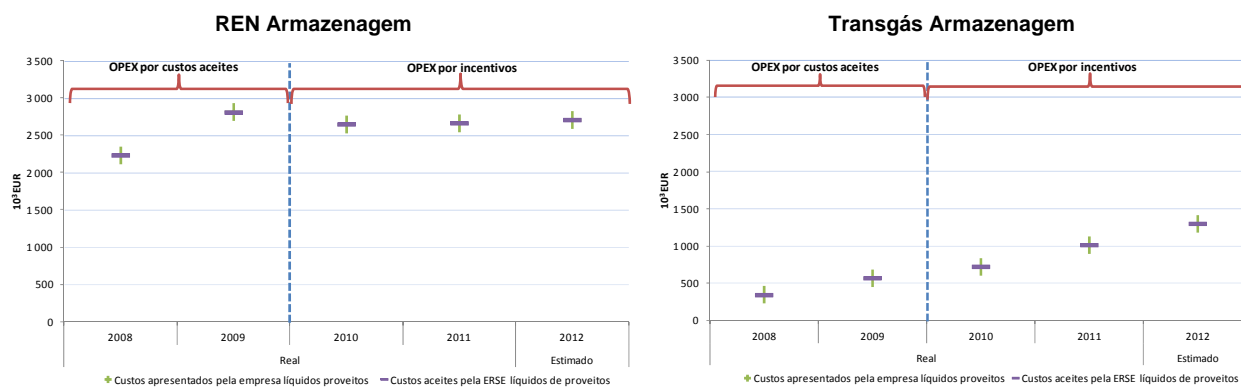
		Peso das componentes	Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa		45%	-	IPIB _{c-1} - X	1,5%
Parcela variável	Kms gasodutos fim ano civil	25%	km de rede		
	GRMS fim ano civil	25%	nº de GRMS		
	Capacidade utilizada-ótica comercial	5%	GWh/dia		
Custos pass through	Custo de transporte de gás natural por rodovia	-	-	-	-

2.5.3 ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

2.5.3.1 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

A Figura 2-36 permite comparar a evolução dos custos reais de exploração da REN Armazenagem com os custos aceites pela ERSE nos ajustamentos definitivos aos proveitos da atividade.

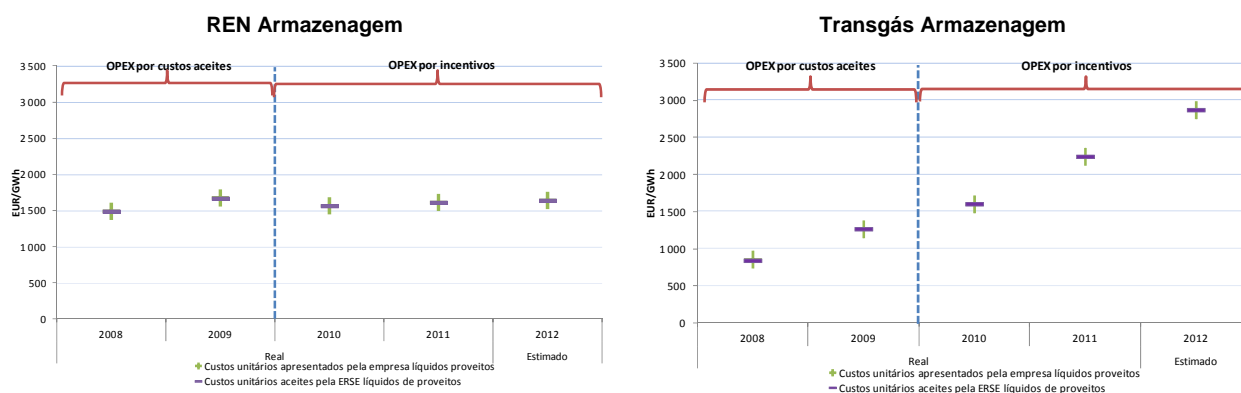
Figura 2-36 – Evolução dos custos da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2013)



Fonte: ERSE e REN

Os custos aceites pela ERSE são idênticos aos custos incorridos pelas empresas, em resultado da metodologia de regulação por custos aceites. Verifica-se que na REN Armazenagem, a partir de 2010, os custos encontram-se, em termos reais, estabilizados. No caso da Transgás Armazenagem, os custos apresentam uma trajetória ascendente, desde 2008. O mesmo é possível observar na Figura 2-31 que apresenta a evolução dos custos unitários em função da capacidade de armazenamento.

Figura 2-37 – Evolução dos custos unitários em função da capacidade de armazenamento da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2013)



Fonte: ERSE e REN

Para definição da base de custos para 2013, a ERSE, considerou os custos reais de 2011, pelo facto de este ser o último ano auditado. Estes custos foram atualizados para 2013, utilizando o IPIB considerado pela ERSE e um fator de eficiência.

2.5.3.2 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

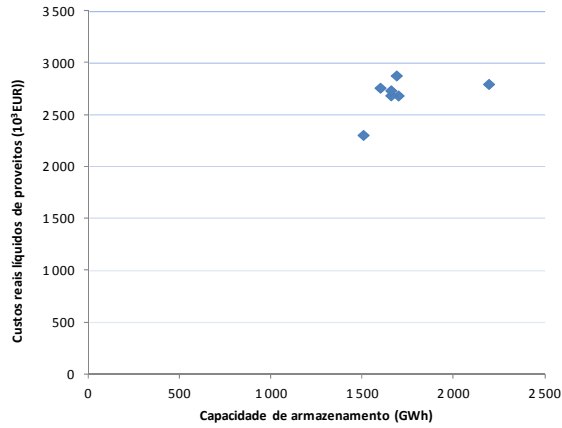
A atividade de Armazenamento Subterrâneo é das atividades de Alta Pressão a única que é exercida por mais do que um operador, a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem. As duas empresas, apesar de exercerem a mesma atividade, apresentam estruturas de custos diferentes decorrentes das competências no que respeita à exploração das infraestruturas de armazenamento subterrâneo. À REN Armazenagem compete a exploração das instalações de superfície, nomeadamente da estação de gás e da estação de lixiviação.

A atividade de Armazenamento Subterrâneo, tal como referido anteriormente, foi regulada nos dois primeiros períodos regulatórios por custos aceites em base anual, e encontra-se ainda em fase de expansão estando prevista para 2013 a entrada em exploração de uma caverna da Transgás Armazenagem e para 2014 a entrada em exploração de uma caverna da REN Armazenagem. Tal como referido anteriormente (ver Figura 2-14) os dois operadores de armazenamento subterrâneo apresentam uma evolução dos custos de exploração diferente. Enquanto na REN Armazenagem os custos apresentam-se relativamente estabilizados desde 2010, a Transgás Armazenagem apresenta, entre 2008 e 2012, um crescimento de custos bastante significativo.

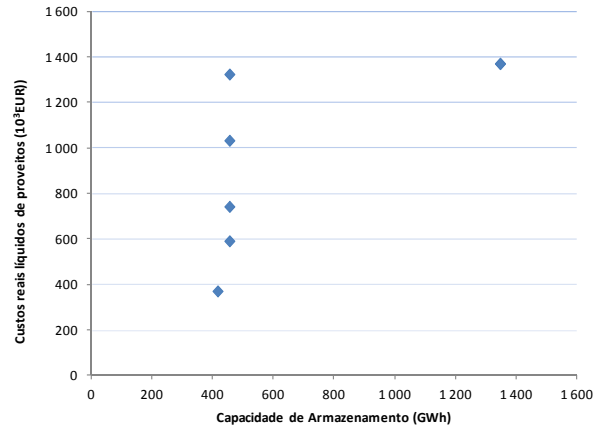
A Figura 2-38 apresenta a evolução de algumas dos potenciais indutores de custos que caracterizam a atividade de Armazenamento Subterrâneo e a sua correlação com os custos líquidos de proveitos:

Figura 2-38 – Evolução dos custos líquidos de proveitos e a sua correlação com potenciais indutores de custos na atividade de Armazenamento Subterrâneo

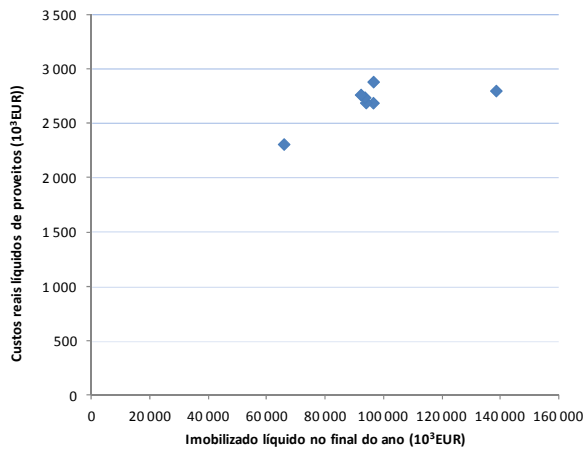
Custos reais líquidos de proveitos e capacidade de armazenamento – REN Armazenagem



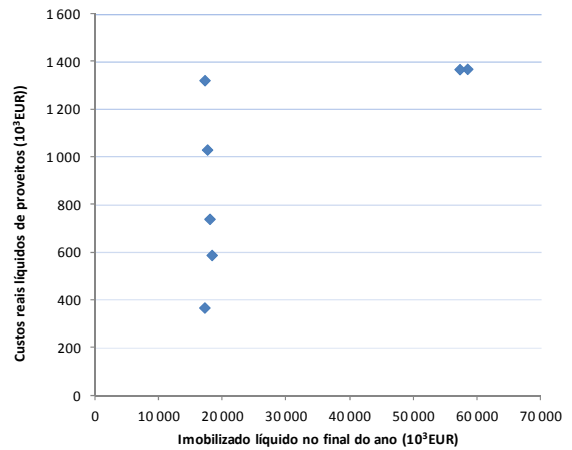
Custos reais líquidos de proveitos e capacidade de armazenamento – Transgás Armazenagem



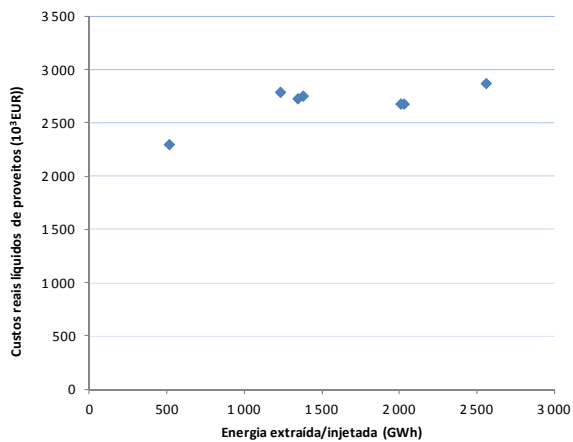
Custos reais líquidos de proveitos e imobilizado líquido em exploração no final do ano – REN Armazenagem



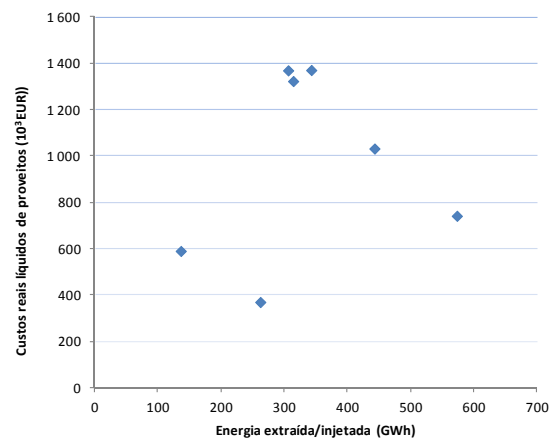
Custos reais líquidos de proveitos e imobilizado líquido em exploração no final do ano – Transgás Armazenagem



Custos reais líquidos de proveitos e energia extraída/injetada – REN Armazenagem



Custos reais líquidos de proveitos e energia extraída/injetada – Transgás Armazenagem



Fonte: ERSE e REN

Apesar da amostra reduzida verifica-se uma correlação entre a evolução dos custos da REN Armazenagem e a variação dos potenciais indutores de custos. No entanto, também é possível verificar que a evolução sugere a existência de uma forte componente fixa de custos. No caso da Transgás Armazenagem, em qualquer dos indutores de custos analisado, não se consegue estabelecer uma relação entre o crescimento dos custos de OPEX e as variáveis que caracterizam a atividade. O Quadro 2-18 apresenta a correlação entre os custos líquidos de proveitos e os indutores de custos apresentados anteriormente para as duas empresas.

Quadro 2-18 – Coeficiente de correlação entre os custos líquidos de proveitos e os potenciais indutores de custos da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem

	Custos reais líquidos de proveitos (10 ³ EUR)	
	REN Armazenagem	Transgás Armazenagem
Capacidade de armazenamento (GWh)	0,48	0,68
Imobilizado líquido final do ano (10 ³ EUR)	0,67	0,66
Energia extraída/injetada (GWh)	0,72	0,16

Verifica-se que dos potenciais indutores de custos os que apresentam uma correlação mais elevada com a evolução dos custos reais líquidos de proveitos são a energia extraída/injetada, no caso da REN Armazenagem e a capacidade de armazenamento para a Transgás Armazenagem.

O Quadro 2-19 apresenta os coeficientes de correlação entre os potenciais indutores de custos para os dois operadores de armazenamento subterrâneo.

Quadro 2-19 – Coeficiente de correlação entre os potenciais indutores de custos da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem

	REN Armazenagem			Transgás Armazenagem		
	Capacidade de armazenamento (GWh)	Imobilizado líquido final do ano (10 ³ EUR)	Energia extraída/injetada (GWh)	Capacidade de armazenamento (GWh)	Imobilizado líquido final do ano (10 ³ EUR)	Energia extraída/injetada (GWh)
Capacidade de armazenamento (GWh)	1			1		
Imobilizado líquido final do ano (10 ³ EUR)	0,96	1		1,00	1	
Energia extraída/injetada (GWh)	0,04	0,22	1	-0,07	-0,07	1

Verifica-se que a energia extraída/injetada não se correlaciona com os restantes indutores de custos analisados. Por outro lado, a capacidade de armazenamento e o imobilizado líquido no final do ano apresentam entre si um grau de correlação significativo.

Tendo em conta que a atividade da REN Armazenagem e as correlações entre os potenciais indutores de custos, a ERSE fixou, para o período regulatório 2013/2014 a 2015/2016, uma parcela fixa de 70% e duas parcelas variáveis, energia extraída/injetada e capacidade de armazenamento, cada qual com um peso de 15%. No caso da Transgás Armazenagem não existe qualquer correlação entre os indutores de custos. A ERSE decidiu para o período regulatório 2013/2014 a 2015/2016 fixar uma parcela fixa de 70%, e uma parcela variável, em função da capacidade de armazenamento, com um peso de 30%. No caso da Transgás Armazenagem a energia extraída/injetada, não é considerada como *indutor de custo*, pelo facto das instalações de superfície serem operadas pela REN Armazenagem.

Seguidamente apresenta-se a base de custos a considerar para o ano de 2013:

Quadro 2-20 – Base de custos da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem para 2013

	REN Armazenagem	Transgás Armazenagem
Parcela fixa (10 ³ €)	1 824	666
Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)	0,127842	-
Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)	0,244334	0,211652

Para o ano de 2014 será aplicada a metodologia de IPIB – X na componente fixa e nas componentes variáveis.

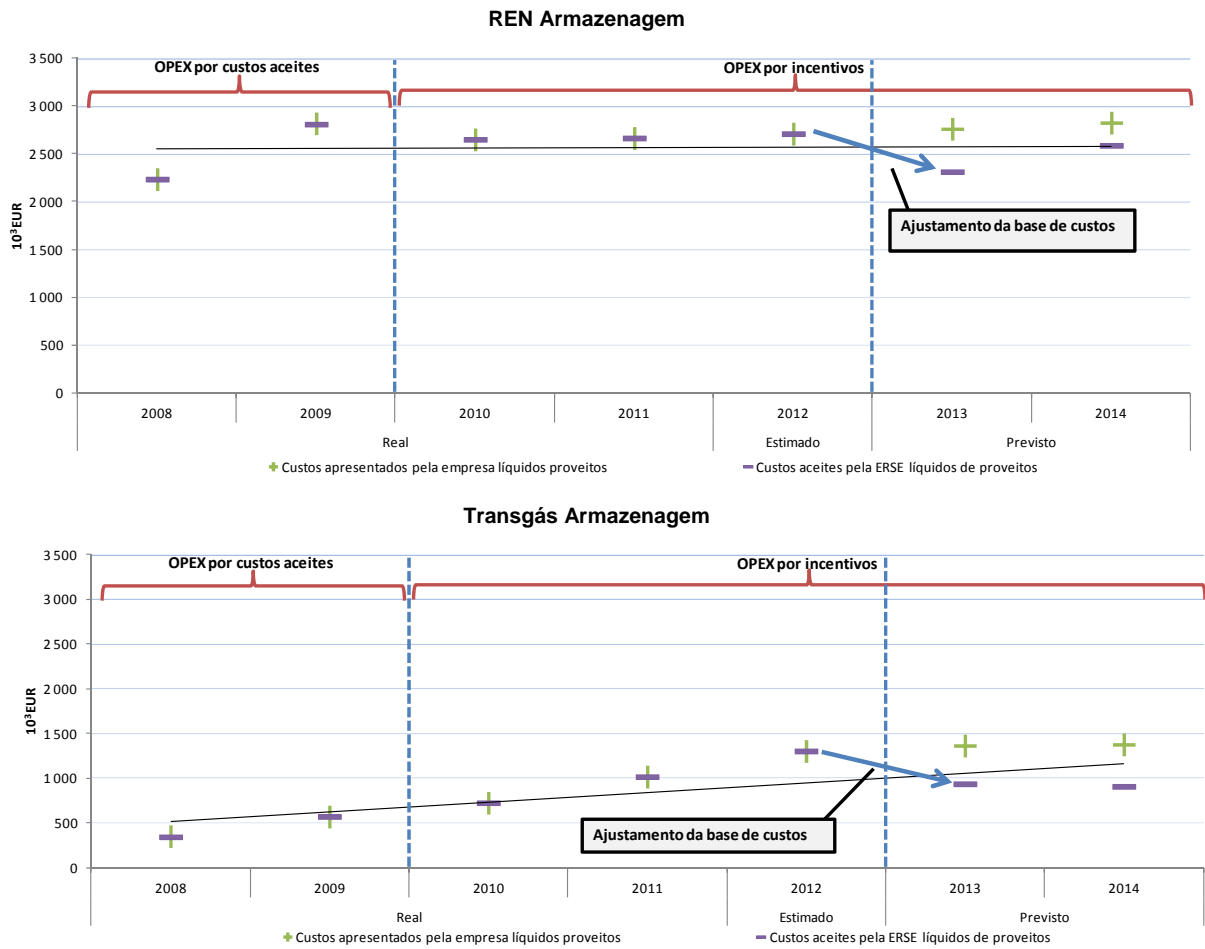
2.5.3.3 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Tendo em conta que a evolução dos custos da REN Armazenagem encontra-se estabilizada e a análise efetuada sugere a existência de uma componente elevada de custos fixos, para os restantes anos do período regulatório, será aplicado um fator de eficiência de 1,5% ao ano correspondente aos incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico estipulados em 1,5%¹⁵. No caso da Transgás Armazenagem, tendo em conta a trajetória ascendente dos custos verificada nos dois primeiros períodos regulatórios, será aplicado um fator de eficiência de 4,0% ao ano. Este fator incorpora os incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico estipulados em 1,5%.

As Figura 2-34 e Figura 2-39 apresentam a previsão de crescimento dos custos aceites pela ERSE face à previsão de evolução dos custos apresentada pelos operadores de armazenamento subterrâneo, em termos totais e em termos unitários.

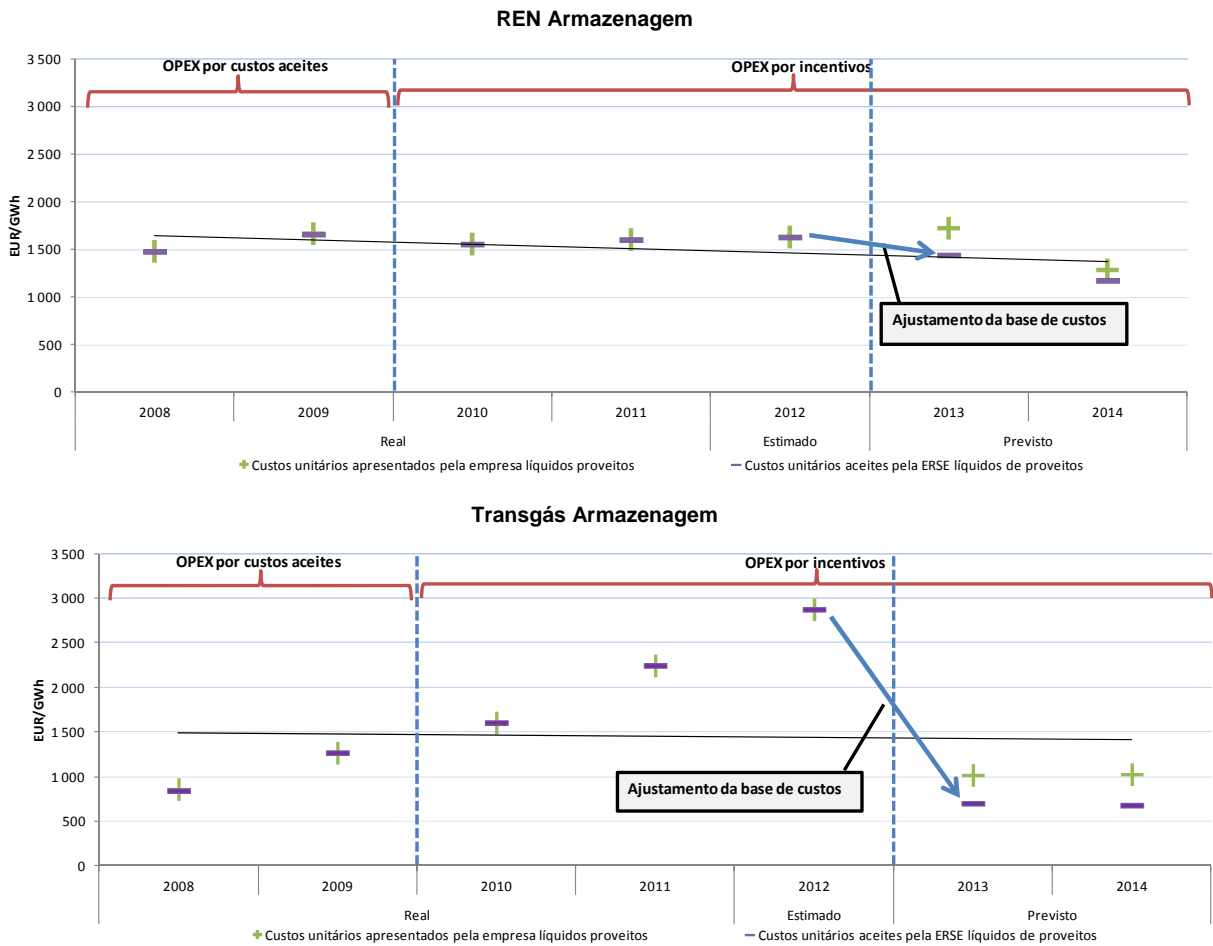
¹⁵A opção tomada é uma opção conservadora. Alguns estudos apontam para valores sensivelmente superiores. Ver, por exemplo, "Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries", WIK-Consult GmbH, Dezembro de 2011 e "Lösche A. (2002), Technological change in economic models of environmental policy: a survey," Ecological Economics Volume 43, Issues 2–3, December 2002, Pgs 105–126".

Figura 2-39 – Evolução dos custos da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2013)



Fonte: ERSE e REN

Figura 2-40 – Evolução dos custos unitários em função capacidade de armazenamento da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2013)



Fonte: ERSE e REN

A redução dos custos unitários prevista na REN Armazenagem para 2014, e na Transgás Armazenagem para 2013 deve-se à entrada em exploração de duas cavernas, uma de cada operador.

O Quadro 2-21 apresenta o resumo das decisões tomadas pela ERSE relativamente à forma de cálculo do OPEX dos dois operadores da atividade de Armazenamento Subterrâneo, para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016.

Quadro 2-21 – Parcelas para a determinação do OPEX dos operadores de Armazenamento Subterrâneo no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016

		Peso das componentes		Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual	
		REN Armazenagem	Transgás Armazenagem			REN Armazenagem	Transgás Armazenagem
Parcela fixa		70%	70%	-	IPIB _{s,t} - X	1,5%	4,0%
Parcela variável	Energia extraída/injetada	15%	-	Energia extraída/injetada (GWh)			
	Capacidade de armazenamento	15%	30%	Capacidade de armazenamento (GWh)			

3 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 ENQUADRAMENTO

A fórmula de cálculo dos custos de exploração líquidos da atividade de distribuição de gás natural para todo o período de regulação é definida de acordo com o Artigo 74.º do Regulamento Tarifário (RT) em vigor, em que se definem os proveitos permitidos do operador da rede de distribuição. A fórmula em questão aplica uma metodologia do tipo *price cap*, que implica a definição das seguintes variáveis:

- A base de custos a considerar para o 1º ano do novo período de regulação;
- O peso da componente fixa e da componente variável dos custos de exploração para o 1º ano do novo período de regulação;
- Os indutores de custos a considerar para todo o período de regulação;
- As metas de eficiência para o termo fixo e para o termo variável dos custos de exploração, para todo o período de regulação.

O presente capítulo inicia-se com a caracterização do setor, com vista a confirmar se as conclusões retiradas das análises relativas à especificidade das empresas se mantêm ou se são alteradas, face ao evidenciado no anterior período regulatório e, deste modo, procurar consolidar a metodologia iniciada nesse período¹⁶.

Posteriormente são definidas as variáveis necessárias à aplicação da metodologia, isto é, as bases de custo, os indutores de custo e as metas de eficiência.

Registe-se que o estudo assenta numa análise comparativa de desempenho das empresas, ou *benchmarking*, por forma a poder-se aplicar metas de eficiência, que é apresentado em detalhe. Importa sublinhar que a capacidade das metodologias de *benchmarking* facultarem resultados que possam ser transpostos com segurança para metas de eficiência está muito dependente da qualidade e da quantidade de informação disponível.

Face a um grau de confiança razoável da informação disponível, o regulador define metas de eficiência comuns a todo o setor ou para um grupo de empresas, que se considere partilharem condicionantes comuns de funcionamento de mercado, sendo este valor direta ou indiretamente retirado dos valores obtidos da análise de *benchmarking*. Esta abordagem está englobada nas metodologias do tipo *revenue cap* e *price cap*, tais como no caso presente.

¹⁶ Documento “Definição de metas de eficiência para a actividade de distribuição de gás natural para o período de regulação dos anos gás de 2010-2011 a 2012 -2013” de junho de 2010.

3.2 CARACTERIZAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

3.2.1 ANO 2011

Em 2011, exerciam a atividade de distribuição de gás natural 6 empresas concessionadas (Beiragás, Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás) e 5 empresas licenciadas (Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás).

No quadro seguinte, apresentam-se, por empresa, os dados relativos aos anos de atribuição das concessões/licenças de distribuição de gás natural, bem como a data de início da distribuição física de gás natural. Verifica-se que, apesar das primeiras concessões terem sido atribuídas em 1993, a distribuição de gás natural em Portugal apenas se iniciou em 1997, através da Portgás, Lisboagás, Lusitaniagás e da Setgás.

Quadro 3-1 – Data de atribuição das concessões/licenças e início da distribuição de GN

	Data da concessão/ Licença	Início da distribuição de GN
Beiragás	1998	2000
Dianagás	2002 e 2005	2002
Duriensegás	2002 e 2008	2000
Portgás	1993	1997
Lisboagás	1993	1997
Lusitaniagás	1997	1997
Medigás	2002	2001
Paxgás	2008	2008
Setgás	1997	1997
Sonorgás	2004	2005
Tagusgás	1998	2001

Fonte: Empresas do setor de gás natural

No Quadro 3-2 apresentam-se alguns dados operacionais por empresa distribuidora. O peso das quatro maiores distribuidoras (Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás e Setgás) em 2011 correspondia a 88,7% do total dos pontos de abastecimento e a 89,8% do total do volume de gás natural distribuído. A extensão da rede de distribuição (primária e secundária) corresponde a 83,4% do total. Por comparação com o

ano de 2008¹⁷, as diversas “quotas de mercado” das distribuidoras diluíram-se ao longo do tempo, indicando um crescimento mais acentuado das restantes empresas.

Quadro 3-2 – Dados operacionais em 2011

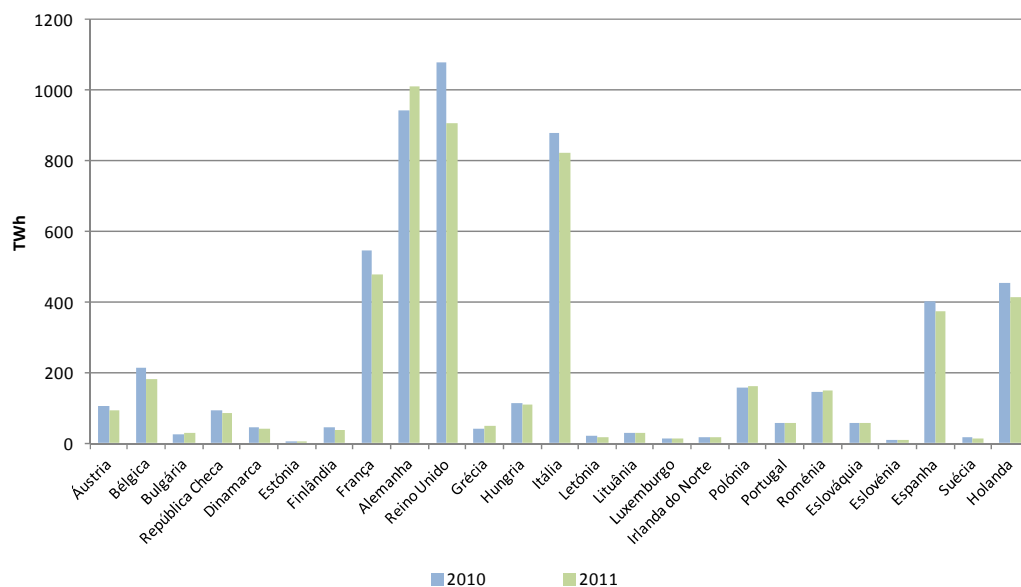
	Pontos de abastecimento		Volume de GN distribuído		Extensão da rede km	nº efectivos (31 Dez)	Equipamento amortizado %
	N.º	Quota	1000 m³	Quota			
Beiragás	45 637	3,6%	71 657	3,3%	745	27	15,9%
Dianagás	7 141	0,6%	4 325	0,2%	147	9	16,5%
Duriensegás	25 796	2,0%	17 669	0,8%	427	18	19,8%
Portgás	264 883	20,9%	609 754	28,3%	3 823	74	18,4%
Lisboagás	509 746	40,3%	493 739	22,9%	4 213	174	32,7%
Lusitaniagás	196 819	15,5%	678 700	31,5%	3 060	68	21,7%
Medigás	16 918	1,3%	6 969	0,3%	221	10	16,5%
Paxgás	4 777	0,4%	1 212	0,1%	46	2	7,6%
Setgás	151 281	11,9%	155 697	7,2%	1 900	53	26,8%
Sonorgás	11 954	0,9%	8 157	0,4%	234	21	23,8%
Tagusgás	31 129	2,5%	109 881	5,1%	762	36	15,0%
Total	1 266 081	100,0%	2 157 760	100,0%	15 578	492	

Fonte: Empresas do setor de gás natural

A diferença de dimensão entre o mercado português e os principais restantes mercados europeus está patente na Figura 3-1.

¹⁷ Ver documento “Definição de metas de eficiência para a actividade de distribuição de gás natural para o período de regulação dos anos gás de 2010-2011 a 2012 -2013” de junho de 2010.

Figura 3-1 – Procura de gás natural nos principais países europeus em 2010 e 2011



Fonte: CEER

O Quadro 3-3 e a Figura 3-2 apresentam fatores que caracterizam as áreas de concessão/licença das empresas em 2011 e, que podem influenciar o desempenho das empresas. Alguns destes fatores dizem respeito às características sócio-económicas das áreas de concessão (VAB estimado *per capita*, VAB da indústria estimado *per capita*¹⁸) ou geográficos (densidade populacional).

Observa-se que em termos demográficos existem, à semelhança de 2008, três grupos de empresas. Um primeiro grupo constituído por empresas urbanas, que integra a Portgás, a Lisboagás e numa menor medida a Setgás. Um segundo grupo “médio-urbano”, que inclui a Lusitaniagás, a Medigás e a Duriensegás. Por último, um grupo com áreas de concessão/licença com baixa densidade populacional que inclui a Beiragás, Dianagás, Paxgás, Sonorgás e a Tagusgás.

¹⁸ Esta é uma estimativa da ERSE com base nos dados facultados pelo INE para a desagregação territorial NUTS II. Este indicador mede o peso da indústria no tecido económico de cada região.

Quadro 3-3 – Indicadores operacionais e características das áreas de concessão e das áreas de licenciamento por empresa distribuidora em 2011

	Indicadores operacionais		Densidade populacional da área de concessão/licença hab/km ²	VAB da indústria estimado/per capita €/hab	VAB total estimado/per capita €/hab
	Saturação da rede m/p.a.	GN distribuído / ponto de abastecimento m ³ GN eq./p.a.			
Beiragás	16	1 570	44	2 545	8 416
Dianagás	21	606	47	3 594	951
Duriensegás	17	685	90	2 702	2 104
Portgás	14	2 302	600	3 653	31 610
Lisboagás	8	969	803	3 325	49 930
Lusitaniagás	16	3 448	193	4 602	19 162
Medigás	13	412	189	2 091	4 582
Paxgás	10	254	31	4 186	484
Setgás	13	1 029	388	2 898	8 372
Sonorgás	20	682	53	3 061	1 191
Tagusgás	24	3 530	44	2 991	6 245
Média	16	1 408	161	3 438	14 238

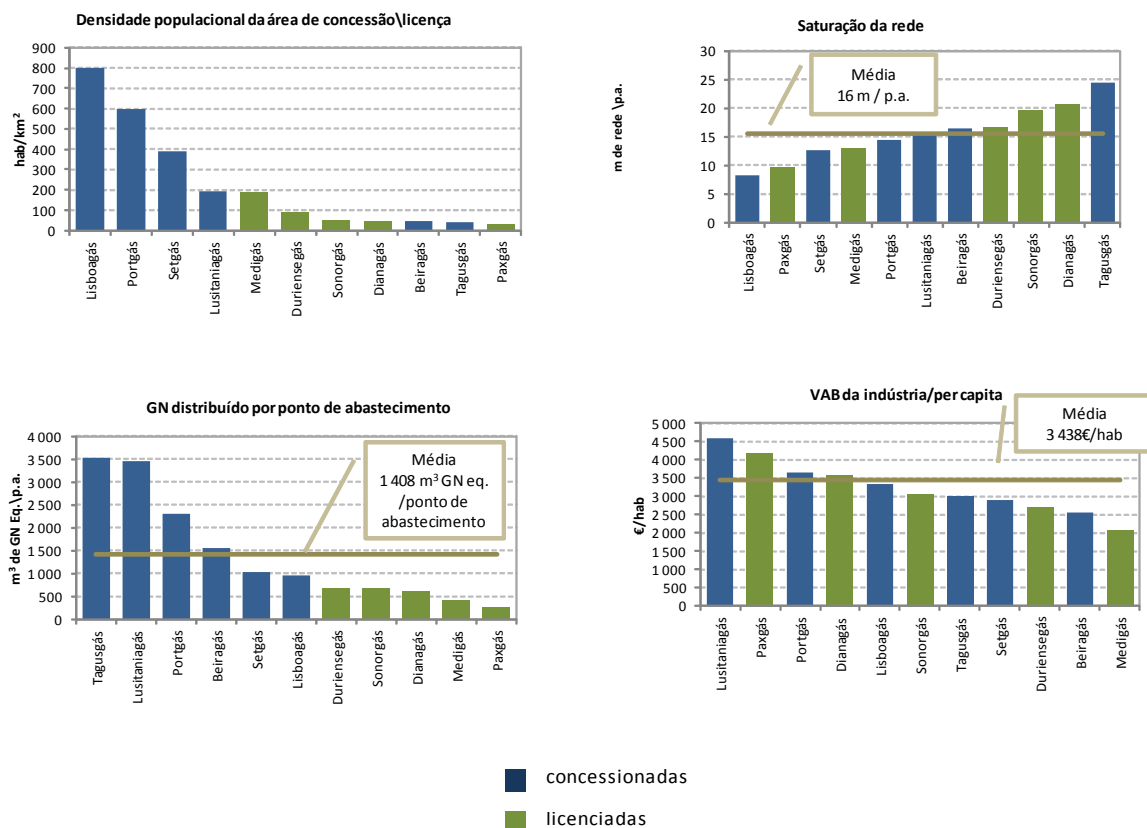
Nota: p.a. – ponto de abastecimento

Fonte: INE, Empresas do setor de gás natural, ERSE

As empresas com maior densidade populacional na área de concessão/licença (habitante/m²) são a Lisboagás e a Portgás enquanto que, medido em termos de saturação de rede (km de rede por ponto de abastecimento), a Lisboagás e a Paxgás são as empresas que apresentam a maior saturação. Em 2008, a Paxgás era a empresa com a menor saturação uma vez que tinha iniciado a sua atividade nesse preciso ano. Entre 2008 e 2011, a Paxgás multiplicou por 7 o número de pontos de abastecimento e duplicou a sua extensão de rede, razões pelas quais é a empresa com o 2º nível de saturação mais elevado. As redes menos saturadas pertencem à Dianagás e à Tagusgás. O cálculo do valor acrescentado bruto (VAB) per *capita* indica que a Beiragás e a Medigás são as empresas com os níveis mais baixos ao passo que, a Lusitaniagás e a Dianagás são as empresas com o maior nível no referido indicador.

Em termos de gás distribuído por ponto de abastecimento é possível constatar uma divisão clara entre empresas concessionadas e licenciadas sendo que, as empresas licenciadas são as que vendem um menor volume de gás natural por ponto de abastecimento.

Figura 3-2 – Indicadores por empresa distribuidora em 2011



Fonte: INE e Empresas do setor de gás natural

Alguns indicadores operacionais refletem as características das áreas de concessão/licenciamento em que estão implantadas as empresas. Observa-se no quadro seguinte uma correlação¹⁹ média entre a densidade demográfica e a saturação das redes, e uma correlação fraca entre o gás natural distribuído por ponto de abastecimento e o VAB da indústria estimado *per capita*. Em 2008, as referidas correlações eram mais fortes (-0,75 e +0,74; respetivamente), o que permite concluir que, o poder dos fatores externos na explicação do comportamento das empresas poder-se-á ter atenuado entre 2008 e 2011.

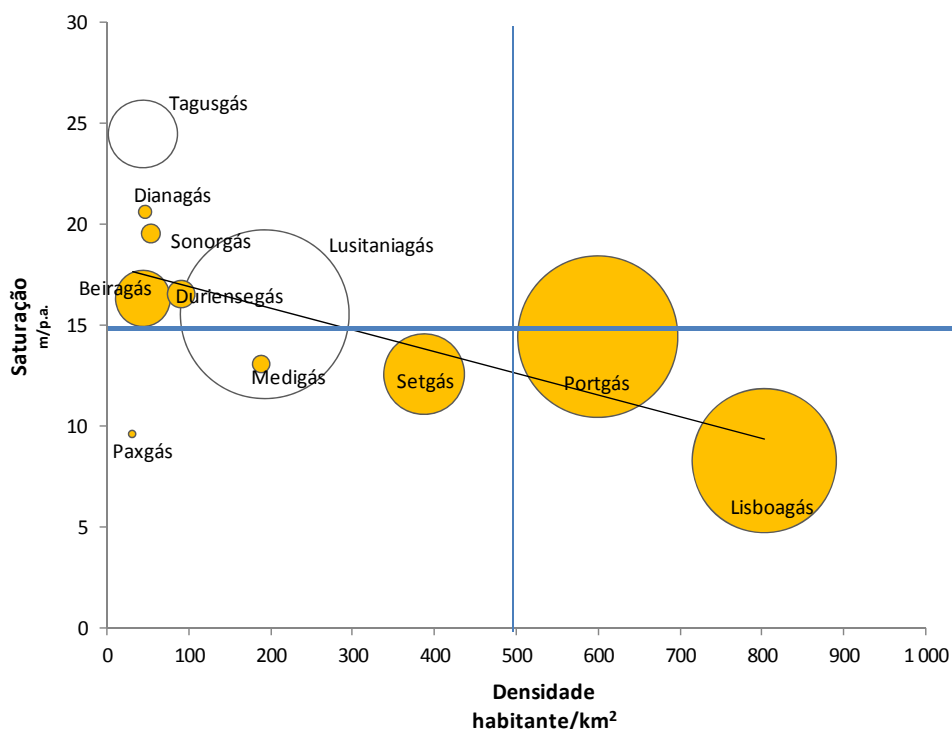
¹⁹ O coeficiente de correlação (mais precisamente coeficiente de correlação de Pearson) mede o grau da correlação e a direção dessa correlação entre duas variáveis de escala métrica. Este coeficiente, normalmente representado por ρ assume apenas valores entre -1 e 1. Se for igual 1, significa uma correlação perfeita positiva entre as duas variáveis. Se for igual a -1 significa uma correlação negativa perfeita entre as duas variáveis.

Quadro 3-4 – Coeficiente de correlação, fatores externos e indicadores operacionais

	Densidade demográfica	VAB indústria estimado <i>per capita</i>
Saturação das redes	-0,59	-0,14
GN distribuído / ponto de abastecimento	0,05	0,34

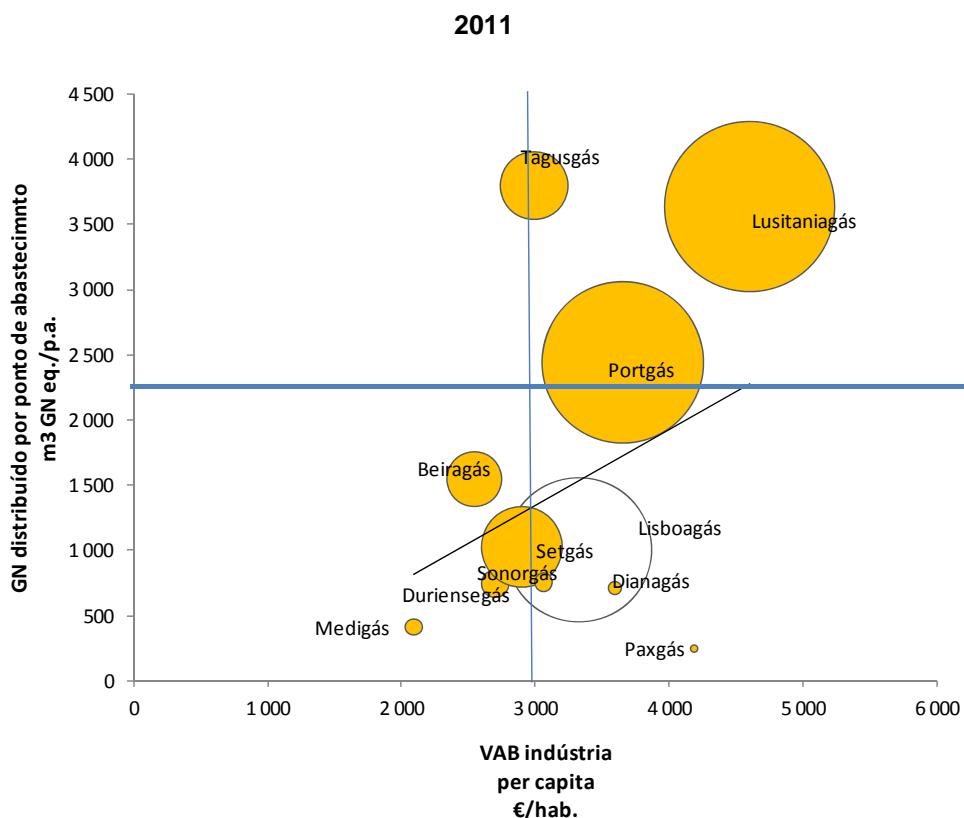
A Figura 3-3 ilustra a relação entre a densidade demográfica das áreas de concessão e a saturação das redes. A dimensão das circunferências é proporcional ao volume de gás natural vendido no ano 2011.

Figura 3-3 – Saturação das redes e densidade das áreas das concessões/licenças 2011



A Figura 3-4 evidencia a relação existente entre o VAB da indústria estimado *per capita* e o gás natural distribuído por ponto de abastecimento²⁰.

²⁰ A dimensão das circunferências é proporcional ao volume de gás natural vendido em 2008.

Figura 3-4 – VAB da indústria estimado *per capita* e GN distribuído por ponto de abastecimento

Pela análise das duas figuras anteriores verifica-se que as empresas encontram-se mais concentradas junto ao ponto de interceção dos quadrantes, do que em 2008²¹.

O Quadro 3-5 e a Figura 3-5 apresentam alguns indicadores de desempenho das empresas de distribuição de gás natural em 2011.

Os indicadores de desempenho relacionam os custos de exploração e os *outputs* decorrentes da atividade de distribuição de gás natural. Com *outputs*²² consideram-se: número de pontos de abastecimento, volume de gás natural distribuído e quilómetros de redes em exploração.

²¹ Ver documento “Definição de metas de eficiência para a actividade de distribuição de gás natural para o período de regulação dos anos gás de 2010-2011 a 2012 -2013” de junho de 2010.

²² Ver ponto 3.4.1..

Quadro 3-5 – Indicadores de desempenho em 2011

	Custos exploração líquidos ⁽¹⁾	Custos exploração por unidade distribuída	Custos exploração por km de rede	Custos exploração por ponto de abastecimento
	EUR	€/1000 m ³	€/km	€/p.a.
Beiragás	3 981 701	56	5 345	87
Dianagás	1 024 346	237	6 962	143
Duriensegás	1 878 747	106	4 400	73
Portgás	10 575 712	17	2 766	40
Lisboagás	28 853 575	58	6 849	57
Lusitaniagás	9 244 221	14	3 021	47
Medígás	971 756	139	4 397	57
Paxgás	361 830	299	7 866	76
Setgás	5 990 099	38	3 153	40
Sonorgás	3 394 534	416	14 517	284
Tagusgás	3 437 358	31	4 511	110
Total	69 713 878			

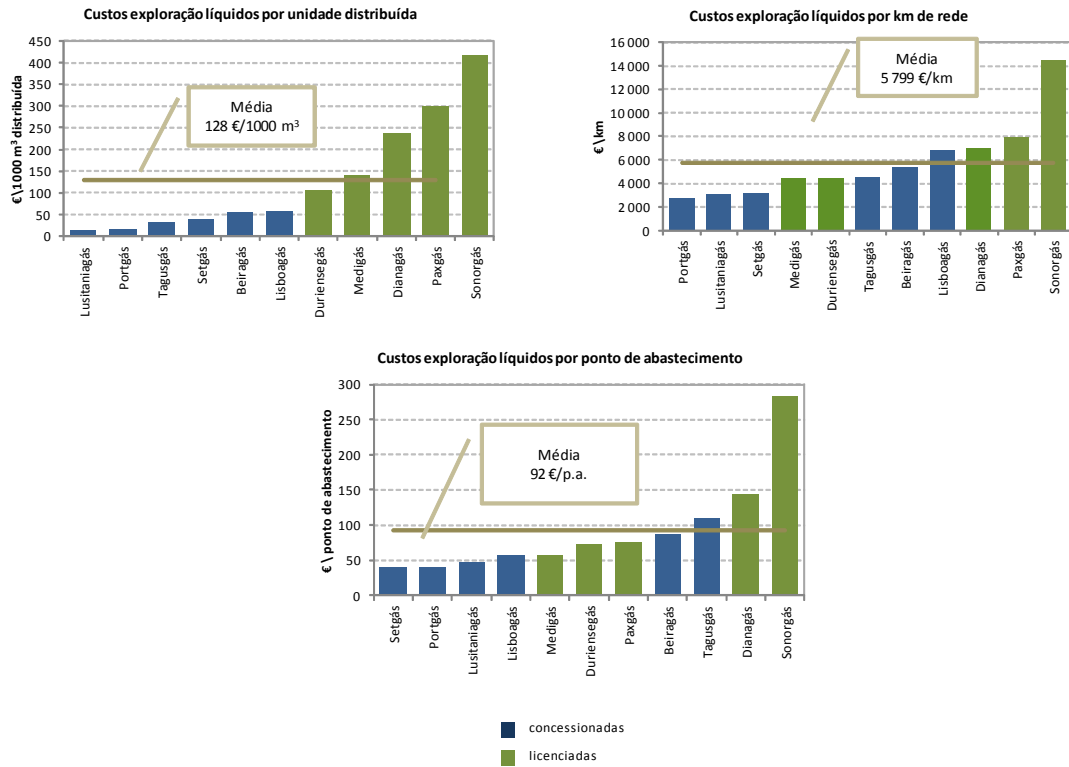
Nota: ⁽¹⁾ Custos de exploração líquidos = FSE + Pessoal + impostos + provisões + ajustamentos + outros custos de exploração – prestações de serviços – trabalhos para a própria empresa - proveitos suplementares - outros proveitos operacionais. Valores a preços constantes de 2013.

Valores a preços constantes de 2013.

Fonte: Empresas do setor de gás natural

À semelhança da caracterização do verificado na análise efetuada há 3 anos para 2008, verifica-se uma clara distinção entre as empresas licenciadas e as empresas concessionadas no que diz respeito aos custos de exploração por unidade distribuída. Esta diferença pode espelhar ganhos referentes a economias de escala. No que diz respeito aos restantes indicadores, não se verifica uma distinção tão clara.

Figura 3-5 – Indicadores de desempenho em 2011



Fonte: Empresas do setor de gás natural

3.2.2 RELAÇÃO ENTRE INDICADORES DE DESEMPENHO E FATORES CARACTERÍSTICOS DAS ÁREAS DE CONCESSÃO E DE LICENCIAMENTO

O presente subcapítulo pretende relacionar o desempenho das empresas em 2011 – custos de exploração por gás distribuído, por ponto de abastecimento e por km de rede - e os indicadores operacionais das empresas de distribuição de gás natural – saturação das redes, início da atividade operacional e gás distribuído por ponto de abastecimento.

A saturação das redes apresenta uma correlação média com os custos de exploração por ponto de abastecimento e uma correlação fraca com os restantes indicadores de desempenho. Com os dados de 2008, as referidas correlações eram mais significativas.

O número de anos de atividade desde o início da sua atividade operacional, que corresponde numa certa medida à maturidade da atividade das empresas, apresenta uma elevada correlação negativa com os custos de exploração por gás natural distribuído e uma correlação média com os restantes indicadores de desempenho. A diluição dos custos de estrutura das empresas associados ao arranque da sua atividade pode justificar esta tendência como também o facto de terem sido, tipicamente, as distribuidoras com clientes de maior dimensão em termos de volume, os primeiros a iniciar a sua atividade. Finalmente, o consumo unitário, aparenta estar inversamente correlacionado com o desempenho das empresas e, de uma forma mais acentuada com os custos de exploração por gás distribuído.

Quadro 3-6 – Coeficiente de correlação entre indicadores de desempenho e operacionais

		Indicadores operacionais		
		Saturação das redes	Período de início de vendas	GN distribuído / ponto de abastecimento
Indicadores de desempenho	Custos de exploração por GN distribuído	0,10	-0,86	-0,60
	Custos de exploração por ponto de abastecimento	0,54	-0,58	-0,19
	Custos de exploração por km rede	0,14	-0,68	-0,44

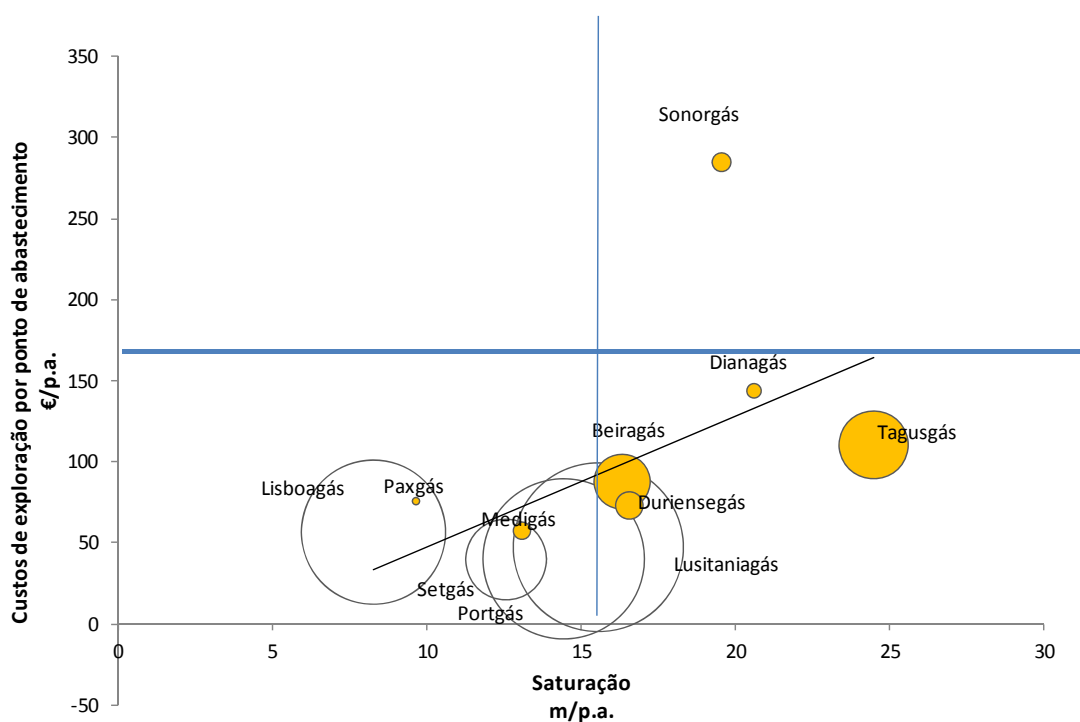
As figuras seguintes apresentam as correlações mais significativas apuradas entre estes indicadores operacionais e o desempenho das empresas em 2011, evidenciando igualmente o posicionamento

relativo de cada empresa e a sua dimensão²³. Sempre que se julgar útil, a comparação com os dados relativos a 2008²⁴ são apresentados.

SATURAÇÃO DAS REDES

Comparando os resultados expostos do ano de 2011 com os apresentados há 3 anos para 2008, a quase totalidade das empresas mantém-se no mesmo quadrante, com exceção da Sonorgás. Enquanto que em 2008, a Paxgás e Sonorgás eram as duas empresas que se destacavam no 1º quadrante (menor saturação e custos de custos de exploração por ponto de abastecimento mais elevados), em 2011 a Paxgás encontra-se no quadrante que reflete o melhor desempenho possível (maior saturação para custos de exploração por p.a. mais baixos.).

**Figura 3-6 – Saturação das redes e custos de exploração por ponto de abastecimento
2011**



²³ A dimensão das circunferências é proporcional ao volume de gás natural vendido em 2011.

²⁴ Ver documento citado anteriormente.

TEMPO DA ATIVIDADE

Se considerarmos o tempo de atividade operacional, verifica-se uma relação entre este indicador e o desempenho das empresas, nomeadamente quando se utiliza como indicador de desempenho os custos de exploração por gás distribuído. Porém, importa também sublinhar que a dimensão das empresas e o período de funcionamento são dois indicadores extremamente relacionados, tendo em conta que as áreas de concessão com maior potencial foram atribuídas em primeiro lugar. Assim, subjacente à relação entre desempenho e período de atividade existe igualmente uma relação entre desempenho e dimensão de atividade.

Figura 3-7 – Tempo de atividade operacional e custos de exploração por volume de GN distribuído

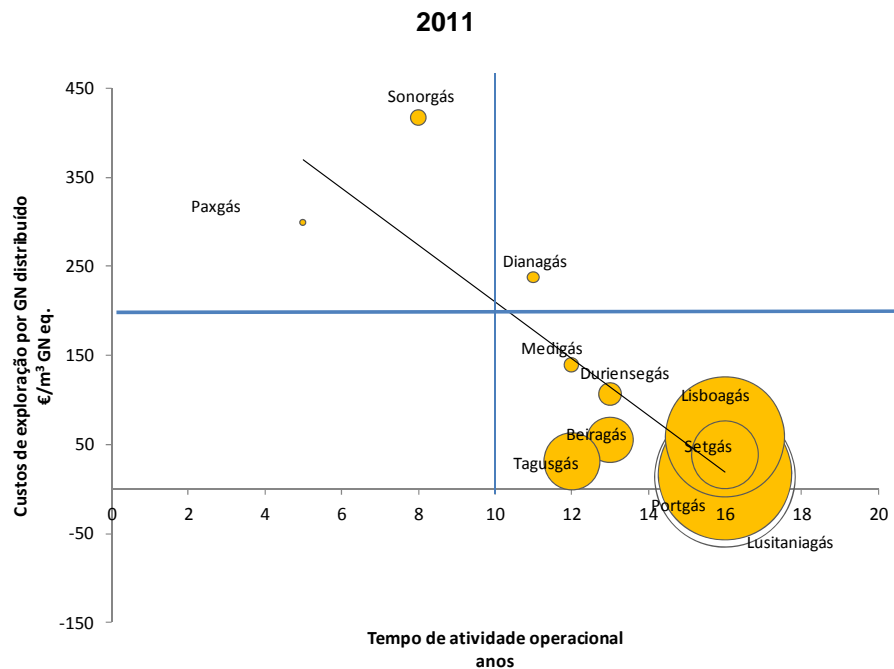


Figura 3-8 – Tempo de atividade operacional e custos de exploração por pontos de abastecimento 2011

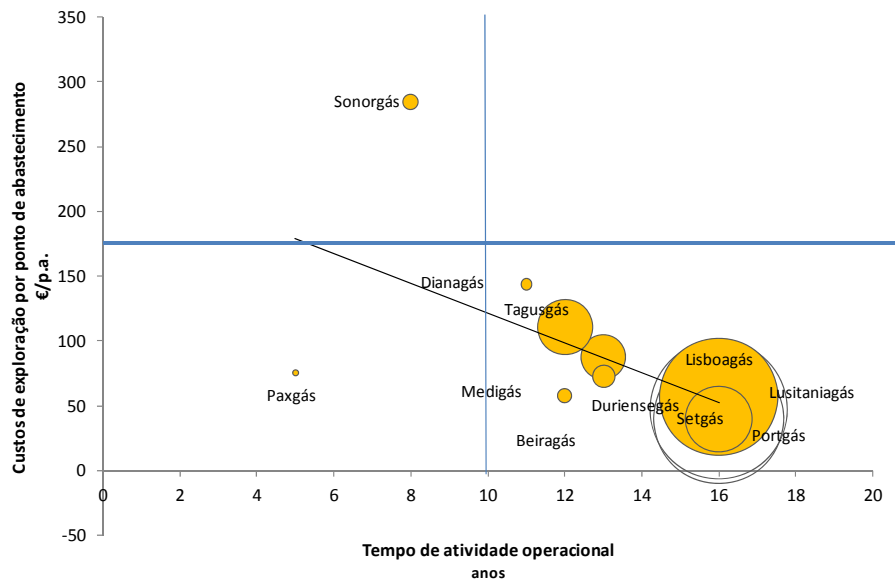
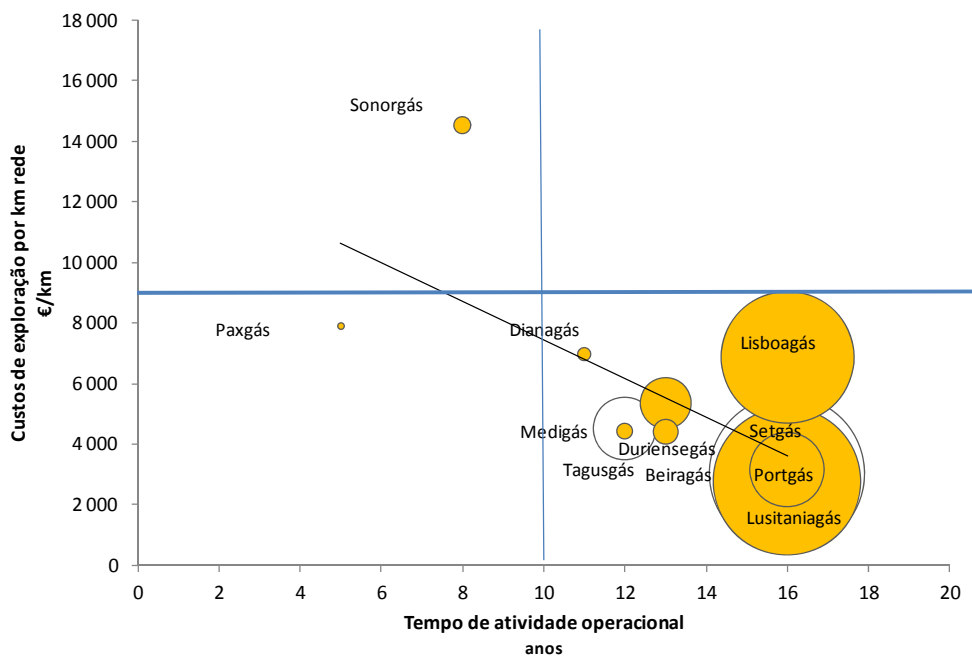
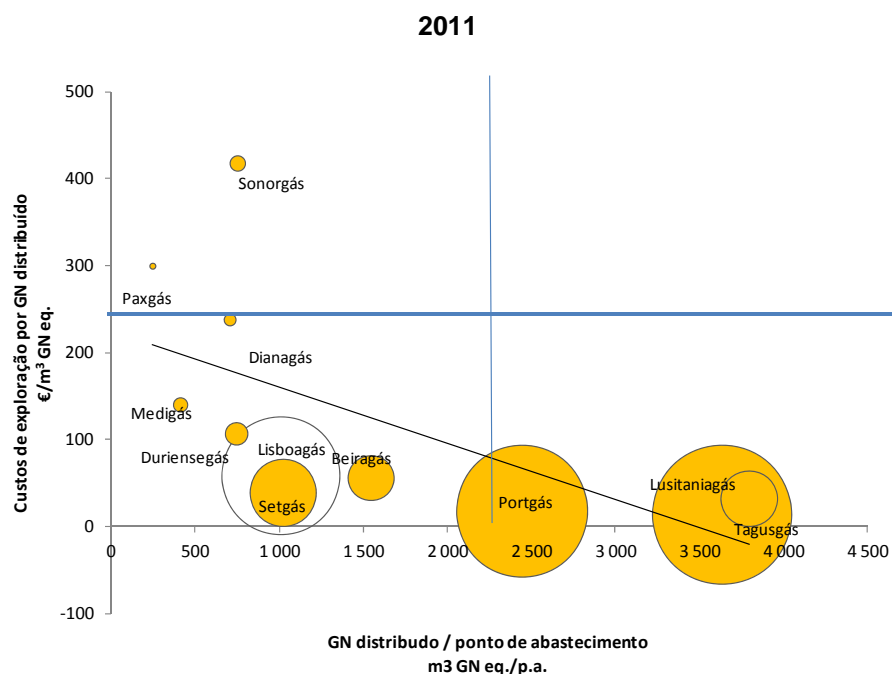


Figura 3-9 – Tempo de atividade operacional e custos de exploração por quilómetro de rede em 2011



GÁS NATURAL DISTRIBUÍDO POR PONTO DE ABASTECIMENTO

Figura 3-10 – Gás natural distribuído por ponto de abastecimento e custos de exploração por volume de GN distribuído



Comparando a figura anterior com a apresentada há 3 anos para 2008, a Sonorgás mantém-se no quarto quadrante (custos de exploração por gás natural distribuído mais elevado e gás natural distribuído por ponto de abastecimento mais reduzido).

Concluindo, o desempenho das distribuidoras de gás natural reflete em parte as condições em que estas empresas desenvolvem as suas atividades. Assim, alguns fatores externos apresentam uma relação significativa com o desempenho das empresas, nomeadamente o tempo de atividade das empresa e, em menor grau, o volume de gás natural distribuído por ponto de abastecimento e a saturação das redes. Comparando com 2011, a saturação das redes é um indicador que apresenta uma correlação menos significativa com os indicadores de desempenho, em especial com os custos de exploração por ponto de abastecimento.

3.2.3 PERÍODO REGULATÓRIO 2010-2013

Terminando um período regulatório importa analisar o desempenho das empresas ao nível do OPEX líquido sujeito às metas de eficiência impostas pelo regulador. Deste modo, importa perceber se ocorreram desvios entre o que estava previsto pelo regulador, o que efetivamente ocorreu e o que foi aceite para efeitos de cálculo de ajustamentos e apurar as razões para tais desvios.

Nas Figura 3-11 e Figura 3-12 são apresentadas as evoluções do OPEX líquido para as empresas concessionadas para o período regulatório do ano gás 2010-2011 a 2012-2013. O mesmo exercício para as empresas licenciadas é apresentado nas Figura 3-13 e Figura 3-14.

A informação, a preços constantes de 2013, é apresentada por semestres, uma vez que o período regulatório compreende não só anos civis (2011 e 2012) mas também o 2º semestre de 2010 e o 1º semestre de 2013.

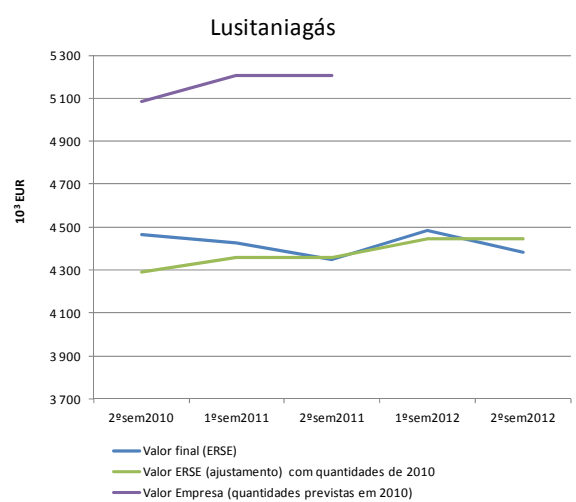
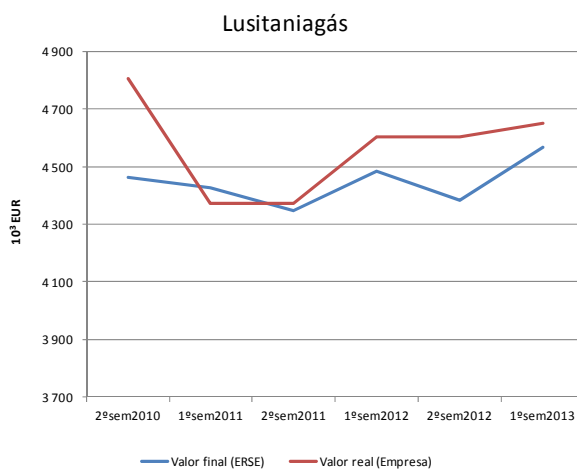
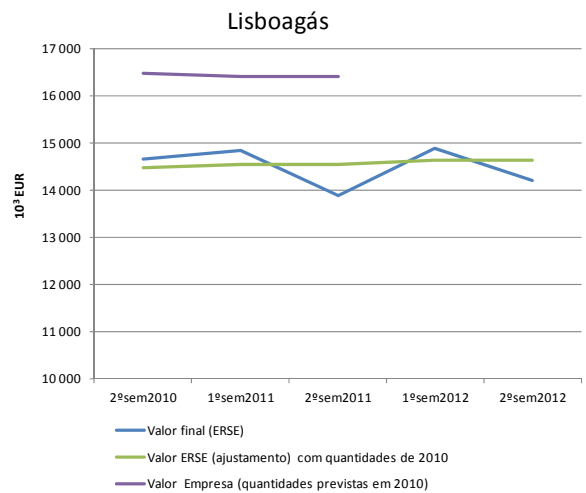
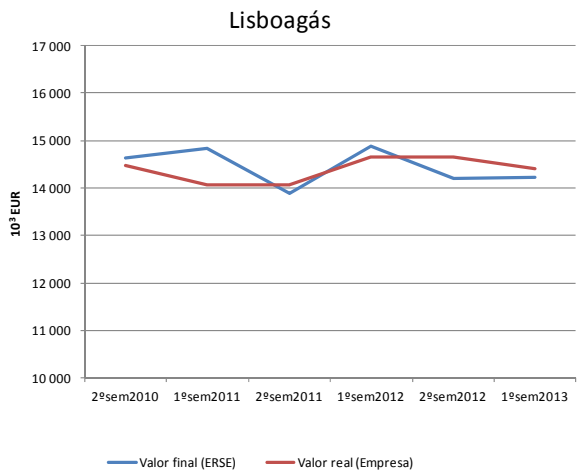
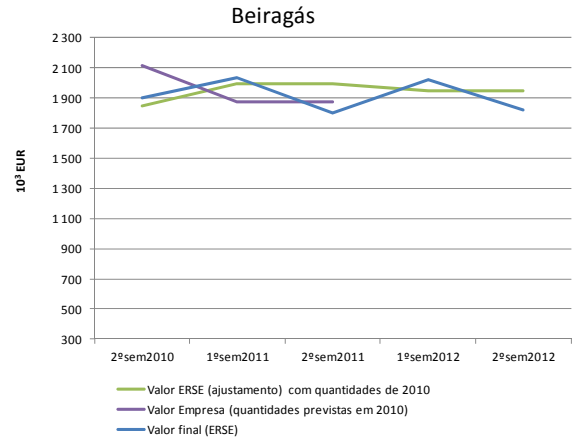
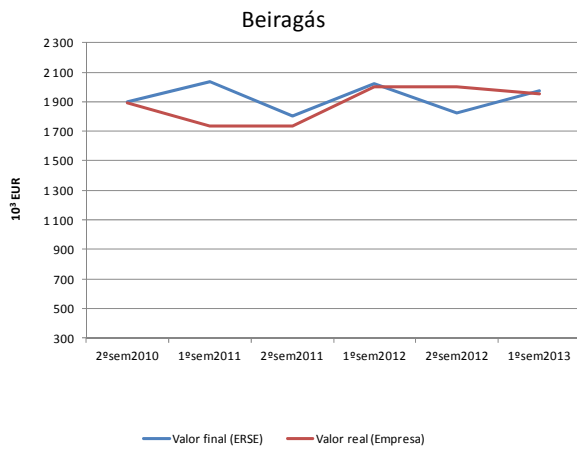
Para cada empresa são apresentadas duas análises distintas. Numa primeira análise, pretende-se comparar a base de custos real das empresas com a base de custos aceite pela ERSE para efeitos de ajustamento²⁵. Assim, compara-se o valor aceite pela ERSE para efeitos de ajustamento - “valor final (ERSE)” com o valor real da empresa – “valor real (Empresa)”. Numa segunda análise, pretende-se validar o efeito da variação das quantidades ao longo do período regulatório, entre o que estava estimado no início do período de regulação e o que efetivamente ocorreu. Nesta análise é incluído igualmente, a previsão da empresa para todo o período de regulação no início deste. Deste modo, a segunda figura compara o valor aceite pela ERSE para efeitos de ajustamento; com o valor obtido pela multiplicação entre o valor de parâmetros considerado para efeitos de ajustamento e as quantidades previstas pela empresa em 2010 para todo o período regulatório – “valor ERSE (ajustamento) com quantidades de 2010”; com as previsões da empresa em 2010 para os anos de 2010 e 2011 – “valor empresa (quantidades previstas em 2010)”.

A Paxgás não foi objeto de análise, pois no período regulatório 2010-2013 não lhe foram impostas metas de eficiências sendo o seu OPEX regulado por custos aceites. A razão para tal decisão prendeu-se com o facto desta empresa ter iniciado a sua atividade operacional apenas em 2008, tendo sido este o ano objeto de análise com o DEA. Ao se incluir a Paxgás na análise, os resultados seriam bastantes penalizadores para a empresa e não teriam em conta o facto de esta empresa apenas ter iniciado a sua atividade nesse ano.

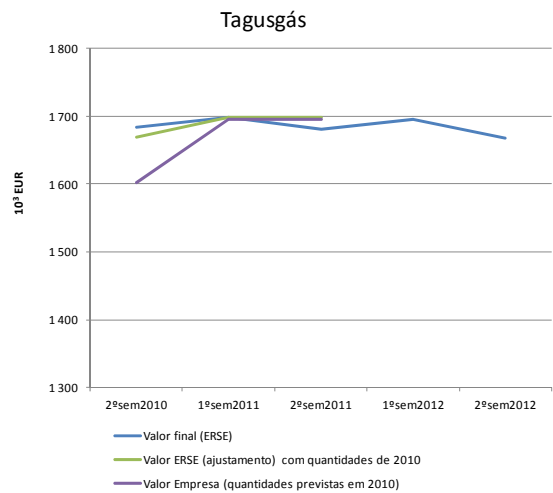
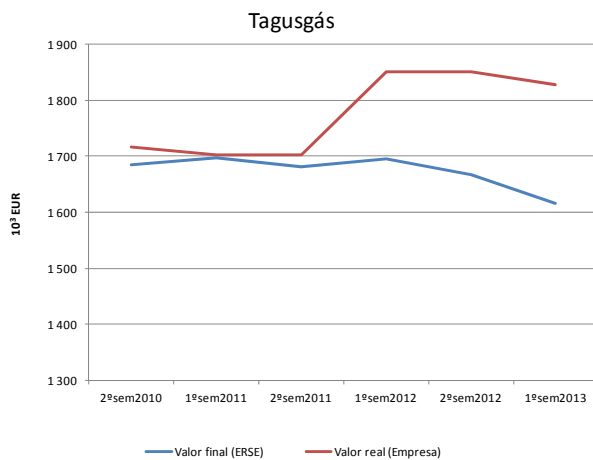
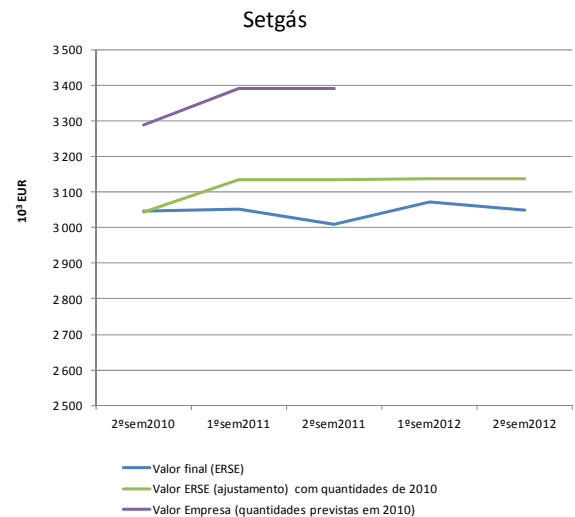
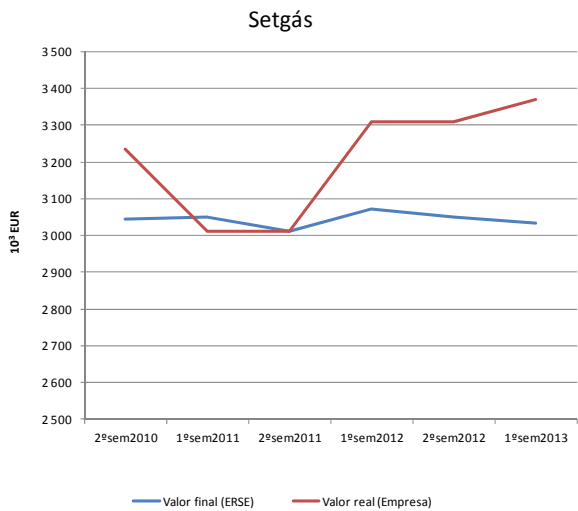
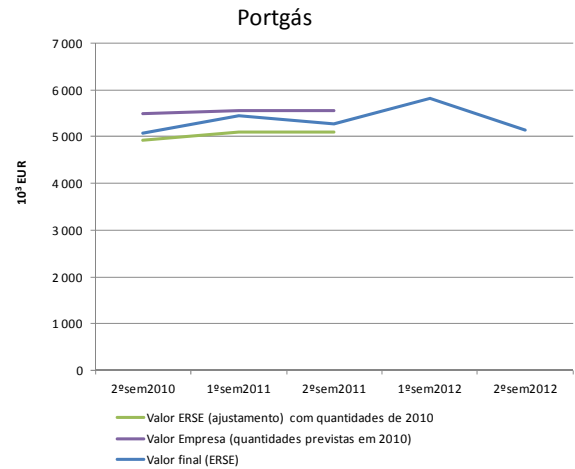
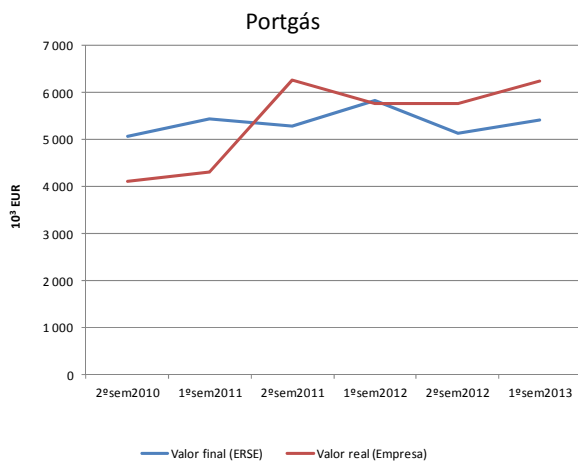
Analisando os dados relativos às empresas concessionadas é possível verificar que, com exceção da Beiragás e da Lisboagás, os valores de custos aceites pela ERSE para efeitos de ajustamento são inferiores aos valores reais das empresas. Tanto a Setgás como a Tagusgás, apresentam, a partir do 2º semestre de 2011, um aumento na diferença entre as duas séries. Em termos de desvios de quantidades entre o que estava previsto em 2010 para todo o período de regulação e o verificado (comparação entre a serie a azul e a verde), as previsões revelaram-se mais otimistas do que o ocorrido.

²⁵ Valor definitivo aceite pela ERSE para o ano em causa.

**Figura 3-11 – Evolução do OPEX líquido no período regulatório 2010-2013-
– Beiragás, Lisboaagás, Lusitaniagás**

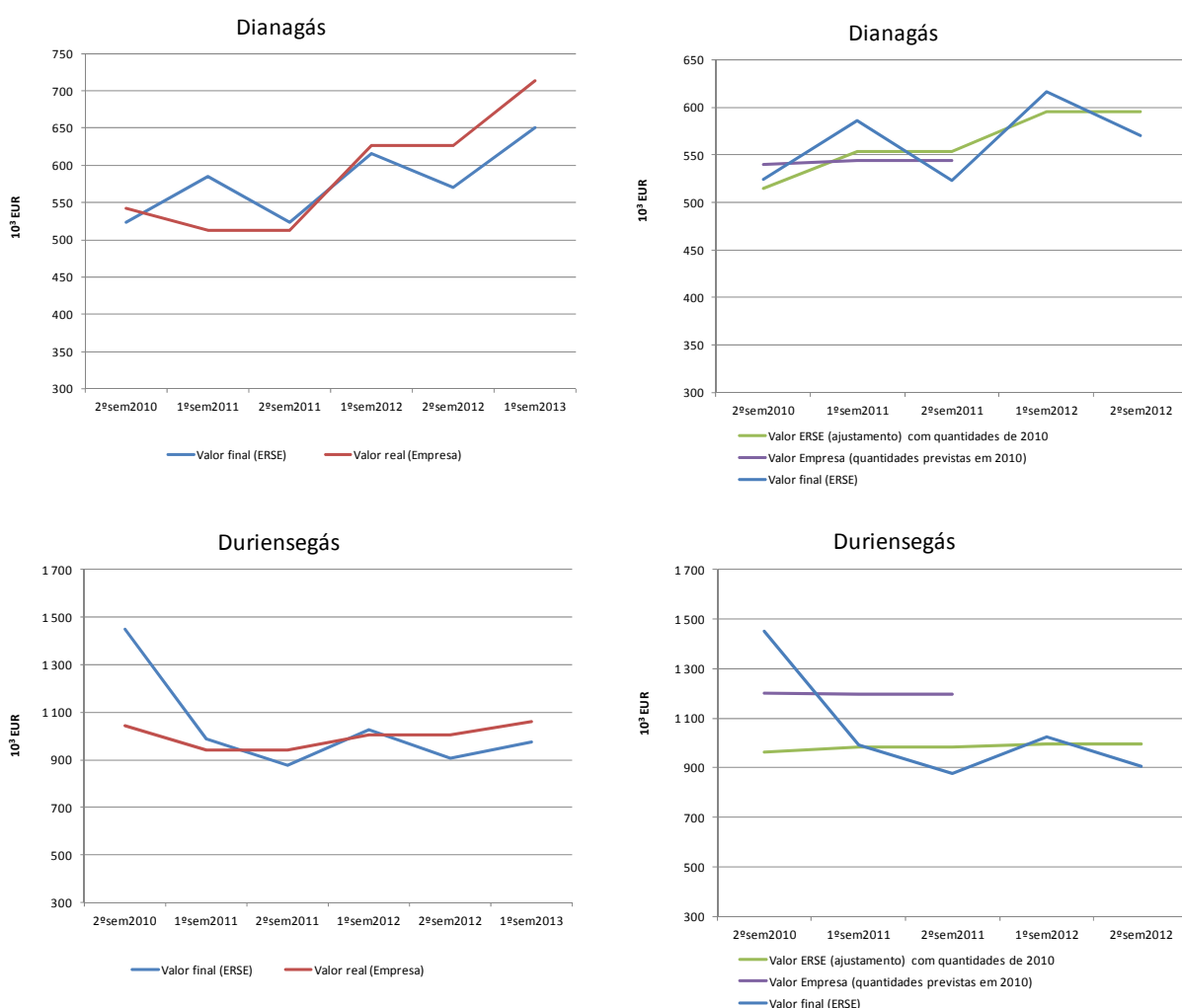


**Figura 3-12 – Evolução do OPEX líquido no período regulatório 2010-2013
– Portgás, Setgás, Tagusgás**

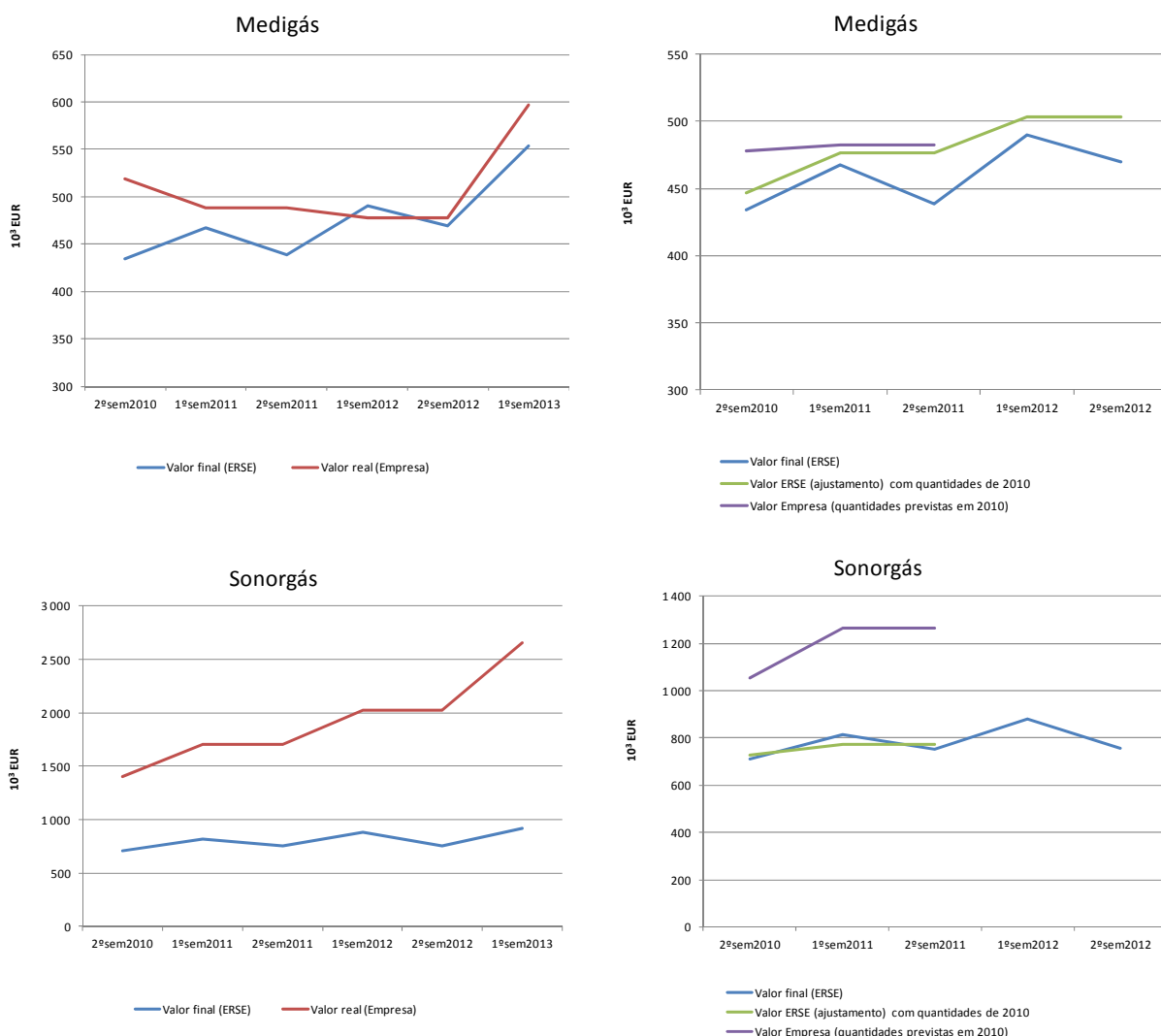


A mesma evolução apresentada anteriormente para as empresas concessionadas é válida para as empresas licenciadas. A destacar negativamente encontra-se a Sonorgás cuja base de custos aceite pela ERSE no início do período de regulação 2010-2013 apresenta uma repartição entre duas atividades reguladas (distribuição e comercialização) diferente da estrutura verificada, justificando deste modo as diferenças apresentadas. Com exceção da Duriensegás, todas as empresas licenciadas apresentam custos de exploração reais superiores aos custos de exploração aceites pela ERSE para efeitos de cálculo de ajustamentos.

**Figura 3-13 – Evolução do OPEX líquido no período regulatório 2010-2013
– Dianagás; Duriensegás**



**Figura 3-14 – Evolução do OPEX líquido no período regulatório 2010-2013
- Medigás; Sonorgás**



Em síntese, a maioria dos custos de exploração aceites pela ERSE, por comparação com os custos reais das empresas apresentam evoluções semelhantes. Paralelamente, o efeito da diminuição das quantidades reais face ao que estava previsto no início do período de regulação foi bastante sentido pela generalidade das empresas.

A Figura 3-15 sintetiza a informação anterior por empresa identificando em que empresas as bases de custos aceites pela ERSE para efeito de cálculo dos ajustamentos das empresas são superiores ou inferiores às das empresas, indicando igualmente a percentagem de custos aceites pela ERSE face ao total de custos reais.

Figura 3-15 – Base de custos – resultado do *Price-Cap*

Posição relativa - Fator X global ponderado (2010-2013)	Empresa	Resultado do Price- Cap	Base de custos aceite (% face empresa)
5º	Beiragás	Superior	102,2%
4º	Dianagás	Inferior	98,3%
6º	Duriensegás	Superior	104,0%
1º	Portgás	Inferior	99,2%
3º	Lisboagás	Superior	100,4%
1º	Lusitâniagás	Inferior	97,3%
2º	Medigás	Inferior	93,6%
3º	Setgás	Inferior	94,9%
6º	Sonorgás	Inferior	41,9%
5º	Tagusgás	Inferior	94,3%

Com a implementação de metas de eficiência ao nível do OPEX líquido todas as empresas com exceção da Beiragás, da Duriensegás e da Lisboagás apresentam uma base de custos aceite pela ERSE para efeito de cálculo dos ajustamentos inferior à correspondente base de custos real. Em média, e excluindo a Sonorgás²⁶, a base de custos da ERSE é cerca de 98²⁷% da base de custos real.

De realçar que, tanto a Beiragás como a Duriensegás apresentavam os fatores de eficiência globais mais elevados quando comparado com o conjunto das empresas reguladas. Este facto associado à questão de apresentarem custos reais inferiores aos obtidos por aplicação da metodologia do tipo *Price-Cap* indicia um verdadeiro processo de melhoria em termos de eficiência.

3.2.4 EVOLUÇÃO DE INDICADORES DE DESEMPENHO ENTRE 2008-2011

O presente subcapítulo apresenta a evolução de determinados indicadores que melhor espelham o desempenho das empresas ao longo do período 2008 a 2011.

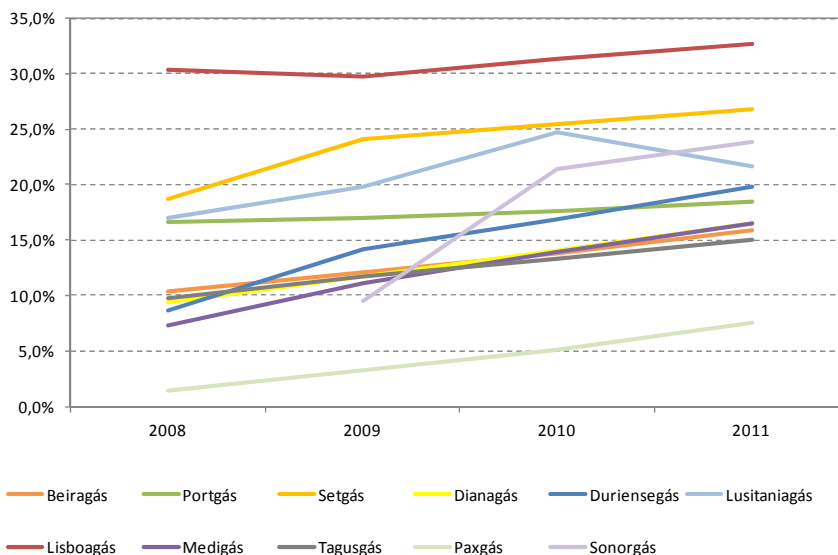
A Figura 3-16 apresenta a evolução do peso da amortização acumulado no total do equipamento em redes. A vida útil de um equipamento de redes, é de cerca de 45 anos, o que equivale a uma taxa de amortização anual de cerca de 2,2%. Pela análise da figura verifica-se que as empresas que

²⁶ A diferença entre os custos reais da empresa e os aceites pela ERSE para efeitos de ajustamento deve-se à incorreta afetação de custos entre a Distribuição e a Comercialização em sequência da informação prestada pela empresa.

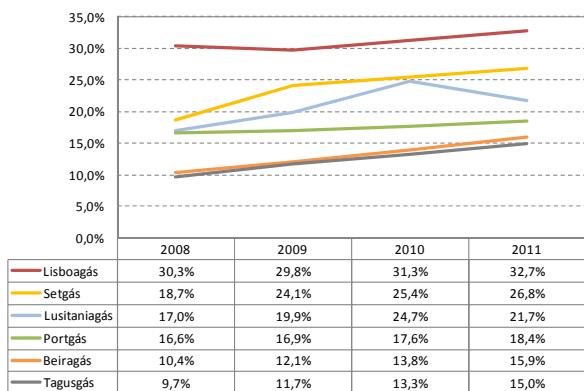
²⁷ Incluindo a Sonorgás na análise, em média, é de 88,5%.

desenvolvem a sua atividade há mais tempo apresentam um peso superior desde indicador. Por contrapartida, as empresas mais recentes e ainda numa fase de investimentos avultados apresentam pesos bastante mais baixos.

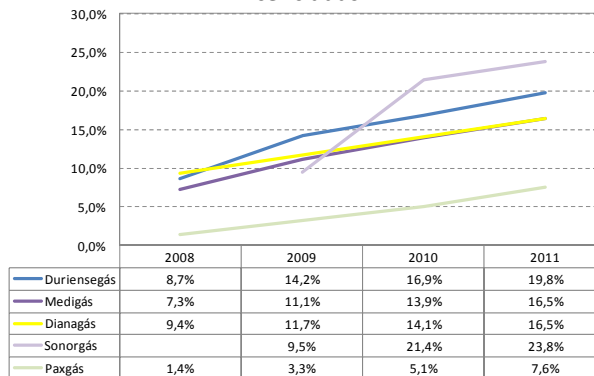
Figura 3-16 – Peso da amortização acumulada no total do equipamento em redes



Concessionadas



Licenciadas



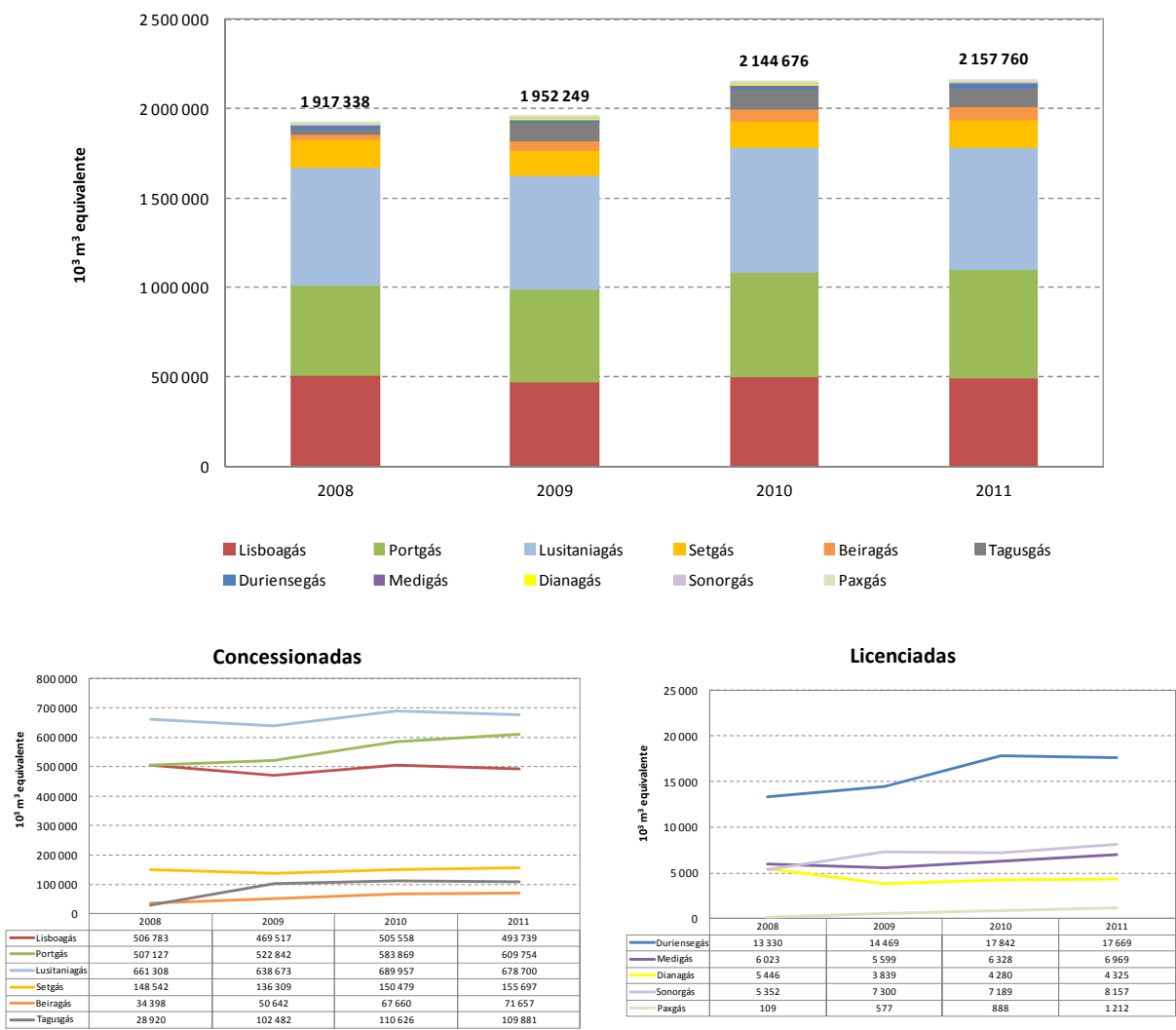
DADOS OPERACIONAIS POR EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO

A Figura 3-17 apresenta a evolução das vendas de gás natural, pelas distribuidoras ao longo do período compreendido entre 2008 e 2011.

A taxa de crescimento média anual do volume de vendas de gás no período em análise foi de cerca de 4%. Este valor contrasta com o expressivo crescimento médio anual registado no passado (1997-2007), anos caracterizados pelo arranque do gás natural no país. A taxa de crescimento para o período em

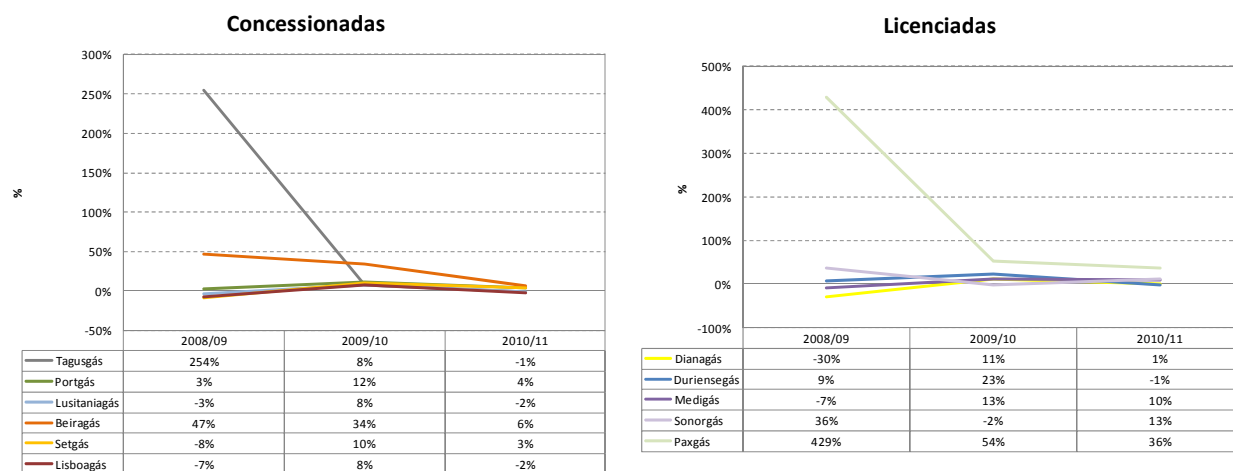
análise indicia que 2011, se caracteriza por ser uma fase de alguma maturação do processo de desenvolvimento do setor. A partir de 2007/2008, algumas distribuidoras passaram a distribuir gás natural a clientes que antes eram abastecidos em média pressão fazendo com que a análise por empresa possa resultar enviesada.

Figura 3-17 – Evolução das vendas de GN



O mesmo argumento apresentado anteriormente justifica a evolução da taxa de crescimento do volume de vendas de gás em volume, distorcendo a evolução nas empresas concessionadas. Nas empresas licenciadas, importa destacar o início do desenvolvimento operacional da Paxgás em 2008, justificando as elevadas taxas registadas por esta empresa.

Figura 3-18 – Evolução da taxa de crescimento anual das vendas de GN

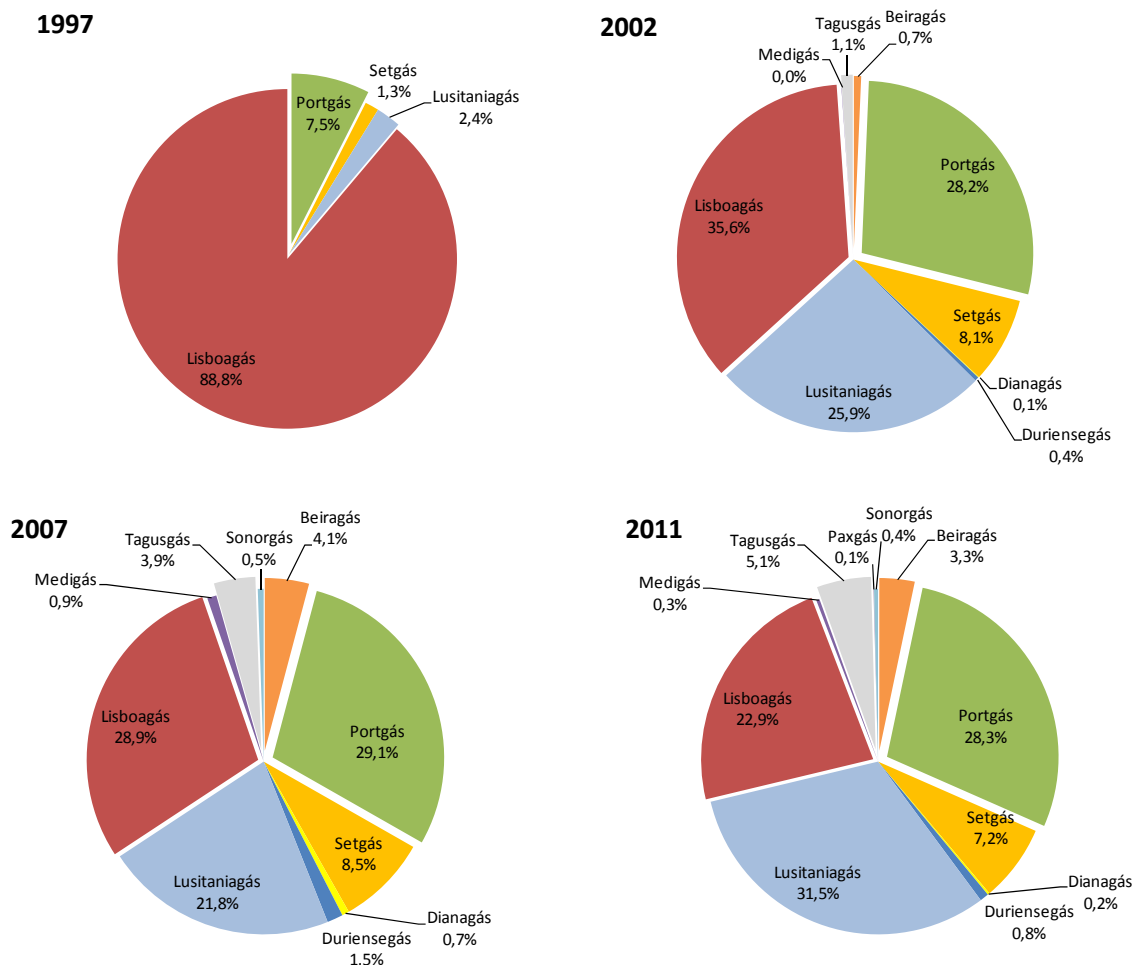


Em 2011, as vendas de gás natural pelas distribuidoras licenciadas representam menos de 3% do total das vendas, enquanto a Portgás, Lisboagás e a Lusitaniagás concentram 98.3% das vendas totais. Entre 2007 e 2011, houve um aumento da quota das empresas concessionadas justificado pela inclusão de clientes que antes eram abastecidos em média pressão.

A figura seguinte permite avaliar o peso de cada distribuidora no total das vendas de gás em volume²⁸, entre 1997 e 2011.

²⁸ Até 2007, as vendas de gás incluem a venda de gás natural e de propano.

Figura 3-19 – Evolução do peso de cada operadora no total do volume de GN distribuído

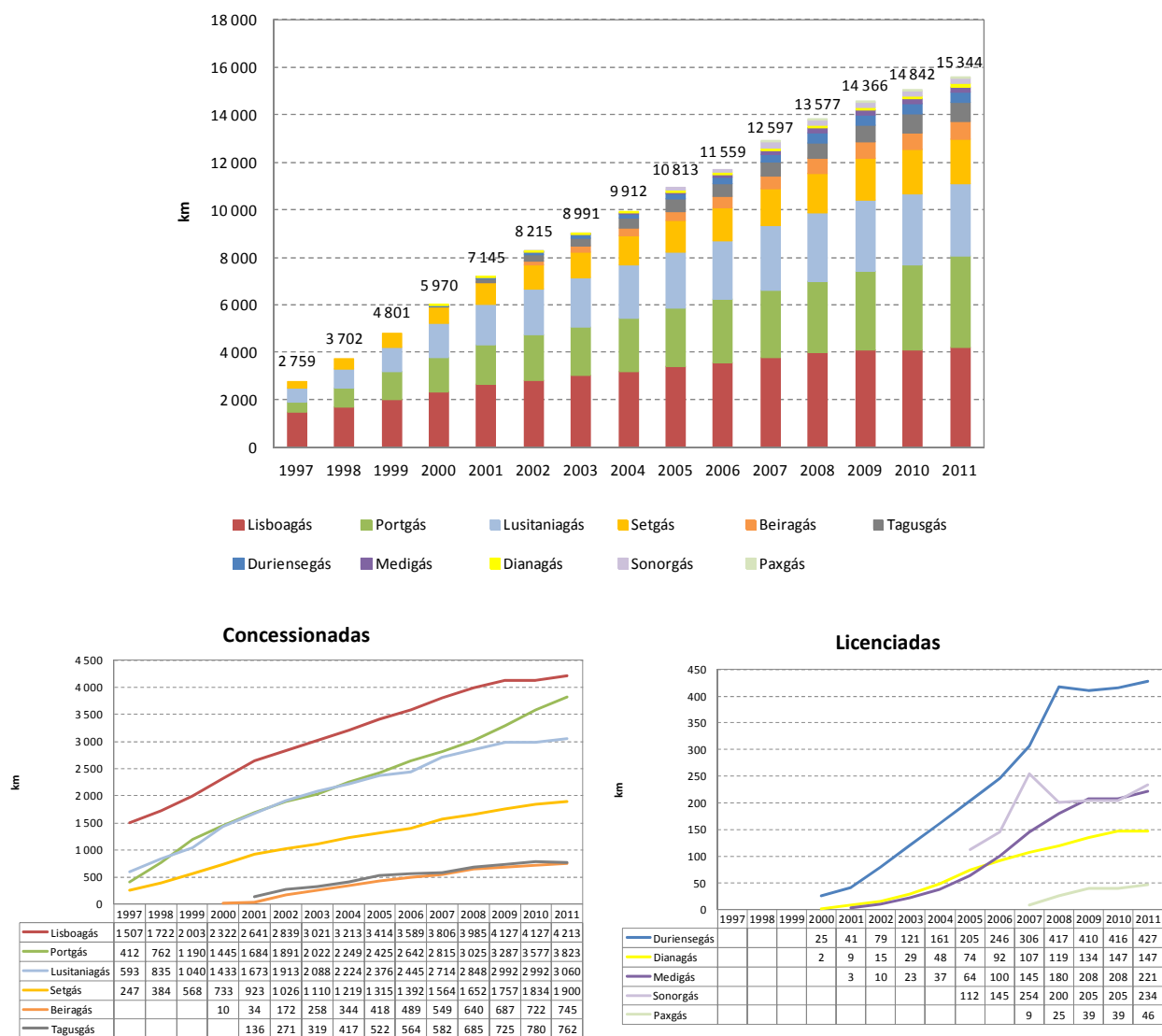


A rede de distribuição de gás em Portugal passou de 2 759 km em 1997 para 15 344 km em 2011.

Os investimentos em redes de distribuição das empresas concessionadas foram mais intensivos nos primeiros 6 anos (1997 a 2002) onde paralelamente à rede secundária foi necessária a construção de toda a rede primária, verificando-se uma taxa de crescimento média anual, neste período, na ordem dos 25%. A partir dessa data e até 2011, os investimentos são essencialmente direcionados para a rede secundária verificando-se uma desaceleração no crescimento da rede para taxas na ordem dos 7% ao ano.

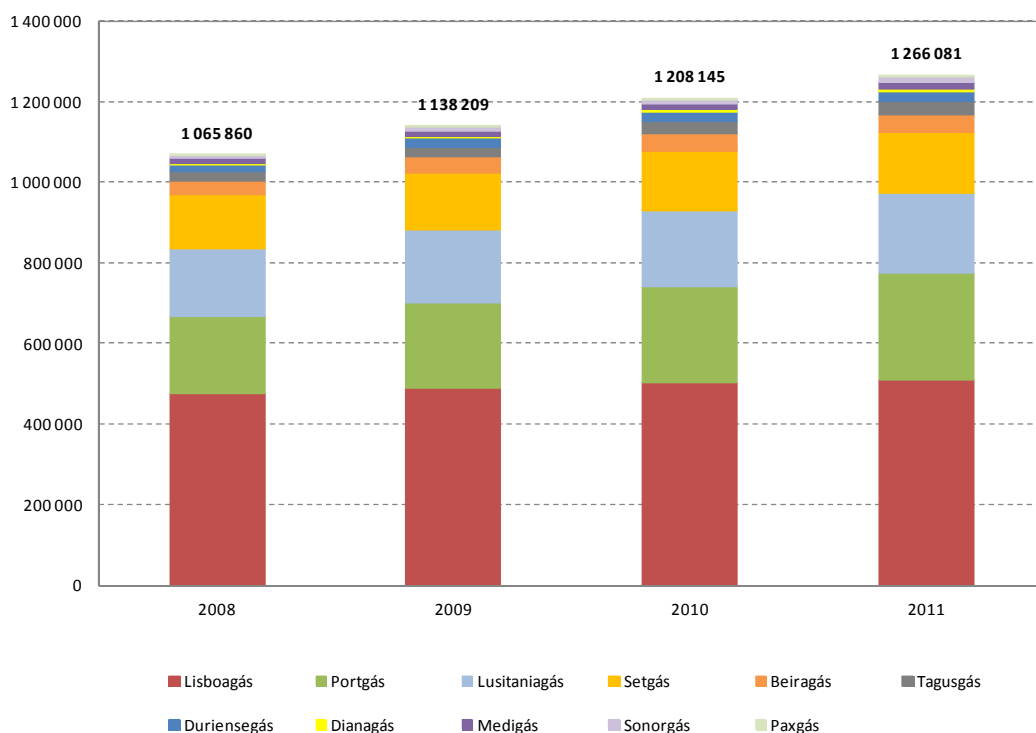
Ao nível das licenciadas à medida que as mesmas vão obtendo licenças para distribuir em novos pólos, é necessário construir redes de distribuição, pelo que apresentam elevados acréscimos anuais na extensão das redes, que rondam os 26% ao ano, entre 2002 e 2011.

Figura 3-20 – Evolução da extensão da rede (primária e secundária)



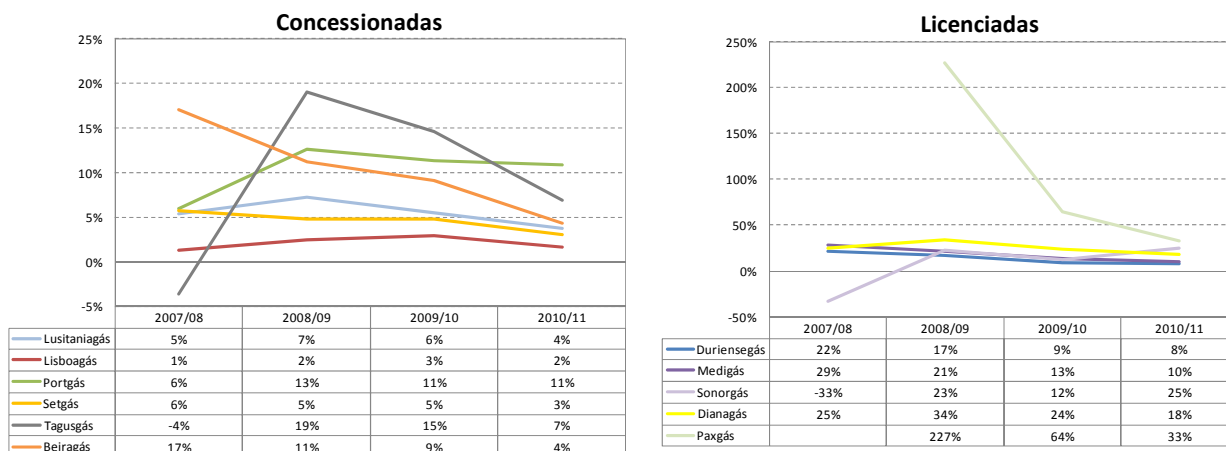
O número de pontos de abastecimento ultrapassou 1 milhão em 2007 (Figura 3-21). No período de 2008 a 2011, a taxa de crescimento média anual foi de cerca de 6%, que contrasta com o crescimento verificado entre 1997 e 2007 de cerca de 15%.

Figura 3-21 – Evolução do número de pontos de abastecimento



Na generalidade das empresas de distribuição, a taxa de crescimento do número de clientes tem vindo a baixar de forma gradual. No entanto, verifica-se ainda, alguma instabilidade ao nível das taxas de crescimento de algumas empresas, nomeadamente das licenciadas, resultante do início de abastecimento de novos pólos de consumo. Entre 2010 e 2011, a Paxgás (+33%), a Sonorgás (+25%), a Dianagás (+18%), a Portgás (+11%) e Medigás (+10%), representam as empresas que apresentam um crescimento mais expressivo. As restantes empresas, apresentam um crescimento inferior a 10%. A figura seguinte apresenta as evoluções atrás descritas.

Figura 3-22 – Taxa de anual de crescimento do número de pontos de abastecimento

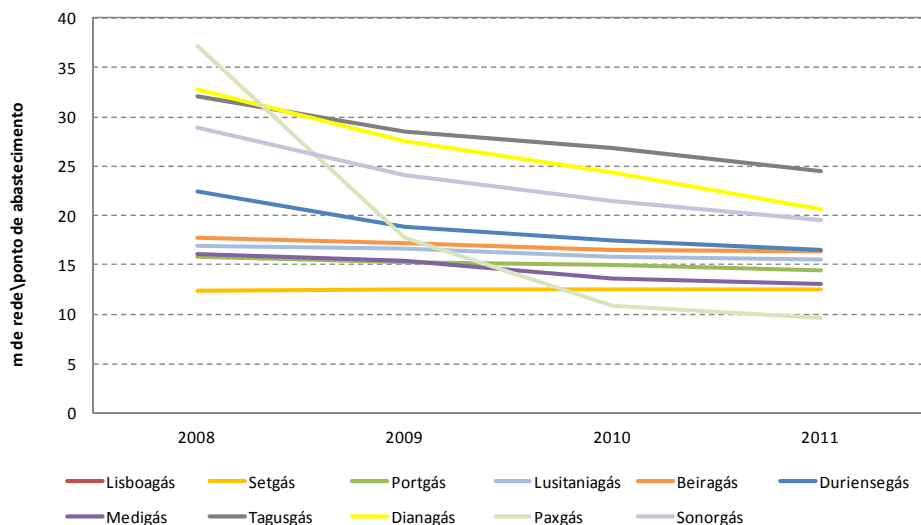


INDICADORES OPERACIONAIS POR EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO

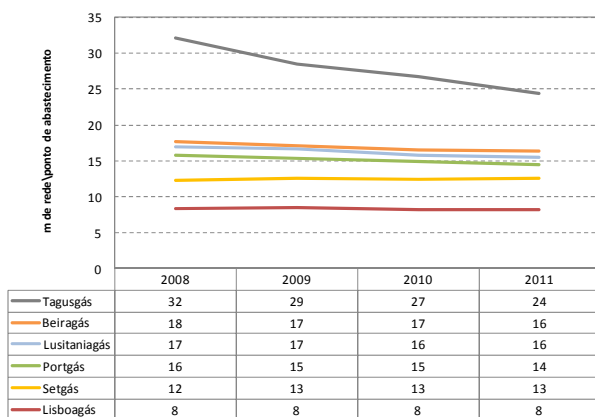
Na Figura 3-23 e na Figura 3-24 apresenta-se a evolução no período de 2008 a 2011, por empresa de distribuição, da saturação das redes e do consumo unitário por ponto de abastecimento, respetivamente.

Da análise da Figura 3-23 conclui-se que a saturação da rede medida pela relação entre os metros de rede construída e o n.º de pontos de abastecimento dentro de cada área de concessão/licença apresenta uma evolução ligeiramente decrescente ao longo do período em análise, indicando um ritmo de ligação de novos pontos de abastecimento superior ao ritmo de construções de redes. Esta tendência é mais visível nas empresas licenciadas, com especial destaque para a evolução apresentada pela Paxgás. Recorde-se que a Paxgás entre 2008 e 2011, multiplicou por 7 o número de pontos de abastecimento e duplicou a sua rede.

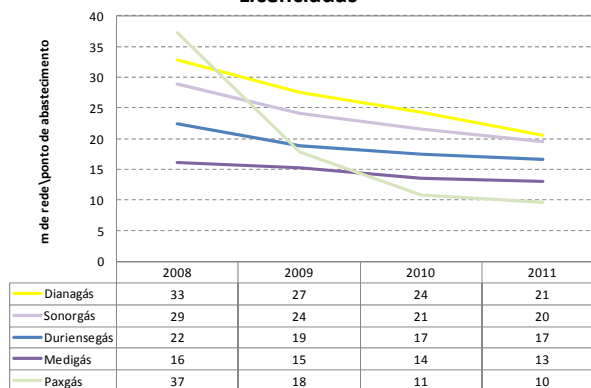
Figura 3-23 – Saturação da rede



Concessionadas

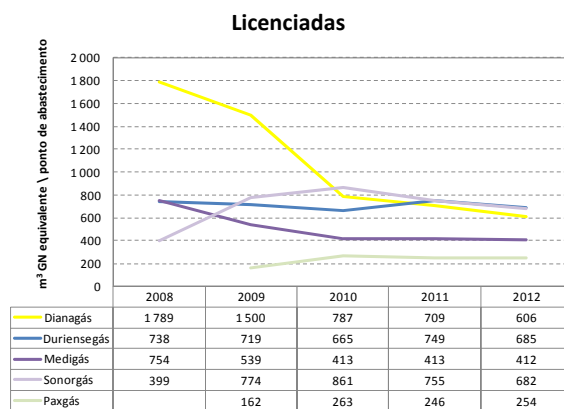
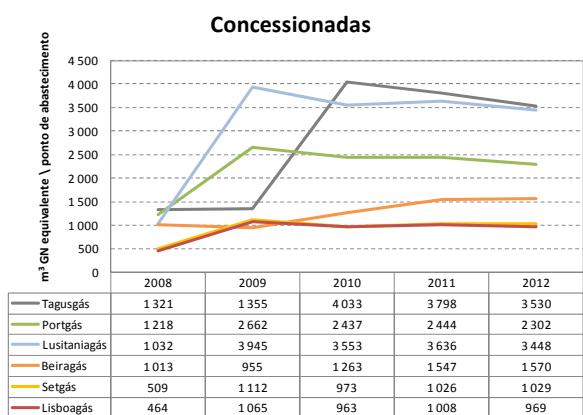
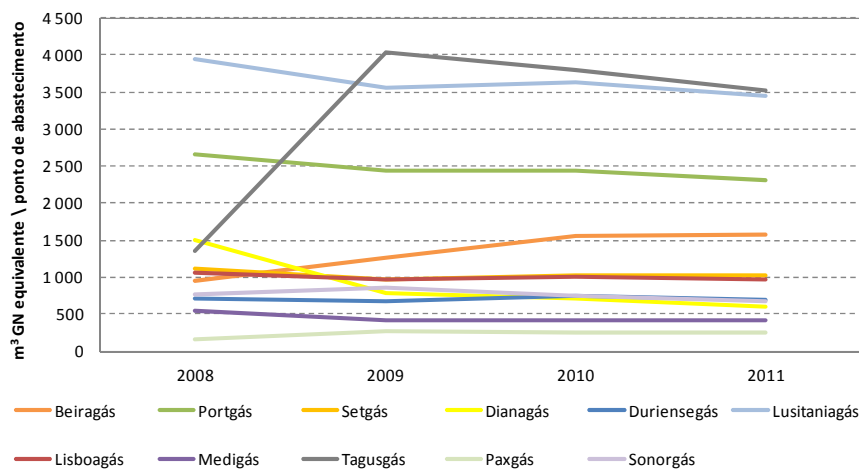


Licenciadas



Até 2007, a grande maioria dos clientes industriais não era abastecida pelas redes das distribuidoras. Contudo, existem casos de distribuidoras que embora abasteçam um número reduzido de consumidores industriais, o seu consumo ultrapassa os 50% do total do consumo abastecido pela distribuidora, pelo que o consumo unitário da área de distribuição é bastante elevado. Entre 2008 e 2011, todas as empresas concessionadas aumentam o consumo de gás natural em volume por ponto de abastecimento, enquanto que nas empresas licenciadas o mesmo se verifica apenas na Sonorgás e na Paxgás.

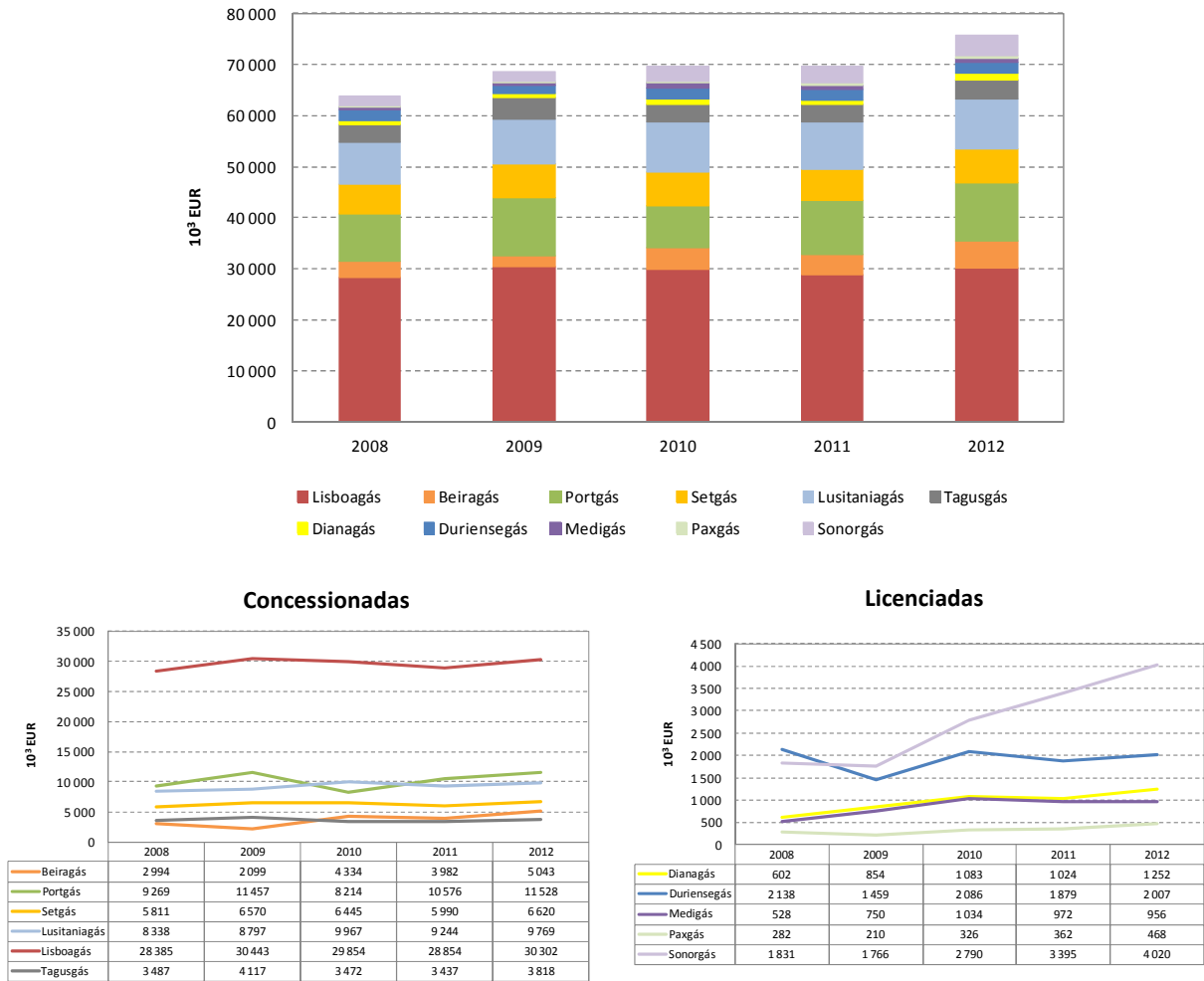
Figura 3-24 – Consumo de GN por ponto de abastecimento



ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DE CUSTOS UNITÁRIOS

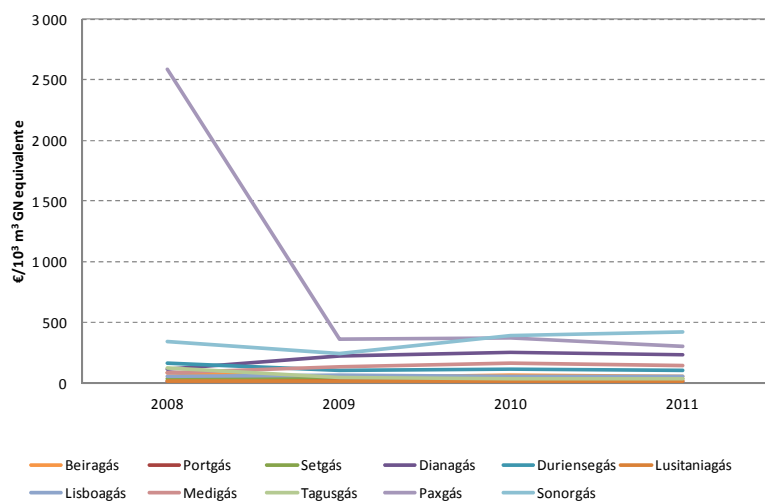
A Figura 3-25 analisa a evolução dos custos de exploração líquidos, a preços constantes de 2013 entre 2008 e 2011. No período em análise, a taxa de crescimento médio anual situou-se em 4,5%. No caso das empresas concessionadas, a taxa de crescimento médio anual situou-se em torno de 3,6%, enquanto que nas empresas licenciadas a taxa de crescimento médio anual é mais expressivo, em torno de 13%.

Figura 3-25 – Custos de exploração líquidos, a preços constantes de 2013

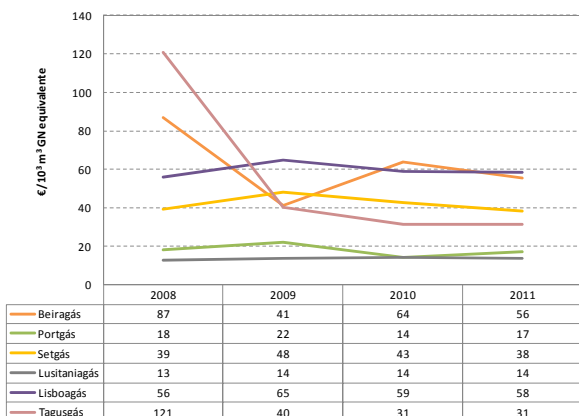


No caso das empresas concessionadas, observa-se uma diminuição dos custos de exploração por unidade vendida na maioria dos casos, com exceção da Lisboagás. No caso das empresas licenciadas, a tendência não é tão clara.

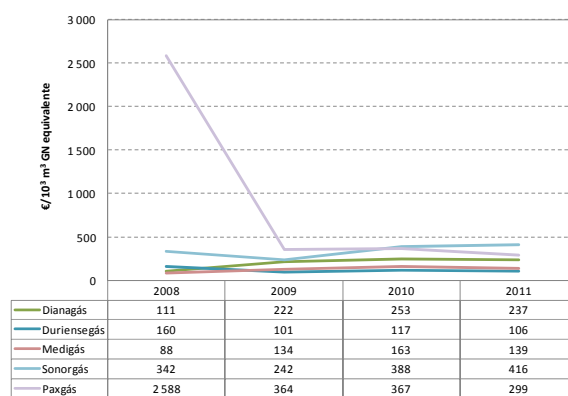
Figura 3-26 – Custos de exploração líquidos por unidade vendida



Concessionadas

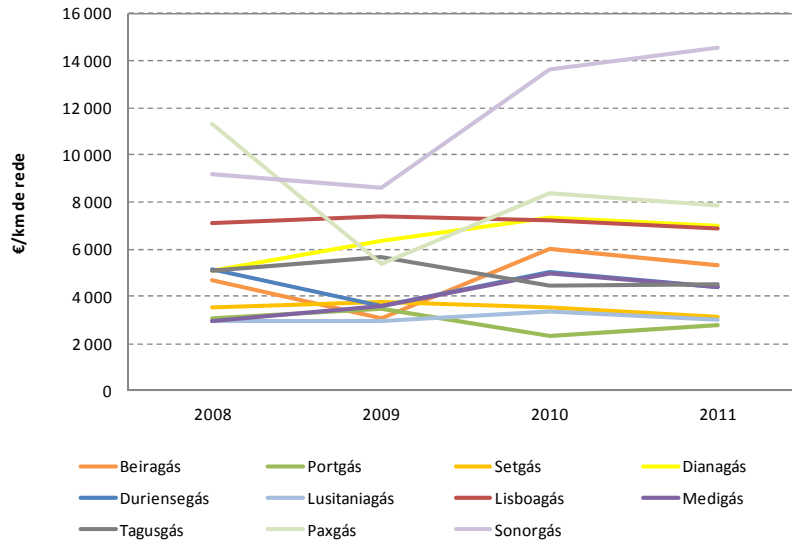


Licenciadas

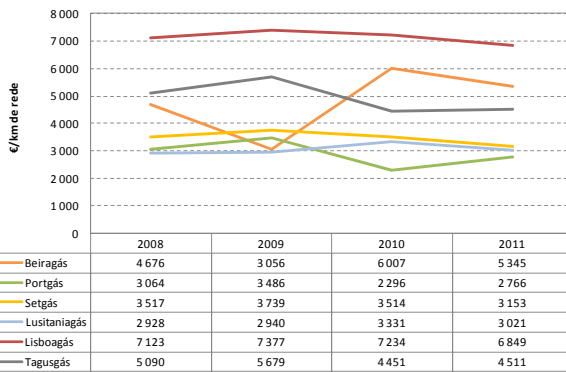


No caso das empresas concessionadas, observa-se uma diminuição dos custos de exploração por km de rede na maioria dos casos, com exceção da Lisboagás. No caso das empresas licenciadas, três em cinco empresas apresentam uma subida no indicador, no período em análise.

Figura 3-27 – Custos de exploração líquidos por km de rede



Concessionadas



Licenciadas

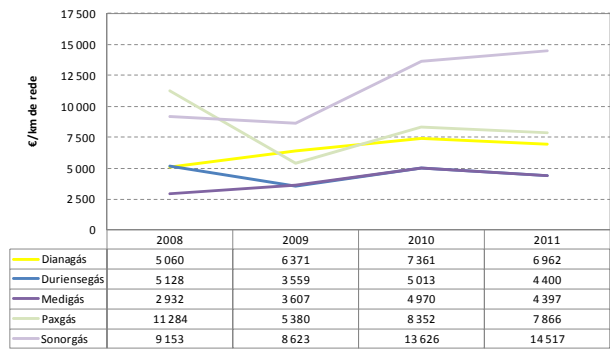
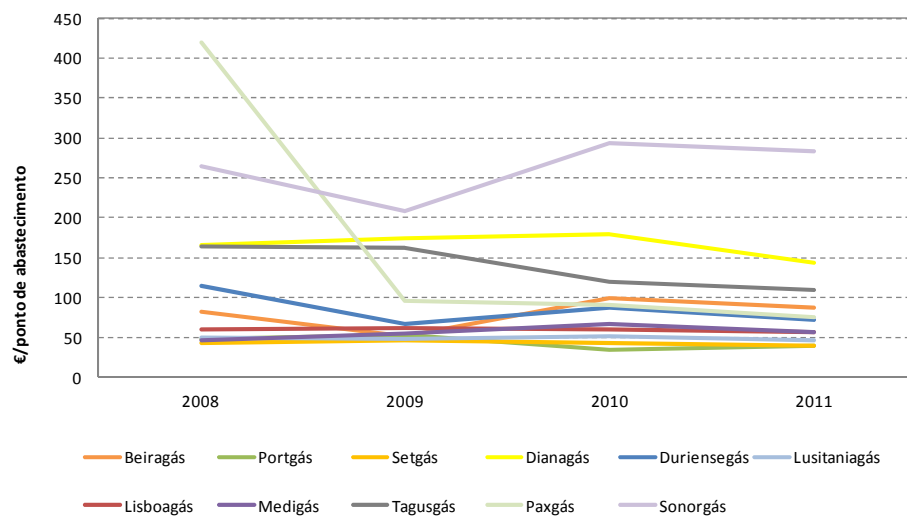
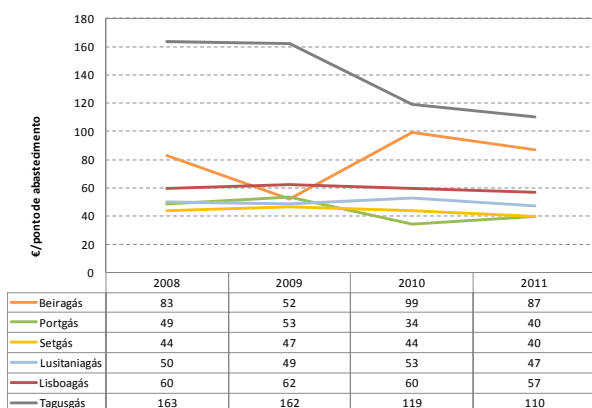


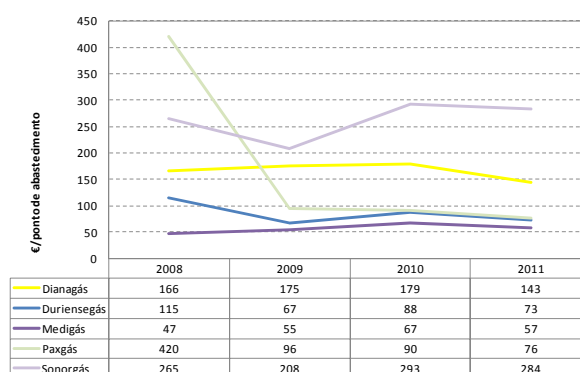
Figura 3-28 – Custos de exploração líquidos por ponto de abastecimento



Concessionadas



Licenciadas



No caso dos custos de exploração por cliente, observa-se uma clara diminuição deste indicador entre 2008 e 2011, com exceção da Beiragás, da Medigás e da Sonorgás.

3.3 BASE DE CUSTOS

No anterior período regulatório estabeleceu-se que, para as quatro maiores empresas concessionadas - Portgás, Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás - a base de custos a considerar na aplicação das metas de eficiência tinha como referência o ano de 2008. Para as restantes empresas, considerou-se como base o ano gás 2008-2009. Recorde-se que, para a Paxgás não foram estabelecidas metas de eficiência, uma vez que esta empresa apenas tinha iniciado a sua atividade operacional no ano de 2008. Deste modo, a forma de regulação estabelecida pela ERSE para os custos de exploração desta empresa no período regulatório do ano gás 2010-2011 a 2012-2013 foi por custos aceites.

Analisando a evolução da base de custos estabelecida pela ERSE no anterior período regulatório e, tal como explicitado no ponto 3.2.3, esta é, em média, cerca de 98% da base de custos das diversas empresas²⁹ em análise.

As empresas Beiragás, Duriensegás e em menor escala, a Lisboagás conseguiram obter ganhos de eficiência nos custos operacionais do 2º semestre de 2010 ao 1º semestre de 2013, possibilitando-lhe a obtenção de uma base de custos real ligeiramente inferior ao estabelecido pela ERSE.

A Sonorgás destaca-se do conjunto das empresas analisadas uma vez que, a base de custos estabelecida no anterior período regulatório é, inferior à sua base de custos real, em cerca de 50%. Aquando da definição de parâmetros para o período regulatório anterior, a estrutura de custos enviada pela empresa encontrava-se desajustada face às exigências decorrentes da sua atividade operacional e consequentemente, a base de custos regulatória tinha por pressuposto uma repartição entre custos da atividade de distribuição e custos da atividade de comercialização diferente da que veio a verificar-se na realidade.

Face ao anteriormente descrito, a ERSE considera adequado manter a base de custos definida no anterior período de regulação para todas as distribuidoras de gás natural, com exceção das empresas Sonorgás e Paxgás, pelos motivos atrás mencionados e Portgás. A base de custos da Portgás é igualmente alterada tendo em conta que a partir de Junho de 2012, esta empresa deixa de fornecer a Refinaria da GALP em Leça da Palmeira. Deste modo, se a base de custos da empresa se mantivesse inalterada no próximo período regulatório, esta empresa seria duplamente penalizada – via custos unitários mais baixos e via “desvio de quantidades”.

A base de custos da Sonorgás teve como referência o último ano de contas reguladas auditados, ou seja, o ano de 2011 sendo os valores posteriores a essa data ajustados pela evolução da atividade e por aplicação de metas de eficiência. A repartição entre o termo variável e o termo fixo teve por base os parâmetros que vigoraram no período regulatório a que o ano de 2011 diz respeito, isto é, 20% para a

²⁹ Análise efetuada com exceção da Beiragás, Duriensegás, Lisboagás e Sonorgás.

componente fixa e o remanescente para a componente variável. Dentro desta última componente, a obtenção dos custos unitários de energia e de pontos de abastecimento teve por base o mesmo peso e em termos físicos, a quantidade de energia veiculada e o número de postos de abastecimento da empresa, ambos valores aceites pela ERSE para efeitos de cálculo dos ajustamentos definitivos de s-2.

A base de custos da Paxgás teve por referência o ano de 2011 aceite para efeitos de cálculo de ajustamentos sendo os valores posteriores a essa data ajustados pela evolução da atividade e por aplicação de metas de eficiência.

A base de custos da Portgás teve por base o ano de 2011 aceite para efeitos de cálculo de ajustamentos e as quantidades que deram origem ao custo unitário foram corrigidas do efeito do volume de energia da refinaria da GALP em Leça da Palmeira. Os valores posteriores a essa data ajustados pela evolução da atividade e por aplicação de metas de eficiência

De referir que, o último procedimento referido anteriormente foi aplicado de forma harmonizada em todas as distribuidoras de gás natural.

3.4 INDUTOR DE CUSTOS, CUSTOS FIXOS E VARIÁVEIS

3.4.1 ENQUADRAMENTO TEÓRICO

A definição de um nível eficiente para os custos de exploração unitários (por indutor de custos) das distribuidoras de gás natural em Portugal e a correspondente definição de metas de eficiências para estas empresas ao longo do período regulatório 2013-2016 é o objetivo do presente trabalho.

A definição de metas de eficiência para as distribuidoras de gás natural deverá ser efetuada, tendo em conta os seguintes aspetos:

- a) Definição do nível eficiente de custos de exploração e o conseqüente diferencial entre este nível e os custos das distribuidoras.
- b) Definição dos fatores exógenos, isto é, dos fatores não controláveis pela empresa que possam justificar parte das diferenças apontadas.
- c) Definição dos indutores de custos e dos pesos relativos dos custos variáveis e fixos nos custos totais.

Os custos de exploração, ou OPEX, correspondem aos fatores produtivos ou *inputs*, medidos em unidade monetária, que, conjuntamente com os custos de investimento, ou CAPEX, são necessários à realização da atividade da empresa, isto é, à realização ou produção dos *outputs*.

Antes de iniciar este processo, importa definir alguns conceitos importantes, que serão referidos ao longo do trabalho, nomeadamente:

- *Input*.
- *Output*.
- Indutor de custos.
- Fator exógeno.

INPUTS DA EMPRESA

Os *inputs* podem corresponder a unidades físicas, sendo que neste caso as medidas de eficiência correspondem a medidas de promoção da eficiência técnica. No caso presente, estes *inputs* dizem respeito ao número de efetivos e ao conjunto de equipamento necessário à realização da actividade, como sejam a rede instalada, os ramais, os contadores, os postos de redução com e sem medição, as unidades autónomas de gás (UAG).

A atividade de Distribuição de gás natural é uma atividade de capital intensiva, onde o peso do CAPEX é muito superior ao do OPEX na estrutura de custos das empresas.

Sublinhe-se que, tal como sucede com muitas empresas, a realização de algumas das atividades da responsabilidade das empresas distribuidoras é subcontratada a outras empresas prestadoras de serviço, não tendo estas empresas que utilizar os seus recursos físicos para este fim, sendo registada contabilisticamente na rubrica de custos de Fornecimentos e Serviços Externos. Esta rubrica de custos adquire assim uma importância acrescida no OPEX. Este facto leva a que as análises baseadas em dados físicos, focadas na eficiência técnica, a poderem apresentar conclusões enviesadas, tendo em conta que os dados físicos utilizados não refletem a utilização dos recursos. Este facto é mais evidente no caso presente, em que o estudo incide apenas sobre o OPEX. Assim, a análise incidirá sobre os dados contabilísticos, em que os *inputs* corresponderão aos custos de exploração líquidos de custos imputados ao investimento.

OUTPUTS

Os *outputs* são os diferentes produtos ou serviços resultantes das atividades das empresas.

Se consideramos os artigos 20.º e 21.º, do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro à Distribuição de gás natural em Portugal é atribuído um conjunto vasto de atividades e, conseqüentemente, de *outputs*, que vão muito para além da veiculação de gás natural ou da manutenção e planeamento da rede. Existe assim um grande número de *outputs* difíceis de individualizar e de hierarquizar pelo seu grau de importância.

Se forem considerados trabalhos científicos relacionados com a análise de eficiência na atividade de distribuição de gás natural, observa-se que são geralmente considerados um número limitado de variáveis como *outputs* da atividade de distribuição de gás natural.

Assim, os autores R. Carrington, T. Coelli e E. Groom (2002) escolheram como *outputs* as seguintes variáveis:

- Energia entregue (em Joules).
- Número de consumidores residenciais.
- Número de consumidores não residenciais.

Registe-se que estes autores consideraram como *inputs*, para além dos custos de operação e manutenção, o comprimento de rede.

Os autores Zoric, Hrovantin, Scarsi (2009), escolheram os seguintes *outputs*:

- Gás fornecido (em m³).
- Consumo de gás em ponta (em m³/dia).
- Número de consumidores.
- Quilómetros de rede.

Os autores F. Erbetta e L. Rappuoli (2008) utilizaram como *output* no seu estudo as seguintes variáveis:

- Gás distribuído (em volume).
- Número de consumidores.

É possível concluir que todos os autores citados anteriormente utilizam como *outputs* a quantidade de gás distribuído, medido em termos físicos bem como o número de clientes fornecidos. A extensão da rede foi utilizada apenas num *paper*, num total de três *papers* mencionados.

Assim, à atividade de distribuição de gás natural poderão estar associados três importantes *outputs*, que abrangem as várias características da atividade: o número de pontos de abastecimento (que corresponde ao número de clientes ligados), o volume de gás natural distribuído e o comprimento das redes.

DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS, CUSTOS FIXOS E VARIÁVEIS

Nem todos os *outputs* influenciam da mesma forma a evolução dos custos, sendo que os *outputs* que influenciam de um modo mais significativo os custos são considerados indutores de custos.

Os indutores de custos são variáveis cuja evolução reflete diretamente no nível de custos da empresa. Os indutores de custo deverão refletir o ritmo de evolução da atividade das empresas.

Como estas variáveis são por definição mensuráveis, elas correspondem geralmente aos *outputs* das funções de produção consideradas pelos economistas. No caso presente, a evolução dos pontos de abastecimento ou do volume de gás natural distribuído poderão ser considerados indutores de custos.

Sabe-se que o custo do investimento em redes de distribuição de gás natural está fortemente dependente dos pontos de abastecimento. Ver por exemplo Gordon *et. al.* (2003)³⁰ e Massol³¹ (2012).

Por outro lado, é conhecido que a construção de uma rede de baixa pressão é concebida tendo em conta a sua expansão, isto é, tendo em conta o ordenamento do território em geral, e, em particular, os potenciais clientes/pontos de abastecimento. É possível então afirmar que o desenho da rede e, conseqüentemente o seu custo, estão relacionados com os pontos de consumo. Conseqüentemente, num menor ou maior grau um aumento do número de clientes implicará um aumento nos custos de operação e manutenção das empresas de distribuição de gás natural.

Por outro lado, um aumento no número de clientes a abastecer conduz a um aumento nouro tipo de custos de exploração, para além dos custos de operação e manutenção – os custos com as leituras, com a assistência técnica e com os serviços de atendimento, são um exemplo de custos proporcionais ao número de clientes fornecidos e, conseqüentemente, proporcionais aos pontos de abastecimento.

Porém, existem vários fatores que levam a ponderar se se deve apenas considerar este indutor:

- Em primeiro lugar, as empresas podem influenciar os resultados porque o número de pontos de abastecimento não é uma variável externa das empresas, por estar associado à política de investimentos e conseqüentemente às estratégias de desenvolvimento das suas atividades.
- Em segundo lugar, o risco do processo não pode ser integralmente suportado pelos consumidores. As empresas são ressarcidas dos seus custos em geral, e dos custos de exploração em particular, através das receitas geradas com a atividade de distribuição de gás natural, que variam com as quantidades de gás natural distribuídas. Assim, caso a definição dos proveitos permitidos não reflita a evolução das quantidades, o risco associado à flutuação de quantidades para as empresas será totalmente transmitido aos consumidores. Assim, as quantidades do gás natural distribuído deverão integrar a energia veiculada, para além dos pontos de abastecimento.

Por fim, é necessário incentivar os distribuidores a alinharem a sua política de investimentos com uma projeção racional da evolução das quantidades.

³⁰ Gordon, D.V; Gunsch, K. e Pawluk, C.V., 2003. "A natural monopoly in natural gas transmission", *Energy Economics*, 25: 473–485.

³¹ Massol, Olivier, 2012: "A cost function for the natural gas transmission industry: further considerations", Discussion Paper Series No.11/03, Department of Economics, City University London and Center for Economics and Management, IFP School.

3.4.2 ANÁLISE ECONOMETRICA

Por forma a tornar mais consistente a escolha dos indutores, efetuou-se uma análise econométrica que é apresentada de seguida.

ESTATÍSTICA DESCRITIVA E CORRELAÇÃO

A análise efetuada é uma análise dinâmica referente aos anos compreendidos entre 2008 e 2012. As variáveis independentes analisadas por empresa dizem respeito ao número de pontos de abastecimento, ao volume de gás natural veiculado e à extensão da rede de distribuição. A variável dependente corresponde ao valor dos custos de exploração a preços constantes do ano de 2013. Recorde-se que, em 2008 todas as empresas já tinham efetuado a separação contabilística entre a atividade de distribuição e a atividade de comercialização de gás natural.

As empresas consideradas são as seis empresas concessionadas (Beiragás, Portgás, Tagusgás, Lusitâniagás, LisboaGás e Setgás) e as cinco empresas licenciadas (Duriensegás, Sonorgás, Dianagás, Medigás e Paxgás).

O Quadro 3-7 apresenta a correlação entre as variáveis independentes (variáveis explicativas). O objetivo desta análise é identificar variáveis que estejam correlacionadas entre si, facto que deve ser evitado aquando da construção das regressões. A presença de multicolinearidade – variáveis explicativas correlacionadas entre si – condiciona os resultados obtidos para os coeficientes quando analisados individualmente e, por esta razão, deve ser evitado na construção de um modelo.

Quadro 3-7 – Correlação entre as variáveis independentes

	<i>Pontos de abastecimento</i>	<i>Volume gás</i>	<i>Extensão rede</i>
Pontos de abastecimento	1		
Volume gás	0,8	1	
Extensão rede	0,9	0,9	1

Tal como nos resultados obtidos no anterior período regulatório, a elevadíssima correlação entre as diferentes variáveis independentes obriga a que não se possa considerar mais do que uma variável independente como *input* da função custo³².

³² Esta elevada correlação indicia, igualmente, que estas variáveis não devam ser exógenas.

O Quadro 3-8 apresenta a estatística descritiva das variáveis apresentadas anteriormente, bem como da variável dependente, custos de exploração, calculados a preços constantes de 2013.

Quadro 3-8 – Estatística descritiva das variáveis (11 empresas)

	Custos de exploração (a preços constantes)	Pontos de Abastecimento	Volume Vendas	Extensão da rede
Observações	55	55	55	55
Unidade	10 ³ EUR	Número	10 ³ m ³ GN eq.	km
Máximo	30 239	508 105	700 114	4 321
Mínimo	210	672	109	25
Média	6 218	106 912	191 133	1 368
Intervalo médio do nível de confiança (95%)	2 148	39 382	67 444	397
Desvio-padrão	7 945	145 677	249 482	1 467

Os custos de exploração a preços constantes de 2013 correspondem aos custos regulados enviados pelas empresas distribuidoras. O número de postos de abastecimento e o volume de vendas correspondem aos valores aceites pela ERSE para efeitos de cálculo de ajustamentos e a extensão da rede corresponde a valores das empresas.

As 55 observações são referentes aos dados das 11 empresas no período entre 2008 e 2012. O valor máximo dos custos de exploração, dos pontos de abastecimento e da extensão da rede pertencem à Lisboagás ao passo que, o valor mínimo das observações nas quatro variáveis pertence à Paxgás, cujo início da sua atividade operacional ocorreu em 2008 (1º ano de observações). O desvio-padrão apresentado é considerado elevado justificado pelo facto desta amostra ser constituída por empresas com dimensões bastantes díspares entre si.

O Quadro 3-9 apresenta a mesma informação que a considerada anteriormente apenas para sete empresas (cinco empresas licenciadas, Beiragás e a Tagusgás).

Quadro 3-9 – Estatística descritiva das variáveis (7 empresas)

	Custos de exploração (a preços constantes)	Pontos de Abastecimento	Volume Vendas	Extensão da rede
Observações	35	35	35	35
Unidade	10 ³ EUR	Número	10 ³ m ³ GN eq.	km
Máximo	4 117	46 795	113 514	822
Mínimo	210	672	109	25
Média	1 996	17 777	28 261	361
Intervalo médio do nível de confiança (95%)	456	4 557	12 471	91
Desvio-padrão	1 328	13 266	36 304	264

O valor máximo dos custos de exploração, do volume de vendas e da extensão da rede pertencem à Tagusgás enquanto que, o valor mínimo de todas as variáveis pertence à Paxgás, pelas razões atrás mencionadas. O desvio-padrão no volume de vendas é bastante elevado, sendo inclusive superior à média deste indicador, indicando que apesar de a maior parte das empresas terem um fator comum (serem licenciadas), são realidades bastante díspares.

DEFINIÇÃO DO MODELO – RELAÇÕES ESPÚRIAS

Os problemas decorrentes de relações espúrias são comuns nas séries temporais. Estes materializam-se nos elevados valores dos coeficientes de correlação, quando, na prática, as variáveis não têm qualquer relação causal entre si. A existência de relações espúrias entre variáveis está associada à não estacionariedade das mesmas.

A existência de uma relação espúria entre duas variáveis surge quando ambas estão relacionadas com uma terceira variável não identificada. No caso das séries temporais, a relação poder-se-á dever à existência de tendências de evolução crescentes ou decrescentes.

O recurso a dados em painel com efeitos individuais fixos e aleatórios permite minorar parte destes problemas, com a vantagem de aumentar o número de observações e consequentemente a fiabilidade das estimações. Por outro lado, a consideração de efeitos individuais fixos (variáveis não identificadas relacionadas com as variáveis do modelo) ou aleatórios (variáveis não identificadas não relacionadas com as variáveis do modelo) permite anular efeitos decorrentes da existência de variáveis não identificadas fixas ao longo do tempo. Assim, enviesamentos decorrentes de problemas de

endogeneidade serão anulados³³. Porém, qualquer enviesamento decorrente das séries não serem estacionárias não é anulado com estas metodologias.

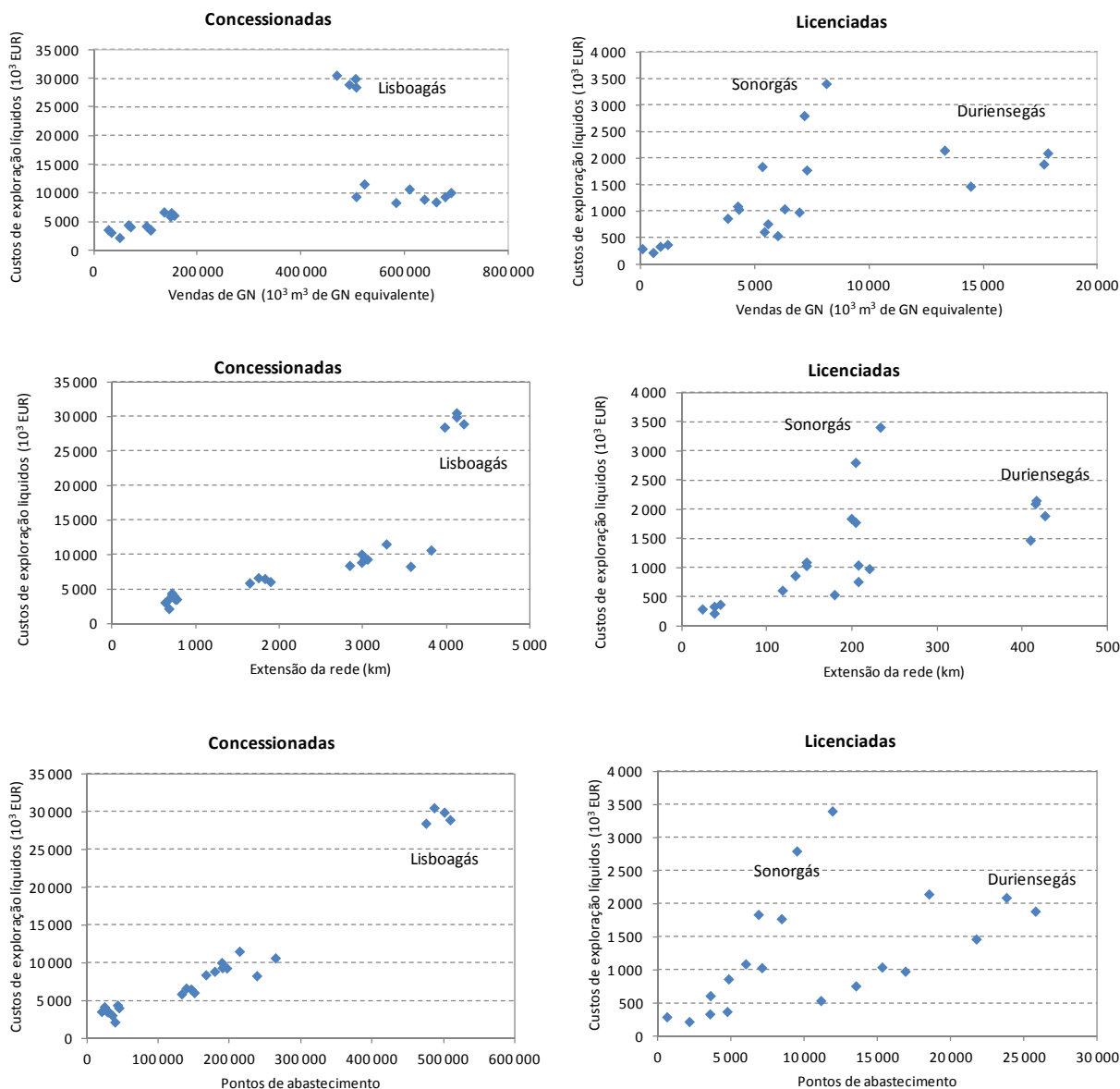
Assim, a necessidade dos resultados econométricos serem acompanhados do prévio enquadramento económico ainda é mais evidente no caso presente. Deste modo, remete-se para a análise efetuada no capítulo 0, para um melhor entendimento dos resultados apresentados de seguida.

A Figura 3-29 apresenta a dispersão da variável dependente face às variáveis de desempenho independentes consideradas com os dados compreendidos entre 2008 e 2011. No caso das empresas concessionadas é possível concluir a existência de grupos de empresas, consoante o andamento das variáveis analisadas – um primeiro grupo constituído unicamente pela Lisboagás; um segundo grupo constituído pela Portgás, Lusitaniagás³⁴ e Setgás e por último um terceiro grupo, constituído pela Tagusgás e a Beiragás, com custos de exploração, extensão de rede, volume de gás veiculado e número de pontos de abastecimento inferiores às restantes empresas concessionadas. No caso das empresas licenciadas é possível constatar a existência de realidades distintas entre estas. Deste modo, a Duriensegás destaca-se claramente das demais empresas licenciadas e a Sonorgás apresenta custos de exploração líquidos superiores a outras empresas com igual dimensão, quando considerado o volume de gás natural veiculado, a extensão de rede ou o número de pontos de abastecimento.

³³ Os problemas de endogeneidade devem-se, regra geral, à omissão de uma variável explicativa.

³⁴ As empresas Tagusgás e Lusitaniagás veiculam gás natural para entrega a outras distribuidoras.

Figura 3-29 – Gráficos de dispersão Concessionadas e Licenciadas (dados 2008 a 2011)



DEFINIÇÃO DO MODELO - FORMA FUNCIONAL

Tendo em conta a análise efetuada no anterior período regulatório considerou-se que, a função logarítmica é a forma funcional mais adequada para a especificação dos modelos.

Do ponto de vista teórico, a função log linear é especificada da seguinte forma:

$$\ln y_t = \beta_1 + \beta_2 \ln x_{t2} + e_t$$

O coeficiente β_1 corresponde ao logaritmo da média geométrica de y_t quando $y_t = 0$ e o coeficiente β_2 corresponde à elasticidade de variação de y_t face a x_{t2} . Assim, uma variação de 1% de x_{t2} terá como contrapartida uma variação de β_2 .

DADOS EM PAINEL

A análise com dados em painel é apresentada por grupo de empresas:

- Todas as empresas.
- 7 empresas: empresas licenciadas e a Beiragás e a Tagusgás.

Foram apenas colocadas as regressões cujos coeficientes são estatisticamente relevantes.

A variável dependente são os “custos de exploração a preços constantes de 2013” e as variáveis independentes, os indutores de custos que se pretendem testar.

Tendo em conta a possível multicolinearidade entre as variáveis independentes apenas foram efetuadas regressões com uma variável independente.

Quadro 3-10 – Resultados da análise em painel

Empresas analisadas	Período considerado	Número de observações	Especificação dos efeitos	Variável independente	Coefficiente da variável (estatística t)
11	2008 a 2012	55	Fixos	constante	5,92636 (6,317356)
				log volume veiculado	0,199455 (2,252490)
11	2008 a 2012	55	Fixos	constante	3,718189 (4,026156)
				log pontos de abastecimento	0,411726 (4,679676)
11	2008 a 2012	55	Aleatórios	constante	2,412834 (5,057806)
				log km rede	0,874806 (12,12314)
7	2008 a 2012	35	Aleatórios	constante	2,213543 (3,223084)
				log km	0,918817 (7,548446)
7	2008 a 2012	35	Aleatórios	constante	4,004558 (5,889660)
				log volume veiculado	0,356176 (4,968595)
7	2008 a 2012	35	Aleatórios	constante	2,727289 (2,923880)
				log pontos de abastecimento	0,484926 (5,0122408)

Os resultados das regressões com recurso aos dados de onze empresas permite concluir que, tanto o volume de gás veiculado, como o número de pontos de abastecimento como a extensão da rede são variáveis estatisticamente significativas. Esta conclusão é igualmente válida quando se analisam as empresas licenciadas juntamente com a Beiragás e a Tagusgás. Em termos de nível de significância, a extensão da rede e o número de pontos de abastecimento aparentam ser variáveis mais significativas do que o volume de gás veiculado. Concluindo, a evidência estatística permite afirmar que, a extensão da rede, o número de pontos de abastecimento e o volume de gás natural veiculado podem ser considerados como indutores de custo da atividade de distribuição de gás natural.

Analisando o efeito do indutor por ponto de abastecimento na evolução dos custos observa-se que, de um modo geral, um aumento deste tem um efeito menos do que proporcional nos custos de exploração. Considerando as onze empresas, o coeficiente do logaritmo do número de clientes é de 0,42 e, por conseguinte, um aumento em 10% do número de clientes implica um aumento de cerca de 4,2% nos custos de exploração. Considerando as sete empresas, um aumento em 10% do número de clientes implica um aumento de 4,8% dos custos de exploração, evolução muito semelhante à indicada anteriormente.

Analisando o efeito do indutor extensão de rede na evolução dos custos observa-se que, à semelhança da análise do efeito do indutor pontos de abastecimento, um aumento deste tem um efeito menos do que proporcional nos custos de exploração. Considerando as onze empresas, o coeficiente do logaritmo da extensão de rede é de 0,88 e, por conseguinte, um aumento em 10% do volume de gás veiculado implica um aumento de cerca de 8,8% nos custos de exploração. Considerando as sete empresas, um aumento em 10% do volume de gás natural veiculado implica um aumento de 9,2% dos custos de exploração.

Analisando o efeito do indutor volume de gás veiculado na evolução dos custos observa-se que, um aumento deste tem um efeito menos do que proporcional nos custos de exploração. Considerando as onze empresas, o coeficiente do logaritmo do volume de gás veiculado é de 0,20 e, por conseguinte, um aumento em 10% do volume de gás veiculado implica um aumento de cerca de 2,0% nos custos de exploração. Considerando as sete empresas, um aumento em 10% do volume de gás natural veiculado implica um aumento de 3,6% dos custos de exploração, evolução muito semelhante à indicada anteriormente.

A análise anterior evidencia que as empresas mais pequenas, por comparação com as quatro maiores empresas (Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás e Setgás) apresentam variações nos seus custos de exploração superiores às apresentadas quando a amostra é constituída por todas as empresas, demonstrando que essas empresas ainda se encontram numa fase de diluição dos seus custos unitários mais acentuada do que as quatro maiores empresas.

A especificação dos efeitos individuais variáveis (variáveis não identificadas não relacionadas com as variáveis do modelo) está presente em quatro das seis regressões cujos coeficientes são estatisticamente significativos.

3.4.3 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

A ERSE reitera que, caso a definição dos proveitos permitidos não reflita a evolução das quantidades, o risco associado à flutuação de quantidades é totalmente transmitido aos consumidores. Acresce ainda que o número de pontos de abastecimento não é totalmente independente da gestão das empresas, está associado à política de investimentos e, conseqüentemente, às estratégias de desenvolvimento do negócio da empresa. Recorde-se que as empresas de distribuição de gás natural têm garantida a recuperação dos custos de investimentos, que estão devidamente remunerados.

Como foi referido é geralmente aceite que o número de pontos de abastecimentos é um indutor de custos da atividade de distribuição de gás natural. A análise estatística com recurso aos dados em painel com as 11 empresas permitiu concluir que, tanto a extensão de rede como o número de pontos de abastecimento, podem ser considerados como indutores de custos, ou seja, são variáveis que influenciam a evolução dos custos de exploração. Enquanto que no anterior período de regulação, o recurso a dados em painel conduziu a não rejeitar a hipótese de que as quantidades de gás natural não influenciavam a evolução dos custos de exploração, a análise empírica agora efetuada com recurso a um maior número de observações permitiu concluir de forma inequívoca que, o volume de energia veiculado influencia a evolução dos custos de exploração e como tal, ser acertada a decisão de o considerar como um driver de custo. Contudo, quando comparado com os pontos de abastecimento e a extensão da rede, o volume de energia veiculada explica a evolução dos custos de exploração mas em menor grau, quando comparado com os outros dois indutores de custo. Como se verá no ponto seguinte, os modelos com o número de pontos de abastecimento e km de rede apresentam resultados muito semelhantes nos resultados por aplicação do DEA, sendo variáveis bastante correlacionadas, pelo que se decidiu incluir apenas um dos indutores de custos, o número de pontos de abastecimento.

Deste modo, face às várias problemáticas referidas, definiu-se manter para o próximo período regulatório a quantidade de gás natural veiculada e o número de pontos de abastecimento como indutores de custos.

Relativamente à definição do peso dos termos variáveis, energia e pontos de abastecimento, foi considerado um peso de 25% para o termo energia e 75% para o termo pontos de abastecimento. A repartição referida anteriormente é diferente da definida no anterior período regulatório, em que era dado um peso semelhante aos dois termos variáveis. As justificações para tal decisão prendem-se por um lado, com as evidências empíricas já referidas e, por outro lado, pelas conclusões retiradas da análise

econométrica aos indutores de custos³⁵. No entanto saliente-se uma vez mais que, fica assegurada uma partilha do risco regulatório inerente a uma regulação por incentivos (do tipo *Price-Cap*) entre os consumidores de gás natural e empresas distribuidoras uma vez que, a metodologia pressupõe a consideração de dois indutores de custos para a componente variável dos custos de exploração aceites.

3.4.4 DEFINIÇÃO DOS PESOS DAS COMPONENTES FIXAS E VARIÁVEIS DOS CUSTOS

No período regulatório anterior estabeleceu-se que as empresas concessionadas por serem empresas mais maduras teriam um peso da componente variável inferior ao peso da componente variável das empresas licenciadas, onde seria expeável uma diminuição dos seus custos unitários, à medida que estas empresas se fossem expandindo em termos de volume de negócios. Desde modo, e de acordo com uma análise de sensibilidade do nível de significância da variável independente nos custos de exploração, foi estabelecido um peso de 20% para a componente fixa dos custos e 80% para a componente variável, dos mesmos tanto para a Dianagás como para a Duriensegás, para a Medigás e para a Sonorgás. Nas empresas concessionadas foi dado um peso de 40% para a componente fixa e de 60% para a componente variável.

Decorrido mais um período regulatório considera-se assim adequado incluir as empresas licenciadas no grupo onde se encontravam as empresas concessionadas, com exceção da Sonorgás e da Paxgás que, por serem as empresas mais recentes em termos operacionais e onde é expectável uma diluição clara dos seus custos unitários à medida que aumente a atividade operacional da empresa com o decorrer do tempo, mantêm o peso da componente variável em 80%.

Assim, para a Dianagás, para a Duriensegás e para a Medigás é estabelecido um peso da componente variável de 60% dos custos de exploração.

O Quadro 3-11 apresenta de forma esquematizada o peso do termo variável dos custos de exploração para o novo período de regulação, por comparação com o mesmo no período regulatório anterior.

³⁵ O volume de gás natural veiculado é uma variável estatisticamente significativa mas com um nível de significância menor do que o número de pontos de abastecimento.

Quadro 3-11 – Componente dos custos que varia diretamente com o nível de atividade

	Peso termo variável	Peso termo variável
	2010-2013	2013-2016
Beiragás	60%	60%
Dianagás	80%	60%
Duriensegás	80%	60%
Portgás	60%	60%
Lusitaniagás	60%	60%
Lisboagás	60%	60%
Medigás	80%	60%
Paxgás	-	80%
Setgás	60%	60%
Sonorgás	80%	80%
Tagusgás	60%	60%

3.5 METAS DE EFICIÊNCIA

3.5.1 METODOLOGIA DE BENCHMARKING

CONTEXTO DE APLICAÇÃO

As estruturas de mercado próximas do monopólio, tais como se verificam na distribuição de gás natural, poderão caracterizar-se por um conjunto de ineficiências tanto na afetação dos recursos económicos, como nos próprios processos. Porém, a avaliação do desempenho eficiente das empresas é uma tarefa complexa, e dificilmente se pode definir, com escrutínio, qual a função de produção eficiente de uma empresa. Acresce que, no caso das empresas que atuam em mercados muito concentrados e pouco sujeitos à concorrência, os indicadores económicos e financeiros geralmente utilizados, como sejam as taxas de rendibilidade, não espelham a qualidade da gestão económica e técnica da empresa.

Neste quadro, o *benchmarking*, isto é a comparação de dados relativos a diferentes empresas, é frequentemente utilizado pelos reguladores sectoriais para estimar o grau de eficiência, em termos técnicos e em termos de afetação dos recursos.

A aplicação do *benchmarking* deverá ter em conta os seguintes aspetos (Agreel e Bogetoft, 2003)³⁶:

³⁶ Agreel e Bogetoft. 2003 "Benchmarking for Regulator", *Sumscid*.

-
- As consequências para os agentes económicos da aplicação do incentivo, no âmbito do qual se realizou o estudo de benchmarking.
 - A implementação dos resultados por empresas ou por conjunto de empresas.
 - O tratamento dos custos afundados, quando o CAPEX é analisado.

Recorda-se que na presente análise apenas se pretendem aplicar metas de eficiência aos custos de exploração. Deste modo, o último ponto não se aplica, por respeitar à valorização do CAPEX.

No que diz respeito aos dois primeiros pontos, estes estão profundamente relacionados com a confiança depositada pelo regulador nos resultados do próprio modelo para a definição de metas de eficiência.

A obtenção de uma base de dados extensa e fiável é essencial para a obtenção de resultados fidedignos num processo deste género. Porém, quanto mais extensas são as bases de dados utilizadas no processo de *benchmarking*, mais dificilmente os dados são comparáveis. É necessário encontrar um ponto de equilíbrio entre a obtenção de uma base de dados de grandes dimensões e a inclusão de dados de empresas comparáveis, nomeadamente no que diz respeito a algo complexo como é a definição de custos eficientes de produção.

Estas dificuldades, que se sobrepõem às que resultam das próprias insuficiências das diferentes metodologias existentes, implicam que os resultados de qualquer processo de *benchmarking* sejam principalmente indicativos para o regulador. Como referem alguns autores (por exemplo, Carrington *et al.*, 2002)³⁷, os resultados não devem ser utilizados de modo mecânico na definição de metas de eficiência para as empresas.

Contudo, a constatação deste facto não pode deixar que se desvalorize a importância da realização de um *benchmarking* deste género, como instrumento fundamental de conhecimento de um setor e de apoio à tomada de decisão do regulador.

Nos pontos seguintes são explanados os conceitos subjacentes à definição de *benchmarking*, bem como as metodologias empregues e as condições de aplicação desta metodologia. Finalmente, são apresentados alguns exemplos de aplicação destas metodologias.

OBJETIVOS DO BENCHMARKING: EFICIÊNCIA NA AFETAÇÃO DOS RECURSOS, EFICIÊNCIA À ESCALA E EFICIÊNCIA TÉCNICA

As diferentes formas de eficiência associada à definição de metas de eficiência são a eficiência na afetação de recursos; a eficiência à escala e eficiência técnica.

³⁷ Carrington, Roger; Coelli, Tim e Groom, Eric. 2002. "International Benchmarking for Monopoly Price Regulation: The Case of Australian Gas Distribution". *Journal of Regulatory Economics*, 21(2): 191-216.

Seguidamente, é explicado de uma forma sucinta os conceitos associados a cada tipo de eficiência mencionada anteriormente.

a) Eficiência na afetação dos recursos

Aceitando como pressuposto que o objetivo da empresa é a maximização da sua produção para um determinado nível de custos, esta deverá optar por escolher, de entre as diferentes combinações tecnicamente eficientes, a que determina a menor remuneração dos fatores produtivos. Tendo em conta que as funções de produção são geralmente compostas por vários fatores de produção, também se devem ter em consideração as consequências das variações dos seus preços relativos. Quando o preço de um fator aumenta relativamente aos dos outros, a empresa realiza uma substituição técnica, ou seja, diminui a utilização do fator que se tornou mais caro e aumenta a dos restantes (efeito de substituição).

b) Eficiência à escala

A análise à eficiência da empresa deverá igualmente ponderar os ganhos decorrentes de economias de escala. Existem economias de escala³⁸ quando o aumento da quantidade dos fatores produtivos gera um aumento mais do que proporcional nos *outputs*. A este conceito, diferente do conceito de rendimentos marginais decrescentes por assentar na variação do conjunto dos *inputs* (ou fatores produtivos) e não de um só *input*, está associada a escolha de um nível eficiente de atividade.

c) Eficiência técnica

Em 1966, Harvey Leibenstein³⁹ debruçou-se sobre outro vetor de ineficiência do nível de custos, para além dos dois já referidos, ao qual ele apelidou de “X-inefficiency”, mais tarde conhecido por eficiência técnica⁴⁰. Os incentivos dado por estímulos internos ou externos à empresa, que advém da concorrência estão na base da promoção da eficiência técnica (Leibenstein, 1966).

3.5.2 BENCHMARKING

A ponderação das vantagens e desvantagens das diferentes metodologias de *benchmarking* (ver Anexo) conduz à escolha de uma metodologia não paramétrica no apuramento dos níveis de eficiência das onze empresas. O universo de observações é ainda demasiado reduzido para se considerar um modelo paramétrico. A eventual consideração de observações relativas às mesmas empresas, mas para períodos diferentes enviesa os resultados obtidos com a aplicação de um modelo paramétrico, tendo em conta as grandes diferenças existente nas maturidades das empresas. Por outro lado, existem

³⁸ Conceito também conhecido por rendimentos crescentes à escala.

³⁹ Leibenstein, Harvey. 1966. “Allocative efficiency vs. X-efficiency”. *The American Economic Review*, 56(3): 392-414.

⁴⁰ Porém, sublinhe-se que ainda antes de terem sido apresentadas as evidências empíricas da eficiência técnica, M. J. Farrell formalizou este conceito em 1957.

evidências de relações espúrias nas séries analisadas, o que inviabiliza o recurso a dados em períodos diferentes.

3.5.2.1 ESTATÍSTICA DESCRITIVA

O Quadro 3-12 apresenta alguma estatística descritiva relativa aos dados utilizados na análise de DEA.

Tal como referido anteriormente, a variável de custos são os custos de exploração, sendo que os *outputs* são o número de pontos de abastecimento, o volume de GN veiculado e a extensão da rede.

Tal como nos dados referentes a 2008 analisados no anterior período regulatório, observa-se uma grande dispersão entre os valores mínimos e máximos, concluindo-se que persiste, ao longo do tempo, uma grande diferença na dimensão das empresas em análise, que se materializa no facto dos desvios padrão da amostra serem superiores aos valores das médias para todas as variáveis.

Quadro 3-12 – Estatística descritiva das variáveis, dados 2011

	Custos de exploração (a preços constantes)	Pontos de Abastecimento	Volume Vendas	Extensão da rede
Observações	11	11	11	11
Unidade	10 ³ EUR	Número	10 ³ m ³ GN eq.	km
Máximo	28 139	491 111	670 725	4 293
Mínimo	362	4 431	1 148	52
Média	6 186	110 662	195 537	1 434
Intervalo médio do nível de confiança (95%)	5 358	102 279	176 229	1 067
Desvio-padrão	7 975	152 244	262 320	1 589

3.5.2.2 DEA

Do ponto de vista genérico, a função objetivo considerada é a de maximização dos *outputs*, tendo em conta um determinado nível de *input*. O *input* corresponde aos custos de exploração regulados de cada empresa no ano de 2011, a preços constantes de 2013, o que corresponde ao último ano de contas auditadas.

Foram considerados 5 modelos definidos consoante três outputs – pontos de abastecimento, volume de gás veiculado e extensão da rede. Assim e, consoante os outputs considerados os modelos dizem respeito a:

- Modelo 1, pontos de abastecimentos, volume de gás natural distribuído e extensão da rede.
- Modelo 2, pontos de abastecimentos e volume de gás natural veiculado.
- Modelo 3, pontos de abastecimentos.
- Modelo 4, volume de gás natural veiculado.
- Modelo 5, extensão da rede.

De salientar que o modelo 5 é um novo modelo por comparação com os modelos simulados no anterior período regulatório pelo facto de, através da análise de dados em painel com recurso a observações entre 2008 e 2012, se ter concluído ser uma variável estatisticamente significativa e por tal, poder ser considerada como um driver de custo, conjuntamente com os outros dois indutores de custo já considerados.

O Quadro 3-13 apresenta os diferentes níveis de eficiência das empresas segundo o DEA, considerando que as empresas apresentam rendimentos constantes à escala.

As empresas que apresentam um valor igual a 1 encontram-se na fronteira eficiente da amostra e o seu diferencial de eficiência corresponde à diferença entre a unidade e o valor indicado pelo DEA para a empresa.

As empresas cujo nível de eficiência se encontra no *quartil* superior apresentam os valores sobrados em tom esverdeado enquanto as empresas cujos resultados se encontram no *quartil* inferior apresentam os valores sombreados a vermelho.

Quadro 3-13 – Aplicação do DEA com rendimentos constantes à escala

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5
Beiragás	0,61	0,54	0,53	0,27	0,61
Dianagás	0,40	0,27	0,27	0,06	0,40
Duriensegás	0,63	0,53	0,53	0,12	0,63
Portgás	1,00	1,00	0,97	0,75	1,00
Lisboagás	0,71	0,71	0,71	0,23	0,42
Lusitaniagás	1,00	1,00	0,89	1,00	0,99
Medigás	0,67	0,62	0,62	0,09	0,67
Paxgás	0,50	0,50	0,50	0,04	0,40
Setgás	1,00	1,00	1,00	0,34	0,88
Sonorgás	0,22	0,13	0,13	0,03	0,22
Tagusgás	0,62	0,42	0,36	0,42	0,62

De acordo com o quadro anterior é possível distinguir os seguintes conjuntos de empresas por ordem decrescente do nível de eficiência apresentado e, tendo em conta a mesma ponderação para os resultados de cada modelo apresentado:

- Lusitaniagás e Portgás;
- Setgás;
- Lisboaagás e Medigás,
- Duriensegás, Tagusgás e Beiragás;
- Paxgás;
- Dianagás e Sonorgás;

No entanto, os ganhos de escala deverão ser contabilizados dado existirem diferenças de dimensão entre as empresas que compõem a amostra, que para alguns *outputs* situam-se perto das 600 vezes (caso da Paxgás). No Quadro 3-14, são identificadas por aplicação do DEA para cada modelo, quais as empresas que apresentam: (i) rendimentos crescentes à escala, isto é, que estão abaixo do seu nível de exploração ótimo; (ii) rendimentos decrescentes às escala, que estão acima do nível de exploração ótimo e, (iii) constantes à escala, isto é, cuja dimensão não influencia o desempenho.

Quadro 3-14 – Aplicação do DEA e análise do efeito escala

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5
Beiragás	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente
Dianagás	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente
Duriensegás	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente
Portgás	Constante	Constante	Decrescente	Crescente	Constante
Lisboagás	Decrescente	Decrescente	Decrescente	Crescente	Decrescente
Lusitaniagás	Constante	Constante	Decrescente	Constante	Crescente
Medigás	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente
Paxgás	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente
Setgás	Constante	Constante	Constante	Crescente	Crescente
Sonorgás	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente
Tagusgás	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente

Observa-se que na maior parte dos casos, as empresas operam abaixo do seu nível ótimo, com exceção da Portgás, da Lusitaniagás e da Setgás em 3 dos 5 modelos considerados.

Importa sublinhar o facto da Lisboaagás ser considerada como tendo rendimentos decrescentes à escala, em todos os modelos com exceção do modelo 4, poder-se-á dever às características particulares desta empresa. A Lisboaagás tem custos unitários superiores aos das restantes empresas com dimensões semelhantes, sendo ao mesmo tempo maior do que essas empresas em alguns indicadores, como o

número de pontos de abastecimentos. Logo, ao aplicar-se o DEA, esta metodologia assume que a empresa ultrapassou a escala eficiente. Deste modo, as especificidades desta empresa, que já foram referidas, nomeadamente o facto das suas redes serem mais antigas, gerando mais custos, são internalizadas com esta metodologia como sendo problemas de escala da empresa.

O Quadro 3-15 apresenta os resultados dos níveis de eficiência considerando rendimentos variáveis à escala.

Quadro 3-15 – Aplicação do DEA com rendimentos variáveis à escala

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5
Beiragás	0,66	0,58	0,57	0,36	0,66
Dianagás	0,60	0,45	0,45	0,39	0,60
Duriensegás	0,73	0,62	0,62	0,30	0,73
Portgás	1,00	1,00	1,00	0,75	1,00
Lisboagás	1,00	1,00	1,00	0,23	1,00
Lusitaniagás	1,00	1,00	0,90	1,00	1,00
Medigás	0,89	0,80	0,80	0,44	0,89
Paxgás	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Setgás	1,00	1,00	1,00	0,38	0,90
Sonorgás	0,28	0,18	0,18	0,13	0,28
Tagusgás	0,67	0,51	0,41	0,51	0,67

Numa primeira análise é possível concluir que a consideração do efeito escala aproxima significativamente os resultados entre as empresas, demonstrando a importância da consideração do efeito “dimensão” das empresas.

COMPARAÇÃO COM OS RESULTADOS OBTIDOS PARA 2008

No anterior período regulatório o recurso ao DEA foi realizado com dados do ano civil 2008 e do ano gás 2008-2009. Apesar de se ter constado uma grande diferença nos resultados obtidos, consoante se consideravam um ano ou outro, a seleção do grupo de empresas era semelhante.

Comparando os resultados obtidos com recurso ao DEA com rendimentos variáveis à escala para os anos de 2008 com os dados utilizado para o atual período regulatório, 2011, é possível concluir que as empresas mais eficientes à altura permanecem-no com exceção da Medigás que deixa de operar na fronteira eficiente. Paralelamente, houve uma melhoria no desempenho nos quatro modelos (modelo 1 ao modelo 4) em três empresas – Beiragás, Duriensegás e a Tagusgás.

No período regulatório anterior, os resultados obtidos excluía a Paxgás dado ter sido considerada uma *outlier* tendo de conta a sua pequena dimensão, quando comparada com as restantes empresas. No

presente trabalho, a mesma empresa foi considerada uma vez que os últimos anos traduziram-se num aumento da atividade da empresa, ganhando desta forma dimensão.

Simulando os resultados com recurso ao DEA com rendimentos variáveis à escala mas sem a Paxgás conduziria a uma diferenciação menor nos grupos homogêneos de empresas, o que implicaria uma perda de informação válida na tomada de decisão.

SELECÇÃO DOS RESULTADOS DOS MODELOS CONSIDERADOS

A correlação entre os três indutores de custo leva a que os resultados do modelo 1 e do modelo 2 sejam preteridos face aos resultados dos restantes modelos.

Desta forma, analisou-se os resultados do modelo 3, 4 e 5 dando uma ponderação igual nos modelos 3 e 5 (ponderação de 0,4) e uma ponderação inferior ao modelo 4 (0,2)⁴¹, tendo em conta os resultados obtidos através das conclusões da análise dos dados em painel. O Quadro 3-16 apresenta os resultados obtidos.

Quadro 3-16 – Aplicação do DEA com rendimentos variáveis à escala nos modelos 3 a 5

	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Valor Ponderado
Beiragás	0,57	0,36	0,66	0,56
Dianagás	0,45	0,39	0,60	0,50
Duriensegás	0,62	0,30	0,73	0,60
Portgás	1,00	0,75	1,00	0,95
Lisboagás	1,00	0,23	1,00	0,85
Lusitaniagás	0,90	1,00	1,00	0,96
Medigás	0,80	0,44	0,89	0,76
Paxgás	1,00	1,00	1,00	1,00
Setgás	1,00	0,38	0,90	0,84
Sonorgás	0,18	0,13	0,28	0,21
Tagusgás	0,41	0,51	0,67	0,54

Através da análise ao quadro anterior é possível diferenciar os seguintes conjuntos homogêneos de empresas, por ordem decrescente de desempenho:

- Grupo 1: Paxgás, Lusitaniagás, e Portgás,
- Grupo 2: Lisboagás, Setgás e Medigás,

⁴¹ Registe-se igualmente que o modelo 3 e 5 apresentam resultados muito próximos, os quais podem ser justificados pela correlação entre estas variáveis.

- Grupo 3: Duriensegás; Beiragás, Tagusgás e Dianagás
- Grupo 4: Sonorgás.

FATORES EXÓGENOS DE VARIAÇÃO DOS CUSTOS

Existem fatores que são exógenos à atuação das empresas, mas que condicionam as suas atividades e que diferem de empresa para empresa, refletindo-se nos níveis de custos respetivos de uma forma diferenciada. Estes fatores poderão ser subdivididos em sistémicos, por fazerem parte integrante das características das atividades das empresas (densidade populacional, tecido industrial, relevo, clima, etc.) ou fortuitos (fenómenos climatéricos, acidentes, choques macro-económicos, entre outros) pelo seu carácter excecional e esporádico. Assim, uma vez definido o nível de custos eficiente para um determinado nível de *outputs*, e a conseqüente distância entre este nível e o nível de custos de cada empresa, importa averiguar se esta distância se deve exclusivamente à atuação da empresa ou se também decorre de fatores que lhe são exógenos, por forma a não penalizar as empresas.

Quando se cruza os resultados dos modelos 3, 4 e 5 com fatores exógenos tais como o tempo de atividade operacional, volume de gás natural veiculado por ponto de abastecimento e densidade populacional na área de concessão/licença (Figura 3-30), observa-se, para um nível de confiança de 95%, que apenas a variável densidade populacional está significativamente relacionada com os resultados do modelo 3. Nem o tempo de atividade operacional, nem o volume de gás natural veiculado estão significativamente relacionados com algum dos resultados dos modelos 3, 4 e 5.

Figura 3-30 – Estatística *t* dos resultados do DEA e dos fatores exógenos

	Tempo de atividade operacional	Volume gás natural veiculado por ponto de abastecimento	Densidade populacional
Modelo 3	1,35	0,00	2,50
Modelo 4	-0,23	1,32	-0,22
Modelo 5	1,40	0,50	2,06

Face aos testes apresentados, a escolha dos grupos por empresas permanece inalterada. No entanto, importa sublinhar que a aplicação de metas de eficiência resultantes da aplicação do DEA devem ser

atenuadas para as empresas de menor dimensão⁴². Este facto foi tido em consideração no estabelecimento dos fatores de eficiência.

3.5.3 DEFINIÇÃO DAS METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR

3.5.3.1 PARÂMETRO X ASSOCIADO À COMPONENTE FIXA

Tendo em conta o atrás exposto, as metas de eficiência a aplicar no período regulatório dos anos gás 2013-2014 a 2015-2016, encontram-se sintetizadas no quadro seguinte (Quadro 3-17).

Quadro 3-17 – Fatores de eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração

	Fator de eficiência		
	%		
	2010-2013	2013-2016	
Beiragás	3,0	2,5	↘
Dianagás	1,5	2,5	↗
Duriensegás	3,0	2,5	↘
Portgás	0,5	1,5	↗
Lusitaniagás	0,5	1,5	↗
Lisboagás	1,5	2,0	↗
Medigás	0,5	2,0	↗
Paxgás	-	1,5	
Setgás	1,5	2,0	↗
Sonorgás	3,0	5,0	↗
Tagusgás	3,0	2,5	↘

Reorganizando a informação da tabela anterior tendo em conta a classificação das empresas por grupos de acordo com a análise aos resultados do DEA, temos um fator de eficiência para:

- Grupo 1: em 1,5%,
- Grupo 2: em 2,0%,
- Grupo 3: em 2,5%
- Grupo 4: em 5%.

⁴² A Medigás é a única empresa licenciada e de pequena dimensão que apresenta uma densidade elevada.

Os incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico foram estipulados em 1,5%⁴³. As empresas Paxgás, Lusitanigás e Portgás, por estarem na fronteira eficiente, apenas lhes é exigido um fator de eficiência em linha com o incremento de eficiência decorrente do progresso tecnológico.

No grupo 2, a Lisboagás e a Setgás veem aumentado o fator de eficiência em vigor face ao estabelecido no anterior período de regulação (2,0%), situando-se este 0,5 pontos percentuais (p.p.) acima do incremento do progresso tecnológico estipulado. A justificação para a subida do fator advém da consideração de um fator de progresso tecnológico superior no atual período regulatório. A Medigás viu os seus resultados piorarem nos modelos 1 a 4, deixando de operar na fronteira eficiente com os dados do ano civil de 2011. Assim, o seu fator de eficiência será agravado em 0,5 p.p. face ao considerado no período regulatório anterior.

Tal como referido anteriormente a Beiragás, a Duriensegás e a Tagusgás melhoraram o seu desempenho nos modelos 1 a 4, quando se comparam os resultados do anterior período regulatório e os agora apresentados. Assim, o fator de eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração a vigorar no período regulatório que agora se inicia é de 2,5%, representando um decréscimo de 0,5 p.p. face aos anteriores valores em vigor. A Dianagás piorou o seu desempenho pelo que o seu fator de eficiência é estipulado em 2,5%, 1 p.p. acima do parâmetro em vigor no anterior período regulatório.

Dado os fracos níveis de eficiência obtidos pela Sonorgás em comparação com as demais empresas e, uma vez que esta empresa piorou, em termos absolutos em quatro modelos (modelos 1 a 4) entre os resultados do ano civil 2011 e os do ano 2008 e ano gás 2008-2009, a empresa verá o seu fator de eficiência incrementado em 2 p.p. para um fator de eficiência de 5%.

3.5.3.2 PARÂMETRO X PARA AS COMPONENTES VARIÁVEIS

Para além do estabelecimento do fator de eficiência associado à componente fixa e, de acordo com a expressão da fórmula de cálculo dos custos de exploração, é igualmente necessário estabelecer um fator de eficiência associado à componente variável dos custos de exploração (fator X do termo variável).

O desempenho das empresas é condicionado pela consideração de um efeito escala. Este facto foi visível na diferença dos resultados obtidos através do modelo DEA com rendimentos constantes à escala e com rendimentos variáveis à escala. O efeito decorrente da dimensão da empresa na eficiência das empresas é tido em consideração neste último pelo que, as empresas mais pequenas apresentaram níveis de eficiência mais elevados com este método tendo sido o método escolhido para a definição dos fatores de eficiência do termo fixo.

⁴³A opção tomada é uma opção conservadora. Alguns estudos apontam para valores sensivelmente superiores. Ver, por exemplo, "Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries", WIK-Consult GmbH, Dezembro de 2011 e "Lösche A. (2002), Technological change in economic models of environmental policy: a survey," Ecological Economics Volume 43, Issues 2-3, December 2002, Pgs 105-126".

Tendo por objetivo diferenciar as empresas em que se perspetiva uma maior diluição de custos fixos por unidade quando comparadas com as restantes empresas, ou seja, nas empresas de menor dimensão, considera-se correto adicionar ao fator de eficiência do termo fixo, um efeito que traduza esta questão. Este efeito é um fator de escala definido conforme o presente no Quadro 3-18.

Os fatores de escala definidos para o período regulatório em vigor são revistos em baixa face aos que estavam definidos no anterior período regulatório uma vez que, as empresas já apresentam maior dimensão e uma maior diluição dos seus custos unitários do que a verificada no anterior período de regulação. As únicas exceções de tal procedimento são a Paxgás e a Sonorgás que mantêm um fator de escala de 1,0, justificado pelo facto de serem as duas empresas mais recentes no conjunto de empresas analisadas.

Quadro 3-18 – Fator de escala em base anual

	Fator de escala	
	%	
	2010-2013	2013-2016
Beiragás	0,5	0,0
Dianagás	1,0	0,5
Duriensegás	1,0	0,5
Portgás	0,0	0,0
Lusitaniagás	0,0	0,0
Lisboagás	0,0	0,0
Medigás	1,0	0,5
Paxgás	-	1,0
Setgás	0,0	0,0
Sonorgás	1,0	1,0
Tagusgás	0,5	0,0

Resumindo, o fator de escala é adicionado ao fator de eficiência associado à componente fixa obtendo-se deste modo, o fator de eficiência associado à componente variável dos custos de exploração.

3.5.3.3 PARÂMETRO X GLOBAL

No Quadro 3-19 são apresentados os fatores de eficiência (fator X) associados à componente fixa e à componente variável estabelecidos para todo o período de regulação, tal como definido nos pontos anteriores. O fator X global ponderado resulta do valor do fator X ponderado pelo peso da componente fixa e pelo peso da componente variável definido no ponto anterior.

Quadro 3-19 – Fatores X em base anual

	Fator X termo fixo %	Fator X termo variável %	Factor X global ponderado %
Beiragás	2,5	2,5	2,5
Dianagás	2,5	3,0	2,8
Duriensegás	2,5	3,0	2,8
Portgás	1,5	1,5	1,5
Lusitaniagás	1,5	1,5	1,5
Lisboagás	2,0	2,0	2,0
Medigás	2,0	2,5	2,3
Paxgás	1,5	2,5	2,3
Setgás	2,0	2,0	2,0
Sonorgás	5,0	6,0	5,8
Tagusgás	2,5	2,5	2,5

3.6 SÍNTESE DOS PARÂMETROS PARA O 1º ANO CIVIL DO PERÍODO REGULATÓRIO

O ano civil de 2013 corresponde ao primeiro ano de aplicação de custos de exploração sujeitos a metas de eficiência. A repartição entre a componente fixa e a componente variável dos custos de exploração é a definida no ponto 3.4.4.

Dentro da componente variável, o peso definido para os termos variáveis energia e pontos de abastecimento é de 25% e 75%, respetivamente, tal como referido no ponto 3.4.3..

O Quadro 3-20 apresenta de forma sintética o valor das componentes fixas e das componentes variáveis para o ano de 2013 para cada empresa distribuidora de gás natural. Relativamente às unidades utilizadas, o termo fixo é definido em milhares de euros, o termo variável associado à quantidade de energia veiculada por empresa distribuidora é definido em milhares de euros por MWh e por último, o termo variável associado aos pontos de abastecimento é definido em termos de milhares de euros por pontos de abastecimento.

Quadro 3-20 – Valor das componentes fixas e variáveis para o 1º ano do período de regulação

	Termo fixo	Termos variáveis	
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento
Beiragás	1 539,724	0,000632	0,035226
Dianagás	526,477	0,002777	0,069985
Duriensegás	755,427	0,001308	0,030550
Portgás	4 397,955	0,000273	0,017272
Lisboagás	11 238,600	0,000714	0,024422
Lusitaniagás	3 522,076	0,000166	0,019121
Medigás	420,069	0,001501	0,025303
Paxgás	92,095	0,004918	0,048041
Setgás	2 390,177	0,000471	0,017250
Sonorgás	739,465	0,007027	0,166985
Tagusgás	1 310,084	0,000362	0,045976

4 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

4.1 ENQUADRAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O Artigo 87.º do Regulamento Tarifário, do Setor do Gás Natural determina que os proveitos permitidos do comercializador de último recurso retalhista, sejam constituídos pelas seguintes parcelas:

- Proveitos da função de Compra e Venda de Gás Natural;
- Proveitos da função de Compra e Venda de Acesso à RNTGN e à RNDGN;
- Proveitos da função de Comercialização de Gás Natural.

Nos termos do Artigo 90.º do Regulamento Tarifário, os proveitos da função de comercialização de gás natural dizem respeito ao ressarcimento dos custos diretamente ligados à comercialização de gás natural. Estes proveitos consideram os custos operacionais relacionados com esta atividade, bem como a aplicação de uma margem de comercialização sobre os custos associados à atividade de comercialização, de forma a cobrir o risco financeiro dos comercializadores de último recurso retalhista (CUR), decorrente da gestão de fundo de maneiio. Nas concessionárias é acrescentada a remuneração de 4 €/cliente.

Nos termos do artigo 90.º do Regulamento Tarifário, os proveitos da função de comercialização de gás natural dizem respeito ao ressarcimento dos custos diretamente ligados à comercialização de gás natural. Estes proveitos consideram os custos operacionais relacionados com esta atividade, bem como a aplicação de uma margem de comercialização sobre os custos associados à atividade de comercialização, de forma a cobrir o risco financeiro dos comercializadores de último recurso retalhista (CUR), decorrente da gestão de fundo de maneiio. Nas concessionárias é acrescentada a remuneração de 4 €/cliente.

No primeiro período de regulação (2008-2009 a 2010-2011), a ERSE optou por não aplicar metas de eficiência, uma vez que a atividade de comercialização se encontrava em expansão, no entanto, foi definido um custo unitário de referência, com base em valores estimados para os custos de comercialização. Devido (i) à obrigatoriedade de separação de atividades em 2008, (ii) à legislação de 2006, designadamente o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, (iii) aos contratos de concessão assinados em 2008, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de junho e (iv) pelo facto da não existência de dados das empresas à data, a ERSE optou por esta metodologia.

No início do segundo período de regulação foram definidas metas de eficiência (entre os 0,5% e os 3,8%) aos custos de exploração dos ORD, tendo em conta as especificidades de cada empresa e os potenciais ganhos de eficiência apurados. A repartição entre os custos fixos e variáveis foi efetuada

consoante o grau de maturidade das empresas. Os resultados desse exercício serviram de base à definição de metas de eficiência para os custos de exploração dos CUR.

A ERSE considerou como indutores de custos, isto é variáveis explicativas da variação dos custos não controláveis pelas empresas, a evolução do número de clientes e energia faturadas. A base de custos considerada para os CUR, foi determinada com base nos custos aceites relativos ao ano gás 2008-2009, sendo este o último ano auditado. Esta opção permitiu a aplicação de um nível de metas de eficiência de 3% para todas as empresas. No que se refere à repartição entre componente fixa e variável, estipulou-se como 20% o peso dos custos fixos e 80% para os custos variáveis para todos os clientes.

Seguidamente apresenta-se o resumo da repartição entre os custos fixos e custos variáveis aplicada no anterior período regulatório.

Quadro 4-1 – Peso dos custos fixos e custos variáveis para 2010-2013

	2010/2011	
	< 10 000 m3	> 10 000 m3
Peso fixo	20%	20%
Peso variável	80%	80%
2010/2011		
Variável	< 10 000 m3	> 10 000 m3
Quantidades	40%	80%
Clientes	60%	20%

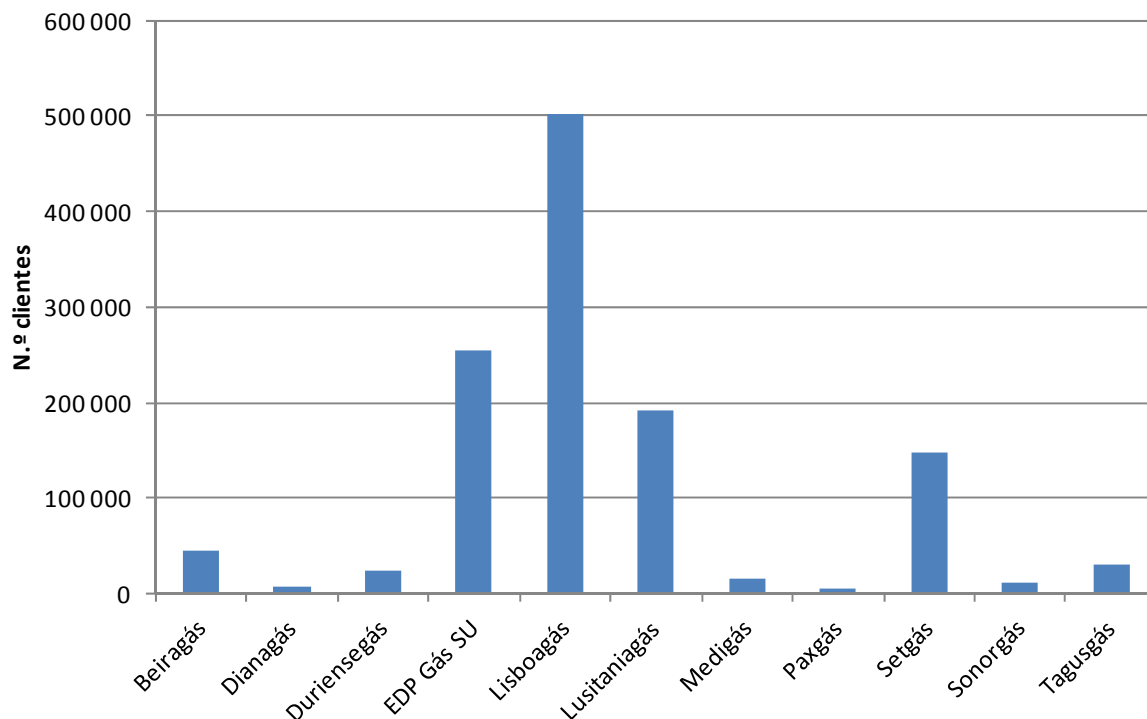
Fonte: Documento “Proveitos permitidos do ano gás 2012-2013 das empresas reguladas do setor do gás natural”

4.2 BREVE CARACTERIZAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Tratando-se de um setor onde operam empresas com dimensões e níveis de crescimento diferentes, a evolução que se tem sentido no setor do gás natural tem motivado alterações ao nível das metodologias de regulação implementadas, tal como referido anteriormente.

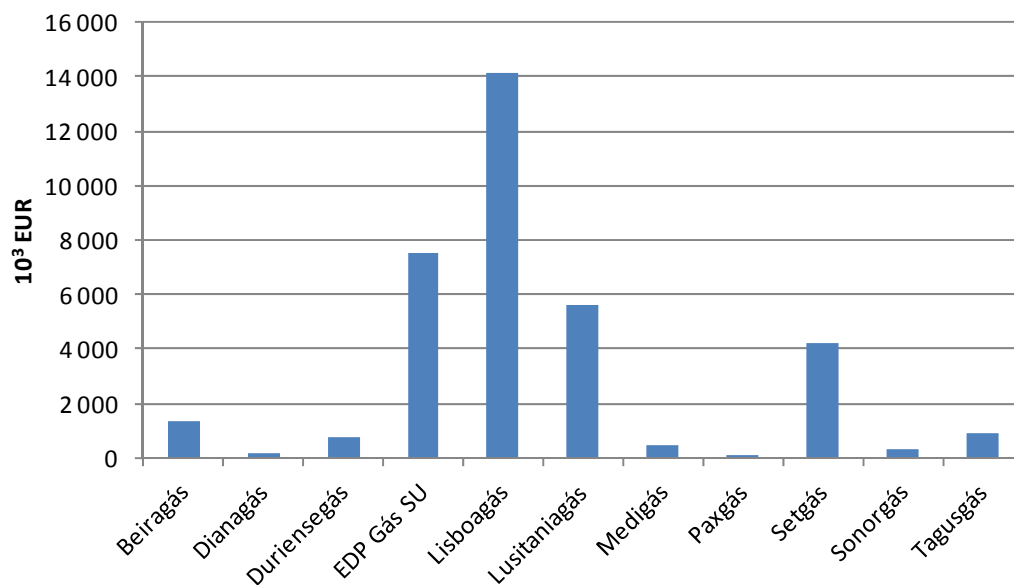
Seguidamente apresenta-se a Figura 4-1 e a Figura 4-2 representativas das diferentes dimensões, quer a nível de número de clientes, quer a nível de faturação, dos CUR.

Figura 4-1 – Número médio de clientes em 2011, por CUR



Fonte: Normas CUR e documento de caracterização da procura

Figura 4-2 – Faturação em 2011 em cada CUR

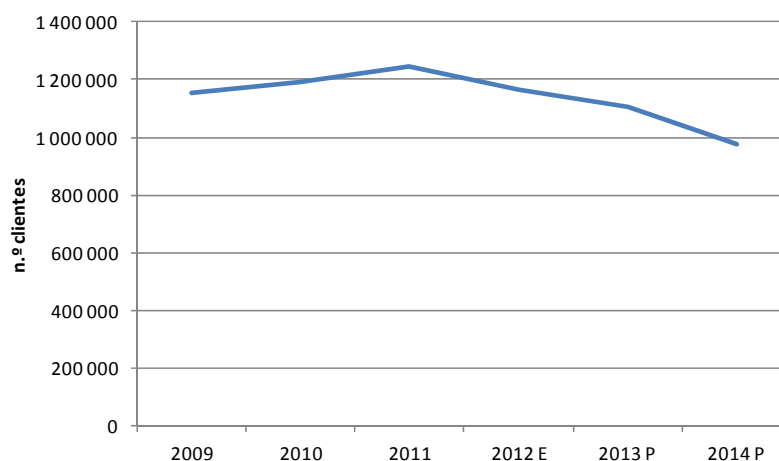


Fonte: Normas CUR e documento proveitos permitidos das empresas reguladas

Devido ao processo de extinção de tarifas, iniciado em julho de 2010, que tem resultado numa diminuição do clientes e consequente diminuição do volume de vendas, é expectável que os custos desta atividade venham a diminuir.

Seguidamente apresenta-se a evolução dos clientes dos CUR, com dados reais de 2011, estimados para 2012 e previstos para 2013 e 2014.

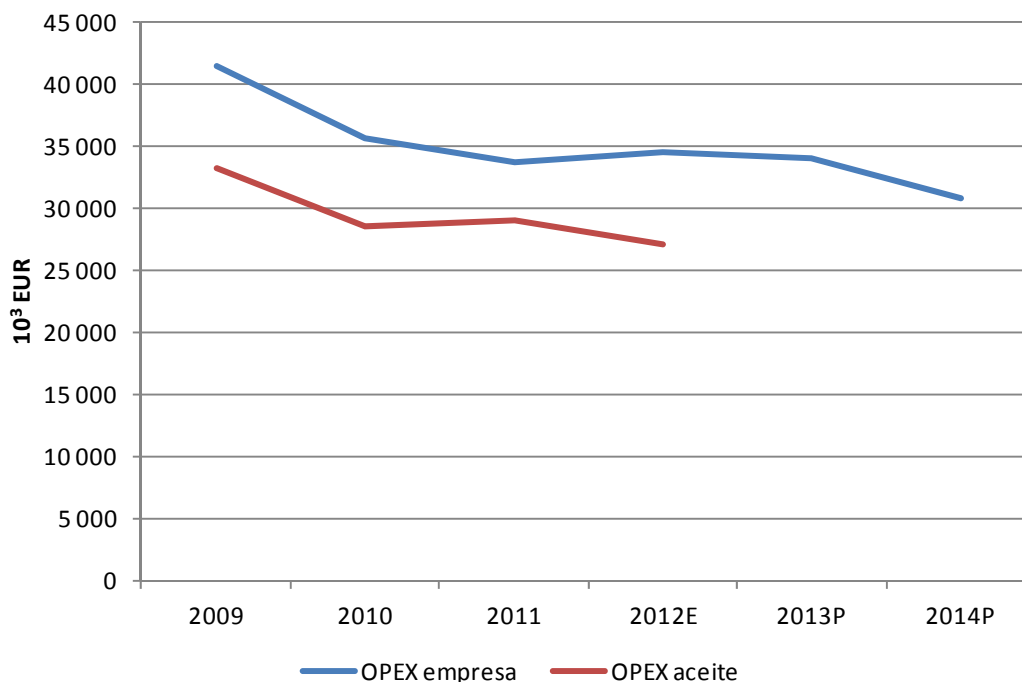
Figura 4-3 – Número médio de clientes



Fonte: Normas dos CUR

Verificou-se que a partir de 2012, estima-se que o n.º de clientes decresça, decorrente do recente processo de extinção de tarifas.

Quanto aos custos totais, seguidamente apresenta-se a evolução dos mesmos no período idêntico à evolução dos clientes apresentada na figura anterior.

Figura 4-4 – Evolução dos custos totais

Fonte: Normas CUR e documento proveitos permitidos das empresas reguladas

Verifica-se que os custos totais dos CUR têm vindo a diminuir. De 2010 para 2011 os custos de exploração (OPEX) aceites pela ERSE aumentam, isto justifica-se pelo aumento de clientes que se observa na Figura 4-3 para esse ano. No que se refere ao OPEX da empresa, verifica-se que a tendência é de decréscimo.

4.3 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS PARA O NOVO PERÍODO REGULATÓRIO

Com o iniciar de um novo período regulatório e com o processo de extinção de tarifas, a atividade de comercialização dos CUR sofre alterações significativas.

Após um período regulatório onde foram aplicadas metas de eficiência e definidos como indutores de custos, as energia faturadas e os clientes, torna-se essencial a monitorização e avaliação por parte da ERSE da razoabilidade dos indutores de custos imputados à comercialização, bem como da base de custos.

Adicionalmente, com a saída dos clientes para comercializadores em mercado, é fundamental salvaguardar a inexistência de subsídio cruzada entre as atividades reguladas e atividades de mercado dos Grupos empresariais onde se integram.

Brevemente recorda-se o processo subjacente à definição de parâmetros regulatórios, o qual será desenvolvido no presente capítulo:

1. Definição de base de custos controláveis a considerar;
2. Repartição entre custos fixos e custos variáveis;
3. Repartição dos custos variáveis por fatores externos explicativos da atividade – indutores de custos;
4. Definição de metas de eficiência.

Dado o facto de existir pouca informação dos comercializadores e de se ter efetuado um questionário aos CUR, definir-se-á primeiramente o indutor de custos e posteriormente a base de custos controláveis a considerar.

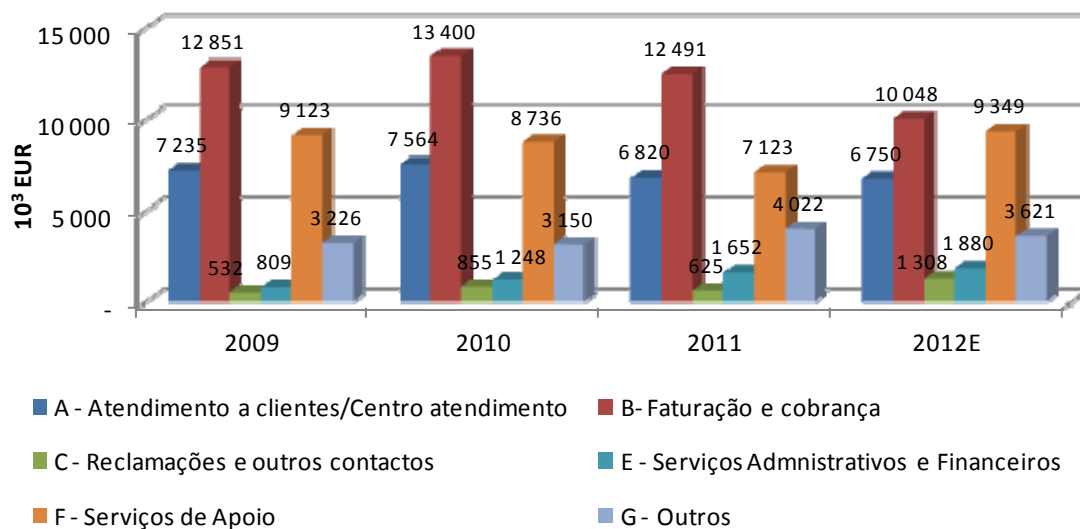
O questionário efetuado teve como objetivo a obtenção de maior informação sobre a atividade operacional dos comercializadores e conduzir a respostas com o objetivo de proporcionar uma correta aderência dos custos suportados no âmbito da atividade de Comercialização de último Recurso Retalhista aos parâmetros a definir para o novo período regulatório, por forma a assegurar o equilíbrio económico-financeiro do CUR.

Existiu também a necessidade de se reavaliar os indutores de custos definidos pelo regulador no período de regulação anterior, tendo em conta as respostas aos comentários dos CUR à revisão regulamentar iniciada no final de 2012.

Na primeira parte o questionário enviado aos CUR levantou as seguintes questões (i) quais os processos comerciais que os CUR desenvolvem, (ii) quais os respetivos montantes para o período de 2009 a 2012 e (iii) qual a evolução, em volume, destes processos comerciais.

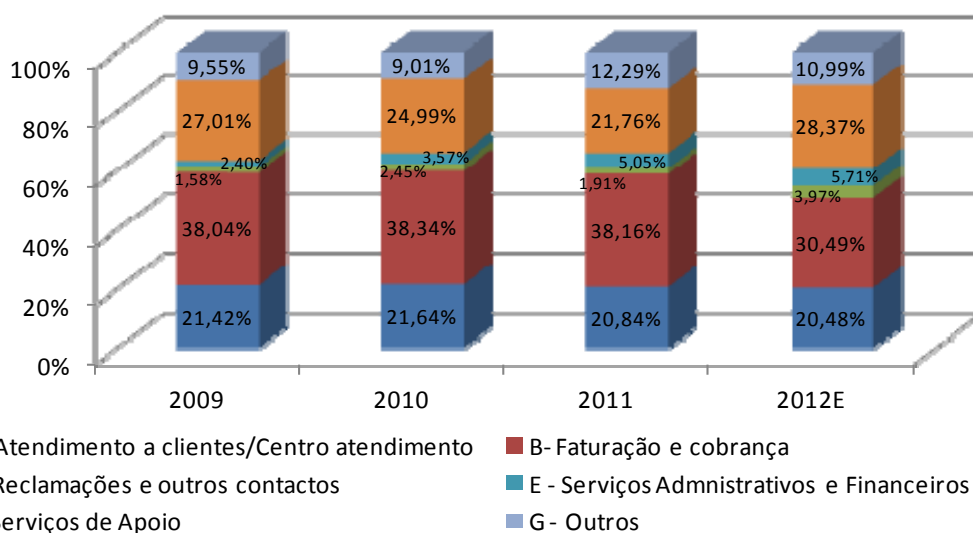
Encontra-se plasmado abaixo um resumo das respostas recolhidas (vide Figura 4-5 a Figura 4-7).

Figura 4-5 – Valor das principais rubricas de custo



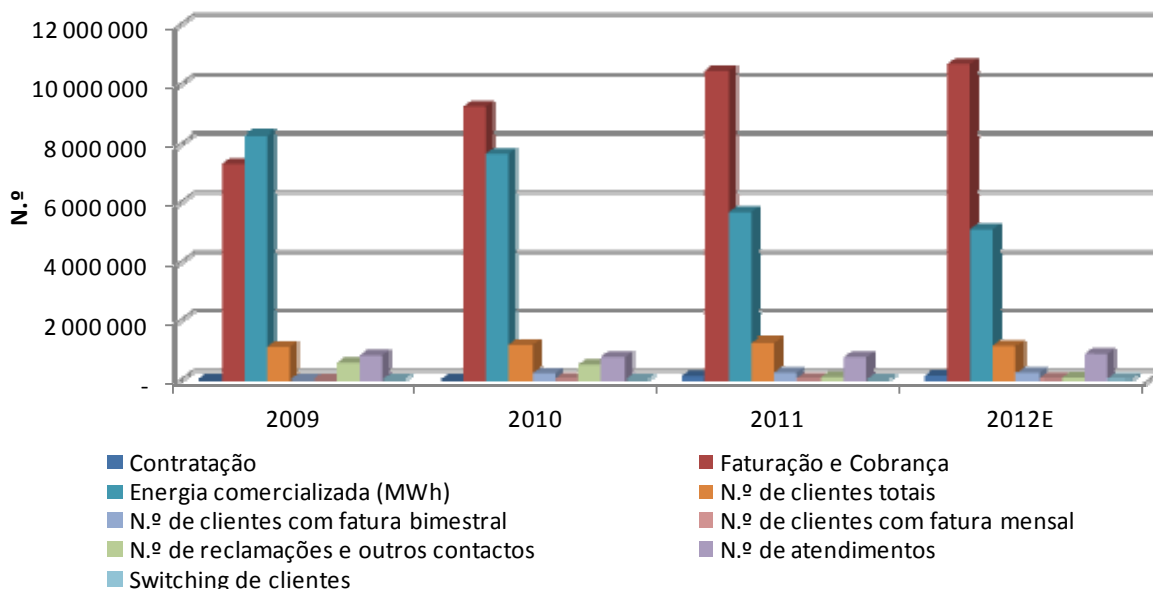
Fonte: Questionário aos CUR

Figura 4-6 – Peso das principais rubricas na estrutura de custos



Fonte: Questionário aos CUR

Figura 4-7 – Evolução dos processos comerciais em volume



Fonte: Questionário aos CUR

De acordo com as respostas dos CUR, as principais rubricas de custo suportadas na prossecução da função de comercialização de gás natural são (i) a faturação e cobrança, (ii) os serviços de apoio e (iii) o atendimento a clientes, com pesos de cerca de 38%, 22% e 20%, respetivamente, com referência a valores de 2011 (último ano fechado).

Pese embora os custos incorridos com serviços de apoio⁴⁴ sejam materialmente relevantes no agregado total de custos, esta tipologia poderá não ter uma ligação tão evidente com o *core business* das empresas (consubstanciando-se, regra geral, em custos fixos), pelo que estes custos serão parte integrante da componente fixa da base de custos, não sendo, por conseguinte, analisados neste capítulo.

Na segunda parte, o questionário pretendeu avaliar a aderência dos processos comerciais, enquanto potenciais indutores de custos, à função de comercialização de gás natural desenvolvida pelos CUR (cfr. Quadro 4-2 e Quadro 4-3).

⁴⁴ No caso particular de alguns CUR, os serviços administrativos e financeiros

Quadro 4-2 – Grau de aderência dos indutores de custo à função de comercialização na ótica dos CUR

Indutores de custos	Tagusgás	Galp	EDP SU	Sonorgás	Média CUR
N.º processos de atendimento	4	5	3	4	4,0
Contratação	0	0	2	4	1,5
Faturação e Cobrança	3	5	5	5	4,5
Serviços Administrativos e Financeiros	5	1	1	2	2,3
Serviços de Apoio	4	1	1	4	2,5
Outros	4	1	1	1	1,8

Nota: 0 - Nenhuma aderência 5 - Maior aderência

Fonte: Questionário aos CUR

De acordo com o quadro supra é possível concluir que:

- A faturação e cobrança é o indutor que obtém maior consenso entre os CUR como sendo aquele que regista maior aderência à função de comercialização.
- Em segundo lugar, posiciona-se o indutor relacionado com os processos de atendimento.
- Aqueles que, na opinião dos CUR, registam menor aderência à função de comercialização de gás natural são os processos de contratação, provavelmente pelo facto de atualmente já não se efetuarem novas contratações.

Quadro 4-3 – Grau de aderência dos processos à evolução da atividade medida na ótica dos CUR

	Média CURR		
	N.º clientes	Energia comercializada	Switching clientes
N.º processos de atendimento	4	1	4
Contratação	2	1	3
Faturação e Cobrança	4	1	3
Serviços Administrativos e Financeiros	2	1	2
Serviços de Apoio	2	1	2
Outros	1	1	2

Nota: 0 - Nenhuma aderência 5 - Maior aderência

Fonte: Questionário aos CUR

A par da importância que os processos comerciais de atendimento a clientes e faturação/cobrança assumem na estrutura de custos dos CUR, estes processos são também aqueles que maior grau de aderência registam face ao número de clientes e ao processo de *switching*⁴⁵, de acordo com as empresas, conforme evidenciado no Quadro 4-3. Por outro lado, a energia comercializada é o indutor que menos influenciará a estrutura de custos dos CUR.

⁴⁵ Mudança de comercializador

Complementarmente, correlacionaram-se as variáveis consideradas com maior aderência aos custos, por forma a avaliar de que forma o número de processos de atendimento e o volume das faturas e cobranças dependem do número de clientes, por um lado, e dos processos de switching⁴⁶, por outro. O Quadro 4-4 ilustra os resultados obtidos.

Quadro 4-4 – Correlação entre variáveis

Correlação	Cientes	Faturação	Atendimento
Cientes	100%		
Faturação	85%	100%	
Atendimento	95%	82%	100%

	Switching	Faturação	Atendimento
Switching	100%		
Faturação	54%	100%	
Atendimento	11%	81%	100%

Fonte: ERSE

Deste modo, é possível concluir que tanto os processos de atendimento como os de faturação e cobrança dependem, em grande medida, do número de clientes, não se verificando estes níveis elevados de correlação ao nível do *switching* de clientes.

O quadro abaixo apresenta um resumo da informação relevante de suporte à definição dos indutores de custo para o CUR.

⁴⁶ Refira-se que a série analisada contempla dados de 2009 a 2012E para todos os CUR (44 observações). No entanto, a amostra dos processos de *switching* apenas contempla 12 observações, pelo facto dos CUR do Grupo Galp, não terem facultado esta informação.

Quadro 4-5 – Resumo dos questionários aos CUR

Indutor de custos	Análise Questionário						Análise complementar	
	Existência da atividade na cadeia de valor	Peso dos montantes incorridos nos custos totais	Aderência à função de comercialização (0 a 5) ¹	Grau de aderência (0 a 5) ¹			Correlação (-1 a 1)	
				N.º de clientes	Energia comercializada	Switching de clientes	N.º de clientes	Switching de clientes
Processos de atendimento	Sim	20% - 30%	4	4	1	4	0,95	0,11
Contratação	Sim	n.d.	1,5	2	1	3		
Faturação e cobrança	Sim	30% - 40%	4,5	4	1	3	0,85	0,54
Reclamações	Sim	0% - 10%						
Leituras	Não							
Serviços administrativos e financeiros	Sim	0% - 10%	2,3	2	1	2		
Serviços de apoio	Sim	20% - 30%	2,5	2	1	2		
Outros	Sim	10% - 20%	1,8	1	1	2		

Nota: (1) Média dos valores individuais do CUR

Fonte: Questionário aos CUR

Tal como referido anteriormente, de acordo com os CUR, os processos de atendimento e faturação e cobrança têm uma aderência bastante significativa na função de custos de comercialização de gás natural.

4.3.1 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

No âmbito da definição dos parâmetros para o novo período regulatório, importa identificar indutores de custos que sejam representativos na estrutura de custos dos CUR e que simultaneamente sejam sensíveis ao processo de *switching* de clientes.

Efetivamente o processo de extinção das tarifas tem consequências na atividade dos CUR. Deste modo, no processo de fixação de parâmetros, devem ser definidos indutores de custo com aderência ao processo de saída de clientes do mercado regulado para o liberalizado e que, desta forma, espelhar e medir os custos incorridos pelas empresas com este processo.

Contudo, apesar de se ter verificado que os processos de atendimento e os processos de faturação e cobrança têm um peso representativo na estrutura de custos dos CUR, e de se ter verificado que existe uma elevada correlação entre estes processos e o número de clientes, a mesma conclusão não se aplica à dependência que o atendimento e a faturação e cobrança registam face aos processos de *switching*.

Verifica-se também que existe uma dificuldade acrescida em auditar e monitorizar as variáveis físicas de atendimento e faturação o que cria o risco de subsidiação cruzada entre atividades do mercado regulado e não regulado nos grupos empresariais das empresas em que se inserem os CUR.

Deste modo, e considerando igualmente que a “variável” de clientes está bastante correlacionada com a atividade de comercialização, a ERSE optou por manter esta variável como indutor, na medida em que continua a ser aquela que maior aderência regista face aos custos incorridos pelo CUR.

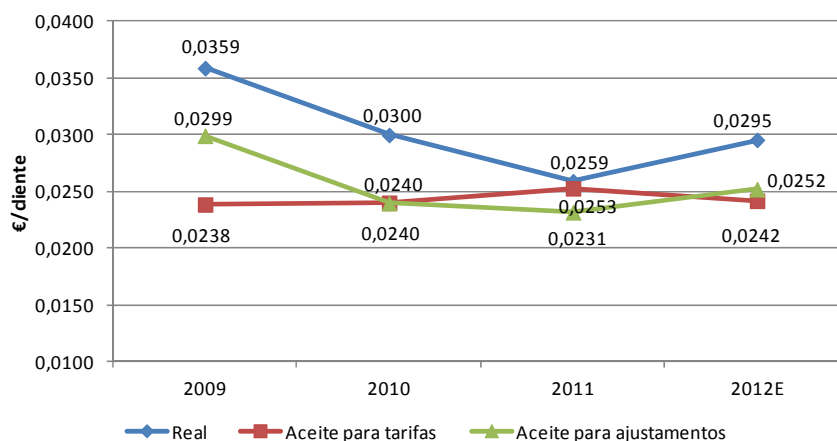
Por outro lado, as quantidades faturadas deixam de ser indutor de custos, na medida em que se verificou que este indutor não é explicativo da atividade desenvolvida pelos CUR e, bem assim, da sua estrutura de custos.

4.3.2 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

Após a seleção do indutor de custos impera a decisão de qual a base de custos a considerar.

Seguidamente apresenta-se a figura que permite comparar a evolução dos custos unitários da comercialização com os custos unitários considerados pelo regulador como custos eficientes.

Figura 4-8 – Evolução dos custos unitários da comercialização



Da análise da figura anterior, verifica-se que, embora a amostra seja reduzida em número de anos, em 2011 existe uma aproximação dos custos unitários reais com os custos unitários implícitos em tarifas e aceites nos ajustamentos.

Como tal, na definição de base de custos para a função de comercialização foram considerados os custos de 2011, essencialmente pelo facto de este ser o último ano auditado e por ser o ano em que existe uma maior aproximação dos valores reais das empresas aos valores considerados eficientes pela ERSE.

Uma vez que a comercialização é bastante dependente do número de clientes, para atualização da base de custos de 2011 para o ano de 2013, considerou-se a evolução média dos clientes no mesmo período. Esta variação representa uma diminuição de 10% ao ano, em linha com a variação da atividade,

garantindo que os custos para o conjunto da função de comercialização não sejam superiores aos considerados em tarifas 2012/2013. Adicionalmente a ERSE impôs um fator de eficiência de 3%, de 2012 para 2013, em linha com as metas de eficiência definidas no período regulatório anterior e que foram cumpridas pelos CUR.

Para o ano de 2014 será aplicada a meta de eficiência de acordo com o n.º 5 do Artigo 89.º do Regulamento Tarifário.

4.3.3 REPARTIÇÃO ENTRE COMPONENTE FIXA E COMPONENTE VARIÁVEL

Com o conhecimento obtido no último período regulatório, e tendo em conta a performance das empresas nos últimos anos, surge a necessidade de reavaliar a afetação da base de custos entre custos variáveis e custos fixos.

Deste modo, foi realizada uma análise aos custos dos CUR, numa base individual, por forma a respeitar as especificidades de cada empresa e adaptar a repartição dos custos fixos e variáveis às respetivas estruturas de custos.

Em traços gerais, a presente análise assentou nos seguintes passos e pressupostos:

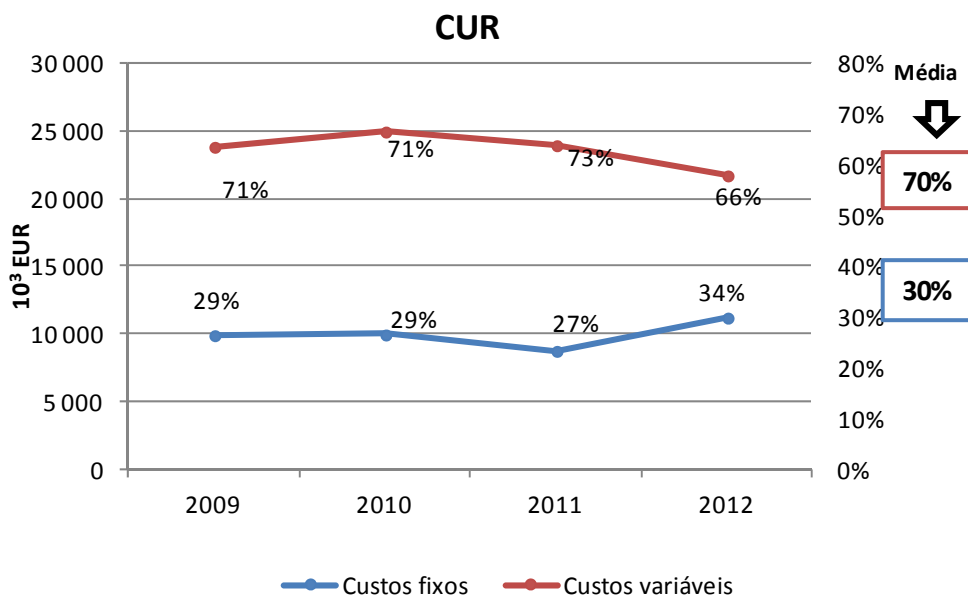
- A análise da repartição entre custos fixos e variáveis teve por base os custos identificados pelos CUR nos questionários.
- De acordo com as rubricas de custos identificadas nos questionários, consideraram-se os serviços administrativos e financeiros, serviços de apoio e “outros” como custos maioritariamente fixos, que não dependem do volume de atividade dos CUR. Por outro lado, os custos incorridos com (i) os processos de atendimentos a clientes, (ii) faturação e cobrança e (iii) reclamações foram tipificados como custos variáveis, na medida em que têm uma relação direta com o volume de atividade dos CUR.
- Teve-se também em conta a conclusão do Estudo da Deloitte no âmbito do setor elétrico.

Deste modo, fez-se uma análise, para o período de 2009 a 2012 (estimado), da ponderação dos custos variáveis e dos custos fixos no agregado total destes custos.

A repartição entre custos fixos e variáveis a aplicar à base de custos total das empresas terá por base estes valores apurados, pelo que esta ponderação extrapolar-se-á para a base de custos total dos CUR, na medida em que os custos identificados pelos CUR nos questionários correspondem à quase totalidade dos custos das Demonstrações Financeiras da função de comercialização.

Seguidamente apresenta-se a evolução dos custos fixos e variáveis, para o universo dos onze CUR.

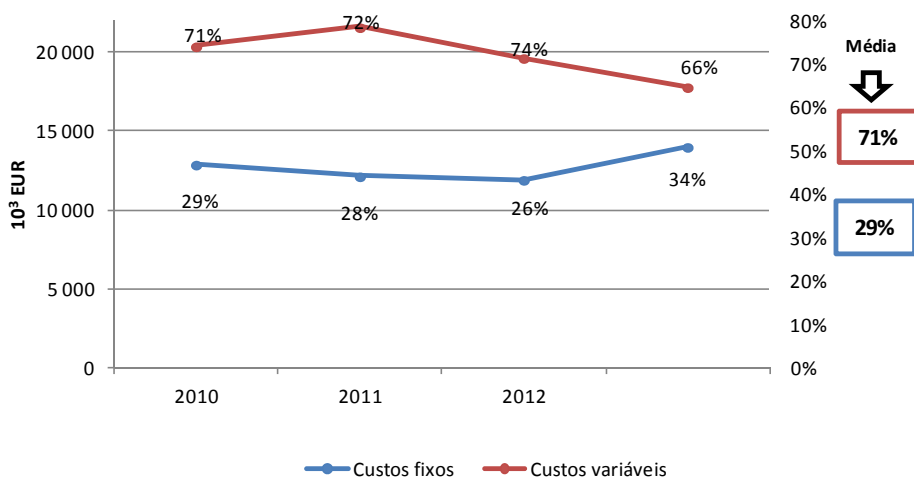
Figura 4-9 – Evolução dos custos fixos e variáveis para os onze CUR



Verifica-se que na totalidade dos CUR o peso dos custos fixos situa-se em torno dos 30%.

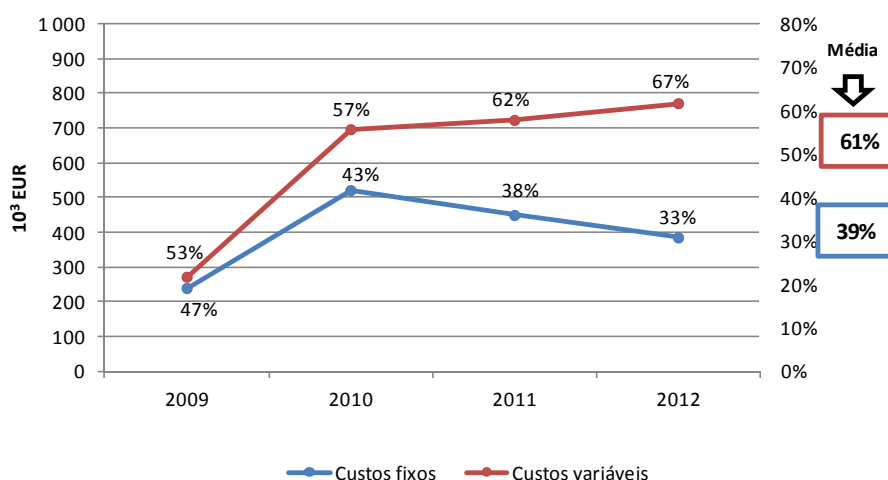
Seguidamente apresenta-se a mesma análise assumindo a desagregação em dois grupos de empresas, em que o primeiro grupo inclui a Galp e EDP Gás SU e o segundo grupo a Sonorgás e Tagusgás.

Figura 4-10 – Evolução dos custos fixos e variáveis para a Galp e EDP Gás SU



A Figura 4-10 mostra que o peso dos custos variáveis na estrutura dos CUR da Galp e da EDP Gás SU é de cerca de 71%, uma vez que recorrem quase na totalidade à subcontratação dos seus serviços comerciais.

Figura 4-11 – Evolução dos custos fixos e variáveis para a Sonorgás e Tagusgás



No que se refere à Sonorgás e Tagusgás verifica-se que os custos fixos têm maior peso, uma vez que os serviços da comercialização são efetuados pelas próprias empresas.

Face ao exposto, a repartição entre custos fixos e variáveis a utilizar no período regulatório que agora se inicia é a seguinte:

Quadro 4-6 – Repartição entre custos fixos e variáveis

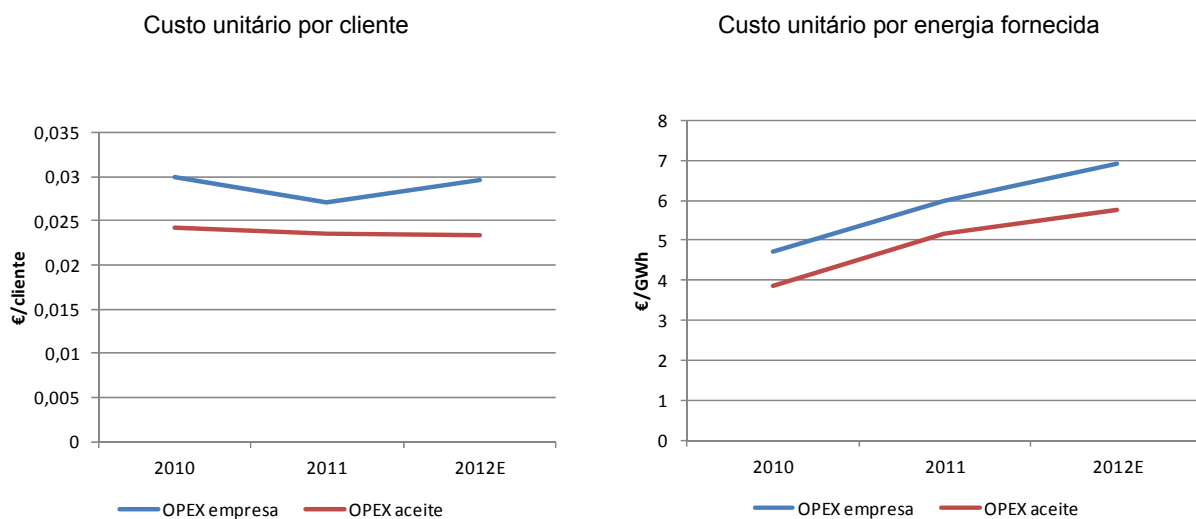
CUR	Custos fixos	Custos variáveis
Galp + EDP Gás SU	20%	80%
Sonorgás + Tagusgás	33%	67%

No que diz respeito aos CUR da Galp e da EDP Gás SU, os pesos dos custos fixos e dos custos variáveis serão respetivamente de 20% e 80%, uma vez que possuem uma estrutura empresarial mais sólida e como tal conseguirão diluir mais facilmente os seus custos fixos. Quanto à Sonorgás e Tagusgás, a repartição será de 33% nos custos fixos e de 67% nos custos variáveis.

4.3.4 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Seguidamente apresenta-se a evolução do OPEX unitário por indutor de custo no anterior período regulatório.

**Figura 4-12 – Evolução do OPEX unitário por indutor de custo
(preços constantes 2013)**



Verifica-se que o OPEX da empresa evoluiu seguindo a mesma linha de tendência do OPEX aceite pela ERSE, tendo como base IPIB-X, sendo X a meta de eficiência definida em 3%.

Deste modo, à semelhança do estabelecido no período de regulação anterior, a ERSE decidiu aplicar uma meta de eficiência de 3% ao ano para o período de regulação que agora se inicia.

Seguidamente apresenta-se a base de custos a considerar para o ano de 2013 por CUR.

Quadro 4-7 – Base de custos controláveis a considerar para o ano 2013

> 10 000 m ³	Termo fixo	Termo variável	< 10 000 m ³	Termo fixo	Termo variável
	10 ³ Eur	10 ³ €/cliente		10 ³ Eur	10 ³ €/cliente
Beiragás	0,431	0,038036	Beiragás	215,937	0,023918
Dianagás	0,045	0,046249	Dianagás	45,265	0,030724
Duriensegás	0,688	0,064712	Duriensegás	131,225	0,025577
Portgás	2,831	0,037578	Portgás	1 120,913	0,021247
Lisboagás	1,867	0,032789	Lisboagás	1 924,174	0,019939
Lusitaniagás	1,309	0,033847	Lusitaniagás	786,087	0,020770
Medigás	0,520	0,298213	Medigás	71,219	0,020577
Paxgás	0,212	0,366780	Paxgás	16,738	0,016058
Setgás	0,505	0,044569	Setgás	661,404	0,022661
Sonorgás	1,368	0,193914	Sonorgás	271,650	0,056116
Tagusgás	0,932	0,058996	Tagusgás	226,061	0,019556

4.4 CONCLUSÕES

No início do novo período regulatório existiu a necessidade de monitorização e avaliação por parte da ERSE da razoabilidade dos custos que são imputados à comercialização, bem como de salvaguardar a minimização do risco de subsídio cruzada entre atividades reguladas e em mercado, tendo em conta o processo de liberalização existente. Como tal, foi elaborado um questionário para obtenção de maior informação na cadeia de valor dos CUR.

De acordo com as respostas obtidas, os processos de atendimento e a faturação e cobrança têm uma aderência bastante significativa com a atividade. Refira-se que estes resultados estão em linha com os resultados do estudo efetuado pela Deloitte em 2011, no âmbito da definição dos parâmetros da atividade de comercialização do setor elétrico. No entanto devido à dificuldade acrescida de auditorias e monitorização das variáveis físicas, devido ao risco de subsídio cruzada entre mercado regulado e não regulado, optou-se por definir o indutor de custos clientes como único indutor estabelecido para o próximo período regulatório.

Considerou-se como base de custos controláveis o ano de 2011, tendo-se aplicado o mesmo fator da diminuição de clientes à diminuição da base de custos para 2013. No que se refere à repartição entre componente fixa e variável assumiu-se para a Galp e EDP Gás um peso de custos fixos na ordem dos 20%, enquanto que para a Sonorgás e Tagusgás estes representarão 33%.

Quanto à meta de eficiência, a ERSE optou por definir como meta 3%, face aos resultados alcançados no período regulatório anterior.

5 CUSTO DE CAPITAL

5.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Na presente revisão deste parâmetro introduziu-se um conjunto de novidades face ao período regulatório anterior do setor do gás natural, de modo a que o custo de capital reflita o custo de oportunidade dos investidores garantindo, no entanto, a estabilidade regulatória e o controlo do risco para os consumidores.

Os passos seguidos para a definição do custo de capital das atividades reguladas para o período regulatório 2013-2016 foram os seguintes:

1. Consideração dos pressupostos que justificaram os valores aplicados nos anteriores períodos regulatórios.
2. Análise dos principais fatores externos que enquadram as condições de exercício da atividade.
3. Análise da evolução do desempenho das empresas e das principais variáveis do custo de capital.
4. Ponderação das conclusões resultantes das análises anteriores na definição dos parâmetros que influenciam o custo de capital.
5. Definição do custo de capital e da metodologia de indexação.

Face ao anterior período regulatório, destaca-se a indexação do valor do custo de capital base, à evolução dos mercados, através da utilização das *yields* das OT. Pretende-se que o valor base, agora determinado, seja revisto nas tarifas do ano seguinte considerando a média das *yields* das OT a 10 anos verificadas no ano anterior. Esta metodologia permite a adaptação do custo de capital fixado pela ERSE às condições de financiamento realmente verificadas no mercado em cada ano.

5.2 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta umas breves considerações sobre as opções metodológicas consideradas na determinação do custo de capital.

5.2.1 CUSTO DE CAPITAL MÉDIO PONDERADO

Os recursos financeiros de uma economia são escassos, obrigando a que a remuneração destes recursos seja efetuada de uma forma economicamente eficiente. Em equilíbrio, a remuneração do capital e o seu custo de oportunidade deverão então coincidir. Neste contexto, o custo de capital poderá ser definido como a taxa de remuneração mínima necessária para atrair fundos para um determinado

investimento. Estes fundos poderão ser fundos próprios ou alheios, caracterizando-se consoante a sua proveniência por um grau de risco diferente e, conseqüentemente, por uma remuneração esperada diferente.

O investidor, quando aplica os seus recursos num determinado investimento, determina o custo de oportunidade ou custo de capital desta aplicação. No contexto regulatório, a percepção que os agentes de mercado fazem do custo de capital de uma atividade regulada e a remuneração do seu ativo devem então coincidir, por forma a que a atividade atraia os recursos financeiros necessários.

Por conseguinte, o custo de capital de uma empresa reflete o risco da sua atividade, assim como a sua estrutura de capital. Uma estrutura de capital ótima será, teoricamente, a estrutura que maximiza o valor da empresa, isto é, que minimiza o seu custo de capital. O regulador setorial, ao definir o custo de capital de uma atividade regulada, poderá incentivar a empresa a escolher a melhor estrutura de capital. Contudo, são controversos os efeitos da estrutura do capital no valor da empresa.

O primeiro postulado de *Modigliani e Miller* refere que numa situação de mercado perfeito, sem impostos, nem custos de transação nos mercados financeiros, não existe qualquer relação entre a estrutura de capital da empresa e o seu valor⁴⁷ (1958). O aumento do grau de endividamento, que se reflete num aumento do risco para o acionista, é compensado pela diminuição no custo de capital decorrente do maior peso da dívida na estrutura de capital, assumindo-se que a dívida tem um risco sistemático reduzido ou nulo.

O segundo postulado determina que existe uma vantagem fiscal resultante do endividamento, que diminui os resultados tributados, favorecendo assim um elevado nível de endividamento⁴⁸ (1963). Neste contexto, *DeAngelo e Masulis*⁴⁹ demonstram que existe uma estrutura de capital ótima por empresa, tendo em conta a sua taxa efetiva de impostos. Posteriormente, este postulado foi posto em questão por vários autores (ver por exemplo, Seth Armitage⁵⁰), com base num modelo desenvolvido pelo próprio Miller (1977)⁵¹ que mostra que o efeito fiscal no custo de capital decorrente da tributação dos rendimentos das pessoas coletivas é parcialmente anulado pelo efeito fiscal decorrente da tributação sobre as pessoas singulares.

⁴⁷ Modigliani, F.; Miller, M.H., 1958, "The cost of capital, corporation finance, and the theory of investment", *American Economic Review*, 49(4), p. 261-297

⁴⁸ Modigliani, F.; Miller, M.H., 1963, "Corporate income tax and the cost of capital: a correction", *American Economic Review*, 53(3), p. 433-443

⁴⁹ DeAngelo, H., Masulis, R., 1980, "Optimal capital structure under corporate and personal taxation", *Journal of Financial Economics* 8, p 3-27

⁵⁰ Armitage, S., 2005, "The cost of capital", 2005, Cambridge

⁵¹ Miller, M.H., 1977, "Debt and taxes", *Journal of Financial Economics* 6, p333-364

Existe outro grupo de autores que sustentam que há um nível máximo aceitável para o endividamento, devido à existência de custos de falência e de insolvência associados a níveis de endividamento mais elevados (Brealey, Myer)⁵².

Assim, este quadro conceptual sustenta que haverá um nível de endividamento que num determinado momento maximizará o valor da empresa.

Se a problemática da assimetria de informação for posta de parte, o valor de uma empresa, $v(x)$, resultará então da seguinte equação (Brealey, Myer (1996)):

$$v(x) = v_{sd}(x) + TB(x) - N(x) \quad (1)$$

Sendo, $v_{sd}(x)$ o valor da empresa sem dívida, $TB(x)$ o valor da vantagem fiscal (que poderá ser maior ou menor do que zero consoante a vantagem fiscal do endividamento decorrente do imposto sobre os rendimentos da empresa seja maior ou menor do que a desvantagem fiscal decorrente dos impostos sobre as pessoas singulares) e $N(x)$ os custos financeiros (renegociação da dívida e os custos de falência).

Os estudos empíricos apresentam conclusões diferentes que nem sempre corroboram os modelos teóricos, não conseguindo evidenciar de uma forma perentória a existência de um nível de endividamento ótimo.

Assim, se por um lado vários estudos mostram uma relação positiva entre o nível de endividamento das empresas e a taxa de imposto aplicada às empresas⁵³, nem todos os estudos mostram uma relação entre o valor das empresas e os custos de falência⁵⁴. Por outro lado, a maioria dos trabalhos empíricos apresentam uma relação positiva entre as condicionantes estruturais da indústria e o seu nível de endividamento, bem como uma relação entre a capacidade de negociação das empresas com os bancos e o nível de endividamento das empresas⁵⁵. Estes resultados empíricos enquadram-se na teoria do equilíbrio na estrutura de capital.

Existe outro quadro conceptual que diferencia as fontes de financiamento consoante o seu custo, sendo que as fontes de financiamento externas têm um custo superior às fontes de financiamento internas. Esta teoria, da hierarquia das escolhas, determina que há uma ordem na captação de fundos: fundos

⁵² Brealey, R.A, Myers S.C., 1996, "Principle of corporate Finance", 5th ed., New York: McGraw-Hill

⁵³ Ver Graham, J.R. (2000), "How Big are the Tax Benefits of Debt?", *Journal of Finance*, Outubro 2000, p1901-1942;"Optimal capital structure and industry dynamics", JaianJUn Miao, Setembro 2003, disponível *online* em <http://econpapers.repec.org/paper>

⁵⁴ Ver Andrade, G. and Kaplan, S.N 1998), "How costly is Financial (Not Economic) Distress? Evidence from Highly Leveraged Transactions That Become Distressed" *Journal of Finance*, Outubro 1998, p1443-1493

⁵⁵ Quanto maiores os custos fixos ou a evolução tecnológica menor será o nível de endividamento, bem como quanto maior forem as barreiras à entrada ou menor o risco da atividade em geral, maior o grau de endividamento.

gerados pela empresa, dívida e, finalmente, financiamento dos acionistas. As empresas estarão subavaliadas pelo mercado por este não deter todas as informações, na posse dos gestores, sobre possíveis ganhos decorrentes de novos projetos. A assimetria de informação leva a que a emissão de ações pelas empresas seja penalizada pelo mercado. Neste contexto, as empresas preferirão obter os recursos necessários ao seu financiamento fora do mercado de capitais. As necessidades de financiamento relacionados com as oportunidades de investimento e o seu nível de fundos próprios são os fatores que farão variar o seu nível de endividamento. Este quadro conceptual é um quadro conceptual dinâmico ao contrário do anterior que efetuava a sua análise tendo em conta um único período.

Trabalhos empíricos efetuados em torno da relação entre o rácio valor de mercado/valor contabilístico das empresas e o nível de endividamento demonstram haver uma relação negativa entre os dois.⁵⁶ Deste modo, poder-se-ia assumir que empresas com baixo nível de endividamento teriam melhor desempenho. Contudo, outros trabalhos⁵⁷ evidenciam que esta relação é dinâmica, sendo que o nível de endividamento de uma empresa dirá respeito às oportunidades de investimento das empresas no passado, isto é, ao rácio verificado no passado entre o valor de mercado e o valor contabilístico.

A análise conjugada dos estudos empíricos e das diferentes teorias permite concluir que:

- O nível de endividamento exageradamente elevado é prejudicial para o valor da empresa;
- O nível de endividamento ótimo varia consoante o contexto económico⁵⁸ e as características da indústria da empresa;
- Existe uma vantagem fiscal, embora reduzida;
- O risco do capital alheio tem sido muito inferior ao risco do capital próprio.

Existe então uma importante margem para deixar às empresas liberdade na definição das suas respetivas estruturas de capital, desde que estas decisões não acarretem quaisquer riscos para a sua solvabilidade.

Tendo em conta, que para efeitos regulatórios os impostos não são considerados como custos aceites, o custo de capital dos investidores terá de ser calculado antes de impostos, de acordo com a seguinte expressão:

$$CCMP = Rd \times G + \frac{Rcp \times (1-G)}{(1-T)} \quad (2)$$

⁵⁶ Ver OXERA (2004) , Corporate Finncing Decisions, junho 2004.

⁵⁷ Ver OXERA (2004) , Corporate Finncing Decisions, junho 2004 referindo Chen, L. e Zhao, X (2004), "Understanding the Role of the Market to Book Ratio"

⁵⁸ Este pressuposto é de primeira importância na atual situação económica-financeira do país.

Em que $CCMP$ (ou $WACC$ ⁵⁹) é o custo de capital médio ponderado, R_d é a remuneração do custo de capital alheio, G o peso do capital alheio no capital total, R_{cp} é a remuneração do custo de capital próprio e T a taxa de imposto sobre as empresas.

Os ativos regulados são avaliados ao custo de aquisição, deste modo o custo de capital é nominal, incorporando a desvalorização monetária.

5.2.2 CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

O *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) é um dos vários modelos teóricos de valorização de ativos com risco. Tem subjacente a teoria da carteira eficiente que, baseada num conjunto de pressupostos teóricos relativamente realísticos, é de fácil aplicação. Esta teoria tem subjacentes os seguintes princípios:

1. Os investidores são avessos ao risco.
2. O teorema do fundo misto é aplicado.
3. O mercado financeiro é um mercado perfeito, que se encontra em equilíbrio.

O primeiro pressuposto implica que os consumidores com diferentes graus de aversão ao risco e de preferências são avessos ao risco porque exigem maiores rendimentos para maiores riscos. O segundo pressuposto estipula que em equilíbrio o preço de redução do risco, isto é, de substituição de ativos sem risco por ativos com risco, é o mesmo.

No entanto, é geralmente aceite que os mercados se aproximam de mercados perfeitos, nomeadamente devido à conjugação da competição entre investidores e da rápida divulgação da informação cada vez mais característica das nossas economias.

O risco de um ativo pode ser subdividido em específico ou diversificável e em risco sistemático ou não diversificável. O primeiro decorre diretamente das particularidades do investimento e pode ser anulado se o investidor diversificar os seus investimentos. Pelo contrário, o risco sistemático não diminui com a diversificação dos investimentos do agente económicos, sendo que a sua remuneração varia conjuntamente com a remuneração do conjunto do mercado. Este tipo de risco decorre de fatores exógenos a cada ativo e comuns ao conjunto do mercado como sejam a evolução de variáveis macroeconómicas, alterações sociais ou políticas, etc. O risco sistemático é o risco subjacente à remuneração esperada do investidor num ativo.

Ao contrário de outros modelos, nomeadamente o modelo baseado no consumo CBM (*Consumption Based Model*), o CAPM não fornece uma explicação global para todas as variáveis. Tem, contudo, por um lado a vantagem das suas variáveis serem facilmente determináveis, ao contrário do CBM que exige,

⁵⁹ *Weighted Average Cost of Capital*

por exemplo, que se define o grau de aversão ao risco e, por outro lado, a vantagem de estar enquadrado por uma matriz teórica consistente ao contrário de outros modelos.

O CAPM é um método que define a rendibilidade esperada de um ativo i para um determinado período, de uma forma proporcional ao risco inerente ao ativo. Assim, a rendibilidade esperada de um ativo i para um determinado período, em equilíbrio, varia de uma forma linear entre a taxa de juro sem risco e a rendibilidade do mercado, tendo em conta o contributo marginal do ativo para o risco da carteira⁶⁰ que não diminui com a diversificação da mesma, isto é, o risco sistemático. O risco sistemático de um ativo em comparação com o conjunto do mercado é medido pelo beta, que corresponde ao rácio entre a covariância das rendibilidades esperadas do ativo e da carteira de ativos e a variância da rendibilidade esperada da carteira de ativos. Assim, o CAPM define a rendibilidade do ativo i do seguinte modo:

$$E(R_i) = R_f + [E(R_m) - R_f] \frac{\sigma_{im}}{\sigma_m^2} = R_f + \beta_i [E(R_m) - R_f] \quad (3)$$

Sendo:

- $E(R_i)$, a rendibilidade esperada do ativo i ;
- R_f , a taxa de juro sem risco;
- R_m , a rendibilidade do mercado;
- σ_{im} , a covariância das rendibilidades esperadas do ativo e da carteira de ativos;
- σ_m^2 a variância da rendibilidade esperada da carteira de ativos;
- β_i , o beta do ativo i .

A taxa nominal sem risco, composta pela taxa de inflação e pela taxa de juro real sem risco, assim como a rendibilidade esperada do mercado são independentes do risco dos ativos, sendo características dos mercados onde os títulos são cotados e comuns a cada ativo.

A diferença dada pela rendibilidade esperada do ativo i e a taxa de juro sem risco cuja formulação matemática é a seguinte:

$$Pm = [E(R_m) - R_f] \quad (4)$$

representa o prémio de risco do mercado, isto é, o prémio que o investidor pretende receber por deter um ativo com risco inserido num determinado mercado, em vez de investir num ativo sem risco.

⁶⁰ Embora ainda não tenha sido referido expressamente, carteira de ações do mercado e carteira eficiente são equivalentes (assumindo-se que o mercado é perfeito e considerando-se os benefícios da diversificação).

5.2.3 CUSTO DA DÍVIDA

O prémio de risco da dívida depende dos seguintes fatores:

- Risco sistemático da dívida, isto é, o risco diversificável da dívida;
- Prémio associado ao risco de entrada em *default*;
- Outros fatores (custos de emissão de dívida, prémio de liquidez).

Sendo o prémio de risco da dívida dado por:

$$P_d = R_f + \beta_d P_m + DEF + \varepsilon \quad (5)$$

Em que P_d é o prémio de risco da dívida, R_f é a taxa de juro sem risco, β_d é o beta da dívida, P_m é o prémio de risco de mercado, DEF é o prémio de entrada em *default* e ε agrupa o conjunto de outros fatores.

Os dois primeiros fatores têm um peso maior no prémio de dívida, apesar do último grupo de fatores não ser negligenciável (Lally, 2011). Porém, grande parte do prémio de risco da dívida corresponderá apenas ao prémio de entrada em *default*, porque o beta da dívida que mede o risco sistemático é geralmente considerado próximo de zero. Num quadro do funcionamento normal do mercado, o beta da dívida dificilmente ultrapassará o valor de 0,2 (Lannotta e Pennacchi, 2011). Deste modo, tal como a quase totalidade dos restantes reguladores, a ERSE assumiu no passado que o beta da dívida é igual ou próximo de zero.

No entanto, aquando da definição do custo de capital das atividades reguladas do setor elétrico em 2011 a passagem dos títulos da dívida nacional a *junk* conduziram a um entendimento diferente. Nesse mesmo ano, a classificação de *junk* aos títulos de dívida alargou-se à quase totalidade das empresas e instituições nacionais. Em situações desta ordem de natureza, vários autores (por exemplo Lally, 2011 e Julian Franks, 2007) entendem necessário ser aplicado um beta diferente de 0. Tal prática foi seguida pela ERSE nesse caso. Todavia, assistiu-se desde 2012 a uma tendência de aparente normalização do contexto financeiro nacional, visível na evolução de vários indicadores, em especial dos *credit default swaps* (CDS)⁶¹ sobre título de dívida de instituições e empresas nacionais. Neste novo quadro, julga-se que a aplicação de um beta da dívida diferente de zero reverteu-se de um carácter excecional que não reflete a atual situação nacional, tendo, por isso, sido considerado um valor nulo para esta variável.

⁶¹ Um contrato de CDS corresponde a um contrato de proteção financeira em que o comprador da cobertura paga *ex ante* um prémio anual calculado sobre o valor nominal dos ativos ao vendedor da cobertura que promete compensar *ex post* as perdas sobre o ativo sujeito a cobertura em caso de situação de incumprimento (por não pagamento, falência ou reestruturação da dívida) especificado no contrato.

Tendo em conta os pressupostos acima enunciados, a estimativa do beta não alavancado, a partir do beta alavancado das empresas, por forma a definir o risco das diferentes atividades das empresas cotadas em bolsa (ver Armitage, 2005) resultará nas seguintes equações:

$$\beta_e = \beta_a + (1 - T) \times [\beta_a - \beta_d] \times D/E \quad (6)$$

em que,

β_e é o beta alavancado (ou do capital próprio);

β_a é o beta não alavancado (ou do ativo);

T é a taxa de imposto; e

D/E é o rácio entre a dívida e o capital próprio.

Se na equação anterior se considerar $\beta_d = 0$, obtém-se

$$\beta_e = \beta_a + (1 - T) \times \beta_a \times D/E \quad (7)$$

5.3 CONDIÇÕES ESPECÍFICAS E EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE REMUNERAÇÃO FIXADAS

5.3.1 CONDIÇÕES ESPECÍFICAS

5.3.1.1 CONTRATOS DE CONCESSÃO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de junho, definiu as minutas dos novos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural para a Beiragás, a Lisboagás, a Lusitaniagás, a Portgás, a Setgás e a Tagusgás. Os contratos estabelecem que a remuneração dos ativos integrados nas concessões seja efetuada de modo a que:

1. Qualquer das partes possa solicitar a reposição do equilíbrio económico-financeiro da concessão, caso nos quatro períodos regulatórios subsequentes ao primeiro período regulatório a remuneração fixada pela ERSE não considere o prémio de risco implícito na taxa de remuneração estabelecida para o primeiro período regulatório.
2. Nos períodos regulatórios subsequentes ao primeiro período regulatório, a taxa de remuneração fixada pela ERSE tenha em consideração as taxas de remuneração de outros ativos de referência, nomeadamente os ativos afetos às atividades de distribuição de eletricidade e de transporte de gás natural em alta pressão, podendo a concessionária, caso contrário, solicitar a reposição do equilíbrio económico-financeiro da concessão.

Assim, e pese embora a reposição do equilíbrio económico-financeiro não seja da responsabilidade da ERSE, mas sim do Estado concedente, os contratos definem que:

1. A remuneração dos operadores da rede de distribuição de gás natural deverá considerar o estabelecido para a atividade de Distribuição de energia elétrica⁶² ou de Transporte de gás natural⁶³.
2. O prémio de risco fixado deverá manter-se.

O prémio de risco do mercado é um parâmetro necessário na determinação do custo de capital através do CAPM e resulta da diferença entre a rendibilidade de uma carteira de ativos financeiros representativos do mercado e a taxa de juro sem risco.

Considerando o exposto, a ERSE manterá o prémio de risco de mercado considerado no primeiro e segundo período regulatório do setor do gás natural, ou seja, entre 3,75% e 4%.

Este parâmetro é transversal à definição do custo de capital de todas as empresas do Sistema Nacional do Gás Natural. Deste modo, estes valores serão aplicados tanto na distribuição, como nas atividades em alta pressão.

5.3.2 EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE REMUNERAÇÃO FIXADAS PELA ERSE

As comparações internacionais tornam-se mais difíceis num ambiente de incerteza e de instabilidade financeira como o que tem caracterizado o sistema financeiro nacional. Nesse mesmo sentido, a análise e a avaliação das consequências de opções seguidas no passado poderão ganhar relevância.

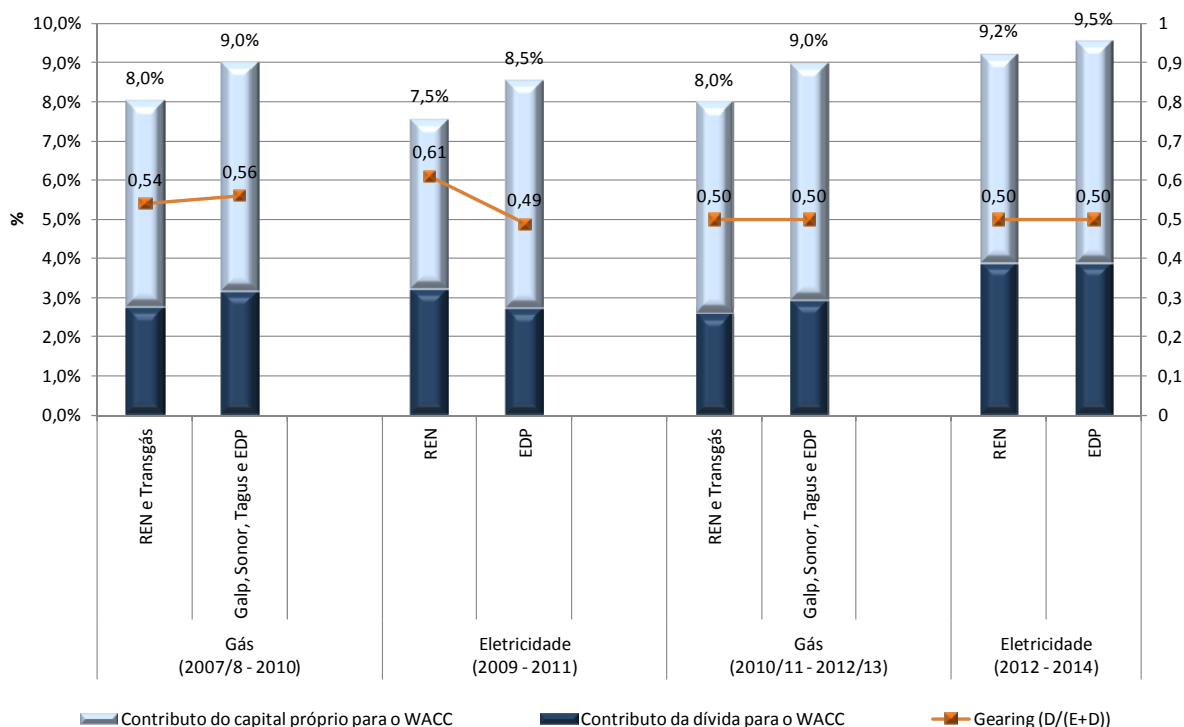
A Figura 5-1 apresenta a decomposição das taxas de remuneração do ativo líquido (RoR⁶⁴) no primeiro ano do período de regulação para o gás e para eletricidade, a partir de 2007-2008 e 2009, respetivamente.

⁶² Com base nos valores registados até abril de 2013, o valor da taxa de remuneração esperado para 2013 é 8,4%

⁶³ Que irá ser redefinido para o novo período regulatório tal como a remuneração da distribuição de gás natural.

⁶⁴ RoR: Rate of Return

Figura 5-1 – Decomposição das taxas de remuneração antes de impostos



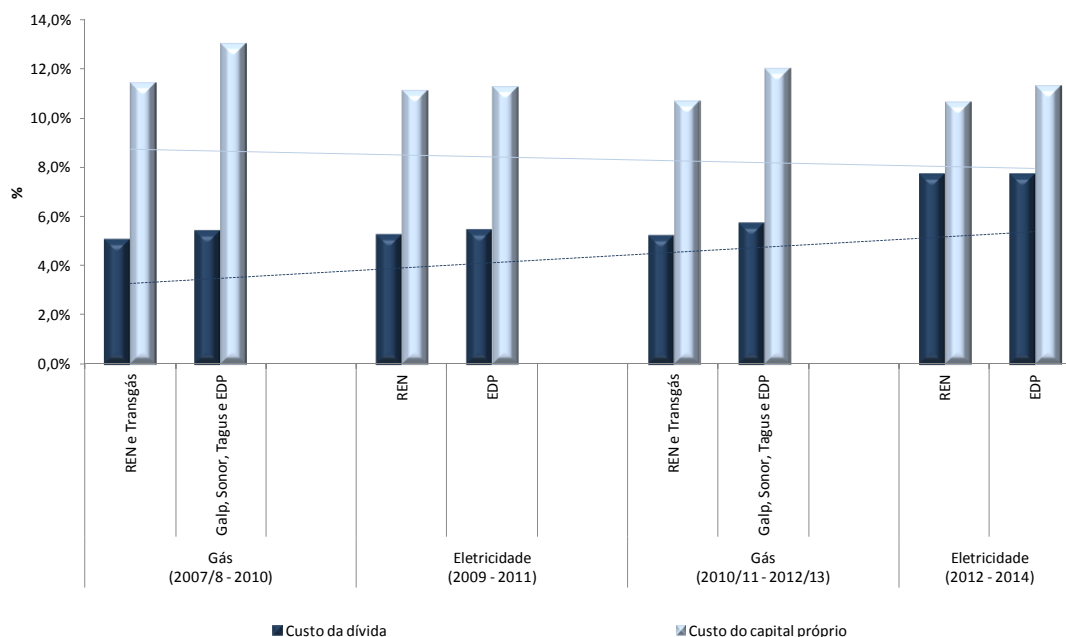
Fonte: ERSE

A análise desta figura permite concluir que nem sempre foi utilizado um *gearing* teórico na determinação do RoR (conforme aconteceu na ultima fixação de parâmetros para o setor da eletricidade e do gás natural) e que houve períodos em que este foi ajustado à realidade.

A Figura 5-2 permite compreender o comportamento das componentes do custo de capital (WACC⁶⁵) ao longo dos últimos períodos regulatórios.

⁶⁵ Weighted Average Cost of Capital

Figura 5-2 – Evolução dos custos do capital próprio e do capital alheio (antes de impostos)

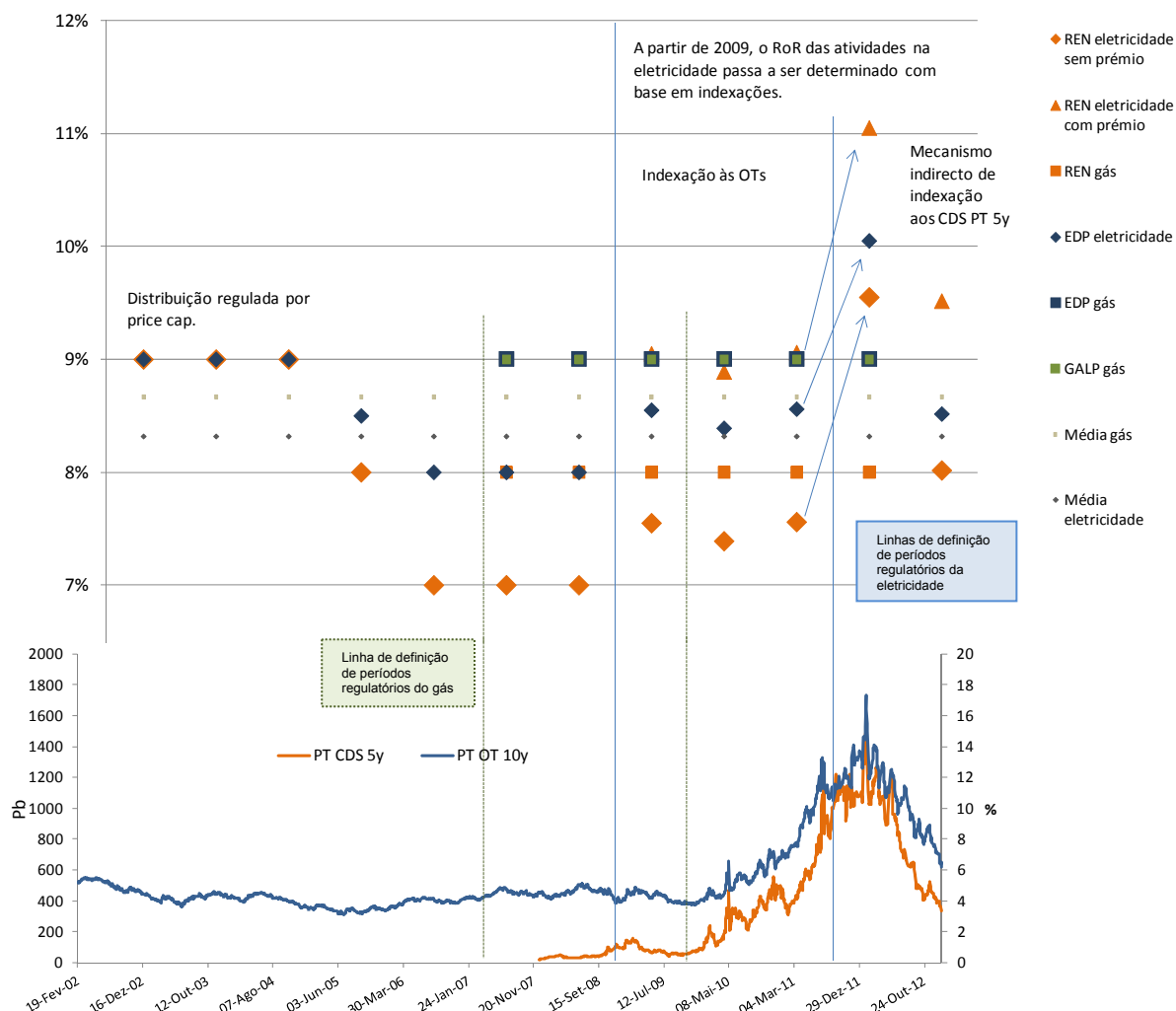


Fonte: ERSE

Nesta figura é bem visível o aumento do custo da dívida e a diminuição do custo do capital próprio considerado pela ERSE para efeitos de fixação do WACC. Esta evolução obriga a uma reflexão sobre os efeitos que podem advir de um elevado grau de alavancagem. Por um lado, a conjugação destes fatores podem conduzir a uma perda relativa de criação de valor para o acionista. Por outro lado, o aumento da proporção do capital alheio numa situação de crescimento do custo deste financiamento pode colocar as empresas numa situação bastante vulnerável perante o mercado, situação que é de evitar. Por estas razões, realça-se a importância de manter uma estrutura de capital equilibrada.

Alargando o espectro da análise e comparando os RoR fixados com o comportamento das *yields* das OTs a 10 anos e dos CDS sobre a República Portuguesa a 10 anos obteve-se a figura seguinte.

Figura 5-3 – Evolução dos RoR fixados pela ERSE



Em momentos de maior estabilidade nos mercados, a ERSE optou pela determinação de um RoR que se mantinha fixo ao longo de todo o período regulatório. Este procedimento garantia estabilidade regulatória e tarifária. A partir de 2009 e após o início da crise que começou por ser financeira e que se tornou económica, implementa-se uma metodologia de indexação do RoR, até um certo limite, por forma a permitir o ajustamento deste indicador às condições do mercado. Esta metodologia permite que o risco que antes pertencia exclusivamente às empresas passe a ser repartido por todos os agentes. A experiência revela que numa fase de instabilidade financeira se pode aplicar um mecanismo de indexação no sentido de dispersar o risco. No entanto, tal facto deve ser tido em consideração, tanto no momento da fixação do RoR base, como no de desenvolvimento da metodologia, de maneira a não penalizar um agente, consumidor ou empresa, em detrimento de outro.

5.4 DESEMPENHO OPERACIONAL E FINANCEIRO DAS EMPRESAS

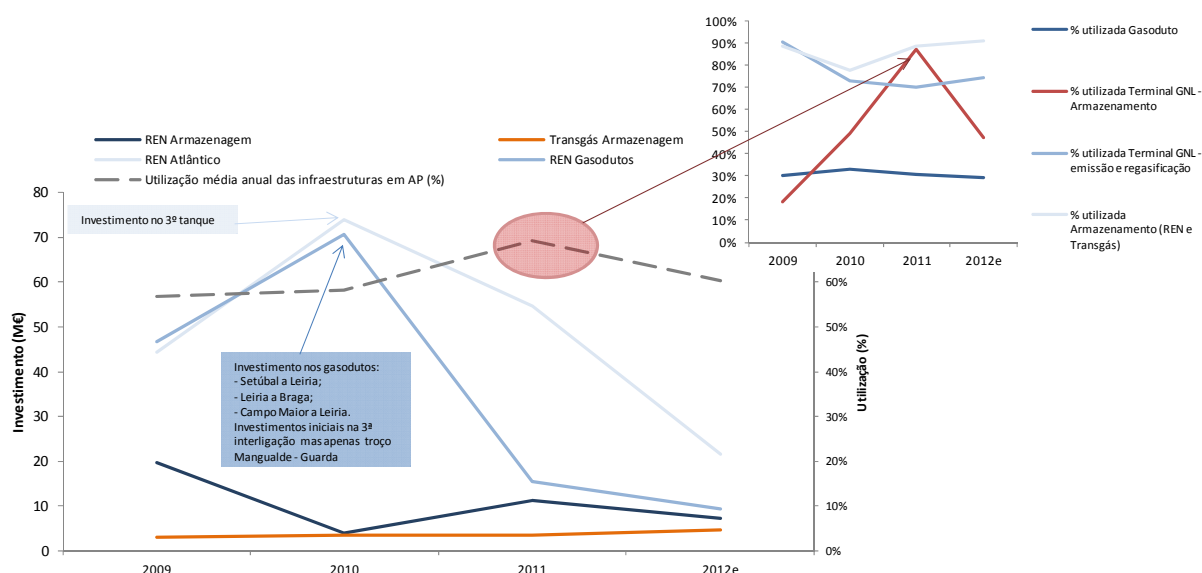
No sentido de enquadrar possíveis consequências de decisões regulatórias tomadas no passado foram observados alguns indicadores de desempenho das empresas. Esta análise foi realizada a dois níveis: por um lado, verificou-se o comportamento e desempenho das empresas responsáveis diretamente pela gestão das atividades do setor do gás natural, por outro lado, analisou-se o desempenho do grupo onde estas empresas se inserem e estabeleceram-se comparações com referências da indústria.

5.4.1 EVOLUÇÃO DOS INVESTIMENTOS

5.4.1.1 INVESTIMENTO NA ALTA PRESSÃO (AP)

A evolução dos investimentos é uma análise importante pois permite aferir, entre outras coisas, acerca da maturidade da rede, da capacidade de atracção e de aplicação de fundos. Para que se possam retirar ilações sem equívocos de interpretação decidiu-se incorporar na análise da evolução dos investimentos a utilização média anual das infraestruturas. Esta utilização anual das infraestruturas resulta genericamente da relação entre a capacidade instalada e a capacidade utilizada, para todas as infraestruturas em AP, tendo-se para isso considerado uma média. No entanto, são também apresentadas as percentagens de utilização por infraestrutura.

Figura 5-4 – Evolução do investimento em AP e da utilização média anual das infraestruturas em AP



Fonte: REN

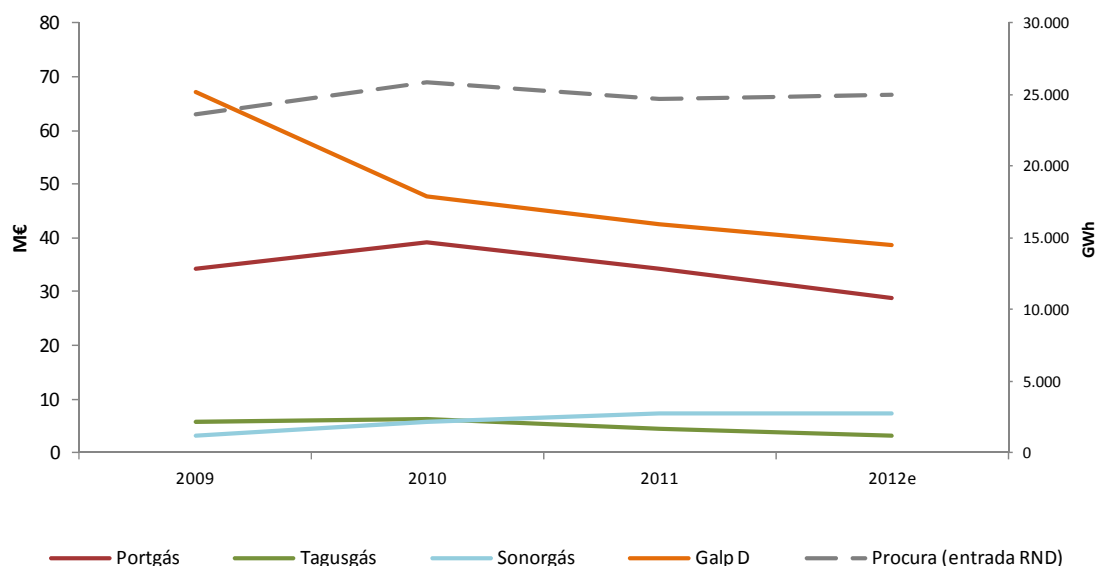
Da observação da Figura 5-4 conclui-se genericamente que existe uma desaceleração do investimento em AP, mas acompanhado de uma tendência de estabilização na utilização das infraestruturas.

Observa-se, igualmente, uma grande diferença na utilização dependendo do tipo de infraestrutura, destacando-se o gasoduto pela menor utilização. A ligeira perturbação registada em 2011 deve-se, sobretudo, à elevada utilização da armazenagem no terminal. No entanto, os níveis de utilização médios são repostos com a entrada em funcionamento do 3º tanque.

5.4.2 INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO (MÉDIA PRESSÃO (MP) E BAIXA PRESSÃO (BP))

Esta análise é também importante no caso da rede de distribuição. No entanto, neste caso, a evolução dos investimentos foi comparada com a evolução da procura verificada/esperada à entrada na Rede Nacional de Distribuição e utilizada pela ERSE para efeitos de determinação de tarifas.

Figura 5-5 – Evolução do investimento nas redes de distribuição e da procura à saída da RNT



Fontes: Galp, EDP, Sonorgás e Tagusgás

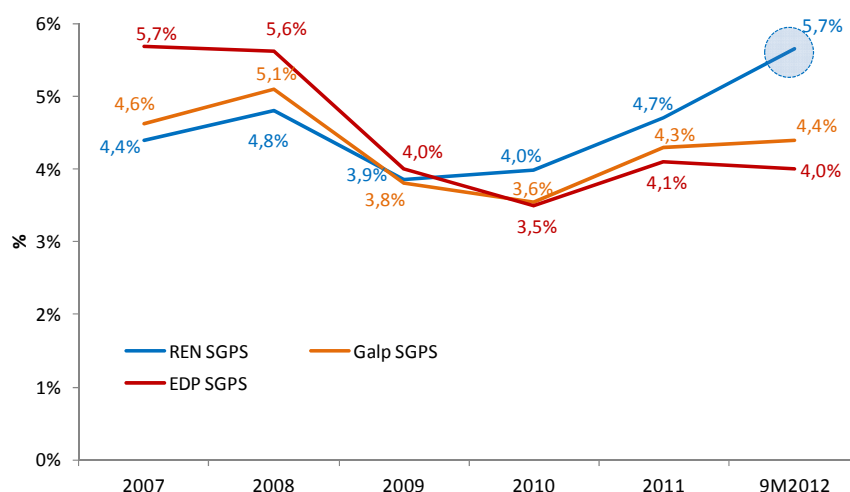
Como se pode verificar a partir da Figura 5-5 existe um claro abrandamento do investimento. Esta desaceleração pode significar que a rede atingiu um estado de maturidade que não justifica mais expansão. Esta conclusão deve, contudo, ser enquadrada no contexto de uma estagnação da procura. Nesta perspetiva, o comportamento dos investimentos pode estar a responder a estas duas questões em simultâneo, para uma procura que estagnou a rede não precisa de mais investimentos.

5.4.3 CUSTO DA DÍVIDA

O custo da dívida é o resultado da média ponderada do custo de todos os empréstimos. Embora não reflita as atuais condições com as quais a empresa se está a conseguir financiar através de capitais alheios, indica o custo da empresa através desta fonte de financiamento.

Este indicador apresenta, no entanto, algumas limitações e uma delas é observável no caso da REN. Esta empresa emitiu dívida cujo contrato incluía uma *step-up clause* nos dois últimos anos do financiamento. No momento em que essa cláusula é acionada a empresa vê o custo médio da dívida aumentado de uma forma artificial. A verdade é que beneficiou de taxas de financiamento mais vantajosas no início e ao longo de quase todo o período deste financiamento. Este financiamento terminará no final de 2013, pelo que este efeito deixará de ser fazer sentir.

Figura 5-6 – Custo médio da dívida dos Grupo



Fontes: REN, Galp e EDP

As condições de financiamento obtidas, nas últimas idas a mercado, por estes grupos foram bastante competitivas. Nas idas a mercado no início de 2013, estes grupos obtiveram *spreads* sobre a Euribor e a *mid swap rate* que variam entre 3,2% e 4,25%, o que se traduz em taxas de financiamento que, neste momento, não chegam de um modo geral aos 4,5%.

5.4.4 ALAVANCAGEM FINANCEIRA

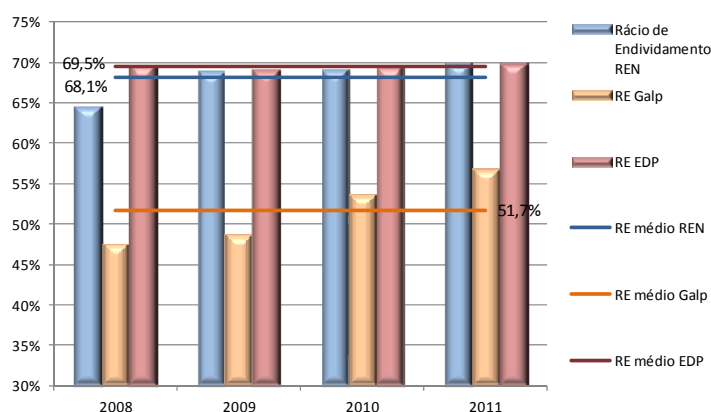
A estrutura de capital é um outro fator do custo de capital muito importante e que a ERSE tem seguido com atenção. O recurso ao endividamento para se financiar faz sentido até um certo nível por contribuir para baixar o custo de capital. Porém, tal como foi referido no ponto 5.2, a definição de um nível de endividamento ótimo varia consoante vários fatores como sejam, nomeadamente, o crescimento da

atividade da empresa, os seus rácios de solvabilidade, o contexto económico e as características da própria indústria. Assim, a maior parte das empresas do setor do gás natural estão inseridas em grandes grupos nacionais. De um modo geral estas empresas, por serem *utilities* e beneficiarem de estabilidade regulatória e operarem em regime de monopólio ao abrigo de concessões públicas, recorrem muito a capital alheio.

5.4.4.1 ALAVANCAGEM DOS GRUPOS

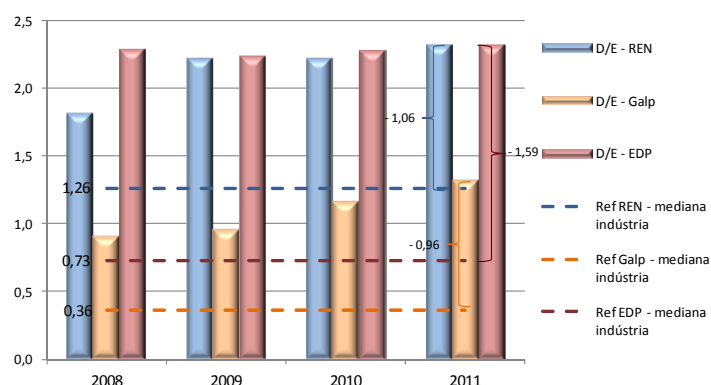
As Figura 5-7 e Figura 5-8 apresentam os rácios de endividamento e de solvabilidade dos principais grupos em que se integram as empresas do setor do gás natural. Na segunda figura é apresentada a comparação com a mediana da indústria⁶⁶.

Figura 5-7 – Rácio de endividamento (Dívida/(Dívida+Capital Próprio))



Fonte: Reuters e ERSE

Figura 5-8 – Rácio de solvabilidade (Dívida/Capital Próprio)



Fonte: Reuters e ERSE

⁶⁶ Valores apresentados pela *Reuters* para empresas internacionais do setor.

O primeiro gráfico evidencia o grau de endividamento dos grupos, que no caso da EDP e REN é muito elevado (a média dos rácios entre 2008 e 2011 ronda dos 70%). O grau de endividamento do Grupo Galp é bem mais razoável quando comparado com as restantes empresas nacionais.

A segunda figura compara os rácios de solvabilidade destes grupos com a mediana da indústria em que cada grupo se insere. Da observação desta figura ressalta o facto de que o grau de endividamento dos grupos portugueses é muito superior ao da mediana da indústria. Esta diferença é mais expressiva no caso da EDP.

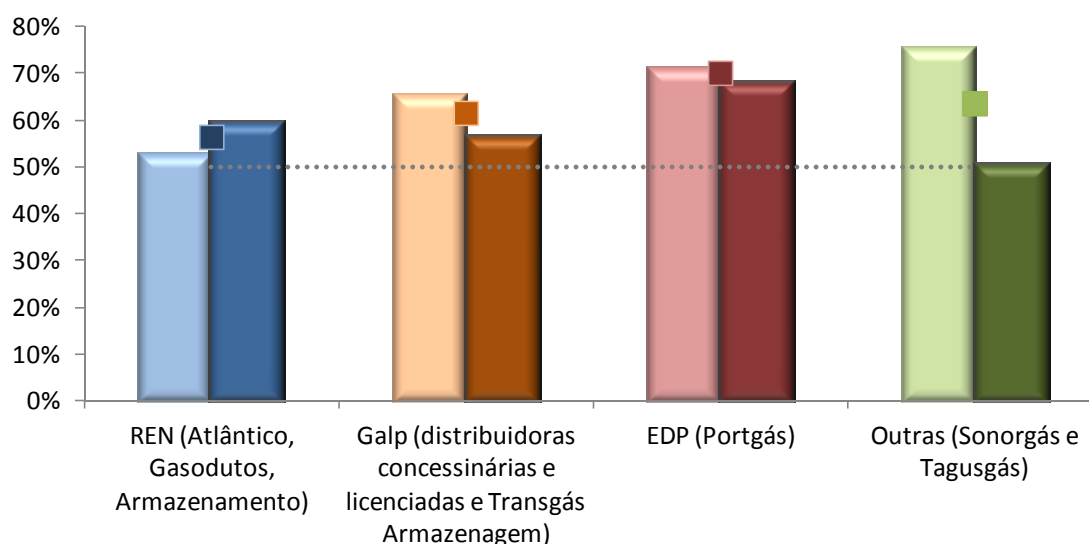
5.4.4.2 ALAVANCAGEM DAS EMPRESAS DE GÁS EM 2011

Para o cálculo da alavancagem financeira das empresas de gás natural foram considerados dois cenários:

1. Um com base nas contas estatutárias (esta hipótese garante maior comparabilidade entre as empresas, pois anula o efeito das reavaliações);
2. Outro tendo em consideração as contas reguladas.

A figura seguinte apresenta o valor médio ponderado pelo capital próprio da alavancagem financeira das empresas de gás, por grupos de empresas nos dois cenários mencionados. As colunas mais claras dizem respeito ao *gearing* com base nas contas estatutárias e as mais escuras com base nas contas reguladas. Os quadrados representam a média dos dois cenários.

Figura 5-9 – Rácio de endividamento das empresas de gás por grupos (2011)



Fontes: ERSE, Galp, EDP, REN

Como se pode verificar da análise da Figura 5-9, as empresas de gás apresentam uma alavancagem superior ao valor teórico de 50% estabelecido para o período regulatório 2010-2013.

As empresas de gás da REN são, no entanto, as que apresentam uma média ponderada mais baixa. Contudo, registe-se que a utilização das contas estatutárias produz um efeito particular na alavancagem da REN Gasodutos, uma vez que parte considerável do passivo regulatório não é reconhecida no passivo estatutário. Destaca-se ainda o facto de, na parte relativa ao custo de capital do estudo realizado pela *Frontier* para a REN, é referido que a REN apresenta um *gearing* acima dos “teóricos” 50%.

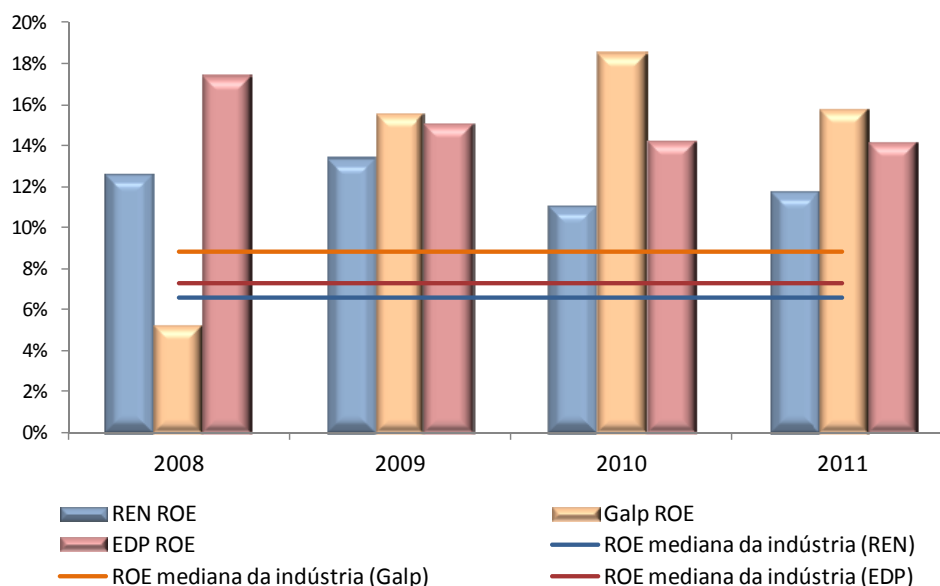
A Sonorgás e a Tagusgás apresentam uma grande diferença no valor de *gearing* dependendo do cenário considerado. Esta diferença deve-se sobretudo ao facto de a Tagusgás apresentar valores distintos entre as contas reguladas e as apresentadas no Relatório e Contas⁶⁷.

5.4.5 RENTABILIDADE DO CAPITAL PRÓPRIO (ROE)

5.4.5.1 ROE DOS GRUPOS

Analisaram-se os ROE dos Grupos e compararam-se estes resultados com a mediana da indústria para cada um dos casos.

Figura 5-10 – Return on Equity dos Grupos Galp, EDP e REN



Fonte: Reuters

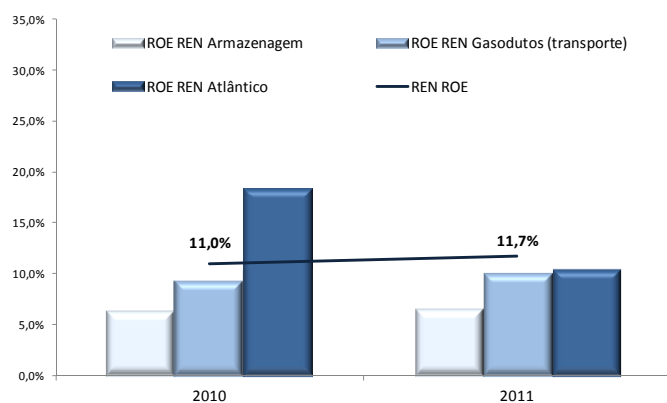
⁶⁷ Disponível no *site* da empresa.

Os grupos apresentam ROEs bastante positivos. Estes resultados ganham ainda mais expressão quando comparados com a mediana da indústria para o mesmo indicador. Os dois fatores que estão na base deste desempenho são, por um lado, o facto dos resultados líquidos serem bastante positivos e, por outro, o elevado grau de alavancagem dos grupos. Este último fator é particularmente visível no caso da Tagusgás apresentada na Figura 5-14.

5.4.5.2 ROE DAS EMPRESAS DE GÁS EM 2010 E 2011

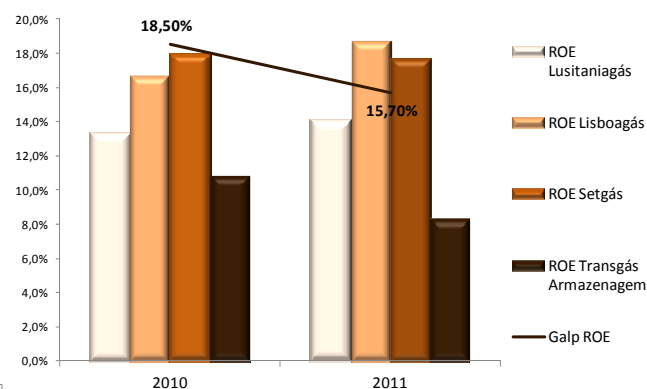
Procedeu-se à análise dos ROE das empresas de gás. Para algumas empresas do grupo Galp (Beiragás, Duriensegás, Dianagás, Medigás e Paxgás) não estão disponíveis valores separados por atividade. Não foram calculados os ROE destas empresas dado que os resultados destas empresas representam apenas cerca de 11% do resultado total das distribuidoras do grupo Galp (com base em valores de 2010 e 2011) e, dado que, para este indicador não é irrelevante o facto de os resultados líquidos serem integrados (distribuição e comercialização). As figuras seguintes apresentam os ROE para as restantes empresas com base nos valores de 2010 e 2011, e comparam-nos com os ROE dos grupos onde estão inseridos, quando aplicável.

Figura 5-11 – ROE das empresas de gás natural da REN e do Grupo REN (2010 e 2011)

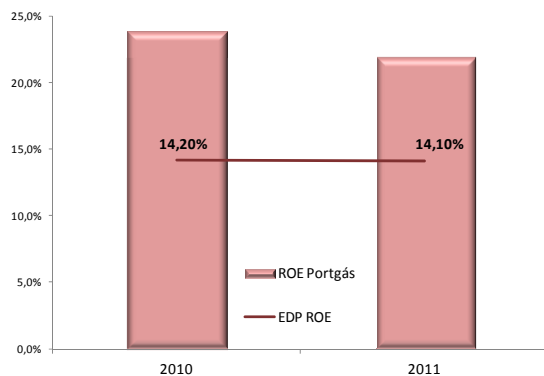


Fonte: REN, ERSE

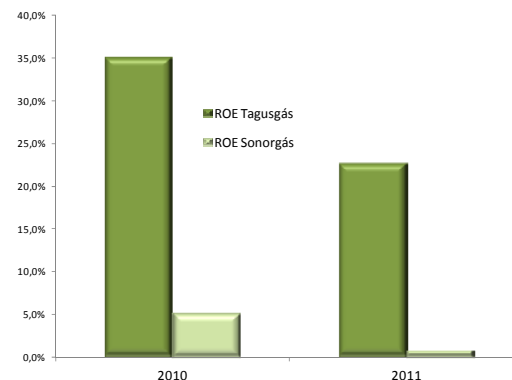
Figura 5-12 – ROE das empresas de gás natural da Galp e do Grupo Galp (2010 e 2011)



Fonte: Galp, ERSE

Figura 5-13 – ROE das Portgás e do Grupo EDP (2010 e 2011)

Fonte: EDP, ERSE

Figura 5-14 – ROE dos ORDs da Tagusgás e da Sonorgás (2010 e 2011)

Fonte: Sonorgás, Tagusgás e ERSE

Conforme é visível nas figuras, as empresas apresentam, de uma forma genérica, um bom nível de retorno sobre os capitais próprios. Esta circunstância indicia, por um lado, bons resultados líquidos e por outro, podem também resultar do efeito do endividamento. Convém lembrar que o grau de alavancagem influencia direta e positivamente estes resultados.

No caso da Sonorgás, o baixo valor do ROE decorre da afetação de custos entre as atividades de distribuição e de comercialização efetuado em 2010 com base em valores enviados pela empresa. Este facto beneficiou a rentabilidade da atividade de comercialização em detrimento da distribuição.

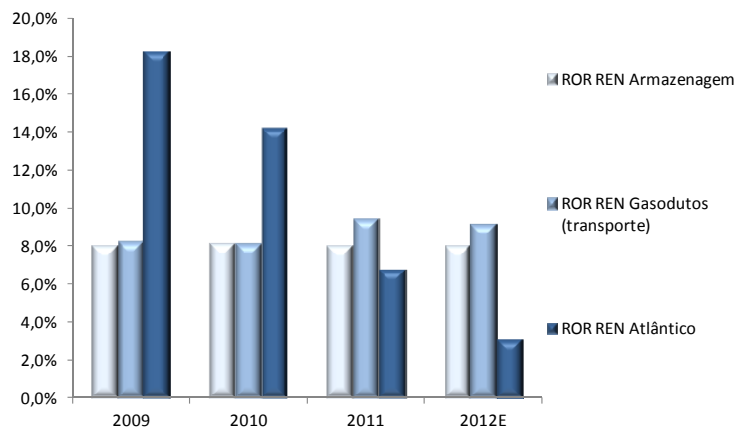
5.4.6 RoR (RESULTADOS OPERACIONAIS REGULATÓRIOS/ATIVO LÍQUIDO)

5.4.6.1 ROR EMPRESAS DE GÁS

Após a análise do desempenho geral das empresas através do ROE, o RoR permite aferir acerca da performance operacional destas empresas.

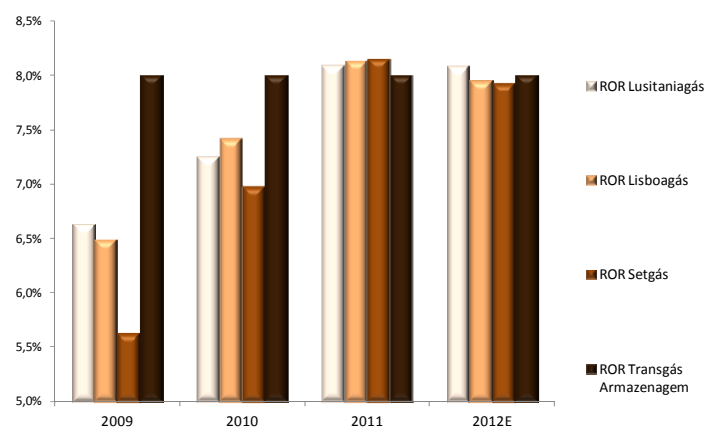
As figuras seguintes apresentam os RoR para algumas empresas do setor do gás natural. Os valores apresentados para 2012 têm por base informação previsional.

Figura 5-15 – RoR das empresas de gás natural do Grupo REN



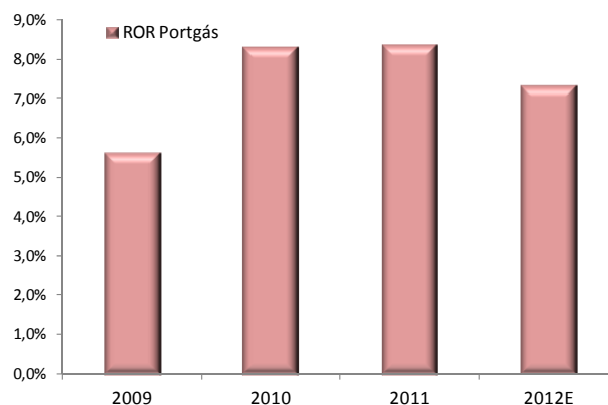
Fonte: REN e ERSE

Figura 5-16 – RoR de algumas empresas de gás natural do Grupo Galp

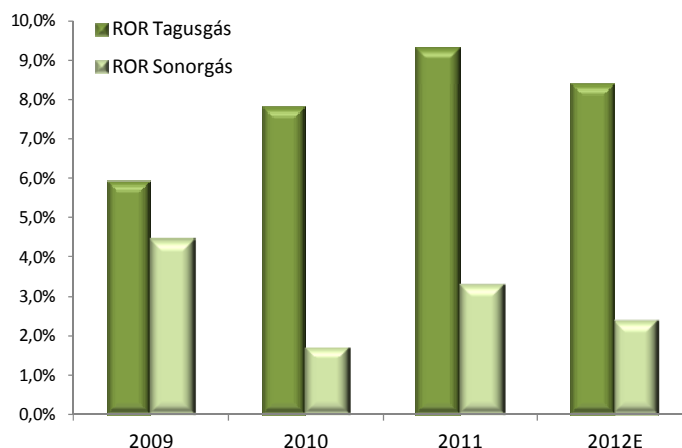


Fonte: Galp e ERSE

Figura 5-17 – RoR da Portgás



Fonte: EDP e ERSE

Figura 5-18 – RoR da Sonorgás e da Tagusgás

Fontes: Sonorgás, Tagusgás e ERSE

As diferenças que ocorrem entre o RoR definido pela ERSE e o verificado registam-se principalmente nas atividades onde são aplicadas metas de eficiência nos custos operacionais.

Da leitura destes resultados podemos concluir que, de uma forma geral, as empresas apresentam um desempenho operacional muito razoável, conseguindo em grande parte dos casos reter o RoR fixado pela ERSE. Em alguns casos, o RoR alcançado supera o determinado pelo regulador o que indicia que as empresas conseguem bater as metas operacionais estipuladas.

No entanto, destacam-se o caso da Sonorgás pelo motivo já apontado, e o caso da REN Atlântico. Neste último, os valores apresentados refletem a forma como foi aplicado o mecanismo de alisamento do custo de capital a 40 anos, situação retificada de modo a garantir a neutralidade financeira, com a revisão em 2010 deste mecanismo.

O desempenho operacional das empresas do setor do gás natural é analisado com detalhe no documento “Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural”.

5.4.7 PRINCIPAIS CONCLUSÕES SOBRE A ANÁLISE DO DESEMPENHO

Verificou-se uma desaceleração do investimento em infraestruturas devido, sobretudo, à estabilização da percentagem de utilização na AP e à estagnação do consumo em MP.

O custo da dívida das empresas do setor diminuiu com o início da crise da dívida pública e sendo que de uma forma geral as empresas conseguem condições de financiamento no mercado mais favoráveis que o Estado, designadamente quando integradas em grandes grupos económicos.

Estes grupos apresentam elevados níveis de alavancagem, nomeadamente quando comparados com pares. As empresas reguladas seguem esta tendência, apresentando também níveis de alavancagem bastante elevados.

Genericamente, as empresas reguladas apresentam resultados positivos e, em bastantes casos, com ROE superiores ao do Grupo e com RoR em média a rondar os 9%, em linha com o fixado com o regulador.

Em comparação com outros grupos do setor, os grupos nacionais apresentam elevados resultados.

5.5 EVOLUÇÃO DAS PRINCIPAIS VARIÁVEIS DO CUSTO DE CAPITAL

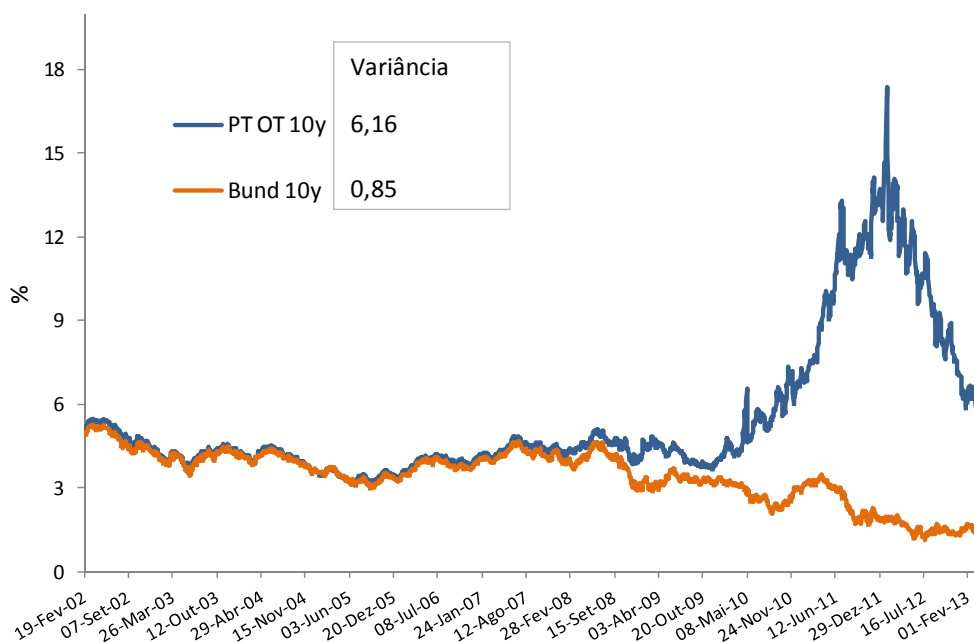
5.5.1 TAXA DE JURO SEM RISCO

Ao relacionar a detenção de ativos com risco e de ativos sem risco, o modelo CAPM dá um particular enfoque à definição das taxas de juro sem risco.

A evolução da taxa de juro de um ativo sem risco tem, por definição, uma variância nula. As taxas que espelham melhor este conceito são as obrigações do Estado de curto prazo. No entanto, a emissão de obrigações do tesouro (OT) de curto prazo em Portugal é residual. Por outro lado, o modelo CAPM tem subjacente a definição da rentabilidade esperada para um único período, que no caso presente deverá aproximar-se do período de vida do ativo.

A Figura 5-19 apresenta a evolução das *yields* das *Bund* e das OT a 10 anos.

Figura 5-19 – Evolução das OT 10y, CDS 5y e Bund 10y

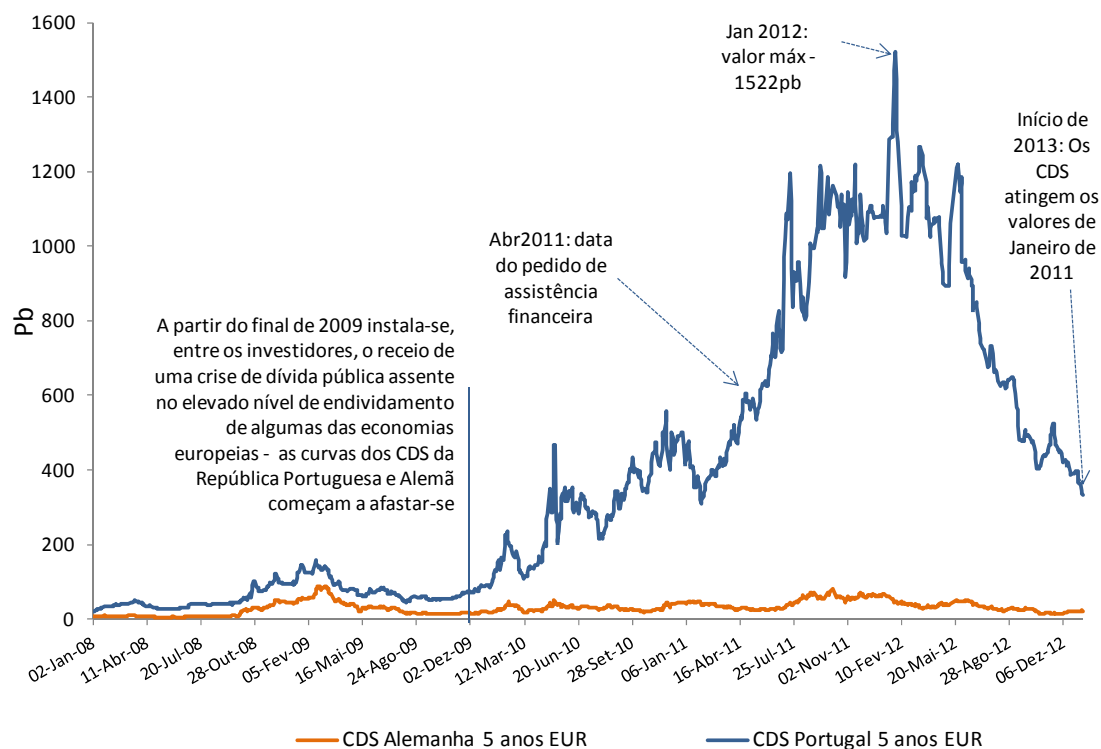


Fontes: Reuters, ERSE

Enquanto, até meados de 2007, a cotação dos dois títulos era praticamente coincidente, nos últimos anos a diferença entre as referidas cotações acentuou-se porque as *yields* das OT aumentou significativamente até janeiro de 2012 e as *yields* das *Bund* alemãs diminuíram. A partir de janeiro desse ano, as OT iniciam um processo de recuperação aproximando-se dos valores do final de 2010. Estas oscilações fazem com que a variância das OT da República Portuguesa tenha aumentado deixando claramente de ser um valor próximo de zero.

Naturalmente, os CDS das mesmas Repúblicas apresentam um comportamento semelhante e que é apresentado na figura infra.

Figura 5-20 – Evolução dos CDS da República Portuguesa e da República Federal Alemã (5 anos)



Fontes: Reuters, ERSE

O risco percebido pelos investidores de Portugal entrar em *default* aumentou e isso fez disparar o valor da cotação das OT e dos CDS. Esta figura permite perceber que os CDS da República Portuguesa apresentam uma volatilidade com maior amplitude e por isso uma variância muito superior.

Por definição, segundo Kolbe *et al* (1986), a taxa de juro sem risco corresponderá à remuneração que um investidor pode esperar de um ativo com toda a certeza. Esta definição deixou de corresponder às Obrigações de Tesouro portuguesas a partir do início de 2010.

Neste ambiente de instabilidade financeira nas economias desenvolvidas, as *Bunds* tornaram-se ainda mais um título de refúgio ao risco e, por isso, a sua comparabilidade com uma taxa de juro sem risco faz todo o sentido.

No entanto, para além de as *Bund* não refletirem as condições financeiras adversas do nosso país, reagem a este fenómeno de forma inversa: quanto maior é a instabilidade em algumas das economias europeias mais estas se tornam um título refúgio e mais baixa são as suas *yields*.

Desta forma, optou-se pela utilização da média aritmética dos últimos 5 anos⁶⁸ das *yields* das *Bunds* e das OT a 10 anos. A utilização das cotações dos últimos 5 anos permite refletir nesta taxa o efeito do período de turbulência, assumindo que não se pode efetuar um análise prospetiva sem ter em conta o efeito histórico, mas também não deixando que o período de turbulência financeira se imponha dado que o momento atual é de maior estabilidade e confiança por parte dos mercados na economia nacional. Por outro lado, esta abordagem permite fazer refletir na taxa de juro sem risco uma parte do risco associado ao país, mas contempla igualmente o risco associado à zona monetária em que está incluído. Este “meio sinal” parece o mais indicado designadamente quando estas empresas apresentam menor risco do que o país, quer pelo seu grau de internacionalização, quer pela natureza das suas atividades⁶⁹.

Quando à maturidade, utilizou-se a de 10 anos porque é a mais próxima da vida útil dos ativos para títulos que garantam alguma liquidez.

5.5.2 PRÉMIO DE RISCO DO MERCADO

Por definição, o prémio de risco do mercado é o prémio que o investidor pretende receber por deter um ativo com risco inserido num determinado mercado, em vez de investir num ativo sem risco.

No cálculo do prémio de risco do mercado, a ERSE tem tido em consideração *benchmarkings* internacionais baseados em séries históricas, tais como Siegel (1998) e principalmente Dimson, Marsh e Staunton (2002, 2006), o que configura a prática seguida pela maioria dos reguladores europeus.

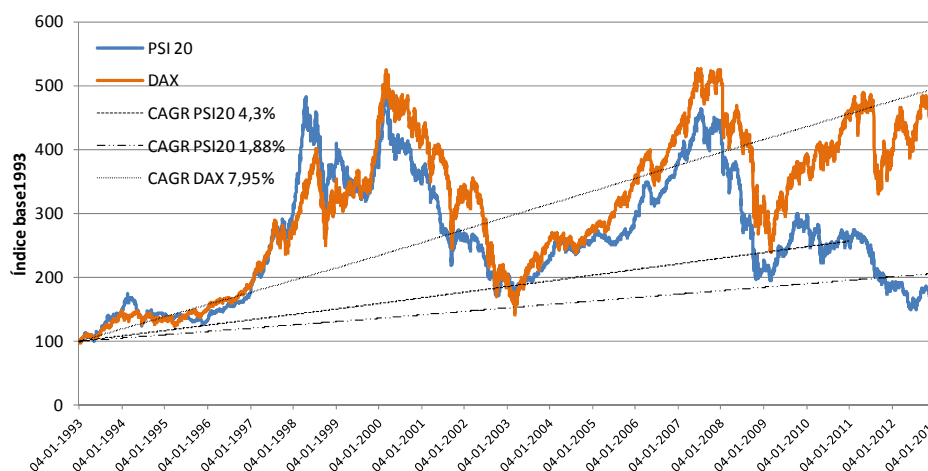
Analisando a evolução do PSI-20 percebe-se que a atual crise financeira tem-se refletido também na rentabilidade do mercado financeiro nacional. O mercado financeiro alemão mantém, pelo contrário, uma rentabilidade apreciável.

A Figura 5-21 apresenta a evolução dos índices do PSI-20 e do DAX entre 1993 e 2013.

⁶⁸ O intervalo temporal considerado para o cálculo desta taxa foi de janeiro de 2008 até janeiro de 2013.

⁶⁹ Registe-se que a média das *yields* das OT nacionais no período compreendido entre o início efetivo zona Euro e o início de 2013 resultou em 5%, um valor muito próximo do valor assim apurado

Figura 5-21 – Evolução dos índices PSI-20 e da DAX (base jan 1993)



Fonte: Reuters e ERSE

Até meados 2010, o comportamento da capitalização bolsista é semelhante nos dois mercados. A partir de 2010, o comportamento destes dois índices de capitalização bolsista inverte-se. Em 2013, e após sucessivos recuos, o PSI20 atinge os valores registados em 1997 e o DAX recupera após forte queda em 2009 e regressa às cotações de 2008, ano em que a ERSE fixou tarifas para o período regulatório 2009-2011 do setor elétrico. Nessa altura, o intervalo estabelecido para o prémio de risco do mercado foi entre 3,5% e 4,5%. Nesse momento, os mercados apresentavam-se robustos com os índices de capitalização bolsista a atingirem valores muito elevados.

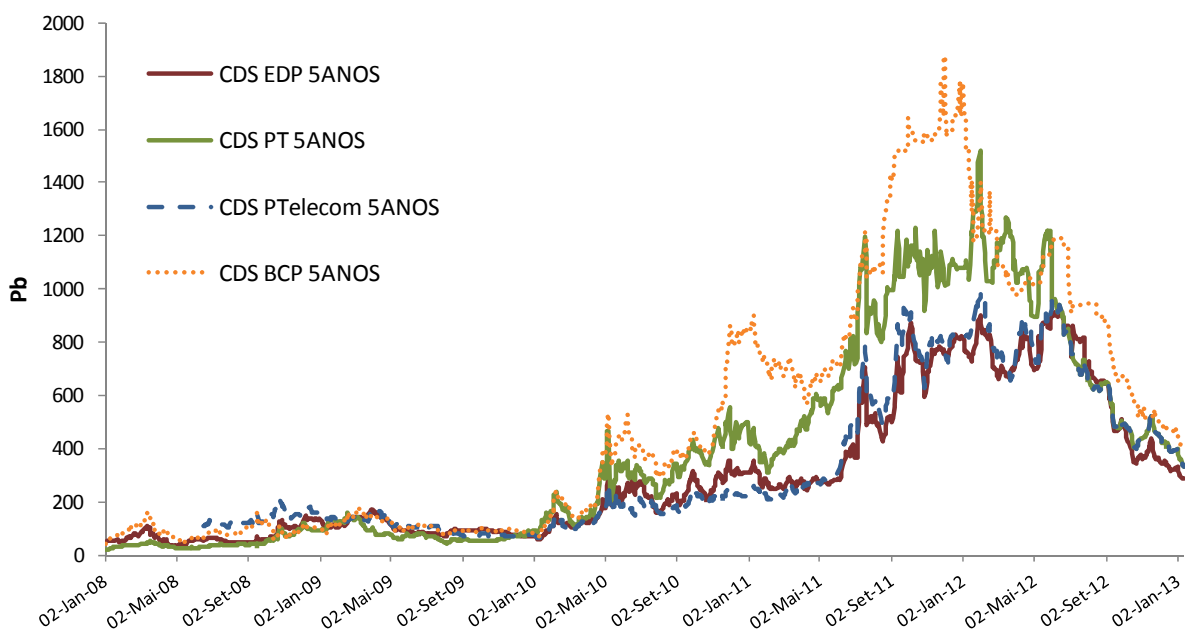
Importa ainda considerar o facto de o contrato de concessão determinar que o prémio de risco implícito na taxa de remuneração dever ser o mesmo durante os quatro períodos regulatórios subsequentes ao primeiro. A interpretação da ERSE relativa a esta matéria, e já considerada no período regulatório anterior, foi a de que o prémio de risco implícito corresponde ao prémio de risco de mercado. Nesse sentido, e desde que o resultado final do RoR não difira muito daquele fixado para a atividade de distribuição da eletricidade (cerca de 8,5% para 2013⁷⁰) e do transporte de gás natural (que se estipulará agora) será considerado o valor definido para o primeiro período regulatório e também fixado no período regulatório anterior entre 3,75% e 4%.

5.5.3 PRÉMIO DA DÍVIDA

Para analisar o prémio da dívida que se deve considerar, avaliou-se o comportamento dos CDS sobre os títulos da dívida de algumas empresas nacionais e do país.

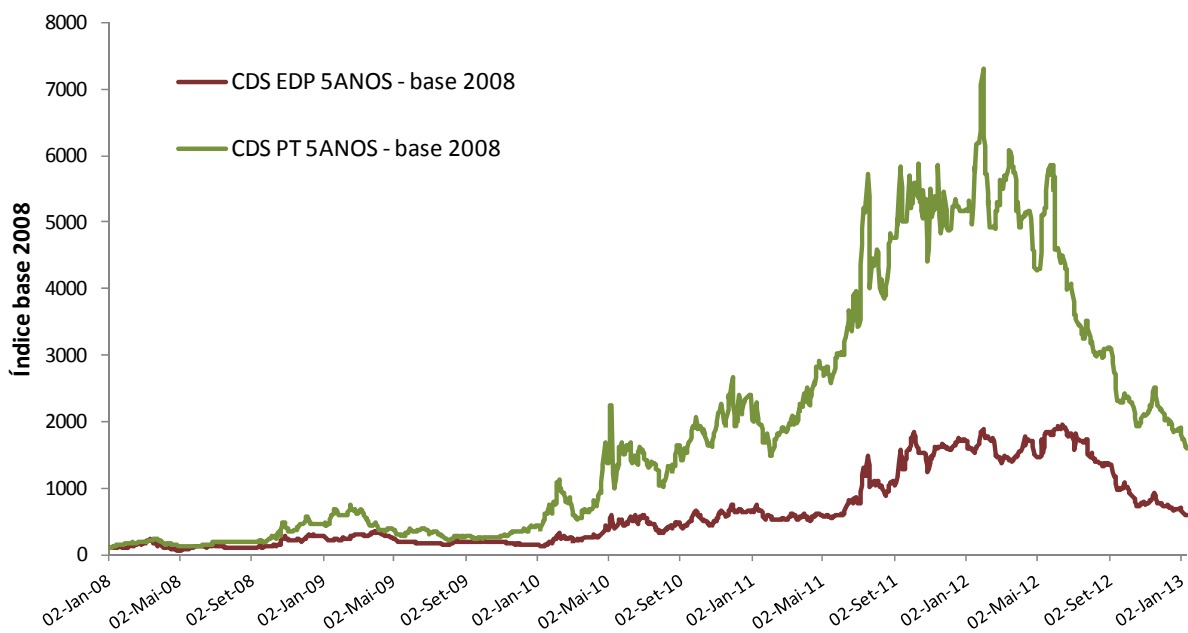
⁷⁰ Com base em valores até março.

Figura 5-22 – Evolução dos CDS da EDP, da Portugal Telecom, do BCP e da República Portuguesa



Fonte: Reuters e ERSE

Figura 5-23 – Evolução em índice (base 2008) dos CDS da EDP e da República Portuguesa



Fonte: Reuters e ERSE

É observável a partir da cotação dos CDS que, embora o risco do país influencie o risco de *default* das empresas portuguesas, o risco associado a algumas empresas e, em particular EDP e PT foi até meados de 2012 muito mais baixo do que o da República Portuguesa. A partir dessa data, o risco associado à dívida da República Portuguesa recupera e fica próxima do nível apresentado pelos títulos da dívida da EDP.

O Quadro 5-1 apresenta os *ratings* dos Grupos REN e EDP.

Quadro 5-1 – Ratings da REN e da EDP

	Ratings	Agência	Notação	Outlook	
Ratings	REN	21-Jan-13	Fitch	BBB	negativo
		17-Out-12	Moody's	Ba1	negativo
		28-Fev-12	S&P	BB+	negativo
Ratings	EDP	01-02-2012	S&P	BB+	Negativo
		16-02-2012	Moody's	Ba1	Negativo
		02-08-2012	Fitch	BBB-	Negativo

Fontes: REN, EDP, Reuters e ERSE.

Olhando ainda para a Figura 5-4 que apresenta as taxas de financiamento no mercado por parte de empresas não financeiras e para operações acima de 1 milhão de euros, observa-se que em média os custos de financiamento rondaram os 5,4% em 2012.

Figura 5-24 – Taxas de juro sobre novas operações de empréstimo concedidos por instituições financeiras monetárias a sociedades não financeiras – Operações acima de 1 milhão de euros



Fonte: Banco de Portugal

Pela natureza dos negócios e pela internacionalização dos grupos é possível compreender porque as empresas do setor do gás natural consigam condições de financiamento abaixo de 5,4%. No entanto, será aplicado um prêmio de risco da dívida de 1% sobre a taxa de juro sem risco considerada (4,9%), aceitando-se um custo do capital alheio de 5,9%, por forma a acautelar eventuais desvios a este pressuposto e garantir o equilíbrio económico-financeiros das empresas.

5.5.4 BETA DO CAPITAL PRÓPRIO

Como referido anteriormente, na base da metodologia CAPM encontra-se a determinação do risco sistemático do ativo com o risco cotado em bolsa, a ação. O risco sistemático de cada ação é inerente à própria atividade, não diminuindo com a diversificação da carteira de títulos dos detentores das respetivas ações. O risco sistemático da ação é definido através do cálculo do seu beta, que no contexto da definição do custo de capital da empresa, corresponde ao beta do capital próprio. O beta de uma ação é definido comparando a evolução da sua cotação face ao rendimento do mercado.

Em termos matemáticos, o beta do capital próprio de uma empresa corresponde ao rácio entre a covariância das rendibilidades esperadas do ativo e da carteira de ativos e a variância da rendibilidade esperada da carteira de ativos.

Contudo, é comum recorrer-se a um modelo muito próximo do CAPM, o *market model*, baseado diretamente na observação do mercado:

$$R_j = R_f + \beta_j [R_m - R_f] \cong a_j + \beta_j [R_{mt}] \quad (8)$$

Sendo R_j a rendibilidade da ação j , R_f é a taxa de juro sem risco, β_j é o beta do ação j , a_j o termo de interceção que representa a taxa de crescimento dos preços das ações e R_{mt} a rendibilidade do mercado.

Porém, o beta é calculado com base na cotação bolsista das empresas com atividades reguladas que reflete o risco sistemático do conjunto das atividades.

A separação do risco das atividades reguladas do conjunto das atividades segue a metodologia aplicada nos anteriores períodos regulatórios, ou seja, uma metodologia *bottom-up*, em que se desagrega o ativo das empresas pelas suas diferentes atividades.

Para esse fim, após a determinação do beta do capital próprio da empresa cotada em bolsa, determina-se o custo de capital próprio das suas diferentes atividades. Todavia, deve-se, antes, calcular o beta do ativo (não alavancado) da empresa cotada, por forma a anular o efeito da estrutura de capital, tendo em conta os dois postulados de Modigliani e Miller. Estes dois postulados serão desenvolvidos mais adiante na abordagem do tema da estrutura de capital ótima.

A metodologia *bottom-up* contempla as seguintes fase de cálculo:

- a) Cálculo dos betas do capital próprio (alavancado) e do ativo (não alavancado) da empresa cotada.
- b) Cálculo do respetivo beta do ativo e repartição do risco pelas restantes atividades, tendo em conta o postulado da aditividade do valor. Aplicando as seguintes fórmulas deduzidas de Armitage (2005):

$$\beta_A = \frac{\beta_{cp} + \beta_D \times \frac{D}{CF} \times (1-T)}{1 + \frac{D}{CF} \times (1-T)} \quad (9)$$

Considerando $\beta_D = 0 \Rightarrow \beta_A = \frac{\beta_{cp}}{1 + \frac{D}{CF} \times (1-T)}$

Em que:

- β_{cp} é o beta do capital próprio.
- β_A é o beta do ativo.
- T é a taxa de imposto, sobre o rendimento.
- β_D é o beta do capital alheio ou beta da dívida.
- D é o valor da dívida.

e por sua vez que :

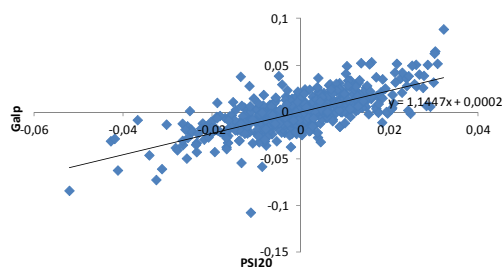
$$\beta_A = \sum_i w_i \beta_{Ai}$$

Em que:

- w_i é o peso no ativo da empresa da atividade i .
- e β_{Ai} , o beta da atividade i .

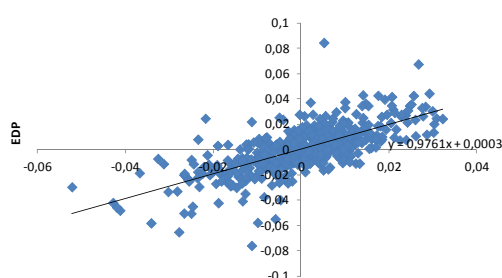
Seguindo os passos descritos, comparou-se a evolução das cotações das ações face ao rendimento do mercado. As figuras seguintes apresentam a relação entre o PSI20 e as cotações diárias das ações de cada um dos Grupos cotados durante os últimos 2 anos.

Figura 5-25 – Relação entre a cotação das ações da Galp Energia e do PSI20



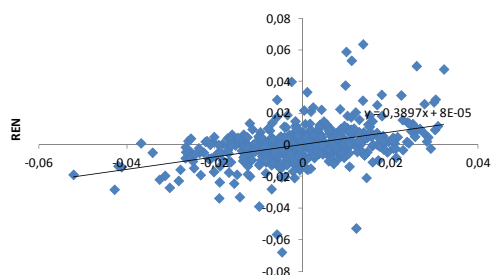
Fonte: Reuters e ERSE

Figura 5-26 – Relação entre a cotação das ações da EDP e do PSI20



Fonte: Reuters e ERSE

Figura 5-27 – Relação entre a cotação das ações da REN e do PSI20



Fonte: Reuters e ERSE

Os valores apresentados pela Reuters para os betas dos capitais próprios dos grupos considerando como mercado de referência o mercado bolsista português são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 5-2 – Betas do capital próprio com base nas cotações mensais para 5 e 3 anos

Galp	
5 Anos - Mensal	1,29
3 Anos - Mensal	1,13
EDP	
5 Anos - Mensal	0,87
3 Anos - Mensal	0,97
REN	
5 Anos - Mensal	0,42
3 Anos - Mensal	0,49

Fonte: Reuters

Como se pode constatar, os valores calculados pela Reuters estão em linha com os obtidos pela ERSE.

Os pressupostos utilizados para a determinação dos betas dos ativos foram os seguintes:

- A estrutura de capital considerada foi a respeitante às últimas contas anuais publicadas relativas a 2011 para a REN e EDP e 2012 no caso da Galp e disponíveis na Reuters e,
- A taxa de imposto considerada foi de 31,5%.

O quadro infra apresenta os valores considerados.

Quadro 5-3 – Pressupostos da determinação dos betas dos ativos

	betas do capital	betas do Activo	Taxa de imposto	D/E
Galp	1,145	0,787	31,50%	0,66
EDP	0,976	0,377	31,50%	2,32
REN	0,390	0,151	31,50%	2,32

Fonte: Reuters e ERSE

Após a determinação dos *raw* betas⁷¹ dos grupos Galp, REN e EDP e a dedução dos betas dos ativos, utilizou-se uma metodologia *bottom-up*, para se tentar estabelecer os betas do capital próprio das atividades de gás. Calculou-se também os betas ajustados com base nos *raw* betas dos grupos determinados diretamente a partir dos dados de mercado e através da seguinte formulação: β ajustado = $2/3 \times \text{raw } \beta + 1/3$. O quadro seguinte apresenta estes resultados.

⁷¹ Beta determinado com base nos valores de mercado.

Quadro 5-4 – Betas do capital próprio para as atividades reguladas de gás natural

REN	mínimo	máximo	EDP	mínimo	máximo	Galp	mínimo	máximo
Peso dos activos regulados do setor gás nos ativos da empresa 32,3%			Peso dos activos regulados do setor gás nos ativos da empresa 6,3%			Peso dos activos regulados do setor gás nos ativos da empresa 15,8%		
β activo	0,18	0,20	β activo	0,16	0,29	β activo	0,49	0,60
T	31,5%		T	31,5%		T	31,5%	
D/CP	2,49		D/CP	2,63		D/CP	0,77	
β capital próprio	0,49	0,54	β capital próprio	0,45	0,82	β capital próprio	0,75	0,92
β ajustado*	0,59		β ajustado*	0,98		β ajustado*	1,10	

*com base no raw beta do Grupo

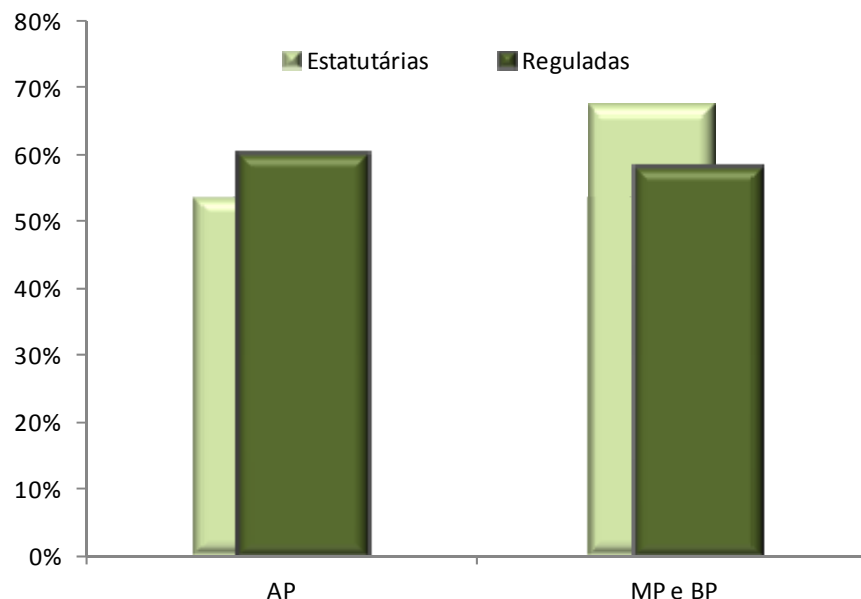
Para o apuramento do RoR, consideraram-se os betas de capital próprio ajustados do grupo REN, para as atividades em alta pressão, e do grupo Galp, para a distribuição de gás natural. Desta forma, o beta do capital próprio implícito no RoR das atividades de alta pressão é de 0,59, enquanto no caso da atividade de distribuição é de 1,1. Nesta opção pesaram o princípio da estabilidade tarifária, sendo os betas considerados mais próximos dos betas implícitos nos RoR aplicados no período regulatório 2010-2013. No caso da atividade de distribuição, foi igualmente ponderado o facto deste parâmetro também ser aplicado a outras distribuidoras que não estão integradas em grupos de grande dimensão económica e que desenvolvem as suas atividades em áreas com características mais adversas em termos de densidade e de peso da atividade industrial.

5.5.5 ESTRUTURA DA DIVIDA

Como já verificado, tanto os grupos como as próprias empresas apresentam uma estrutura de capital bastante assente em dívida.

Ter considerado no período regulatório anterior um *gearing* teórico, não levou as empresas a aproximarem a sua estrutura do capital desse referencial tanto quanto pretendido.

A figura seguinte apresenta a alavancagem média, por atividades desenvolvidas em AP e M/BP, com base nas duas fontes de informação utilizadas para calculo deste fator (contas reguladas e estatutárias).

Figura 5-28 – Rácio de endividamento das empresas de gás por níveis de pressão (2011)

Para este período regulatório, considerou-se como referência para o *gearing* os últimos valores observados, que correspondem a cerca de 0,53 para as atividades em AP e 0,60 para a distribuição de gás natural. Face à amplitude dos valores obtidos para o *gearing* consoante se tenha considerado contas estatutárias ou reguladas, optou-se, por uma questão de prudência, por considerar os valores mínimos dos *gearings* calculados com base nas contas estatutárias e reguladas.

A disrupção com a metodologia aplicada no período regulatório anterior, que consistiu na utilização de um *gearing* teórico, procura assim não incentivar a alavancagem excessiva das empresas que possa ocorrer pelo efeito imediato na rentabilidade do capital próprio.

5.6 RoR

Expostos os raciais que sustentam as opções tomadas para cada um dos fatores que constituem o custo de capital, os Quadro 5-5 e Quadro 5-6 apresentam os valores do RoR definidos pela ERSE como ponto de partida para o próximo período regulatório, tendo em conta que estes valores serão anualmente ajustados com base nos valores e na metodologia apresentada no ponto seguinte, por forma a dar seguimento ao estabelecido no Regulamento Tarifário em vigor. Refira-se que, face às incertezas que caracterizam os mercados financeiros, o valor definido teve subjacente o princípio da estabilidade tarifária, o que, em parte, justifica que o ponto de partida das taxas de remuneração em AP e MP/BP se mantenha face ao anterior período regulatório, não correspondendo exatamente à média dos valores extremos apurados para o custo de capital nestas atividades.

Quadro 5-5 – Valores base do RoR para a distribuição

		Galp, Sonorgás, Tagusgás e Portgás	Galp, Sonorgás, Tagusgás e Portgás
		Distribuição	Distribuição
		Mín	Máx
Taxa de juro sem risco	rf	4,9%	4,9%
Prémio de dívida	PD	1,0%	1,0%
Custo da dívida (antes de impostos)	$rD = rf + PD$	5,9%	5,9%
Custo da dívida (depois de impostos)	$rDpt = rD \times (1-t)$	4,0%	4,0%
Gearing (D/(E+D))	L	0,60	0,60
Prémio de risco do capital próprio	Pm	3,75%	4,0%
Beta do capital próprio	B	1,1	1,1
Custo do capital próprio (depois de impostos)	$rEpt = rf + (B \times Pm)$	9,0%	9,3%
Custo do capital próprio (antes de impostos)	$rE = rE / (1-t)$	13,2%	13,6%
Taxa de imposto	t	31,5%	31,5%
Custo de capital antes de impostos	$CCbt = L \times rD + (1-L) \times rE$	8,8%	9,0%
RoR base para o período regulatório 2013/14-2015/16		9,0%	

Quadro 5-6 – Valores base do RoR para as atividades em alta pressão

		REN e Transgás Armazenamento, Terminal e Transporte	REN e Transgás Armazenamento, Terminal e Transporte
		Mín	Máx
Taxa de juro sem risco	rf	4,9%	4,9%
Prémio de dívida	PD	1,0%	1,0%
Custo da dívida (antes de impostos)	$rD = rf + PD$	5,9%	5,9%
Custo da dívida (depois de impostos)	$rDpt = rD \times (1-t)$	4,0%	4,0%
Gearing (D/(E+D))	L	0,53	0,53
Prémio de risco do capital próprio	Pm	3,75%	4,0%
Beta do capital próprio	B	0,6	0,6
Custo do capital próprio (depois de impostos)	$rEpt = rf + (B \times Pm)$	7,1%	7,3%
Custo do capital próprio (antes de impostos)	$rE = rE / (1-t)$	10,4%	10,6%
Taxa de imposto	t	31,5%	31,5%
Custo de capital antes de impostos	$CCbt = L \times rD + (1-L) \times rE$	8,0%	8,1%

RoR base para o período regulatório 2013/14-2015/16	8,0%
--	-------------

5.7 METODOLOGIA DE INDEXAÇÃO

A incerteza quanto à evolução do atual contexto económico-financeiro obriga a alterar a metodologia de determinação do custo de capital. Assim, as OT não podem ainda ser consideradas um ativo financeiro sem risco, na medida em que passaram a refletir níveis elevados de risco e, em alguns momentos, superior ao risco das empresas reguladas.

Deste modo, para este período regulatório, optou-se por recorrer à média das *yields* das obrigações a 10 anos das OT e das *Bund* para o cálculo da taxa de juro sem risco.

O valor base para o RoR que se apresentou no capítulo anterior incorpora as expetativas para o futuro dos mercados, com base nos dados do passado recente. No entanto, consciente da presente instabilidade no quadro económico-financeiro, não se pretende penalizar os agentes com base em previsões incertas.

Desta forma, e tal como foi implementado para o setor elétrico, desenvolveu-se um mecanismo que permite refletir a evolução da conjuntura económica e financeira, e deste modo compensar os riscos dos capitais próprio e alheio.

Para este fim, o RoR deve ser “*forward-looking*” e será atualizado com base na cotação média diária das OT da República Portuguesa a 10 anos, que constituem um indicador do patamar de risco a considerar

para efeitos do custo de oportunidade do capital. Também a par do que existe na eletricidade, o mecanismo apresenta um *cap* e um *floor*. Estas fronteiras são muito próximas das fronteiras aplicadas no setor elétrico, pois mantém-se o racional que enquadrava a partilha de risco entre os agentes.

No setor do gás optou-se pela indexação do RoR às OT em vez dos CDS. Equacionadas as vantagens e desvantagens das duas opções, a escolha deste indexante prende-se com o facto de se considerar que o mercado das OT apresenta maior liquidez do que o dos CDS⁷².

A atualização do RoR far-se-á com base na evolução das cotações médias diárias das OT da República Portuguesa a 10 anos publicadas pelo Banco de Portugal durante o período compreendido entre o mês de abril do ano anterior até ao mês março do ano de aplicação das tarifas. Na prática, o valor base que agora se apresenta será corrigido no ano seguinte com base nos valores verificados entre abril do corrente ano e março do ano seguinte.

Dada a atual volatilidade dos indicadores de mercado, tal como para as atividades reguladas do setor elétrico considera-se adequado incluir um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*), bem como o estabelecimento de um mecanismo de permita alguma aceleração numa circunstância mais adversa. O mecanismo incorpora este efeito, uma vez que, a partir de um determinado valor das OT é dado um sinal claro às empresas de que não devem continuar a investir, no entanto, reconhece-se que deve evitar a excessiva penalização sobre as decisões de investimento tomadas no passado. Este processo é semelhante à metodologia seguida para o setor elétrico para o período regulatório em vigor. Como já foi referido, os limites estabelecidos para as atividades em AP são próximos dos definidos para a taxa de remuneração dos ativos do transporte do setor elétrico e a mesma equivalência sucede no caso das atividades de distribuição dos setores do gás natural e elétrico.

Considera-se que o *floor* representa uma situação normal de risco, onde o RoR é inferior em cerca de 1,0 p.p. ao ponto inicial do mecanismo de indexação para as atividades de distribuição e 0,5 p.p. para as atividades em alta pressão. O *cap* é estabelecido em 2,0 p.p. acima do valor de partida para a distribuição e 2,5 p.p. para as atividades em alta pressão. Importa sublinhar que desde a adoção do euro por Portugal, as *yields* das Obrigações de Tesouro a 10 anos situaram-se sempre dentro do intervalo compreendido entre os valores das *yields* associadas aos *cap* e aos *floor* definidos com a metodologia de indexação estabelecida.

Assim, o RoR apresentado configura uma previsão que será revista anualmente com base no valor do indexante verificado. Não obstante, refira-se novamente que, face às incertezas que caracterizam os mercados financeiros, o valor base teve igualmente subjacente o princípio da estabilidade tarifária, o

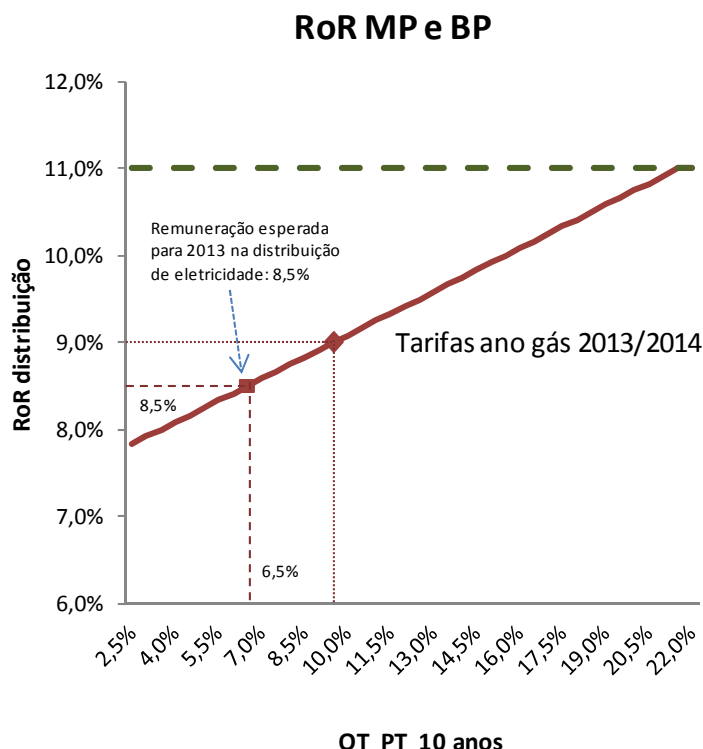
⁷² Analisando o desenvolvimento histórico destes mercados, verifica-se que este mercado esteve muito ativo sobretudo no período de maior crise financeira do país. Portanto, com o regresso da confiança dos investidores na economia nacional decorrente da possível retoma da normalidade financeira do país é exetável que o mercado destes títulos seja novamente arrastado para uma situação de pouca liquidez.

que, em parte, justifica que o ponto de partida das taxas de remuneração em AP e MP/BP se mantenha face ao anterior período regulatório.

ATIVIDADES REGULADAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

- O RoR é indexado à cotação média diária das OT da República Portuguesa a 10 anos para empréstimos em euros (fonte Banco de Portugal);
- Para efeitos de determinação do RoR definitivo do ano t, será considerada a média do indexante de abril do ano t-1 a março do ano t, a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas;
- A relação entre a variação das *yields* das OT e do RoR é linear;
- Uma variação de 1% do RoR tem subjacente uma variação das *yields* das OT de 6%;
- O valor mínimo do RoR é 7,83%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 2,5%;
- O valor máximo do RoR é 11%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 21,5%;
- Para valores médios das *yields* das OT abaixo de 2,5%, o RoR mantém-se em 7,83%;
- Para valores médios das *yields* das OT acima de 21,5%, o RoR mantém-se em 11%.

Figura 5-29 – Metodologia de indexação na distribuição do gás natural

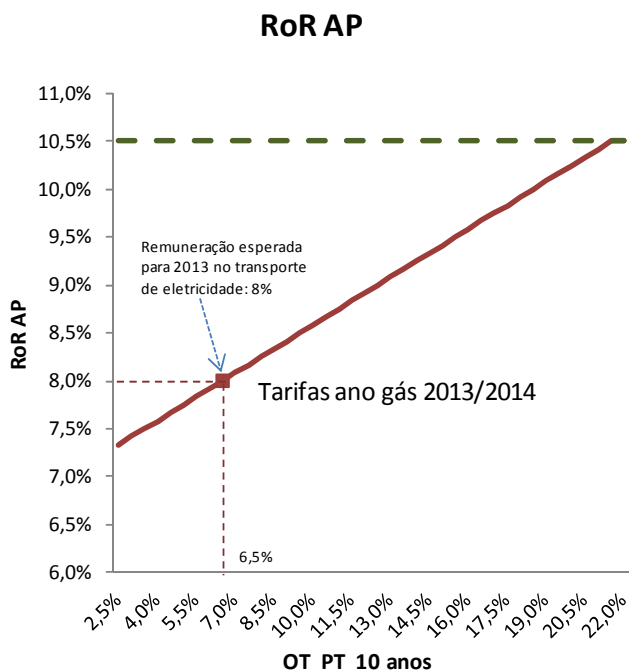


Nota: A remuneração esperada para 2013 do setor elétrico tem por base o período compreendido entre outubro de 2012 e abril de 2013.

ATIVIDADES REGULADAS EM ALTA PRESSÃO DE GÁS NATURAL

- O RoR é indexado à cotação média diária das OT da República Portuguesa a 10 anos para empréstimos em euros (fonte Banco de Portugal);
- Para efeitos de determinação do RoR definitivo do ano t, será considerada a média do indexante de abril do ano t-1 a março do ano t, a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas;
- A relação entre a variação das *yields* das OT e do RoR é linear;
- Uma variação de 1% do RoR tem subjacente uma variação das *yields* das OT de 6%;
- O valor mínimo do RoR é 7,33%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 2,5%;
- O valor máximo do RoR é 10,5%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 21,5%;
- Para valores médios das *yields* das OT abaixo de 2,5%, o RoR mantém-se em 7,33%;
- Para valores médios das *yields* das OT acima de 21,5%, o RoR mantém-se em 10,5%.

Figura 5-30 – Metodologia de indexação na alta pressão do gás natural



Nota: A remuneração esperada para 2013 do setor elétrico tem por base o período compreendido entre outubro de 2012 e abril de 2013.

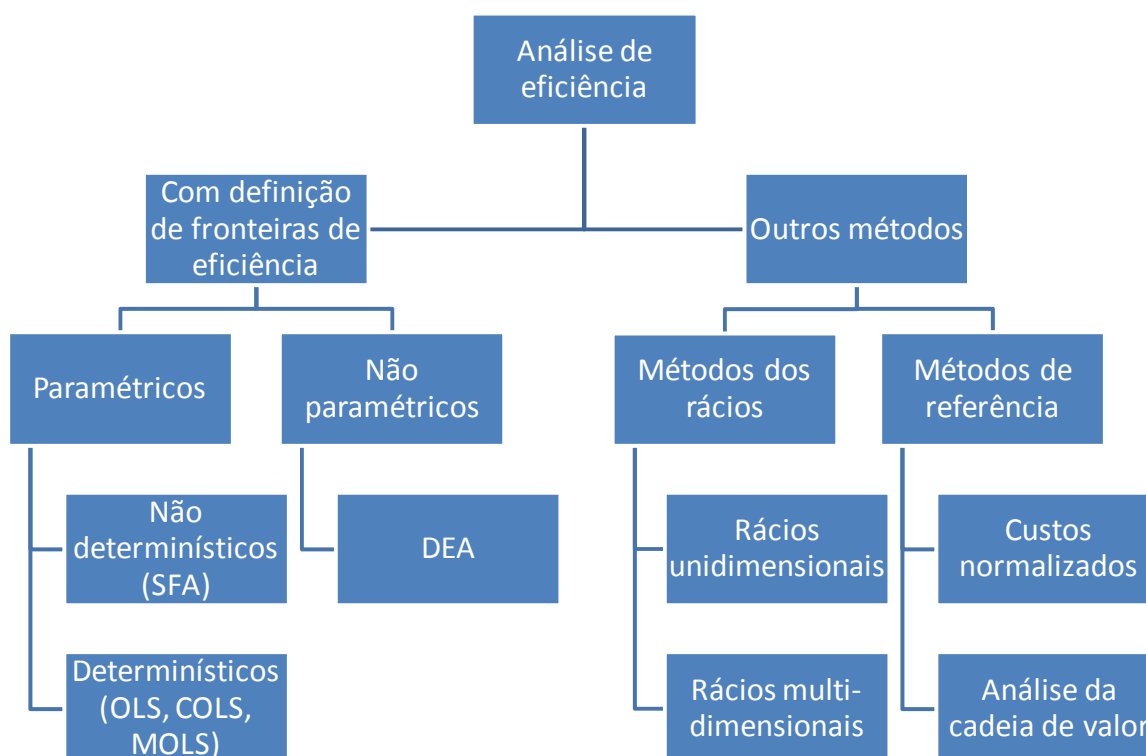
**ANEXO:
MÉTODOS DE DEFINIÇÃO DE EFICIÊNCIA**

METODOLOGIAS EMPREGUES E CONDIÇÕES DE APLICAÇÃO

Existem diversas metodologias de *benchmarking* que podem ser empregues, e cuja aplicação depende da ponderação de um conjunto de fatores. Esses fatores tanto se podem relacionar com os objetivos pretendidos, como com os recursos temporais e financeiros disponíveis, ou ainda com o conhecimento do setor em geral e das empresas em particular.

A Figura I - 1 esquematiza as principais metodologias de análise de eficiência.

Figura I - 1 – Métodos de análise de eficiência



As metodologias de *benchmarking* de eficiência empregues podem ser divididas em dois grupos consoante têm subjacente a definição de uma fronteira eficiente de custos para a atividade analisada ou não.

No primeiro grupo incluem-se as metodologias que procuram definir fronteiras de eficiência de custos, isto é, que definem para um determinado setor ou atividade qual é o nível de custos eficiente para fornecer uma determinada quantidade. Pela sua natureza são as metodologias adequadas para ajudar o

regulador na tarefa de definir o nível eficiente dos custos numa determinada atividade e diferenciar as empresas pela distância relativamente ao nível eficiente de custos.

No segundo grupo, encontram-se dois tipos de metodologias: um intitulado de rácios de produtividade, rácios estes que podem ou não incorporar vários fatores e outro grupo de metodologias que podem ser apeladas de referência. Os rácios de produtividade correlacionam *outputs* e *inputs*, podendo incorporar vários *outputs* no numerador e vários *inputs* no denominador. O peso dado a cada um destes fatores é subjetivo. Este método não tem subjacente a definição da função custo de uma determinada atividade, nem tão pouco o exercício de maximização de *outputs* para um determinado conjunto de *inputs*. Estas metodologias devem ser utilizadas na análise da evolução ao longo do tempo, nomeadamente do comportamento de empresas. Apesar de não se poder inferir com rigor qualquer valor de eficiência, o recurso a estas metodologias tem a vantagem de ser de fácil e de rápida aplicação.

O método de referência implica um conhecimento profundo das empresas e do setor que permita analisar os processos da atividade individualmente, de modo a definir quais os mais adequados e/ou definir os custos padrão. Este tipo de abordagem está vocacionado para a problemática de gestão das empresas, estando focalizado em análises detalhadas da cadeia de valor de cada empresa ou dos processos e custos das atividades de um determinado setor. Estas análises podem igualmente facultar soluções de gestão que possam ser consideradas mais adequadas para uma determinada atividade. Pelo referido, a aplicação desta metodologia obriga à mobilização de grandes quantidades de recursos.

Dada a importância na utilização dos seus resultados das metodologias que definem uma fronteira eficiente de custos para a atividade analisada, proceder-se-á a um breve enquadramento teórico das metodologias paramétricas e não paramétricas.

A distinção entre uma metodologia paramétrica de uma metodologia não paramétrica advém da primeira inferir parâmetros a partir de uma determinada amostra, enquanto a segunda não. O *Data Envelopment Analysis* (DEA) é a metodologia não paramétrica mais utilizada. Os métodos paramétricos por sua vez podem ser subdivididos consoante sejam determinísticos, derivando direta ou indiretamente do método dos mínimos quadrados (OLS puro, COLS (*Corrected OLS*) ou MOLS (*Modified OLS*)). Nestes casos, consideram-se os resíduos como uma medição da ineficiência técnica. Quando se considera que os resíduos da regressão não são apenas uma medida da ineficiência das empresas, como podem também decorrer de erros de medição ou de outros fatores que estejam fora do controlo da empresa, aplicam-se métodos não determinísticos, tal como o SFA (*Stochastic Frontier Model*).

COMPARAÇÃO DOS DIFERENTES MÉTODOS DE FRONTEIRA DE EFICIÊNCIA

A aplicação de cada método apresenta vantagens e desvantagens, que sujeitam a sua aplicação ao tipo de dados e de conhecimentos que se tenha do setor.

Quadro I - 1 – Vantagens e desvantagens dos métodos paramétricos e não paramétricos

	Métodos não paramétricos (DEA)	Métodos paramétricos (SFA, COLS)
Vantagens	<p>Não requerem conhecimento da forma funcional das funções custo ou produção.</p> <p>Não necessitam de um grande número de observações.</p> <p>Permitem identificar quais as empresas que se encontram na fronteira eficiente.</p>	<p>Permitem (sobretudo SFA) separar a componente de eficiência da componente de erro.</p> <p>Permitem uma análise dinâmica (ao longo do tempo)</p>
Desvantagens	<p>Não permitem separar a componente de eficiência da componente de erro.</p> <p>Não permitem uma análise dinâmica (ao longo do tempo).</p>	<p>Requerem conhecimento da forma funcional, sendo por isso vulneráveis a erros funcionais de especificação.</p> <p>Necessitam de um grande número de observações.</p>

O DEA tem comparativamente com os métodos paramétricos a vantagem de não precisar que sejam especificadas as funções custo ou produção. Pelo contrário, os métodos paramétricos obrigam a assumir previamente uma forma funcional, sendo por isso abordagens vulneráveis a erros funcionais de especificação (Harvey e Pollitt, 2009)⁷³. Por outro lado, necessitam de um grande número de observações comparando com os métodos não paramétricos. Por este motivo, a aplicação do DEA requer conhecimentos menos rigorosos dos setores analisados. Outra importante vantagem prende-se com a possibilidade do DEA, ao contrário dos métodos paramétricos, identificar quais são as empresas que se encontram na fronteira de eficiência. Porém, os métodos não paramétricos⁷⁴ têm como principal desvantagem a incapacidade de separar a componente de eficiência da componente de erro. Esta vantagem comparativa dos métodos paramétricos é mais patente no SFA do que nos métodos determinísticos, tais como o COLS. Todavia, esta vantagem tem como contraponto negativo o facto de exigir um universo amplo de observações para que a análise possa ser considerada robusta. Esta característica é mais vincada no caso do SFA, para o qual é necessário definir previamente a função distribuição dos resíduos. Finalmente, importa salientar que os métodos paramétricos possibilitam uma análise dinâmica da eficiência, isto é, ao longo do tempo.

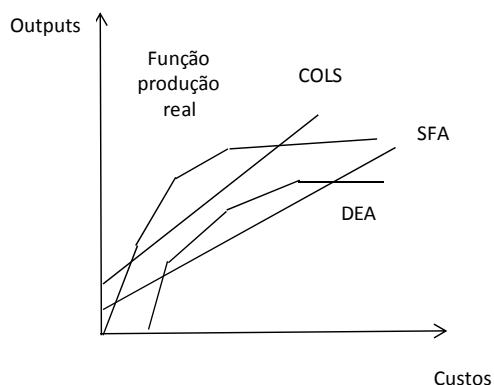
Consequentemente, existem claras diferenças em termos de resultados consoante as metodologias aplicadas. Espera-se assim que o SFA apresente fronteiras de eficiência menos exigentes do que o COLS, sendo que o DEA, apesar de recriar em parte a forma da fronteira de eficiência, apresentará valores menos eficientes. Estas conclusões estão patentes na figura que se segue, baseada numa figura

⁷³ Haney, Aoife Brophy e Pollitt, Michael. 2009. "Efficiency Analysis of Energy Networks: an International Survey of Regulators" *Energy Policy*, 37(2): 5814-5830.

⁷⁴ Existem formas de ultrapassar este problema, nomeadamente aplicando o *Bootstrapping* ao DEA (Haney e Pollitt, 2009).

semelhante apresentada por Agrell e Bogetoft (2003) e que compara os resultados de diferentes metodologias para a definição de uma fronteira eficiente de produção.

Figura I - 2 – Comparação das diferentes metodologias de definição de fronteira eficiente



MÉTODO NÃO PARAMÉTRICO - DEA

O DEA é uma metodologia baseada na programação linear matemática, que procura calcular a eficiência numa empresa relativamente às empresas que são consideradas mais eficientes na utilização dos seus *inputs* e que, deste modo, definem a fronteira de custos eficientes da população analisada.

Na sua génese, o DEA foi desenvolvido em 1978 (Charnes, Cooper e Rhodes)⁷⁵, considerando rendimentos à escala crescentes, tendo sido alargado para rendimentos à escala variáveis em 1984 (Banker, Charnes e Cooper)⁷⁶. Os modelos podem ser orientados para os *outputs*, procurando maximizar o vetor de *output* para uma determinada quantidade de *input*, enquanto os modelos orientados para os *inputs* minimizam os *inputs* para uma determinada quantidade de *output*.

A Figura I - 3 ilustra como o DEA poderá contribuir para medir a eficiência técnica e a eficiência na afetação dos recursos⁷⁷. A curva Y representa a função de produção da indústria. Consideram-se dois fatores produtivos, trabalho e capital. Os preços relativos do trabalho e do capital são apresentados na curva DE. O ponto C indica a combinação de *inputs* que permite produzir ao menor custo uma dada quantidade de *output* para o mesmo nível de *output*. O ponto V representa uma combinação de *input* de uma empresa pertencente à indústria. A ineficiência desta empresa é medida ao longo do segmento OV

⁷⁵ Charnes, A.; Cooper, W. W. e Rhodes, E. 1978. "Measuring the Efficiency of the Decision Making Units". *European Journal of Operational Research*, 2(4): 429 – 444.

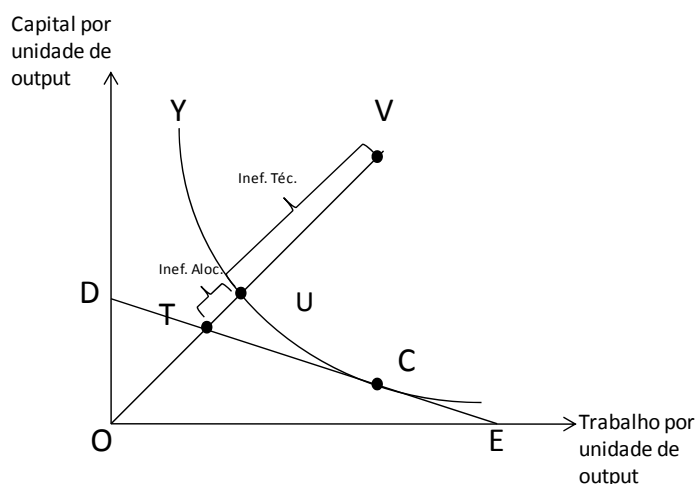
⁷⁶ Banker, R.D.; Charnes, R.F.; e Cooper, W.W..1984. "Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis". *Management Science*, 30:1078–1092.

⁷⁷ Baseado no gráfico de Caves e Barton. 1991. *Efficiency in U.S. Manufacturing Industries*, Cambridge: The MIT Press.

e é interpretada como o custo, em termos proporcionais, desnecessário para produzir um determinado *output* acima do mínimo atingível. Como o ponto T se encontra no segmento que representa o custo mínimo de produção, este custo desnecessário é medido pelo rácio VT / OT . Este custo excedentário é composto por dois elementos de sinais contrários:

- O rácio VU/OT que representa o custo proporcionalmente em excesso, relativamente ao custo mínimo U para produzir um determinado *output*, tendo em conta as proporções de *inputs* indicadas pelo segmento OV, isto é, a ineficiência técnica. Mas, U não se encontra no segmento de reta DE que define os preços relativos dos fatores. Logo, este ponto não representa a combinação de fatores menos custosa.
- O rácio UT/OT representa o custo proporcionalmente em excesso devido a uma combinação inadequada de fatores produtivos. Esta é a ineficiência na alocação de recursos.

Figura I - 3 – Eficiência técnica e económica



Retomando o gráfico anterior, mas considerando rendimentos crescentes à escala, uma empresa poderia produzir no ponto C e, no entanto, manter-se ineficiente, porque para outro nível produtivo, não considerado nesta figura, a empresa produziria a um menor custo unitário.

Desde que se ponha de parte a assunção de rendimentos à escala constantes, esta técnica permitirá também medir o grau de eficiência à escala. Deste modo, a ineficiência técnica é decomposta em “pura” eficiência técnica e em eficiência à escala.

No que diz respeito ao DEA propriamente dito, quando orientado para a minimização dos *inputs*, este método consiste na identificação das empresas mais eficientes de uma indústria, definindo a fronteira eficiente de produção da indústria, com base na combinação linear dos *inputs* utilizados por cada uma

destas empresas para produzirem um mesmo nível de *output*. A eficiência das diferentes empresas pertencentes a esta indústria será medida relativamente a esta fronteira eficiente de produção.

De seguida, importa formalizar a metodologia. Supondo um universo composto por N empresas, sendo que cada uma produz M *outputs*, utilizando K *inputs*. Para cada empresa i, os *outputs* e *inputs* são representados pelos vetores y_i e x_i , respetivamente, gerando uma matriz KxN e uma matriz MxN dos *outputs*. Considerando rendimentos à escala constantes, a aplicação do DEA resulta na resolução da seguinte programação linear, N vezes para cada uma das empresas i:

Min θ, λ

Sujeito a:

$$\begin{cases} -y_i + Y\lambda \geq 0 \\ \theta x_i - X\lambda \geq 0 \\ \lambda \geq 0 \end{cases} \quad (1)$$

Sendo:

- $\theta \leq 1$, um escalar que representa a eficiência da empresa *i*. Caso θ seja igual a 1, a empresa encontra-se na fronteira de eficiência.
- λ é um vector de Nx1 constante.

Caso seja adicionada uma restrição de convexidade, tal que: $\sum_i^n \lambda_i = 1$, o modelo contempla uma situação de rendimentos variáveis à escala.

MÉTODOS PARAMÉTRICOS – DETERMINÍSTICOS (OLS, COLS E MOLS)

A apresentação destes modelos basear-se-á num conjunto de pressupostos⁷⁸.

Assume-se que o preço dos fatores produtivos é uma variável exógena das empresas e que apenas é produzido um *output*, sendo a função produção linear quando apresentada sob forma de logaritmos, contínua, diferenciável e quase-concava.

A eficiência técnica para o *output* y , $\theta_{(y,x)}$, produzido com base no vetor dos *inputs* x_i , será dada por:

$$\theta(y, x) = \frac{y}{f(x)} \leq 1 \quad (2)$$

Assim, para a empresa *i* de um conjunto de N empresas, teremos:

⁷⁸ Greene, William. 2008. "The Econometric Approach to Efficiency Analysis". Do livro: *The measurement of productive efficiency and productivity growth*, ed. Harold Fried, Knox Lovell, Shelton, Schmidt, 92-250. Oxford University Press.

$$y_i = f(x_i, \beta)\theta_i \quad (3)$$

Em que:

$$0 \leq \theta(y_i, x_i) \leq 1 \quad (4)$$

e β é vector dos parâmetros da função de produção a ser estimada

$$y_i = f(x_i, \beta)\theta_i \quad (5)$$

Considerando a função sob forma de logaritmos:

$$\ln y_i = \ln f(x_i, \beta) + \ln \theta_i = \ln f(x_i, \beta) - u_i \quad (6)$$

Em que $u_i \geq 0$ representa os resíduos da empresa i , sendo igualmente uma medida da ineficiência técnica desta empresa.

OLS

Utilizando diretamente o método dos mínimos quadrados (OLS), é possível comparar o nível de eficiência de diferentes empresas através dos resíduos. Retomando a equação anterior e adicionando-lhe uma constante teremos:

$$\ln y_i = \alpha + \ln f(x_i, \beta) + \varepsilon_i \quad (7)$$

Assumindo que a distribuição de ε_i é independente de todas as variáveis do modelo, $\varepsilon_i = -u_i$, é a medida da ineficiência técnica da empresa⁷⁹.

COLS (CORRECTED OLS)

Considerando-se que a principal deficiência do OLS é o valor do seu termo fixo, bastará deslocar a função produção estimada com o modelo OLS para cima até ao valor máximo dos resíduos:

$$\alpha_{COLS} = \alpha + \max_i \varepsilon_i \quad (8)$$

Esta abordagem resulta num modelo em que os resíduos são todos negativos, exceto um.

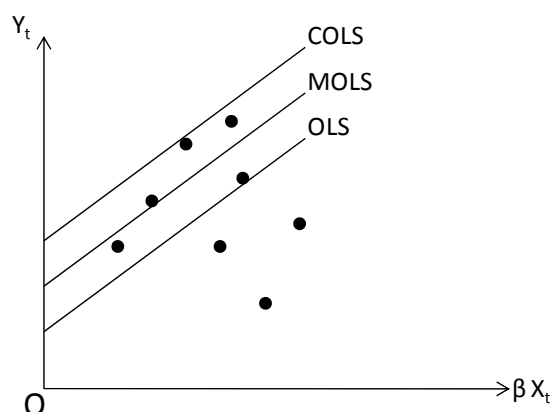
⁷⁹ Acresce que sendo $\varepsilon_i - \varepsilon_m$ um estimador consistente e não enviesado de $\mu_i - \mu_m$, permite assim comparar a eficiência da empresa i face à empresa m . A única variável inconsistente na aplicação do OLS é o termo fixo.

MOLS (MODIFIED OLS)

Tomando⁸⁰ o exemplo dado por W. Greene⁸¹, supondo que u_i tem uma distribuição exponencial com média λ , visto que a variância de u_j é λ^2 , o desvio padrão dos resíduos do modelo OLS é um estimador consistente de λ e a partir daí estima-se o valor médio de u .

A figura seguinte compara os resultados que se podem obter com a aplicação destas três metodologias.

Figura I - 4 - Resultados comparados dos modelos derivados do OLS

**MÉTODOS PARAMÉTRICOS – NÃO DETERMINÍSTICOS (SFA)**

No quadro da interpretação determinística da fronteira de eficiência, alguns acontecimentos externos à empresa podem aparecer como ineficiência, decorrentes por exemplo de condições climáticas, de uma incorreta especificação do modelo ou de erros na recolha dos valores.

Para ultrapassar este inconveniente, Aigner *et al.* (1977)⁸² e Meeusen e van den Broeck (1977)⁸³ propuseram como metodologia a fronteira de produção estocástica (SFA - *Stochastic Frontier Model*), reformulando a equação (3) do seguinte modo:

$$y_i = f(x_i, \beta)\theta_i e^{+v_i} \quad (9)$$

⁸⁰ Por definição, a média dos resíduos de OLS é nula, sendo inútil como estimador de uma média de u , isto é, da ineficiência técnica. Porém, quaisquer momentos estatísticos de ordem superior à média podem ser estimadores consistentes dos seus homólogos de u .

⁸¹ Greene, William. 2008. "The Econometric Approach to Efficiency Analysis". Do livro: *The measurement of productive efficiency and productivity growth*, ed. Harold Fried, Knox Lovell, Shelton, Schmidt, 92-250. Oxford University Press.

⁸² Aigner, Dennis; Lovell, Knox e Schmidt, Peter. 1977. "Formulation and Estimation of Stochastic Frontier Production Function Models". *Journal of Econometrics*, 6(1): 21-37.

⁸³ Meeseun, Wim e van den Broeck, Julien. 1977. "Efficiency Estimation from Cobb-Douglas Production Functions with Composed Error". *International Economic Review*, 18(2): 435-444.

Sendo que v_i , corresponde aos erros de medição. Deste modo, a equação (6) terá como equivalência:

$$\ln y_i = \alpha + \ln f(x_i, \beta) + v_i - \mu_i \quad (10)$$

A medida da ineficiência técnica u_i , mantém-se a seguinte relação $\mu_i > 0$, sendo que a medida dos erros pode assumir qualquer valor. Geralmente, assume-se que v_i tem uma distribuição normal.