

**PARÂMETROS DE REGULAÇÃO
PARA O PERÍODO DE 2020 A 2023**

Maio 2019

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	5
2.1	Considerações gerais	5
2.2	Caracterização das atividades de Alta Pressão	6
2.2.1	Caracterização da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	6
2.2.2	Caracterização das atividades de Transporte de gás natural e de Gestão Técnica Global do SNGN	7
2.2.3	Caracterização da atividade de Armazenamento Subterrâneo	8
2.3	Enquadramento Internacional	9
2.3.1	Comparações internacionais de fórmulas de regulação e fatores de eficiência da Atividade de Transporte de gás natural.....	11
2.4	Definição dos parâmetros das atividades de alta pressão	13
2.4.1	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	13
2.4.1.1	Metodologia de regulação.....	13
2.4.1.2	Evolução de indicadores físicos	15
2.4.1.3	Evolução da atividade.....	16
2.4.1.4	Base de custos controláveis a considerar	20
2.4.1.5	Definição dos indutores de custos.....	23
2.4.1.6	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis	26
2.4.2	Atividade de Transporte de gás natural.....	27
2.4.2.1	Metodologia de regulação.....	27
2.4.2.2	Evolução de indicadores físicos	29
2.4.2.3	Evolução da atividade.....	30
2.4.2.4	Base de custos controláveis a considerar	32
2.4.2.5	Definição dos indutores de custos.....	33
2.4.2.6	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis	34
2.4.3	Atividade de Gestão Técnica Global do SNGN	35
2.4.3.1	Metodologia de regulação.....	35
2.4.3.2	Evolução da atividade.....	36
2.4.3.3	Base de custos controláveis a considerar	38
2.4.3.4	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis	39
2.4.4	Atividade de Armazenamento Subterrâneo	40
2.4.4.1	Metodologia de regulação.....	40
2.4.4.2	Evolução de indicadores físicos	42
2.4.4.3	Evolução da atividade.....	43
2.4.4.4	Base de custos controláveis a considerar	45
2.4.4.5	Definição dos indutores de custos.....	46

2.4.4.6	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis	47
2.4.5	Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	47
2.4.5.1	Metodologia de regulação.....	47
2.4.5.2	Evolução da atividade.....	49
2.4.5.3	Base de custos controláveis a considerar	51
2.4.5.4	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis	51
3	PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO	53
3.1	Enquadramento	53
3.2	Caracterização da distribuição de gás natural	54
3.2.1	Análise dos indicadores de atividade do setor de distribuição de gás natural	54
3.3	Caracterização do desempenho das empresas distribuidoras de gás natural	69
3.3.1	Análise dos Indicadores de Desempenho e relação com indicadores operacionais	69
3.3.2	Análise da relação entre indicadores operacionais e os indicadores da atividade	78
3.4	Base de custos	84
3.5	Indutor de custos, custos fixos e variáveis	87
3.5.1	Enquadramento teórico	87
3.5.2	Definição dos indutores de custos.....	88
3.5.3	Definição dos pesos das componentes fixas e variáveis dos custos	96
3.6	Metas de eficiência.....	100
3.6.1	Metodologia de Benchmarking	101
3.6.2	Análise de eficiência da atividade de Distribuição	103
3.6.2.1	Metodologias Não Paramétricas	104
3.6.2.2	Análise paramétrica - regressão de dados em painel e a regressão com dados seccionais	105
3.6.2.3	Análise de eficiência através dos resultados dos modelos considerados.....	107
3.7	Síntese dos parâmetros para o 1º ano civil do período regulatório	117
4	PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO.....	119
4.1	Custos de Referência da atividade de Comercialização de gás natural.....	120
4.1.1	Enquadramento.....	120
4.1.2	Diversidade de perfis na atividade de Comercialização de energia	123
4.1.3	Metodologia de aferição dos custos de referência	131
4.1.3.1	Definição dos parâmetros da Metodologia Não Paramétrica	132
4.1.3.2	Definição do “Comercializador Teórico Eficiente”	133
4.1.3.3	Análise dos Resultados	135
4.2	Parâmetros da atividade de comercialização de gás natural	139
4.2.1	Caracterização da atividade de Comercialização de gás natural	139
4.2.1.1	Enquadramento.....	139
4.2.1.2	Parâmetros a vigorar nos anteriores períodos regulatórios	142

4.2.1.3	Breve análise do desempenho dos CURr.....	143
4.2.2	Definição dos parâmetros para o período regulatório 2020-2023	148
4.2.2.1	Definição da Base de Custos.....	148
4.2.2.2	Definição dos indutores de custos.....	153
4.2.2.3	Repartição entre componente fixa e componente variável	153
4.2.2.4	Metas de eficiência a aplicar à base de custos	158
4.2.2.5	Parâmetros a vigorar no Período Regulatório 2020 a 2023.....	158
4.2.3	Conclusões.....	160
5	CUSTO DE CAPITAL	161
5.1	Introdução.....	161
5.2	EVOLUÇÃO DO CONTEXTO REGULATÓRIO E ECONÓMICO.....	163
5.3	Metodologia.....	168
5.4	Definição das variáveis de cálculo do custo de capital	170
5.4.1	Taxa de imposto	170
5.4.2	Taxa de juro sem risco	170
5.5	<i>Gearing</i>	172
5.6	Custo do capital próprio.....	175
5.6.1	Breve enquadramento teórico	175
5.6.2	Prémio de risco de mercado e beta do capital próprio	177
5.6.2.1	Prémio de risco de mercado.....	177
5.6.2.2	Beta do capital próprio.....	183
5.6.3	Betas do Ativo.....	186
5.6.3.1	Beta do ativo da atividade de Distribuição de gás natural.....	186
5.6.3.2	Beta do ativo da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Transporte e Armazenamento Subterrâneo de gás natural	187
5.7	Custo do capital alheio	188
5.7.1	Prémio de risco da dívida.....	191
5.7.2	Valores definidos para o custo do capital alheio para as atividades de alta pressão e para as atividades de média e baixa pressão.....	193
5.8	Custo do capital médio ponderado para 2020	194
5.9	Metodologia de Indexação.....	195
5.9.1	Atividade de Distribuição de gás natural	196
5.9.2	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo de gás natural.....	197
6	RECUPERAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS ASSOCIADA À EVOLUÇÃO DA PROCURA....	199

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Formas de regulação e fatores de eficiência da atividade de Transporte aplicados pelos reguladores europeus.....	12
Quadro 2-2 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019	14
Quadro 2-3 - Preço médio da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP.....	25
Quadro 2-4 - Base de custos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para 2020.....	26
Quadro 2-5 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período regulatório 2020-2023	27
Quadro 2-6 - Parcelas para a determinação do OPEX da atividade de Transporte de gás natural no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019	29
Quadro 2-7 - Base de custos da atividade de Transporte de gás natural da REN Gasodutos para 2020	34
Quadro 2-8 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Transporte de gás natural no período regulatório 2020 a 2023	35
Quadro 2-9 - Base de custos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN para 2020.....	39
Quadro 2-10 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN no período regulatório 2020 a 2023.....	40
Quadro 2-11 - Parcelas para a determinação do OPEX dos operadores de Armazenamento Subterrâneo no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019	41
Quadro 2-12 - Base de custos da REN Armazenagem para 2020	46
Quadro 2-13 - Parcelas para a determinação do OPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo no período regulatório 2020-2023	47
Quadro 2-14 - Base de custos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para 2020.....	51
Quadro 2-15 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador no período regulatório 2020 a 2023	52
Quadro 3-1 - Data de atribuição das concessões/licenças e início da distribuição de GN.....	54
Quadro 3-2 - Indicadores operacionais e características das áreas de concessão e das áreas de licenciamento por empresa distribuidora em 2017.....	55
Quadro 3-3 - Indicadores Operacionais em 2017	71
Quadro 3-4 - Coeficiente de correlação entre indicadores em 2014 e 2017.....	79
Quadro 3-5 – Base de custos da atividade de Distribuição para 2020.....	86
Quadro 3-6 - Correlação entre as variáveis independentes e dependente	89
Quadro 3-7 - Estatística descritiva das variáveis	91
Quadro 3-8 - Resultados da análise em painel.....	93

Quadro 3-9 - Correlação entre as variáveis independentes e dependente no período de 2016 a 2017	95
Quadro 3-10 - Resultados da regressão (Hansen, Moewen e Guan, 2009)	96
Quadro 3-11 – Resultados dos Modelos Econométricos	98
Quadro 3-12 - Componente dos custos que não varia diretamente com o nível de atividade.....	100
Quadro 3-13 - Componente dos custos que varia diretamente com o nível de atividade.....	100
Quadro 3-14 – Resultados dos Testes dos Modelos de Dados em Painel	107
Quadro 3-15 - Estatística descritiva das variáveis	108
Quadro 3-16 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica	110
Quadro 3-17 – Grupos de metas de eficiência	111
Quadro 3-18 - Decomposição do Índice de Malmquist – Todas Empresas (<i>Pure Efficiency change effect; Scale effect e Technological change effect</i>)	112
Quadro 3-19 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica	112
Quadro 3-20 - Fatores de eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração	113
Quadro 3-21 – Evolução Histórica dos fatores de eficiência.....	114
Quadro 3-22 - Valor das componentes fixas e variáveis para o início do período de regulação.....	118
Quadro 4-1 – Análise Descritiva da Amostra – 2014 a 2017	124
Quadro 4-2 – Análise descritiva por categoria de dimensão	127
Quadro 4-3 – Análise descritiva por setor de atividade	128
Quadro 4-4 – Análise descritiva por Enquadramento Regulatório	129
Quadro 4-5 – Análise descritiva relativamente à Inserção em Grupo Económico	130
Quadro 4-6 - Estatística descritivas.....	135
Quadro 4-7 - Parâmetros aplicados nos vários períodos regulatórios	143
Quadro 4-8 – Definição dos proveitos teóricos para 2017	151
Quadro 4-9 - Resultados dos Modelos Paramétricos.....	155
Quadro 4-10 - Peso da Componente dos Custos Fixos	155
Quadro 4-11 - Repartição da Componente Fixa e Variável para o Período Regulatório	157
Quadro 4-12 - Parâmetros a aplicar no período regulatório 2020-2023	158
Quadro 4-13 - Base de custos para 2020.....	159
Quadro 5-1 - Taxa de juro sem risco para o período 2020 a 2023.....	172
Quadro 5-2 - <i>Gearing</i> definido para o período 2020 a 2023.....	175
Quadro 5-3 - Rácio de endividamento definidos pelos reguladores europeus.....	175
Quadro 5-4 - Prémios de risco do mercado definidos pelos reguladores europeus.....	181
Quadro 5-5 - Prémio de risco de mercado para o período 2020 a 2023	182
Quadro 5-6 - Betas da GALP e da REN para o período 2020 a 2023	186

Quadro 5-7 - Prémio de risco da dívida definido para o período 2020 a 2023	193
Quadro 5-8 - Custo do capital alheio definido para o período 2020 a 2023	193
Quadro 5-9 - Resumo das variáveis para cálculo do custo do capital das atividades reguladas do setor de gás natural definidas para o período 2020 a 2023.....	194
Quadro 5-10 - Parâmetros utilizados na definição do custo de capital da atividade de Distribuição de gás natural e das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo gás natural	195

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução da quantidade de GNL regaseificado e do consumo de energia ativa.....	15
Figura 2-2 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da REN Atlântico (preços constantes de 2019)	17
Figura 2-3 - Evolução dos indutores (GWh, MWh) e do valor unitário da eletricidade (€/MWh).....	18
Figura 2-4 - Evolução dos custos da REN Atlântico por naturezas (preços constantes de 2019).....	18
Figura 2-5 - Custos unitários da REN Atlântico em função da energia regaseificada (preços constantes de 2019)	19
Figura 2-6 - Custo unitário da eletricidade por energia ativa (preços constantes de 2019)	20
Figura 2-7 – Rubricas consideradas na base de custos 2020	22
Figura 2-8 - Evolução dos custos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, sem custos com eletricidade (preços correntes).....	23
Figura 2-9 - Evolução das parcelas fixa e variável do proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	24
Figura 2-10 – Evolução dos custos com eletricidade da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	25
Figura 2-11 - Evolução da capacidade utilizada na ótica comercial	29
Figura 2-12 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da atividade de Transporte de gás natural (preços constantes de 2019).....	30
Figura 2-13 - Evolução dos custos da atividade de Transporte de gás natural por naturezas (preços constantes de 2019)	31
Figura 2-14 - Custos unitários da atividade de Transporte de gás natural em função da capacidade utilizada na ótica comercial (preços constantes de 2019)	32
Figura 2-15 - Evolução dos custos da atividade de Transporte de gás natural (preços correntes)	33
Figura 2-16 - Evolução dos custos com serviços do grupo na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN (preços correntes)	36
Figura 2-17 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN (preços constantes de 2019)	37
Figura 2-18 - Evolução dos custos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN por naturezas (preços constantes de 2019).....	38

Figura 2-19 - Evolução dos custos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX (preços correntes)	39
Figura 2-20 - Evolução da energia injetada/extraída	42
Figura 2-21 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2019).....	43
Figura 2-22 - Evolução dos custos da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2019).....	44
Figura 2-23 - Custos unitários da atividade de Armazenamento Subterrâneo em função da energia extraída/injetada (preços constantes de 2019)	45
Figura 2-24 - Evolução dos custos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX (preços correntes)	46
Figura 2-25 - Ativos relacionados com o processo de gestão de mudança de comercializador	50
Figura 2-26 - Custos com o processo de gestão de mudança de comercializador.....	50
Figura 3-1 - Densidade Populacional por Área de Concessão / Licença em 2014 e 2017	56
Figura 3-2 - VAB da Indústria per Capita por Área de Concessão / Licença em 2014 e 2017	56
Figura 3-3 - VAB da indústria estimado per capita e GN distribuído por p.a. - 2017	57
Figura 3-4 - Evolução da Distribuição de GN.....	58
Figura 3-5 - Evolução do peso de cada operadora no total do volume de GN distribuído	59
Figura 3-6 - Procura de gás natural nos principais países europeus de 2015 a 2017	60
Figura 3-7 - Evolução da extensão da rede (primária e secundária).....	61
Figura 3-8 - Evolução da extensão da rede (primária e secundária) por Empresa.....	62
Figura 3-9 - Evolução do número de pontos de abastecimento	64
Figura 3-10 - Evolução do número de pontos de abastecimento – Por Empresa.....	65
Figura 3-11 - Evolução da saturação da rede.....	66
Figura 3-12 - Saturação da Rede por Área de Concessão / Licença em 2014 e 2017	66
Figura 3-13 - Saturação das redes e densidade das áreas das concessões/licenças 2017	67
Figura 3-14 - GN Distribuído por ponto de abastecimento.....	68
Figura 3-15 - GN Distribuído por Ponto de Abastecimento por Área de Concessão / Licença em 2014 e 2017	69
Figura 3-16 - Evolução do OPEX líquido – Concessionadas (preços constantes 2019).....	70
Figura 3-17 - Evolução do OPEX líquido – Licenciadas (preços constantes 2019).....	70
Figura 3-18 – Indicadores de desempenho em 2017.....	73
Figura 3-19 - Evolução do OPEX unitário por unidade distribuída	74
Figura 3-20 - Evolução do OPEX unitário por ponto de abastecimento.....	75
Figura 3-21 - Base de custos – resultado do <i>Price-Cap</i>	76
Figura 3-22 - Taxas de Rentabilidade entre 2012 e 2017.....	77

Figura 3-23 - Saturação das redes e custos de exploração por ponto de abastecimento em 2017.....	80
Figura 3-24 - Tempo de atividade operacional e custos de exploração por volume de GN distribuído em 2017.....	81
Figura 3-25 - Tempo de atividade operacional e custos de exploração por pontos de abastecimento em 2017.....	82
Figura 3-26 - Tempo de atividade operacional e custos de exploração por quilómetros de rede em 2017.....	82
Figura 3-27 - Gás natural distribuído por ponto de abastecimento e custos de exploração por volume de GN distribuído em 2017.....	83
Figura 3-28 – Rubricas consideradas na base de custos 2020.....	85
Figura 3-29 – Base de custos para 2020 e evolução do OPEX.....	87
Figura 3-30 - Gráficos de dispersão Concessionadas e Licenciadas (dados 2013 a 2017).....	109
Figura 4-1- Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE.....	122
Figura 4-2 – Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão.....	126
Figura 4-3 - Análise DEA aplicada aos Clusters.....	138
Figura 4-4 - Evolução do número médio de clientes.....	140
Figura 4-5 - Número médio de clientes, por CURr.....	141
Figura 4-6 - Caracterização individual dos CURr (valores reais 2017).....	141
Figura 4-7 - Evolução dos proveitos permitidos nos 11 CURr (preços correntes).....	144
Figura 4-8 - Custos unitários por cliente (11 CURr) (preços constantes 2019).....	145
Figura 4-9 - Custos unitários por cliente, por grupo económico (preços constantes de 2019).....	146
Figura 4-10 – Comparativo dos FSE e do nível de atividade.....	147
Figura 4-11 – Rubricas consideradas na base de custos 2020.....	149
Figura 4-12 – Definição da componente fixa e variável da Base de Custos em 2017.....	151
Figura 4-13 – Evolução da Componente Fixa e Variável de 2017 para 2020.....	152
Figura 4-14 – Peso dos FSE no OPEX Real.....	157
Figura 5-1 - <i>Yields</i> das obrigações a 10 anos da República Portuguesa.....	164
Figura 5-2 - <i>Yields</i> das obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal Alemã (Bunds).....	165
Figura 5-3 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses.....	166
Figura 5-4 - <i>Yields</i> das OT e das Bunds a 2 anos.....	167
Figura 5-5 - Inflação em Portugal e na Zona Euro.....	167
Figura 5-6 - <i>Yields</i> das Bunds a 10 anos, a 5 anos, a 3 anos e a 1 ano.....	171
Figura 5-7 - <i>Gearing</i> GALP, REN Sonorgás e Tagusgás.....	173
Figura 5-8 - <i>Gearing</i> das empresas reguladas do setor de gás natural por grupo.....	174
Figura 5-9 - Evolução do prémio de risco de mercado.....	179

Figura 5-10 - Custo médio da dívida da GALP, REN, Sonorgás e Tagusgás.....	188
Figura 5-11 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações da GALP, da REN e da EDP com maturidade entre 2020 e 2025 e das OT a 5 anos	189
Figura 5-12 - Emissões de dívida e <i>yields</i> de obrigações da GALP, da REN e da EDP	190
Figura 5-13 - Metodologia de indexação nas atividades de média e baixa pressão do gás natural para o período 2020 a 2023.....	197
Figura 5-14 - Metodologia de indexação Metodologia de indexação nas atividades de alta pressão do gás natural para o período 2020 a 2023	198
Figura 6-1 - Evolução dos desvios de proveitos da atividade de Transporte de gás natural associados à energia saída da rede de transporte	200
Figura 6-2 – Montantes diferidos e anuidades resultantes do mecanismo de diferimento dos desvios associados à procura de gás natural	201

1 INTRODUÇÃO

Os períodos regulatórios no setor do gás natural têm tido uma duração de três anos. Neste sentido, importará salientar a alteração efetuada na revisão regulamentar finalizada após a consulta pública terminada em março de 2019 que concretiza a extensão do período de regulação de 3 para 4 anos. Recorda-se que esta decisão da ERSE foi justificada pela consideração das repetidas solicitações de alteração do período de regulação recebidas, particularmente do Conselho Tarifário da ERSE, visando o alargamento do prazo de regulação, considerando que é uma medida que concorre para a segurança regulatória, identificada como um fator favorável ao adequado desenvolvimento dos investimentos e uma medida estabilizadora das condições de preço que poderá beneficiar os consumidores finais.

Adicionalmente, na revisão regulamentar supra referida, foi definido que as datas de início do período de regulação são coincidentes com o ano civil e, conseqüentemente, os parâmetros serão aplicados integralmente em ano civil, no período compreendido entre 2020 e 2023. Deste modo, a ERSE prolonga a aplicação dos parâmetros que vigoraram no ano gás 2018-2019 por mais seis meses, até final de 2019.

A duração do período regulatório determina a capacidade da ERSE adaptar a evolução do contexto em que as atividades reguladas se desenvolvem. Para este fim, a ERSE recorre às revisões das metodologias regulatórias plasmadas na regulamentação em vigor ou, no quadro das metodologias existentes, redefine os parâmetros regulatórios, tais como a taxa de remuneração das atividades reguladas ou as metas de eficiência subjacentes aos proveitos permitidos.

De modo a não pôr em causa a necessária estabilidade do quadro regulatório, a revisão das metodologias deve ser previamente ponderada, visto constituir um instrumento mais disruptivo, que se justifica quando é patente a ineficácia das metodologias existentes ou quando alterações do quadro técnico, legal ou económico assim o impõem. Em contrapartida, a revisão periódica dos parâmetros regulatórios constitui um instrumento flexível, que permite tornar as metodologias existentes mais eficazes e adaptadas ao desempenho das empresas, sendo por isso, igualmente, um instrumento natural do regulador.

Apenas no caso da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN os parâmetros definidos no presente documento têm subjacentes ligeiras alterações às metodologias regulatórias resultantes da revisão regulamentar finalizada após a consulta pública terminada em março de 2019. Nas restantes atividades manteve-se inalteradas as metodologias já existentes no anterior período regulatório.

A definição dos parâmetros apoiou-se, tal como nos anteriores períodos regulatórios, numa análise ao desempenho das atividades reguladas¹, tendo-se avaliado as diferenças entre os proveitos permitidos e os custos reais das empresas, assim como 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, assim como ao 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 2020 a 2023, as taxas de remuneração dos ativos das atividades reguladas em Alta Pressão e da atividade de Distribuição de gás natural, assim como os parâmetros associados ao mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios dos proveitos associados à procura de gás natural.

Seguidamente, apresenta-se a estrutura do documento:

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

Neste capítulo procede-se à avaliação dos resultados obtidos com a aplicação das metodologias de regulação aplicadas no período regulatório anterior nas atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Armazenamento Subterrâneo, Transporte de gás natural e Gestão Técnica Global do SNGN, assim como as consequentes redefinições dos parâmetros a aplicar no período de regulação 2020 a 2023. Nestas atividades as bases e as estruturas de custos foram revistas.

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

Na preparação do período regulatório que se inicia em 2020 é feita uma análise detalhada dos resultados decorrentes da aplicação da metodologia do tipo *price cap*, tendo em conta as especificidades de cada empresa, ou seja, é avaliado o desempenho de cada empresa, em particular, e a evolução da atividade de Distribuição no seu todo. 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, procedeu-se à atualização dos modelos e metodologias econométricos com vista à definição dos parâmetros para o próximo período regulatório. Na definição dos parâmetros para a atividade de

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. No quadro do presente documento, o indutor de custo 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).

Distribuição de gás natural as bases e as estruturas de custos foram revistas, assim como as metas de eficiência.

- O capítulo 4 é dedicado à atividade de Comercialização de gás natural, apresentando os custos de referência para o Comercializador de último recurso (CUR), bem como os parâmetros para a atividade de Comercialização de último recurso retalhista.

A definição de custos de referência para a atividade de Comercialização retalhista tem por objetivo, para além de dar cumprimento ao quadro legal vigente (Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro), i) definir uma base sustentada para cálculo dos proveitos a recuperar pelos CUR; ii) prestar informação útil à definição dos parâmetros para este período regulatório e iv) uma aproximação entre as abordagens regulatórias do setor do gás natural e do setor elétrico.

Adicionalmente, foram estabelecidos os parâmetros regulatórios a aplicar para este período regulatório à atividade dos Comercializadores de último recurso retalhista (CURr), os quais servem de base ao cálculo dos proveitos permitidos destas empresas. Tendo em conta o atual processo de extinção de tarifas de Venda a Clientes Finais, legalmente previsto para 2020, que condicionará fortemente atividade de Comercialização dos CURr, torna-se essencial a correta avaliação da base de custos a permitir às empresas, bem como uma reavaliação da repartição entre componente fixa e componente variável destes custos e das metas de eficiência a aplicar, de modo a incentivar o progressivo escalonamento da sua estrutura de custos. Por outro lado, é igualmente fundamental salvaguardar a inexistência de subsídio cruzada entre atividades reguladas e atividades de mercado dentro de grupos empresariais onde os CURr se integram.

- O capítulo 5 determina o custo de capital das atividades reguladas e, conseqüentemente, as taxas de remuneração aplicadas aos ativos das atividades reguladas.

Tal como nos anteriores períodos regulatórios, o contexto económico e financeiro foi analisado e os riscos das atividades reguladas foram estimados, procurando-se garantir, por um lado, o equilíbrio económico-financeiro das empresas e, por outro, a transmissão de um sinal adequado, no sentido das empresas poderem atuar de forma eficiente, tanto na obtenção, como na aplicação de fundos. A definição do custo de capital num ambiente de, ainda, relativa incerteza financeira conduziu à manutenção do mecanismo de indexação das taxas de remuneração à evolução das *yields* das Obrigações do Tesouro.

- No capítulo 6, apresentam-se os parâmetros associados ao mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios dos proveitos associados à procura de gás natural que, após a revisão regulamentar

acima referida passou a ser apenas aplicado à atividade de Transporte de gás natural. Este mecanismo permitiu reduzir a volatilidade tarifária na atividade de Transporte de gás natural, sujeita a fortes oscilações da faturação do uso da rede de transporte, pelo que se mantém no próximo período regulatório os parâmetros aplicados atualmente.

2 PARÂMETROS DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Para a definição dos parâmetros do presente período regulatório no setor do gás natural, a ERSE avaliou as metodologias de regulação e parâmetros definidos no período de regulação dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019 aplicadas aos custos de exploração das atividades reguladas, tendo mantido as metodologias aplicadas, com recalibração dos parâmetros aplicados no período de regulação compreendido entre os anos gás de 2016-2017 a 2018-2019. A alteração mais significativa foi a da metodologia de regulação da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, com o alargamento da regulação por incentivos a todos os custos de exploração, à exceção daqueles considerados não controláveis e que resultem de obrigações do concessionário enquanto gestor global do sistema. Decorrente da avaliação realizada, foram mantidos os indutores de custos a utilizar em cada atividade e definidas as bases de custos para o ano de 2020, bem como as metas de eficiência a aplicar nos anos 2021, 2022 e 2023. 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 atividades reguladas das empresas de Alta Pressão, nomeadamente, à REN Atlântico – Terminal de GNL, S.A., à REN Gasodutos, S.A. e à REN Armazenagem, S.A..

A elaboração deste trabalho apresentou algumas dificuldades metodológicas, desde logo pela dimensão da amostra a analisar composta por apenas uma empresa por atividade, mas também devido à pequena dimensão das séries disponíveis (2008 a 2017 com dados reais e 2018 a 2019 com dados estimados/previstos). Registe-se igualmente que na atividade de Armazenamento Subterrâneo verificou-se, em 2015, uma alteração relevante com a aquisição por parte da REN Armazenagem, S.A. à Transgás Armazenagem, S.A. do controlo dos ativos de armazenamento subterrâneo de gás natural por trespasses da concessão parcial, nomeadamente duas cavidades já existentes e os direitos de construção de duas novas cavidades. Deste modo, a atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural foi exercida pela REN Armazenagem S.A. e pela Transgás Armazenagem, S.A. até meados de 2015, tendo passado a ser exercida apenas pela REN a partir dessa data, o que dificulta a comparabilidade das séries posteriores a 2015 com as séries anteriores a essa data.

Além do mais, a ERSE continua, à semelhança do anterior período regulatório, a deparar-se com a dificuldade de estabelecer a comparação do desempenho (*benchmarking*) com empresas similares de outros países a operar nas mesmas atividades.

Em 2015-2016 a ERSE participou num projeto de *benchmarking* à eficiência económica das empresas de transporte de gás natural, E²GAS. O estudo realizou-se em condições muito particulares, por ser o primeiro desta natureza e por abranger um número limitado de empresas bastante diferentes. As particularidades deste primeiro *benchmarking* justificaram que os seus resultados tenham sido considerados com cautela.

Atualmente, está em fase de finalização um novo projeto de *benchmark* dos custos das empresas responsáveis pelo transporte e gestão dos sistemas elétrico e de gás natural (TSO³) europeus (CEER-TCB18), um projeto plurianual que se iniciou formalmente em 2017. O projeto contempla a repetição do processo de *benchmark* todos os dois anos, permitindo o acompanhamento, em contínuo, do desempenho dessas empresas.

Os primeiros resultados do primeiro *benchmark* aos custos dos TSO europeus realizado ao abrigo deste projeto encontra-se na sua fase final. A apresentação dos resultados foi efetuada após a publicação da proposta tarifária⁴. Apesar dos primeiros resultados deste *benchmark* não poderem ainda ser utilizados, por terem de ser ainda validados, o seu carácter periódico servirá de suporte para o acompanhamento da evolução do desempenho das atividades de Transporte e de Gestão Técnica Global do SNGN, permitindo, futuramente, considerar os seus resultados na definição das metas de eficiência dos próximos períodos regulatórios.

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 e regaseificação de GNL e à sua posterior emissão para a rede de transporte em alta

³ *Transmission System Operator*,

⁴ Os resultados preliminares foram facultados a 21 de maio de 2019. Este *benchmark* europeu está a ser realizado em simultâneo para o setor do gás natural (29 TSOs) e para o setor elétrico (16 TSOs), o que não tinha ainda sido realizado anteriormente, visto estes projetos de *benchmark* terem ocorrido em anos diferentes. Esta terá sido, entre outras, uma das razões que pesou no alongamento da calendarização do projeto, que irá incluir, igualmente, uma análise de eficiência dinâmica.

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 tem sido um vetor importante do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), tendo permitido 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 envolveram montantes elevados e de longa duração. Dadas as indivisibilidades, a ERSE aplicou ao CAPEX do Terminal de GNL um mecanismo de alisamento do custo com capital como forma de remuneração. Este mecanismo vigorou até ao ano gás 2016-2017, altura em que ocorreu o final da aplicação do mecanismo de alisamento do custo com capital. Desde a entrada em exploração do terceiro tanque, não se verificaram investimentos significativos no Terminal de GNL, situação que se prevê manter num futuro próximo e que permite a essa infraestrutura alcançar uma maior estabilidade ao nível dos custos com CAPEX, não sendo necessário prolongar a aplicação de um mecanismo dessa natureza.

2.2.2 CARACTERIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL E DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

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 30/2006, de 15 de fevereiro e n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente, garantir o planeamento e prever a utilização da RNTIAT, bem como a construção e gestão técnica da RNTGN, de forma a permitir a manutenção da segurança de abastecimento e o acesso de terceiros à rede. 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, na redação vigente, 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 até 2006, 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);
- 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).

No decorrer do período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, a atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural sofreu novamente diversas alterações de considerável relevância:

- Entrada em exploração em 2013 de uma caverna da Transgás Armazenagem, S.A., (TGC-2), com uma capacidade técnica de 1160,8GWh;
- Entrada em exploração em 2014 de uma nova caverna da REN Armazenagem, S.A., (RENC-6), com uma capacidade técnica de 664,7GWh;
- Aquisição, em maio de 2015, por parte da REN Armazenagem, S.A. à Transgás Armazenagem, S.A. do controlo dos ativos de armazenamento subterrâneo de gás natural por trespasses da concessão parcial, nomeadamente duas cavidades já existentes e os direitos de construção de duas novas cavidades.

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

Para o presente período regulatório foi realizada uma avaliação das 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 (OPEX⁵) destas mesmas atividades. À semelhança da situação verificada aquando da definição dos parâmetros de regulação para o anterior período regulatório, continua a verificar-se que a informação disponível é consideravelmente inferior para as atividades ligadas ao terminal de GNL e ao armazenamento. Este trabalho de identificação e avaliação contínuo das formas de regulação continua a revelar-se importante, ajudando a enquadrar o que tem sido realizado em Portugal e a identificar formas de melhorar os incentivos existentes.

Este exercício revela-se menos complexo na atividade de Transporte de gás natural do que nas restantes atividades de alta pressão. Enquanto 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 continua a ser 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 podem ser relativamente diferentes de país para país, reduzindo a capacidade de 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.

Neste âmbito, e tal como referido, a ERSE participou em 2015 e 2016 num projeto de *benchmarking* à eficiência económica das empresas de transporte de gás natural, E²GAS. A realização deste estudo pioneiro realçou a enorme dificuldade de comparabilidade internacional, mesmo na atividade de Transporte de gás natural, uma atividade em que este exercício é menos complexo, não implicando, contudo, esta menor complexidade, uma simplicidade e facilidade na realização destas análises⁶.

Entretanto, e conforme referido anteriormente, iniciou-se formalmente em 2017 um projeto de *benchmark* dos custos das empresas responsáveis pelo transporte e gestão dos sistemas elétrico e de gás natural europeus (CEER-TCB18), que se prolonga ainda durante o ano de 2019.

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)

⁶ Registe-se ainda que os resultados a apresentar no âmbito deste estudo não poderão ser diretamente considerados por duas ordens de razão. Em primeiro lugar, o estudo foca-se sobre o conjunto dos custos, de investimento e de exploração, e não apenas sobre estes últimos. Em segundo lugar, o estudo tem por base custos estandardizados e não os custos aceites em termos regulatórios e pagos pelos consumidores nas tarifas de acesso. Por exemplo, não foram considerados o custo de capital e o custo com o pessoal específicos de cada país, mas um valor médio definido a nível europeu.

Através dos relatórios do CEER, “Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks”, de janeiro de 2019 e do ACER, “Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators (TSOs)”, foi elaborado o quadro 2-1 presente no subcapítulo 2.3.1 onde se consegue observar a existência de diversas metodologias de regulação para os operadores da rede de transporte de gás natural, bem como várias abordagens no que respeita à aplicação de fatores de eficiência tanto ao nível do OPEX como do CAPEX.

2.3.1 COMPARAÇÕES INTERNACIONAIS DE FÓRMULAS DE REGULAÇÃO E FATORES DE EFICIÊNCIA DA 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, sendo a única atividade de alta pressão que é contemplada nos relatórios do CEER, “Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks”, de janeiro de 2019 e do ACER, “Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators (TSOs)”, de setembro de 2018. O quadro seguinte apresenta os tipos de regulação e os fatores de eficiência aplicados ao OPEX e ao CAPEX⁷ desta atividade em cada país.

Como se pode verificar, praticamente todos os países aplicam formas de regulação por incentivos à atividade de Transporte, 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. De um modo geral, aplicam-se metodologias diferenciadas aplicadas ao CAPEX e ao OPEX, à semelhança da metodologia aplicada em Portugal.

No que diz respeito aos fatores de eficiência, genericamente existe um entendimento coincidente entre reguladores quanto à aplicação de fatores de eficiência ao OPEX, não havendo uma aplicação tão generalizada de fatores de eficiência ao nível do CAPEX, à semelhança da prática aplicada em Portugal.

⁷ *Capital expenditure*

Quadro 2-1 - Formas de regulação e fatores de eficiência da atividade de Transporte aplicados pelos reguladores europeus

País	Sistema Regulatório - Cost of Service / Rate of Return, regulação por incentivos (Price-Cap / Revenue-Cap, híbrido)	Fator de eficiência aplicado ao OPEX	Fator de eficiência aplicado ao CAPEX
<i>Áustria</i>	<i>Modelo híbrido: Revenue Cap (OPEX) e rate of return (CAPEX) (com um mecanismo de 'volume risk' para a remuneração dos capitais próprios através da incorporação de tarifas entry/exit tariffs e de um prémio de risco de 3,5%)</i>	<i>Fator de eficiência de 2,45%, mas o NRA não verifica a eficiência dos investimentos</i>	<i>Não tem</i>
<i>Bélgica</i>	<i>Revenue Cap e Cost control incentives</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem</i>
<i>República Checa</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator de eficiência de 1,01%</i>	<i>Não tem</i>
<i>Alemanha</i>	<i>Revenue Cap baseado em incentivos aplicado ao TOTEX (com avaliação separada de CAPEX e OPEX)</i>	<i>Fator de eficiência de 0,49% aplicado ao TOTEX e fator de eficiência individual dependendo de cada TSO</i>	<i>Fator de eficiência de 0,49% aplicado ao TOTEX e fator de eficiência individual dependendo de cada TSO</i>
<i>Dinamarca</i>	<i>Rate of Return baseado num ano histórico (os proventos permitidos são mantidos em termos reais através de indexação à taxa de inflação). O TSO é detido a 100% pelo Estado, sendo regulado de acordo com o princípio de gestão sem fins lucrativos</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
<i>Estónia</i>	<i>Price cap</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem</i>
<i>Espanha</i>	<i>Modelo híbrido: Revenue Cap e rate of return</i>	<i>Não tem</i>	<i>Sim - o mecanismo de eficiência é aplicado no conceito Continuity of Supply</i>
<i>Finlândia</i>	<i>Revenue Cap (OPEX) e rate of return (CAPEX), com mecanismos de incentivos</i>	<i>Fator de eficiência de 0%.</i>	<i>Não tem</i>
<i>França</i>	<i>Modelo híbrido: Revenue Cap (OPEX), rate of return (CAPEX), com mecanismos de incentivos</i>	<i>Fator de eficiência aplicado ao OPEX líquido total</i>	<i>Não tem</i>
<i>Reino Unido</i>	<i>Revenue Cap baseado em incentivos aplicado ao TOTEX</i>	<i>Fator de eficiência implícito, com base em benchmarking</i>	<i>Fator de eficiência implícito, com base em benchmarking</i>
<i>Grécia</i>	<i>Cost Plus</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem</i>
<i>Hungria</i>	<i>Modelo híbrido de regulação baseado em incentivos (Price Cap, Revenue Cap e Quality Regulation). O modelo pode ser definido como "cost-based com incentivos". É feita uma correção anualmente com base na comparação dos custos incorridos com os proventos definidos no início do período, com um cap no resultado da empresa</i>	<i>Fator de eficiência de 1,5%, ou o valor da inflação caso este seja menor</i>	<i>Não tem</i>
<i>Irlanda</i>	<i>Revenue cap baseado em rate of return com incentive based regulation</i>	<i>O fator de eficiência de 1%</i>	<i>Não tem</i>
<i>Itália</i>	<i>Modelo híbrido: Price Cap (OPEX) e rate-of-return (CAPEX)</i>	<i>Fator X de 1,3% anual (média para o setor, uma vez que são definidos fatores específicos por empresa)</i>	<i>Não tem</i>
<i>Lituânia</i>	<i>Modelo híbrido</i>	<i>Fator de eficiência de 1%</i>	<i>Não tem</i>
<i>Luxemburgo</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator de eficiência de 1,0% aplicado ao OPEX controlável</i>	<i>Não tem</i>
<i>Letónia</i>	<i>Modelo híbrido: Revenue Cap (OPEX) e rate of return (CAPEX)</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem</i>
<i>Holanda</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator de eficiência aplicado ao TOTEX</i>	<i>Fator de eficiência aplicado ao TOTEX</i>
<i>Polónia</i>	<i>Cost of service (com alguns elementos de revenue cap)</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem</i>
<i>Portugal</i>	<i>Modelo híbrido: Price Cap (OPEX) e rate-of-return (CAPEX)</i>	<i>Fator de eficiência de 3%</i>	<i>Não tem</i>
<i>Suécia</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator de eficiência de 1% aplicado ao OPEX controlável</i>	<i>Não tem</i>
<i>Eslovénia</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator de eficiência de 1,4%</i>	<i>Não tem</i>
<i>Roménia</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator de eficiência de 3,5%</i>	<i>Não tem</i>
<i>Bulgária</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator de eficiência de 0,6%</i>	<i>Não tem</i>
<i>Croácia</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator de eficiência de 1%</i>	<i>Não tem</i>
<i>Irlanda do Norte</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator de eficiência de 1%</i>	<i>Não tem</i>

Fonte: CEER, "Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks", January 2019 e ACER, "Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators (TSOs)", September 2018

2.4 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS 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 efetuado 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.

O segundo período regulatório marcou também a redução do período de alisamento do custo com capital, de 40 anos, para 10 anos. Esta alteração deveu-se essencialmente à dificuldade encontrada em efetuar previsões de investimento de evolução de quantidades para um período temporal tão longo.

No período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, face ao fim do investimento de expansão do Terminal de GNL, a capacidade de emissões fixou-se desde 2011 em 1 300 000 m³/h. Assim, deixou de fazer sentido continuar a utilizar esta variável como indutor de custos, uma vez que a mesma passou a ser uma constante. Por outro lado, a ERSE considerou que deveria manter-se o princípio de partilha de risco da

variação das quantidades entre o operador do Terminal de GNL e os consumidores. Assim a ERSE decidiu aumentar do peso da componente fixa dos proveitos, que passou de 45% para 60% no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016. Relativamente à parcela variável considerou-se que apenas deveria ser mantido como indutor de custos as quantidades de gás natural liquefeito regaseificado, que passaram a representar 40% dos proveitos, enquanto no período regulatório 2010-2011 a 2012-2013 representava 30%, tendo sido aplicado um fator de eficiência de 3% ao ano, quer à parcela fixa, quer à parcela variável.

No período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 considerou-se que a evolução do custo com a energia não evoluía 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, tendo sido aplicado um fator de eficiência de 1,5% ao ano a esta componente de custos de eletricidade, e os custos com os acessos, aceites em base anual como *pass-through*.

No período regulatório anterior (2016-2017 a 2018-2019), o apuramento anual do OPEX⁸ da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL foi efetuado de acordo com as componentes de custo apresentadas no quadro que se segue.

Quadro 2-2 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019

		Peso das componentes	Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa (incluindo custo de acesso às redes)		80%	-	IPIB _{s-1} - X	2,0%
Parcela variável	GN regaseificado para a rede de transporte (GWh)	20%	Energia regaseificada injetada na rede de transporte		
Custo de eletricidade (excluindo custo de acesso às redes)		100%	Consumo de energia ativa	Δ média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP - X	2,0%

⁸ 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)

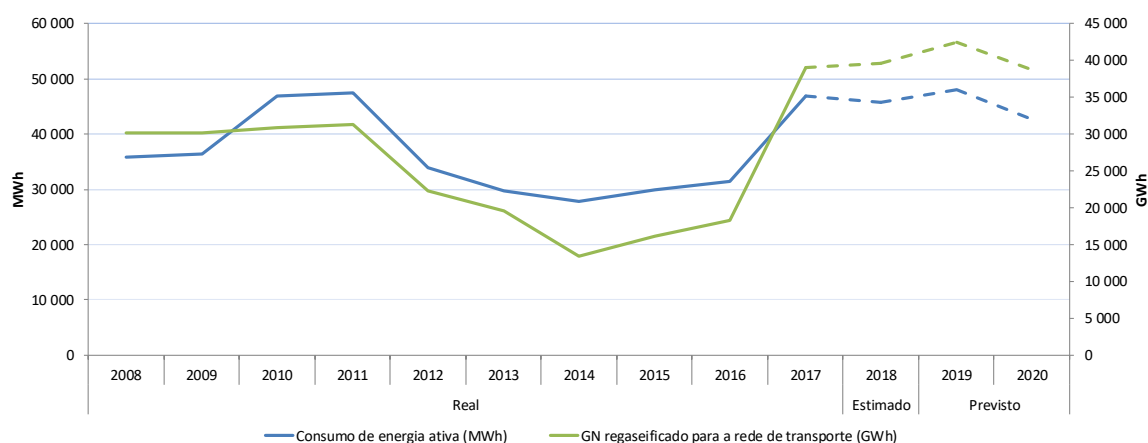
Outra alteração significativa, ocorrida no Terminal de GNL, no último período regulatório, foi o final da aplicação do mecanismo de alisamento do custo com capital, cujo último ano de aplicação foi o ano gás 2016-2017. Com efeito, a inexistência de previsão de investimentos significativos para essa infraestrutura permite alcançar uma maior estabilidade ao nível dos custos com CAPEX do Terminal de GNL, não tendo sido necessário prolongar a aplicação de um mecanismo dessa natureza.

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 DE INDICADORES FÍSICOS

Os indutores de custo de natureza física utilizados no Terminal de GNL, no período regulatório compreendido entre o ano gás 2016-2017 e o ano gás 2018-2019 foram a quantidade de gás natural regaseificado e injetado na rede de transporte e, na componente de energia elétrica, o consumo de energia ativa. A evolução destas duas grandezas entre 2008 e 2020⁹ é apresentada na Figura 2-1.

Figura 2-1 - Evolução da quantidade de GNL regaseificado e do consumo de energia ativa



Fonte: GN regaseificado para a rede de transporte – dados ERSE e consumo de energia ativa - dados REN

Em 2013 a quantidade de gás regaseificada verificou uma quebra acentuada devido à forte diminuição da procura de gás natural no país, justificada em grande medida pela diminuição do consumo das centrais de

⁹ Valores reais de 2008 a 2017, valor estimado em 2018 e valores previsionais para 2019.

ciclo combinado, sendo que a recuperação iniciada em 2015 também pode encontrar justificação no aumento de consumo de gás natural para produção de energia elétrica observada a partir daquele ano.

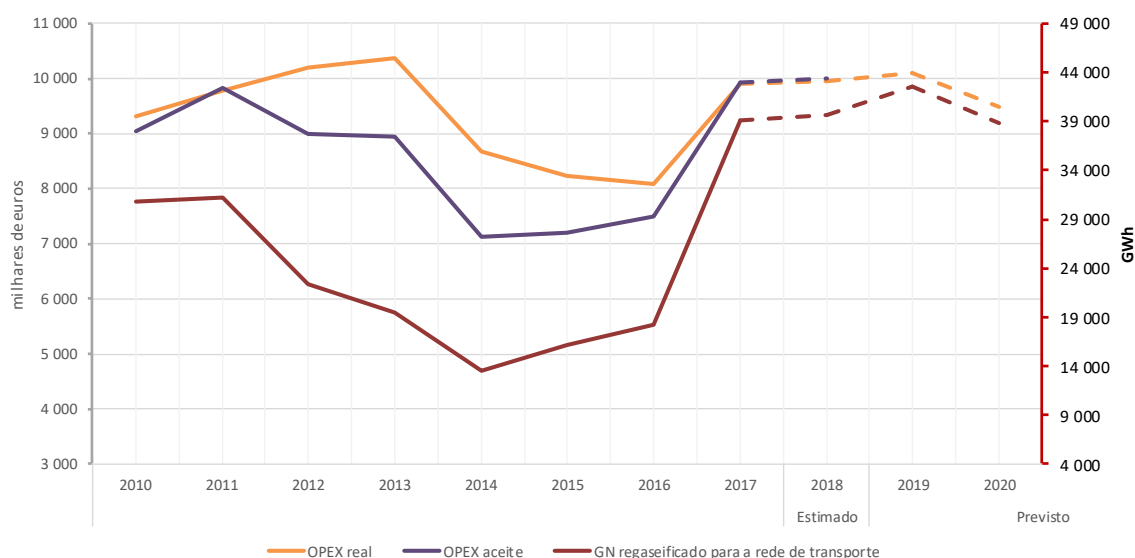
2.4.1.3 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE

Para a fixação de parâmetros da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para o período regulatório 2020-2023, a ERSE procedeu à análise da evolução dos custos de exploração (OPEX) da atividade, tendo em conta as particularidades já mencionadas anteriormente¹⁰.

O gráfico seguinte apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos (OPEX real) para o período 2010 a 2017, a estimativa para 2018, e os valores previstos pela empresa para os anos de 2019 e 2020. É também apresentada a evolução dos proveitos permitidos (OPEX aceite) até 2018, em sede de ajustamentos (valores reais até 2017 e estimativa 2018). Para melhor compreender a forte relação existente entre a regaseificação de energia no Terminal de GNL e os custos de OPEX (na sua componente de custos com a eletricidade), apresenta-se a evolução da energia regaseificada de 2008 a 2017, a estimativa para 2018, e os valores previstos para os anos de 2019 e 2020.

¹⁰ Primeiro período regulatório com OPEX por custos aceites e períodos regulatórios seguintes com OPEX por incentivos.

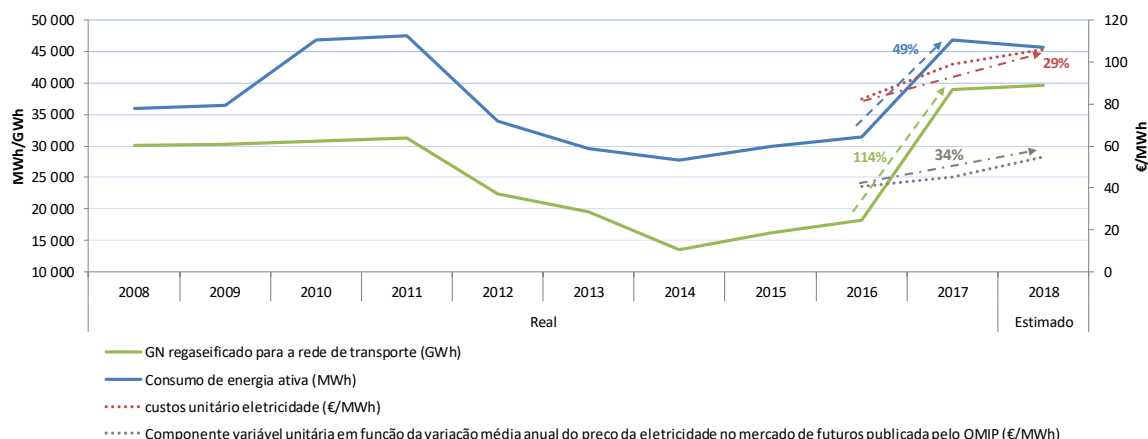
Figura 2-2 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da REN Atlântico
(preços constantes de 2019)



Fonte: ERSE – OPEX aceite e previsões GN regaseificado e REN – OPEX real – dados e valores reais GN regaseificado,

O diferencial ocorrido em 2012 entre o OPEX real e o OPEX aceite 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 sucedeu porque, de acordo com a metodologia aplicada no respetivo período regulatório, 30% dos custos aceites com OPEX estavam indexados às quantidades de gás regaseificadas pelo Terminal de GNL. A partir de 2016, verificou-se uma aproximação entre o OPEX real e o OPEX aceite, que foi influenciada pelo crescimento observado nos indutores (49% consumo de energia e 114% nas quantidades de GN regaseificado), como se pode observar na Figura 2-3.

Figura 2-3 - Evolução dos indutores (GWh, MWh) e do valor unitário da eletricidade (€/MWh)

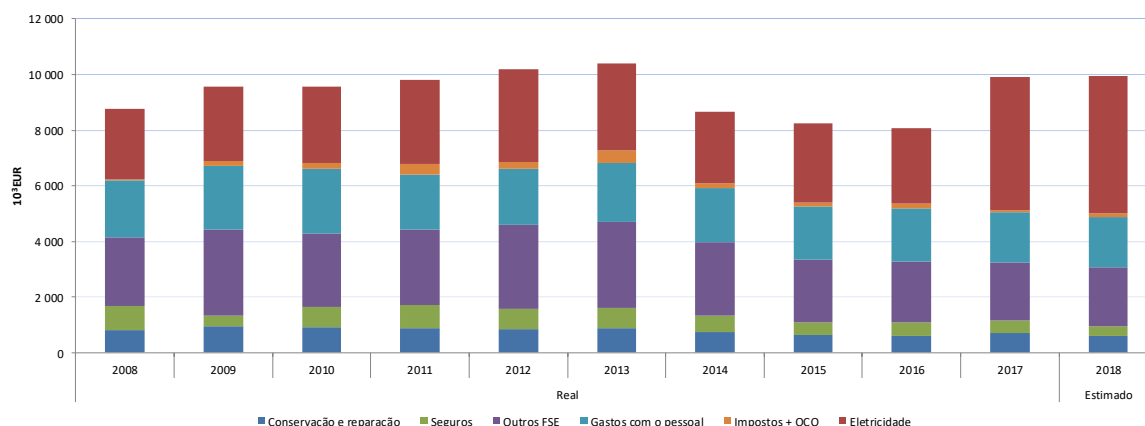


Fonte: ERSE – previsões de GN regaseificado, custos unitários de eletricidade e componente variável unitária em função do preço OMIP e REN – valores reais de GN regaseificado

Esta evolução, conjuntamente com o aumento do custo unitário da eletricidade (+29%), e da componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (+34%), também explicam o aumento dos custos do terminal, a par da aproximação entre o OPEX aceite e o OPEX real.

A Figura 2-4 apresenta a evolução dos custos com OPEX do Terminal de GNL, por naturezas, apresentados pela empresa, correspondendo a custos reais de 2008 a 2017 e estimados para 2018.

Figura 2-4 - Evolução dos custos da REN Atlântico por naturezas (preços constantes de 2019)



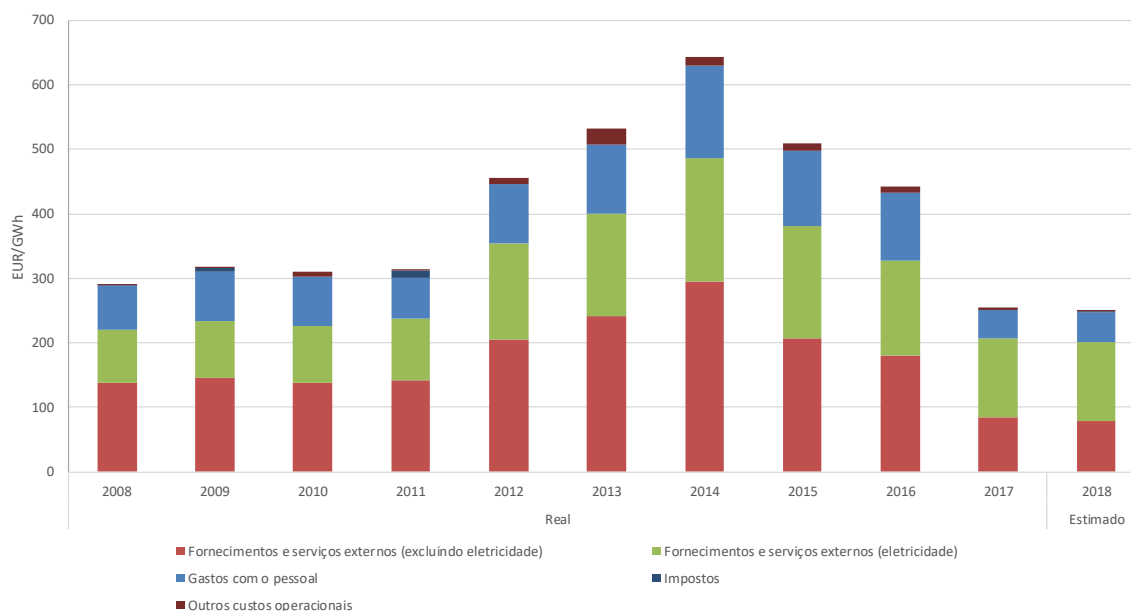
Fonte: ERSE e REN

Verifica-se até 2013 um crescimento continuado dos custos, seguido de uma queda acentuada até 2016. Em 2017, e nas estimativas/previsões para os anos seguintes, regista-se um acréscimo dos custos, por via do aumento dos custos com a eletricidade. 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 (que conforme é visível na Figura 2-4 tem aumentado) . Excluindo os custos com a eletricidade, há uma maior estabilidade de custos, independentemente das oscilações das quantidades de gás natural injetado na rede de transporte, indiciando uma componente de custos fixos elevada.

Assim, entre os principais custos, destacam-se os custos com a eletricidade, que representaram entre 2008 e 2017, em média 32% dos custos totais reais com OPEX. Para 2019 a 2022, a REN prevê que esses custos representem cerca de 48% 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 em termos unitários, tendo em conta a quantidade de energia regaseificada (a preços constantes de 2019).

**Figura 2-5 - Custos unitários da REN Atlântico em função da energia regaseificada
(preços constantes de 2019)**

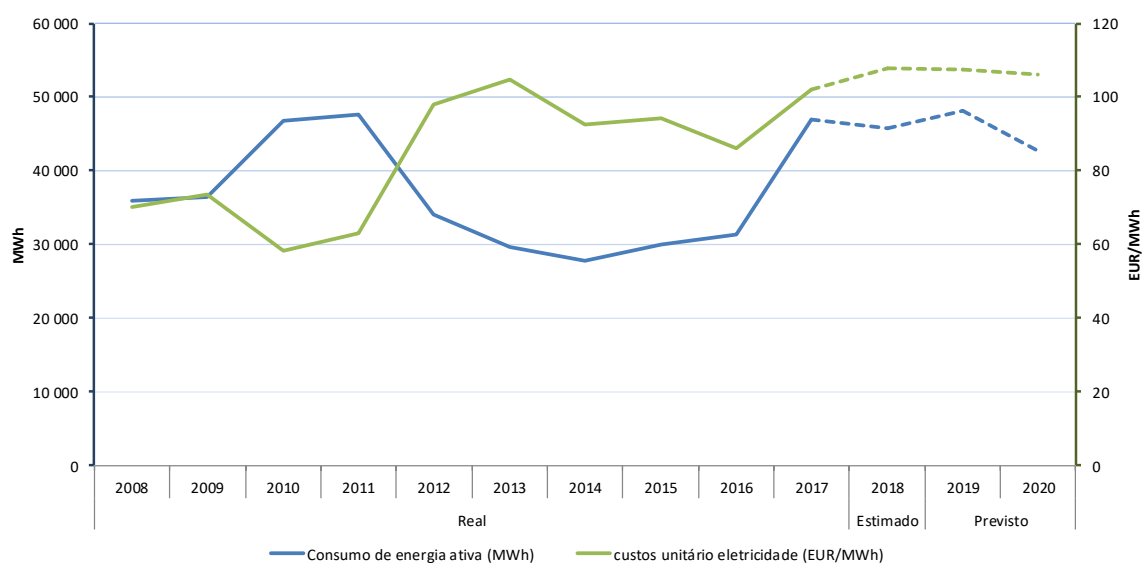


Fonte: ERSE e REN

Os custos apresentados correspondem a custos reais de 2008 a 2017 e estimados para 2018, apresentados pela REN. O acréscimo de custos unitários por energia regaseificada ocorrido entre 2012 e 2014 deve-se à redução acentuada das quantidades e ao acréscimo dos custos anuais com FSE (excluindo a eletricidade). Entre 2014 e 2016, verificou-se um decréscimo ao nível dos custos da empresa (Figura 2-4) acompanhado por um acréscimo moderado das quantidades de gás natural regaseificado. Assim, assiste-se a partir de 2015 à redução dos custos unitários em função da energia regaseificada, facto que se acentuou a partir de 2017, com o acréscimo significativo das quantidades de energia regaseificada, contribuindo para a estabilização dos custos unitários.

Conforme referido, os custos com a eletricidade são a principal natureza de custos do Terminal de GNL. A Figura 2-6 apresenta para o Terminal de GNL o custo unitário da eletricidade por energia regaseificada (a preços constantes de 2019), comparando-a com o consumo de energia (os valores apresentados para 2018, 2019 e 2020, correspondem às estimativas/previsões da REN).

**Figura 2-6 - Custo unitário da eletricidade por energia ativa
(preços constantes de 2019)**



Fonte: ERSE e REN

2.4.1.4 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

No quadro da metodologia regulatória do tipo “*price cap*”, a base de custos corresponde ao nível de proveitos permitidos associados ao OPEX. No início de cada período regulatório são aplicadas as metas de eficiência sobre esta base de custo, levando à sua diminuição, em termos reais, ao longo do período

regulatório. No final do período regulatório, o regulador avalia se o nível de proveitos permitidos atingido, isto é a base de custos, é o adequado face aos objetivos traçados, ponderando a sua manutenção ou a sua revisão, neste caso aproximando-a ou afastando-a do nível de custos apresentado pelas empresas.

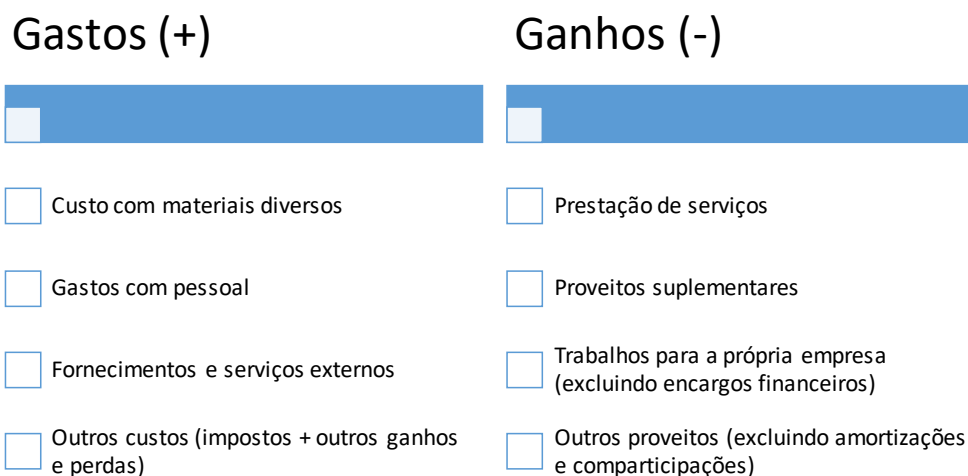
Tendo em conta o diferencial verificado entre custos reais e proveitos permitidos associados ao OPEX e face à análise e avaliação da evolução dos custos desta atividade, procedeu-se a uma revisão da base de custos, numa perspetiva de partilha de ganhos entre empresa e consumidores. O princípio geral da partilha, entre clientes e empresas, dos resultados alcançados por estas últimas face às metas definidas no passado pelo regulador, a ter em conta no cálculo dos proveitos permitidos do primeiro ano dos períodos regulatórios das atividades sujeitas a regulação por incentivos encontra-se consagrado na redação do Regulamento Tarifário colocado a consulta pública 30 de janeiro de 2019, e cuja versão final acompanha o documento de Tarifas.

A metodologia de definição da base de custos de 2020, para as atividades reguladas, foi, de um modo geral, idêntica nas várias atividades de redes, variando unicamente, os indutores de custo aplicados para cálculo dos custos unitários e para a determinar a evolução da atividade.

Na definição da nova base de custos, para além da análise de desempenho das empresas é tida em conta a realidade económica que se prevê para os anos de aplicação dos novos parâmetros.

Outros aspeto a salientar é a redefinição das rubricas de custos e proveitos que contribuem para o cálculo do OPEX líquido. Assim, para efeitos da definição da base de custos das atividades de alta pressão, consideraram-se as seguintes rubricas:

Figura 2-7 – Rubricas consideradas na base de custos 2020



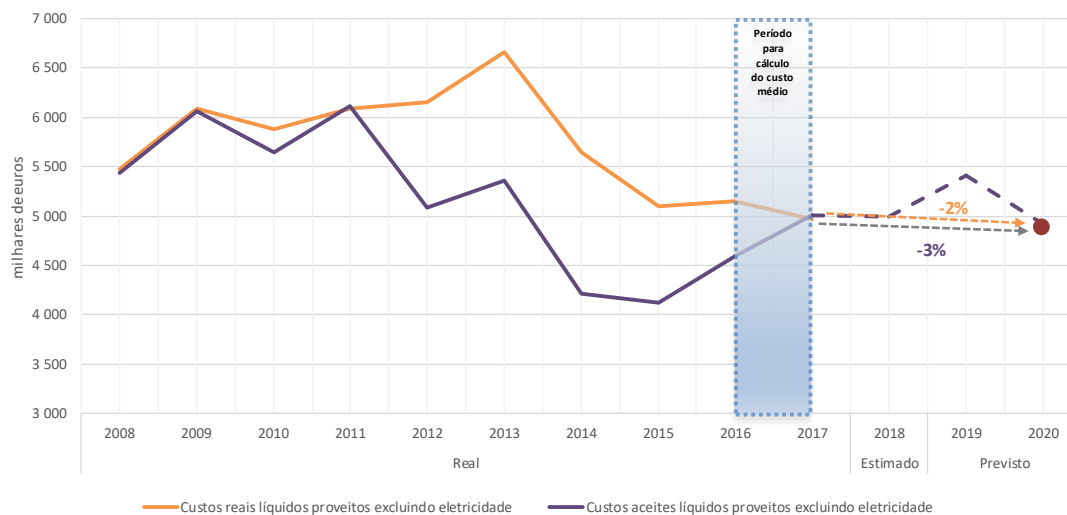
Para a definição da base de custos para 2020, e após a avaliação da evolução dos custos reais das empresas, totais e unitários, e do gap existente entre os custos reais e os custos aceites, a ERSE decidiu seguir a seguinte metodologia na definição da base de custos:

- Considerar a média dos custos reais e aceites dos anos de 2016 e 2017 (promovendo o princípio de partilha de ganhos consagrado no Regulamento Tarifário);
- Custos unitários calculados com base na estrutura de custos teórica do período de regulação anterior e na média das quantidades de gás natural regaseificado de 2016 e 2017;
- Transposição dos valores dos custos unitários de 2017 para 2020 considerando-se a aplicação do fator de eficiência do período de regulação anterior e o deflator do PIB previsto para cada ano;
- Custos unitários previstos para 2020 aplicados às quantidades previstas para 2020 do indutor de custo da atividade, quantidade de energia regaseificada.

Dada a proximidade entre os custos reais e aceites, nos anos de 2016 de 2017, a partilha de ganhos foi bastante reduzida, sendo o valor da base de custos para 2020, bastante próximo dos custos reais e aceites, em 2017, último ano de contas reais auditadas.

A Figura 2-8 *infra* permite comparar a evolução dos custos reais de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com os proveitos permitidos associados ao OPEX e observar o impacte da redefinição da base de custos, excluindo custos com eletricidade.

Figura 2-8 - Evolução dos custos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, sem custos com eletricidade
(preços correntes)



Fonte: ERSE – custos aceites excluindo eletricidade e REN – custos reais excluindo eletricidade

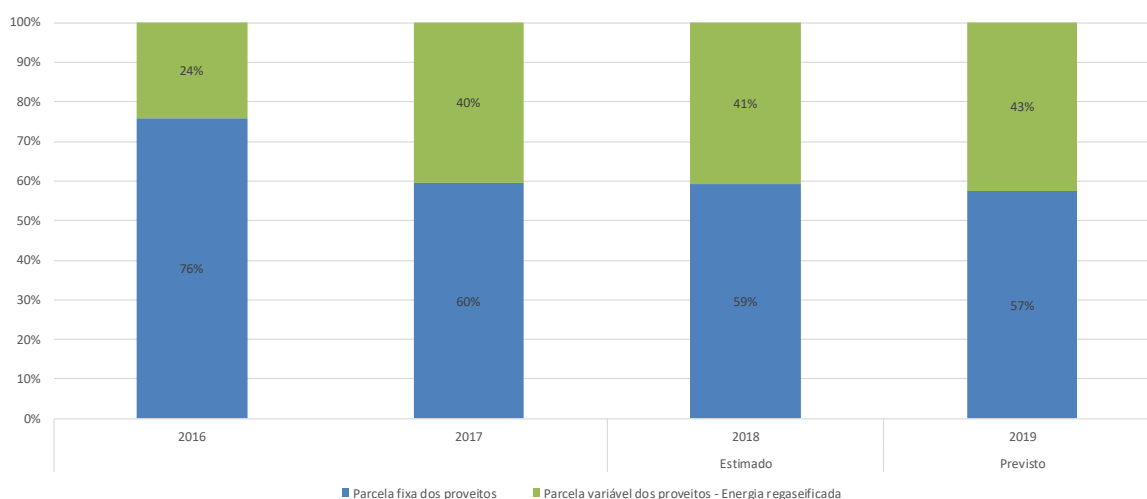
2.4.1.5 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

No atual período regulatório verificou-se uma aproximação entre os custos reais da empresa e os custos aceites. Desta forma, a ERSE entende justificar-se a manutenção dos indutores do anterior período regulatório 2016-2017 a 2018-2019 por considerar 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.

Dado o acentuado crescimento da procura de gás natural ocorrida no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, as quantidades de energia regaseificada pelo Terminal de GNL apresentaram, conforme referido anteriormente, um crescimento muito significativo. Desta forma, os pesos das parcelas fixa e variável dos proveitos¹¹, alteraram-se substancialmente, logo no segundo ano de aplicação dos parâmetros, conforme é visível na Figura 2-19. Desta forma, o peso da parcela variável, que evolui em função das quantidades de gás natural liquefeito regaseificado, passou a mais de 40% dos proveitos.

¹¹ Para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, a parcela fixa foi fixada em 80% e a parcela variável em 20%.

Figura 2-9 - Evolução das parcelas fixa e variável do proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



Fonte: ERSE

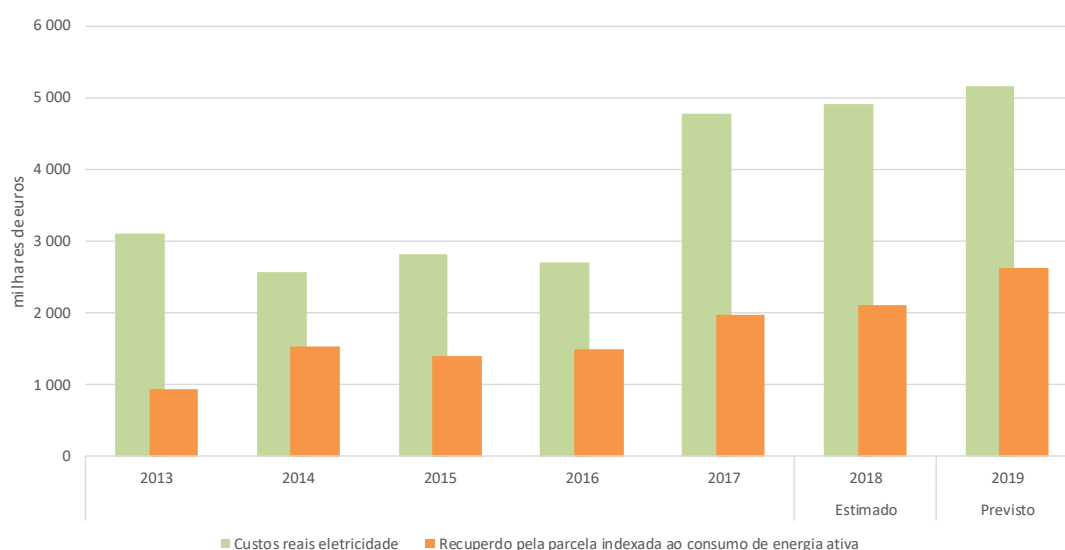
Assim, procedeu-se à calibração de cada componente de custo, por forma a repor para 2020 a repartição entre parcela fixa e variável que se pretende manter em 80% e 20%, respetivamente.

Com a estabilização do nível de utilização do Terminal de GNL, com quantidades de energia regaseificada ao nível das verificadas desde 2017, prevê-se que a relação entre parcela fixa se mantenha, também estável, com a parcela variável dos custos a manter-se em torno dos 20%.

Os custos de eletricidade assumem uma componente importante nos custos totais da atividade do Terminal de GNL. Entre 2016 e 2018, os custos com a eletricidade representaram cerca de 44% dos custos totais com o OPEX da atividade do Terminal de GNL. Nos períodos regulatórios anteriores, foi definido que uma parte dos custos da atividade é recuperada pela parcela indexada ao consumo de energia ativa, no Terminal de GNL. Esta parcela evolui anualmente em função de uma da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP e um fator de eficiência, que no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, foi de 2% ao ano.

A Figura 2-10 permite observar que até 2019 apenas uma parte dos custos com eletricidade estava a ser recuperada pela componente de custos indexada ao consumo de energia ativa.

Figura 2-10 – Evolução dos custos com eletricidade da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



Fonte: ERSE – valor recuperado pela parcela indexada ao consumo de energia ativa e REN – custos reais com eletricidade

No período regulatório anterior, verificou-se que uma parte significativa dos custos com a eletricidade não foram recuperados através da parcela indexada à variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP. Em termos médios, no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, essa parcela, apenas recuperou cerca de 46% dos custos totais com a eletricidade (acessos e energia). Para o período regulatório 2020-2023, pretende-se que os custos totais com a eletricidade passem a ser recuperados maioritariamente com base no consumo de energia ativa, reforçando essa componente de custos em relação aos anteriores períodos regulatórios. Assim procedeu-se à calibração da parcela que evolui em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP, consideradas pela ERSE, de acordo com o Quadro 2-3.

Quadro 2-3 - Preço médio da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP

Entrega em:	Preço médio (EUR/MWh)	Varição anual
2017	42,700	-8,3%
2018	48,566	13,7%
2019	59,339	22,2%
2020	56,686	-4,5%

Fonte: OMIP

O Quadro 2-4 apresenta a base de custos a considerar para o ano de 2020.

Quadro 2-4 - Base de custos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para 2020

	2020
Parcela fixa (10 ³ EUR)	3 901
Componente variável unitária em função do GN regaseificado para a rede de transporte (EUR/MWh)	0,025150
Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (EUR/kWh)	0,108593

Para os anos de 2021 a 2023, será aplicada a metodologia de IPIB – X na componente fixa e na componente variável em função da energia regaseificada e Δ OMIP – X na componente variável que evolui em função da média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros do OMIP. Esta componente deve recuperar todos os custos relacionados com a eletricidade, nomeadamente os custos com a energia e os custos com os acessos.

A Δ OMIP para o ano *s* é calculada com base na média das cotações diárias entre 1 de janeiro do ano *s-1* e o último dia útil de fevereiro do ano *s*, de todos os contratos de futuros do mercado português e espanhol, com o último dia de entrega para 31 de dezembro do ano *s*. Caso se verifique alguma alteração que impossibilite a aplicação desta forma de cálculo, a ERSE determinará qual a forma de cálculo a usar na determinação da Δ OMIP.

2.4.1.6 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Tendo em conta as análises em termos de evolução dos custos e dos proveitos permitidos associados ao OPEX, nomeadamente a aproximação entre os custos reais e aceites da atividade, entendeu-se manter a meta de eficiência em 2% ao ano, aplicado à componente fixa e à parcela variável em função da energia regaseificada. A manutenção da meta de eficiência em 2% internaliza os incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico estipulados em 2%, conforme descrito no capítulo 3.6.

Na componente energia, será aplicado um fator de eficiência de 2% ao ano, com vista a incentivar a empresa a uma maior eficiência na negociação e contratação de fornecimento de energia elétrica.

O Quadro 2-5 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 2020 a 2023.

Quadro 2-5 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período regulatório 2020-2023

		Peso das componentes	Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa		80%	-	IPIB _{s-1} - X	2,0%
Parcela variável	GN regaseificado para a rede de transporte (GWh)	20%	Energia regaseificada injetada na rede de transporte		
Custo com energia consumida (€/kWh)		100%	Consumo de energia ativa	Δ média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP - X	2,0%

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. Neste período regulatório, foi também, abandonado o mecanismo de alisamento do CAPEX.

No período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 a ERSE manteve o peso da componente fixa dos proveitos em 45%. Relativamente à parcela variável, mantiveram-se como indutores de custos os quilómetros de rede e o número de GRMS, com um peso de 25% cada, enquanto a energia transportada foi substituída pela capacidade utilizada na ótica comercial, com um peso de 5%, tendo sido aplicado um fator de eficiência de 1,5% ao ano. Os custos com transporte por rodovia de GNL para abastecimento de UAG's foram aceites como *pass-through*. No entanto, a ERSE considerou que, na salvaguarda dos interesses dos consumidores de gás natural, deveria ser imposto um racional de eficiência para a aceitação dos referidos custos. Neste sentido, a ERSE determinou que passariam a ser publicados anualmente os custos unitários de referência com o transporte de gás natural por rodovia, sendo esse o valor máximo a aceitar nas tarifas anuais.

Para o período regulatório anterior, compreendido nos anos gás 2016-2017 a 2018-2019, a ERSE alterou a estrutura de recuperação dos custos da atividade. Deu-se um maior peso à componente fixa dos proveitos, que passou para 60%, uma vez que relativamente à parcela variável, os indutores, quilómetros de rede e número de GRMS, deixaram de ser utilizados, pois os mesmos praticamente não tinham alterações anuais, funcionando na prática como parcelas fixas. Relativamente à parcela variável, manteve-se apenas como indutor de custo a capacidade utilizada na ótica comercial, com um peso de 40%, tendo sido aplicado um fator de eficiência de 3% ao ano. Relativamente ao custo com o transporte de GNL por rodovia para abastecimento de UAG's, entendeu-se que se justificava a manutenção da mesma metodologia do anterior período regulatório.

Assim, no anterior período regulatório 2016-2017 a 2018-2019 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 2-6 - Parcelas para a determinação do OPEX da atividade de Transporte de gás natural no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019

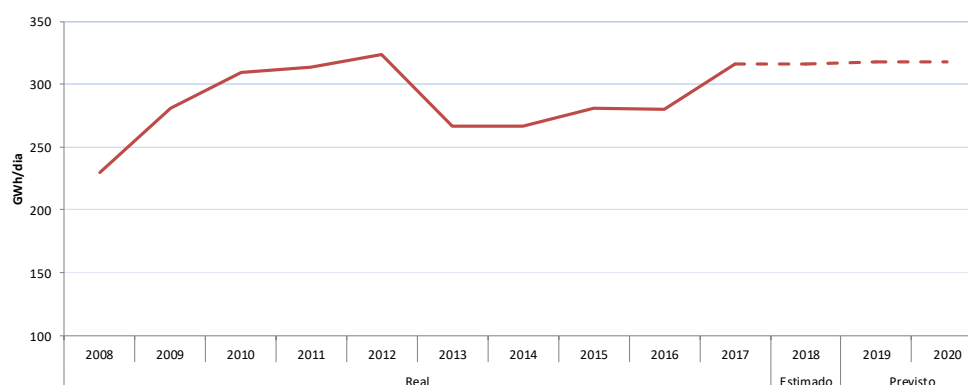
		Peso das componentes	Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa		60%	-	IPIB _{s-1} - X	3,0%
Parcela variável	Capacidade utilizada nas saídas (máximo diário últimos 12 meses)	40%	GWh/dia		
Custos pass through	Custo de transporte de gás natural por rodovia	-	-	-	-

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 DE INDICADORES FÍSICOS

No período regulatório anterior passou-se a utilizar apenas um indutor de custo de natureza física na atividade de Transporte de gás natural, a capacidade utilizada na ótica comercial. A Figura 2-11 apresenta a evolução dessa variável física entre 2008 e 2020.

Figura 2-11 - Evolução da capacidade utilizada na ótica comercial



Fonte: ERSE – valores previsionais e REN – valores reais

A capacidade utilizada na ótica comercial resulta num valor máximo de 24 meses da capacidade utilizada, o que diminuiu a volatilidade do indutor. Além do mais, a simplicidade de cálculo do indutor e a partilha de algum risco de procura entre empresa e consumidores estão na base da sua escolha para indutor de custos,

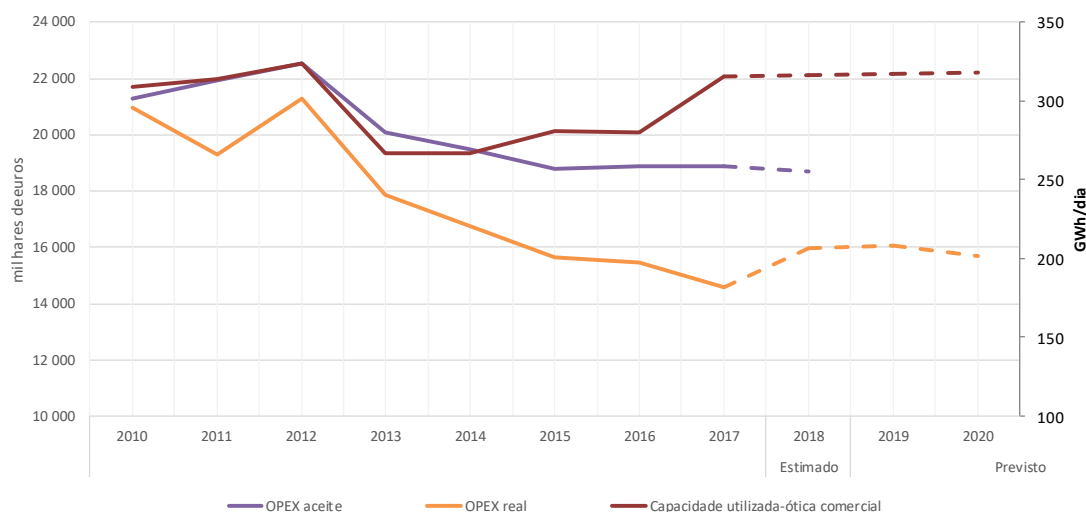
ao qual está indexada a parcela variável dos proveitos da atividade de Transporte de gás natural, para período regulatório 2020 a 2023.

2.4.2.3 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE

Para a fixação de parâmetros da atividade de Transporte de gás natural para o período regulatório 2020 a 2023, 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 nos seguintes períodos regulatórios se terem aplicado diferentes metas de eficiência.

A Figura 2-12 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos para o período 2010 a 2017, a estimativa para 2018, e os valores previstos para os anos de 2019 e 2020. É também apresentada a evolução dos proveitos permitidos associados ao OPEX, em sede de ajustamentos, até 2018.

Figura 2-12 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da atividade de Transporte de gás natural (preços constantes de 2019)



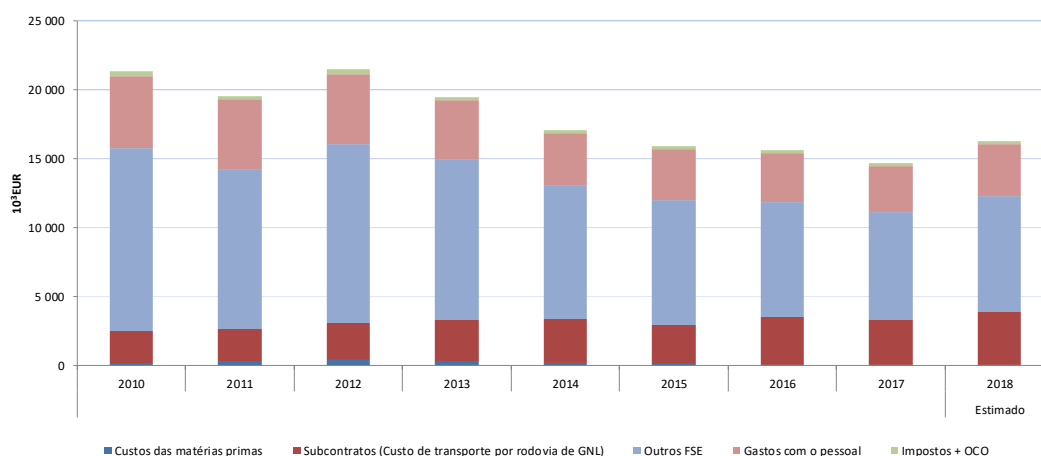
Fonte: ERSE – OPEX aceite e previsões capacidade utilizada na ótica comercial e REN – OPEX real – dados e valores reais de capacidade utilizada na ótica comercial

Desde 2010, com a implementação de uma regulação por incentivos, verifica-se uma diferença entre o OPEX aceite e o OPEX real. A partir de 2012 registou-se uma tendência descendente dos custos reais líquidos de proveitos da REN, com um agravamento da diferença entre OPEX real e OPEX aceite, a partir de 2013. Ao longo desse período, o OPEX real é sempre inferior ao OPEX aceite, atingindo a maior diferença

em 2017, último ano real, em que os proveitos permitidos associados ao OPEX aceite, são superiores ao OPEX real em cerca de 4,3 milhões de euros.

A Figura 2-13 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa ao nível da atividade de Transporte de gás natural entre 2010 e 2018, por naturezas.

Figura 2-13 - Evolução dos custos da atividade de Transporte de gás natural por naturezas (preços constantes de 2019)

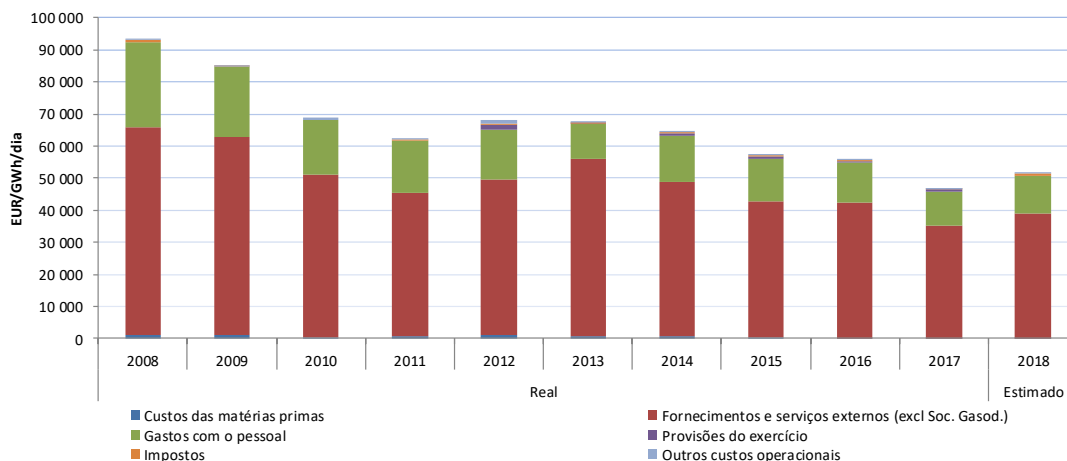


Fonte: ERSE e REN

Os fornecimentos e serviços externos, principal natureza de custos da atividade de Transporte, encontram-se desagregados entre i) outros custos com fornecimento e serviços externos e ii) custos com subcontratos (resultantes do transporte de GNL por rodovia). No atual período regulatório, à semelhança do aplicado nos anteriores períodos regulatórios, os custos com transporte de GNL por rodovia, foram aceites fora do âmbito da aplicação de metas de eficiência.

A Figura 2-14 apresenta, em termos unitários, a evolução dos custos de OPEX apresentados pela empresa, a preços constantes de 2019, da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta o indutor de custos utilizado nesta atividade, capacidade utilizada na ótica comercial. Refira-se que para esta análise são deduzidos os custos imputados a trabalhos para a própria empresa. São também deduzidos os custos líquidos de proveitos, ocorridos até 2012, resultantes do relacionamento com as Sociedades de Gasodutos.

Figura 2-14 - Custos unitários da atividade de Transporte de gás natural em função da capacidade utilizada na ótica comercial (preços constantes de 2019)



Fonte: ERSE e REN

Desde 2012 verifica-se um decréscimo dos custos unitários devido a uma redução dos custos líquidos de proveitos. O acréscimo estimado para 2018 dos custos unitários em função da capacidade utilizada na ótica comercial, deve-se ao aumento estimado dos custos com fornecimentos e serviços externos.

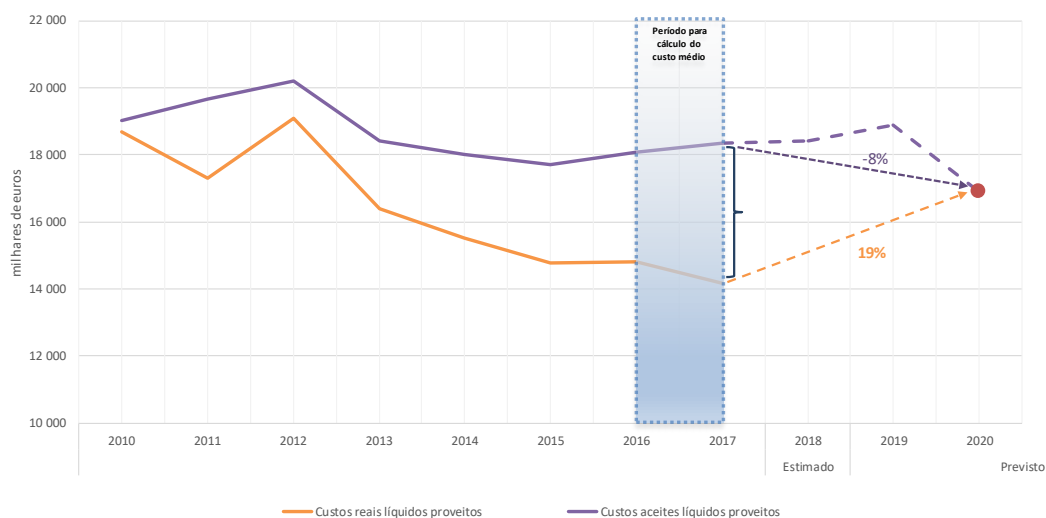
2.4.2.4 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

Face ao exposto anteriormente, e face à análise e avaliação da evolução dos custos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX, com uma trajetória de custos aceites bastante superior aos custos reais da atividade, entendeu-se que se justificava uma revisão da base de custos.

Para a definição da base de custos para 2020, o processo foi semelhante às restantes atividades de redes, conforme descrito no ponto 2.4.1.4. Contudo o indutor de custos utilizado para cálculo dos custos unitários e para a determinação da evolução da atividade, foi a capacidade utilizada na ótica comercial ao longo do período. A revisão da base de custos tem como objetivo, por um lado, a partilha com os consumidores de parte dos ganhos alcançados pela empresa em termos de diminuição de custos e, por outro, continuar a incentivar a empresa em diminuir os seus custos, permitindo que a empresa retenha parte dos ganhos de eficiência obtidos.

A Figura 2-15 permite comparar a evolução dos custos reais de exploração da atividade de Transporte de gás natural com os proveitos permitidos associados ao OPEX, incluindo a o valor calibrado da nova base de custos.

Figura 2-15 - Evolução dos custos da atividade de Transporte de gás natural
(preços correntes)



Fonte: ERSE – custos aceites e REN – custos reais

Para o período regulatório 2020 a 2023, os custos com o transporte de GNL por rodovia para abastecimento de UAG's, continuam a ser aceites em base anual e para salvaguarda dos interesses dos consumidores de gás natural, continuam a estar abrangidos por um racional de eficiência na sua aceitação.

Neste sentido, a ERSE determinou que continuem a ser publicados anualmente os custos unitários de referência com o transporte de gás natural por rodovia, sendo esse o valor máximo a aceitar nas tarifas anuais.

2.4.2.5 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

No atual período regulatório verificou-se um afastamento entre os custos reais e os proveitos permitidos associados ao OPEX determinados através da aplicação de metas de eficiência à atividade de Transporte de gás natural, em parte por efeito dos ganhos de eficiência e redução de custos da empresa.

Para o novo período regulatório compreendido entre 2020 e 2023, será mantido como indutor de custos a capacidade utilizada na ótica comercial e os custos com transporte de GNL por rodovia, continuam a ser aceites como um *pass-through*, com limite no valor aceite nas tarifas anuais, tendo em conta os valores dos custos unitários de referência com o transporte de gás natural por rodovia, publicados anualmente.

No cálculo das parcelas da base de custos da atividade de Transporte de gás natural da REN Gasodutos para 2020, tendo em conta o valor definido na base de custo controláveis, este foi alocado em 60% à

componente fixa e em 40% à parcela variável que irá evoluir em função da capacidade utilizada na ótica comercial. O valor unitário desta parcela variável foi determinado tendo a evolução prevista para o indutor de custo.

Seguidamente, apresenta-se a base de custos a considerar para o ano de 2020. 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.

Quadro 2-7 - Base de custos da atividade de Transporte de gás natural da REN Gasodutos para 2020

		2020
Parcela fixa (10 ³ EUR)		7 573
Parcela variável	Capacidade utilizada na ótica comercial (EUR/MWh/dia)	15,871295

Para os anos seguintes, 2021 a 2023, será aplicada a metodologia de IPIB – X na componente fixa e na componente variável.

2.4.2.6 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

A revisão em baixo do valor da base de custos, que reflete o princípio de partilha de ganhos, permitiu aproximá-la do nível de custos apresentado pela empresa. No entanto, existe ainda um diferencial relevante entre o nível da base de custos e o nível de custos. Desta forma será aplicada uma meta de eficiência de 3%, superior à que seria aplicada caso a totalidade dos ganhos fossem transferidos para os consumidores, tendo também em consideração que este fator de eficiência agora definido engloba incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico.

O Quadro 2-8 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 2020 a 2023.

Quadro 2-8 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Transporte de gás natural no período regulatório 2020 a 2023

		Peso das componentes	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa		60%	IPIB _{s-1} - X	3,0%
Parcela variável	Capacidade utilizada na ótica comercial	40%		

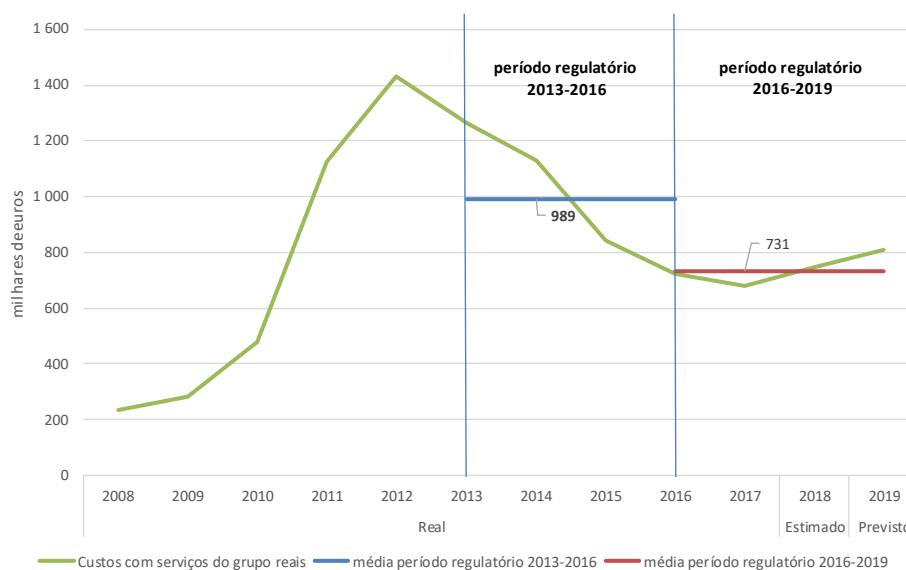
2.4.3 ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNGN

2.4.3.1 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO

A atividade de Gestão Técnica Global do SNGN foi, até ao final do primeiro semestre de 2016, regulada por custos aceites. No quarto período regulatório, 2016-2017 a 2018-2019, passou a ser aplicada uma regulação por incentivos ao nível dos custos com serviços adquiridos a empresas do mesmo grupo empresarial.

Após avaliar a metodologia aplicada durante o período regulatório anterior, a ERSE concluiu que a mesma não atingiu os objetivos pretendidos, tendo ocorrido um afastamento entre os custos reais e os custos aceites, com estes a atingirem um valor superior aos anteriores. Este afastamento ocorreu pelo facto da empresa ter diminuído no atual período regulatório os custos com a aquisição de serviços do grupo, conforme mostra a Figura 2-16.

Figura 2-16 - Evolução dos custos com serviços do grupo na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN (preços correntes)



Fonte: ERSE e REN – custos com serviços do grupo

Para além da grande importância desta atividade para a gestão operacional do sistema, a Gestão Técnica Global do SNGN caracteriza-se pela dificuldade em se definir de forma evidente os serviços prestados, cuja evolução, de forma regular e consistente, tem impacto direto na evolução dos seus custos.

No atual período regulatório, a ERSE propôs uma alteração da metodologia de regulação da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN para uma metodologia de regulação por incentivos mais abrangente.

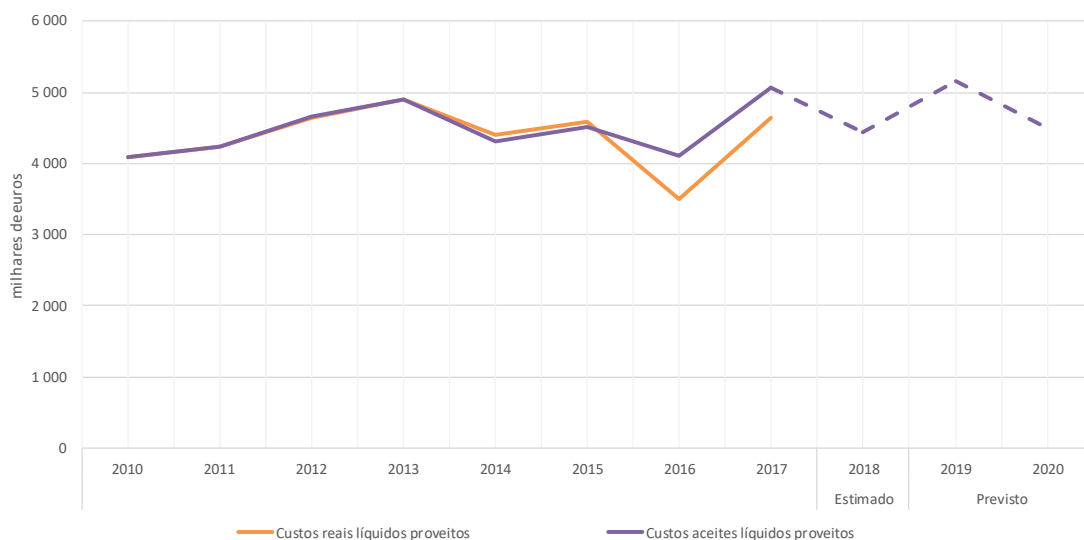
Para alargar o âmbito de aplicação das metas de eficiência ao nível da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, foi solicitada pela ERSE, à REN, um maior detalhe na informação referente aos custos de OPEX incorridos por essa empresa desde 2016. Esta informação permitiu à ERSE estabelecer critérios relativamente à natureza mais fixa de alguns custos, que resultem simultaneamente de obrigações da empresa, enquanto Gestor Técnico e Global do Sistema. Estes custos, com carácter mais fixo e menos controláveis pela empresa, serão considerados como custos *pass-through* ficando fora do montante de custos sujeitos à aplicação de metas de eficiência.

2.4.3.2 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE

A Figura 2-17 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos para o período 2010 a 2017, e os custos aceites pela ERSE para o mesmo período, a estimativa para 2018, e os

valores previstos para os anos de 2019 e 2020. 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 2-17 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN (preços constantes de 2019)

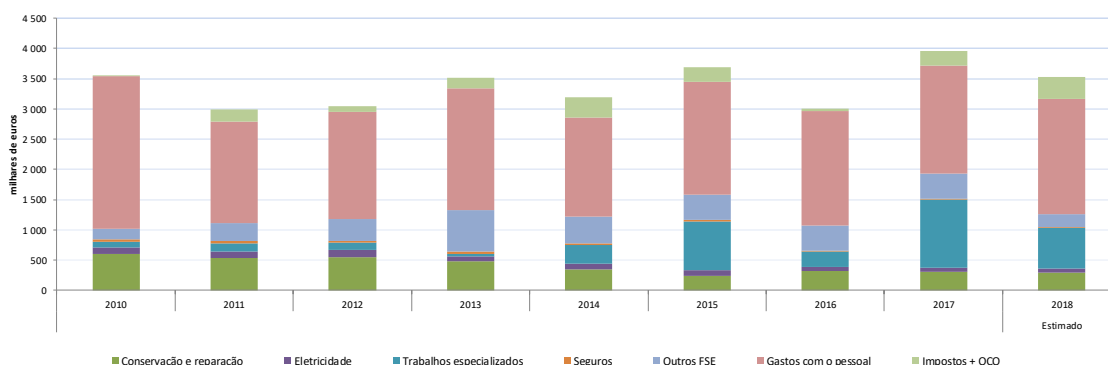


Fonte: Custos aceites líquidos de proveitos – dados ERSE e custos reais líquidos de proveitos – dados REN

Verifica-se, até 2013 uma tendência crescente dos custos reais líquidos de proveitos, período, após o qual, os custos de OPEX entraram numa fase descendente, até 2016. Em 2017, os custos voltaram a subir, mais significativamente, como resultado do aumento ocorrido ao nível da rubrica de fornecimentos e serviços externos.

A Figura 2-18 apresenta a evolução, real e prevista, dos custos apresentados pela empresa, ao nível da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, entre 2010 e 2018, por naturezas.

Figura 2-18 - Evolução dos custos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN por naturezas (preços constantes de 2019)



Fonte: ERSE e REN

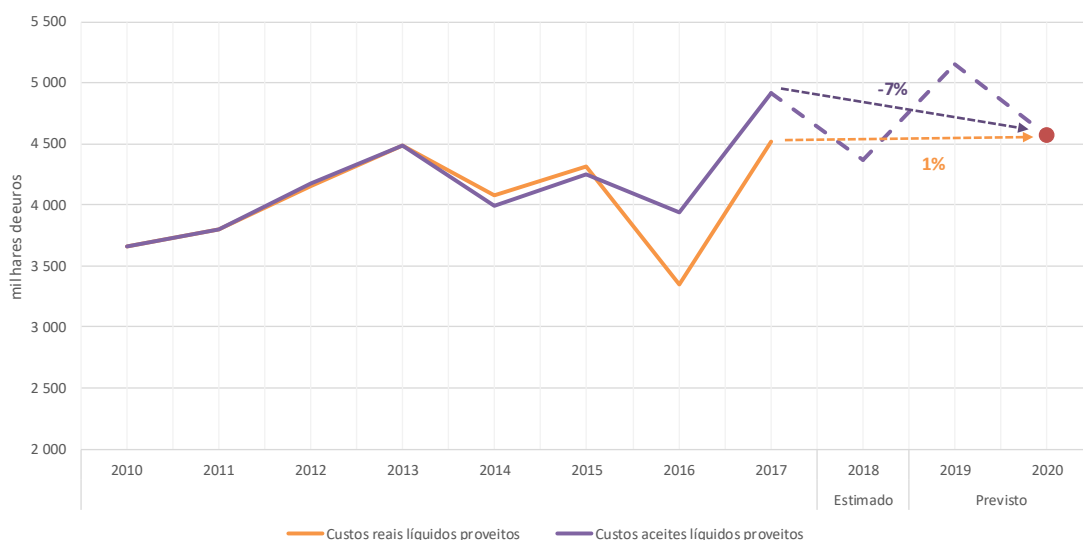
As principais naturezas de custos são, os trabalhos especializados, ao nível dos fornecimentos e serviços externos, e os gastos com pessoal, que em conjunto representaram em 2017, cerca de 74% dos custos de OPEX da empresa.

2.4.3.3 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

Face ao exposto anteriormente, e face à análise e avaliação da evolução dos custos reais, a ERSE alterou a forma de apuramento dos proveitos anuais com o OPEX da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN. Assim, haverá uma parcela de custos *pass-through*, que é composta pelos custos reportados pela empresa e aceites pela ERSE por não os considerar controláveis por esta, relacionados com obrigações legais, e uma parcela variável, que evolui em função do IPIB-X, e que abrange os restantes custos com o OPEX da empresa. A base de custos para 2020 da parcela variável foi determinada tendo em conta a média entre os custos reais e aceites, em 2017, com os custos considerados controláveis pela empresa, atualizados para 2020 com o IPIB deduzido do fator de eficiência de 2% ao ano (equivalente ao aplicado no atual período regulatório).

A Figura 2-19 permite comparar a evolução dos custos reais de exploração da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, incluindo o valor da nova base de custos.

Figura 2-19 - Evolução dos custos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX (preços correntes)



Fonte: Custos aceites líquidos de proveitos – dados ERSE e custos reais líquidos de proveitos – dados REN

No Quadro 2-9 abaixo é apresentado o valor da parcela fixa correspondente ao *revenue cap* a aplicar na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN para 2020.

Quadro 2-9 - Base de custos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN para 2020

	2020
Parcela fixa (10 ³ EUR)	3 357

Para os anos de 2021 a 2023 será aplicada a metodologia de IPIB – X para evolução da parcela fixa.

2.4.3.4 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Para o período regulatório 2020 a 2023, a ERSE continua a aplicar uma meta de eficiência de 2%, que incorpora apenas os ganhos de eficiência resultantes do progresso tecnológico.

O Quadro 2-10 apresenta o resumo das decisões tomadas pela ERSE relativamente à forma de cálculo do OPEX da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, para o período regulatório 2020 a 2023.

Quadro 2-10 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN no período regulatório 2020 a 2023

	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa	$IPIB_{s-1} - X$	2,0%

2.4.4 ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

2.4.4.1 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. Até maio de 2015, a existência de dois operadores distintos ao nível desta atividade, e a aplicação de uma tarifa única, implicava que, anualmente, um dos operadores recuperava um valor de proveitos superior ao que lhe era permitido em função da sua estrutura de custos, enquanto o outro operador recuperava um montante inferior. Este diferencial de proveitos era transferido pelo operador que recuperava 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 era designado por compensação entre operadores de armazenamento subterrâneo. Com a aquisição, em 2015, por parte da REN Armazenagem, S.A. à Transgás Armazenagem, S.A. do controlo dos ativos de armazenamento subterrâneo de gás natural por trespasse da concessão parcial, nomeadamente duas cavidades já existentes e os direitos de construção de duas novas cavidades, deixou de se tornar necessário a aplicação desta compensação.

No período regulatório dos anos gás 2013-2014 a 2015-2016, a metodologia de regulação da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural foi alterada para uma metodologia do tipo *price cap* sobre os custos de exploração, com parcelas fixa e variável.

No início do período regulatório, a definição dos parâmetros de regulação para a atividade de Armazenamento Subterrâneo revelou-se um desafio de um grau de dificuldade e complexidade elevado, quer pela reduzida maturidade da atividade, quer pelo facto de ser a única atividade de Alta Pressão que era exercida por mais do que um operador, a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem. As duas empresas, apesar de exercerem a mesma atividade, apresentavam estruturas de custos diferentes decorrentes das diferentes competências no que respeita à exploração das infraestruturas de armazenamento subterrâneo. À REN Armazenagem competia 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 encontrava-se ainda em fase de expansão, tendo entrado em exploração em 2013 uma caverna da Transgás Armazenagem e em 2014 uma caverna da REN Armazenagem.

No anterior período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, o apuramento anual do OPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural passou a ser respeitante apenas a uma empresa. Nas análises efetuadas, considerou-se que o melhor indutor de custo a aplicar à atividade seria a energia injetada/extraída, uma vez que a capacidade de armazenamento, utilizada no período regulatório antecedente, para a REN Armazenagem, era pouco volátil, revestindo-se praticamente de um carácter fixo. Assim, de acordo com as análises efetuadas foram definidas as componentes de custo indicadas no quadro seguinte.

Quadro 2-11 - Parcelas para a determinação do OPEX dos operadores de Armazenamento Subterrâneo no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019

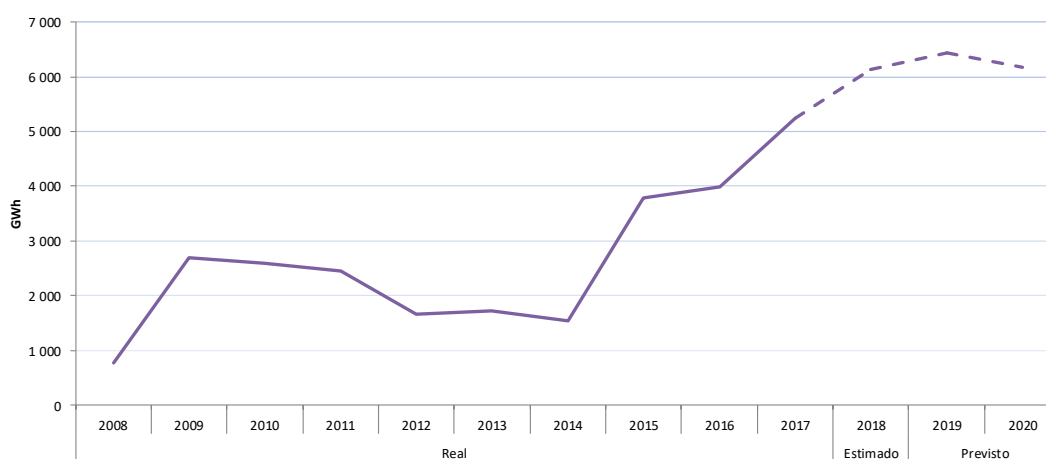
		Peso das componentes	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa		70%	IPIB _{s-1} - X	3,0%
Parcela variável	Energia extraída/injetada	30%		

2.4.4.2 EVOLUÇÃO DE INDICADORES FÍSICOS

Até 2015 a atividade de Armazenamento Subterrâneo foi desenvolvida por dois operadores, a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem, conforme já referido anteriormente. No período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, foi introduzido nessa atividade, uma metodologia de regulação por incentivos. Em que foram aplicados dois indutores de custos para fazer evoluir a componente variável dos proveitos, a energia injetada/extraída e a capacidade de armazenamento.

Apenas o segundo indutor foi aplicado à Transgás Armazenagem, enquanto os dois indutores foram aplicados à atividade da REN Armazenagem, uma vez que a operação das instalações de superfície é efetuada por esta empresa, ou seja, as operações de injeção e extração de gás natural, são efetuadas pela REN Armazenagem. Desde 2017, após a entrada em exploração das últimas cavidades, a capacidade de armazenagem estabilizou, tornando-se na prática uma componente fixa. Assim, no período regulatório anterior passou-se a utilizar apenas um indutor de custo de natureza física na atividade de Armazenamento Subterrâneo, a energia injetada/extraída. A Figura 2-20 apresenta a evolução dessa variável física entre 2008 e 2020.

Figura 2-20 - Evolução da energia injetada/extraída



Fonte: ERSE e REN

A escolha de indutores para a atividade de Armazenamento Subterrâneo revela-se de alguma dificuldade, dada a pouca variabilidade de algumas grandezas físicas (a capacidade de armazenagem é fixa desde 2017) e á pequena dimensão da amostra que dificulta o cálculo consistente de correlações entre custos e

variáveis físicas. Assim, optou-se pela manutenção do indutor “Energia injetada+extraída”, apesar da sua volatilidade, pela sua facilidade de cálculo e por refletir a evolução da atividade

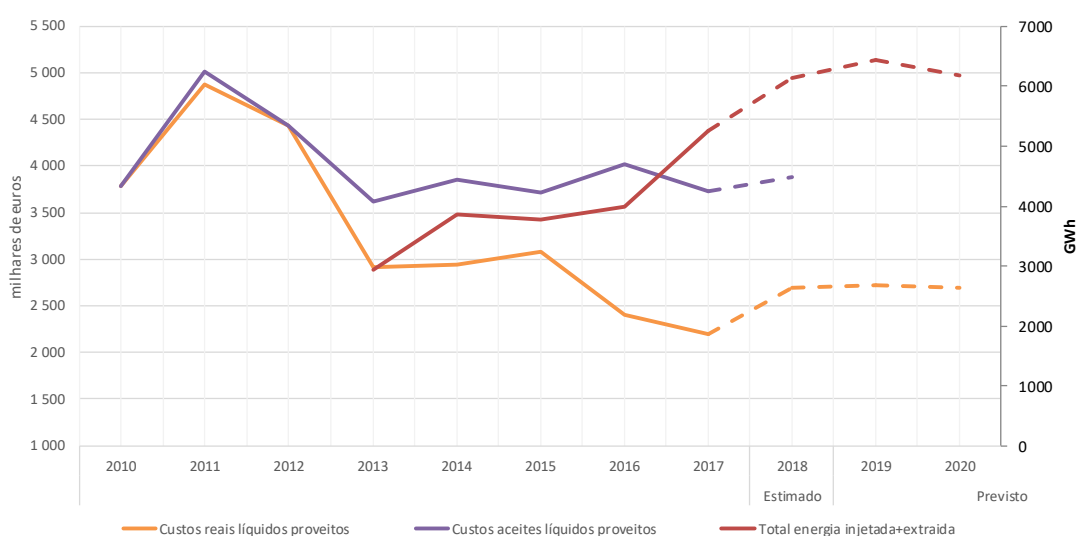
2.4.4.3 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE

Para a análise da evolução dos custos de exploração, a ERSE procedeu tendo em consideração os seguintes aspetos:

- O facto de a atividade ter sido regulada, até ao período regulatório terminado em 2012-2013, por custos aceites em base anual;
- A atividade ter deixado de ser exercida por dois operadores em 2015, tendo passado a ser exercida apenas pela REN Armazenagem.
- Da análise foram excluídos os custos relacionados com as compensações entre operadores de armazenamento subterrâneo, já referidas anteriormente

A Figura 2-21 apresenta a evolução dos custos da atividade de Armazenamento Subterrâneo, líquidos de proveitos para o período 2010 a 2017, a estimativa para 2018, e os valores previstos para os anos de 2019 e 2020. É também apresentada a evolução dos custos aceites pela ERSE líquidos de proveitos até 2018, em sede de ajustamentos.

Figura 2-21 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2019)

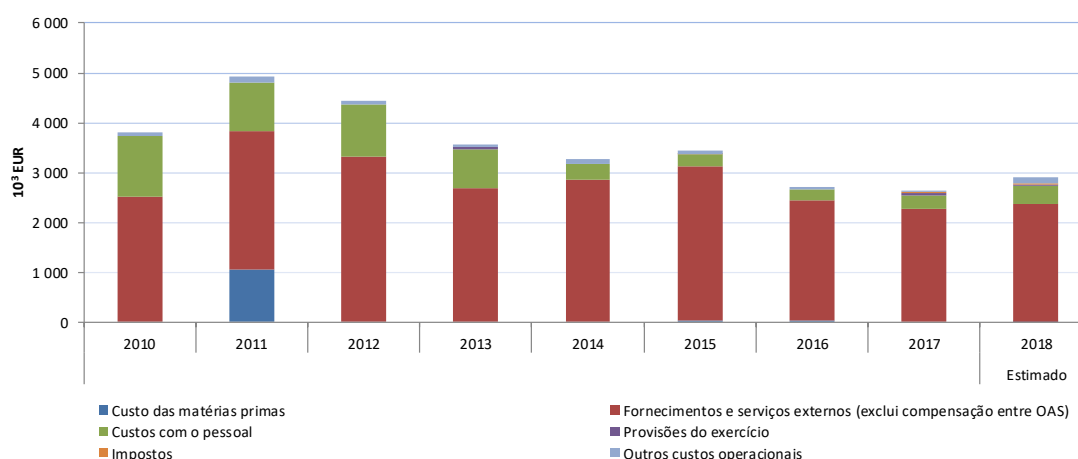


Fonte: ERSE – Custos aceites e previsões de energia injetada + extraída e REN – Custos reais – dados e valores reais de energia injetada + extraída

Verifica-se que a regulação por custos aceites implicou a quase inexistência de diferenças entre os custos incorridos pela empresa líquidos de proveitos e os custos aceites para efeitos tarifários até 2012. A partir do ano gás 2013-2014, a metodologia de regulação da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural foi alterada para uma metodologia do tipo *price cap* sobre os custos de exploração, tendo-se verificado uma diminuição acentuada dos mesmos em 2013 e 2014. A partir de 2015, com a atividade a passar a ser exercida apenas por uma única empresa, ocorreu uma nova redução dos custos reais. Apresenta-se, também a evolução da energia injetada/extraída, desde a introdução de mecanismos de regulação por incentivos na atividade (ano gás 2013-2014).

A Figura 2-22 apresenta a evolução dos custos com OPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, apresentados pela empresa, entre 2010 e 2018, por naturezas.

**Figura 2-22 - Evolução dos custos da atividade de Armazenamento Subterrâneo
(preços constantes de 2019)**

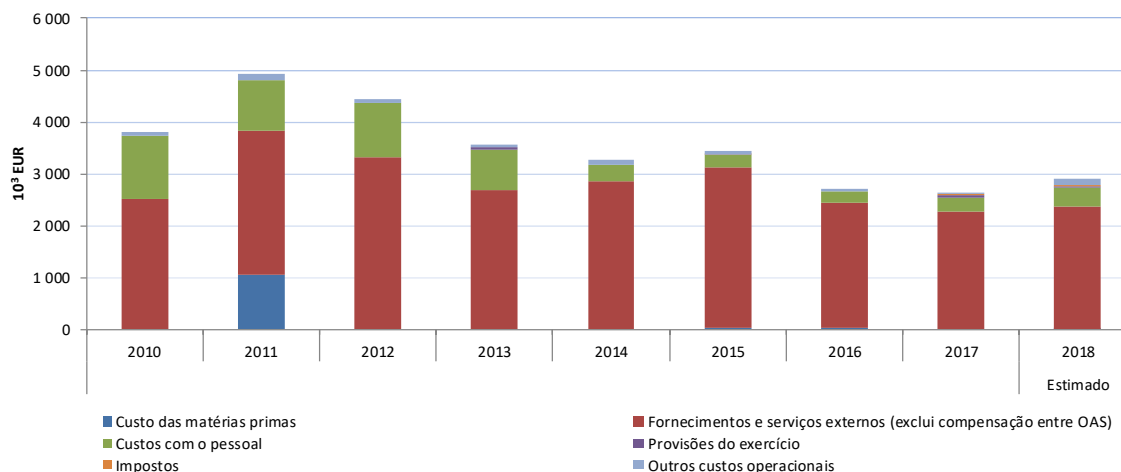


Fonte: ERSE e REN

Tal como nas restantes atividades 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. Refira-se que estes valores não incluem as compensações entre operadores de armazenamento subterrâneo, ocorridas até 2015.

A Figura 2-23 apresenta a evolução dos custos unitários de OPEX da REN Armazenagem, tendo em conta a energia extraída/injetada, e os custos de OPEX apresentados pela empresa.

Figura 2-23 - Custos unitários da atividade de Armazenamento Subterrâneo em função da energia extraída/injetada (preços constantes de 2019)



Fonte: ERSE e REN

Os custos unitários por energia extraída/injetada crescem até 2013, baixando em 2014 e 2015. A partir de 2016, ocorreu um decréscimo significativo dos custos unitários, devido ao efeito conjugado da estabilização dos custos e do aumento significativo da energia extraída/injetada.

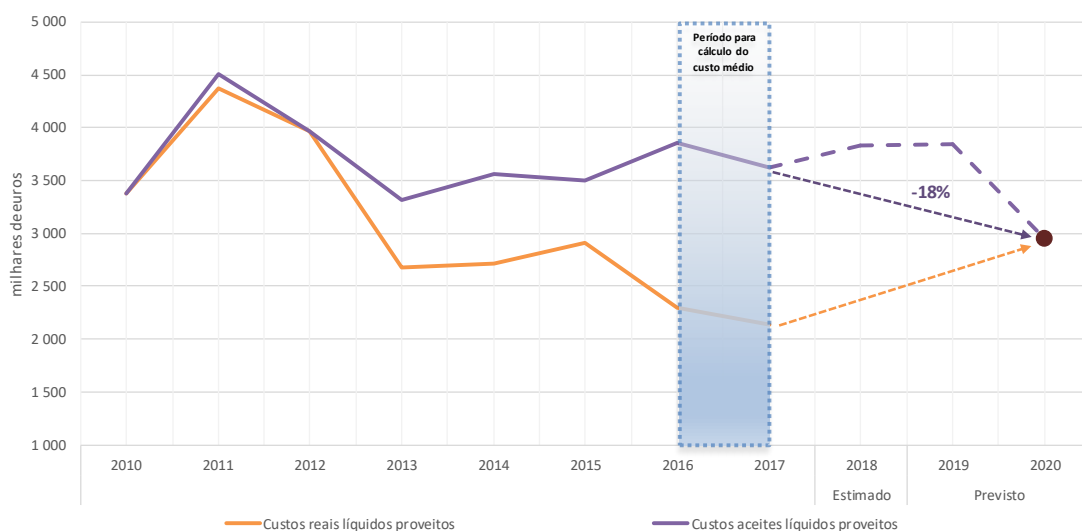
Tendo em conta que a atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural passou a ser exercida, desde 2015, apenas por um operador, a análise efetuada à evolução dos custos anteriores a esse período é feita agregando os custos dos dois operadores, REN Armazenagem e Transgás Armazenagem.

2.4.4.4 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

Para a definição da base de custos para 2020, o processo foi semelhante às restantes atividades de redes, conforme descrito no ponto 2.4.1.4. Contudo o indutor de custos utilizado para cálculo dos custos unitários e para a determinação da evolução da atividade, foi a quantidade de gás natural injetada/extraído ao longo do período.

A Figura 2-24 permite comparar a evolução dos custos reais de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural com os proveitos permitidos associados ao OPEX, incluindo o valor recalibrado da nova base de custos para 2020.

Figura 2-24 - Evolução dos custos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX (preços correntes)



Fonte: Custos aceites líquidos de proveitos – dados ERSE e custos reais líquidos de proveitos – dados REN

2.4.4.5 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

Para o novo período regulatório 2020 a 2023, à semelhança do efetuado para as restantes atividades de Alta Pressão, foi mantido o indutor de custo utilizado no anterior período regulatório. Com efeito, a energia injetada/extraída além de apresentar uma facilidade de cálculo tem em conta a evolução da atividade.

Seguidamente apresenta-se a base de custos a considerar para o ano de 2020:

Quadro 2-12 - Base de custos da REN Armazenagem para 2020

		2020
Parcela fixa (10 ³ EUR)		2 002
Parcela variável	Energia extraída/injetada (EUR/MWh)	0,163330

Para o ano de 2021 será aplicada a metodologia de $IPIB - X$ na componente fixa e nas componentes variáveis.

2.4.4.6 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Tendo em conta a evolução dos custos e a análise efetuada, a ERSE decidiu manter a proporção entre parcela fixa e parcela variável dos custos, bem como aplicar um fator de eficiência idêntico ao período regulatório anterior, fixado em 3%, que permite manter a partilha de ganhos com os consumidores ao longo de todo o período regulatório. Este valor pretende igualmente incentivar a empresa a dar continuidade aos ganhos de escala e de sinergias evidenciadas nos anos imediatamente posteriores ao trespassse da atividade da Transgás Armazenagem para a REN Armazenagem. Este fator de eficiência agora definido engloba também incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico.

O Quadro 2-13 apresenta o resumo das decisões tomadas pela ERSE relativamente à forma de cálculo do OPEX do operador da atividade de Armazenamento Subterrâneo, para o período regulatório 2020 a 2023.

Quadro 2-13 - Parcelas para a determinação do OPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo no período regulatório 2020-2023

		Peso das componentes	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa		70%	$IPIB_{s-1} - X$	3,0%
Parcela variável	Energia extraída/injetada	30%		

2.4.5 ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

2.4.5.1 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO

A Diretiva 2003/55/CE, de junho de 2003, estabeleceu as regras comuns para o mercado interno do gás natural e revogou a Diretiva 98/30/CE. Esta Diretiva acelerou a abertura do mercado do gás natural, proporcionando o direito de escolha de fornecedor a todos os clientes, o mais tardar a partir de 1 de julho de 2007. Assim, com a liberalização do mercado, os consumidores de gás natural têm desde 2007 a

possibilidade de escolherem o seu fornecedor de gás natural, podendo para o efeito e dentro de determinadas condições mudar de comercializador de gás natural. Esta possibilidade iniciou-se em janeiro de 2007 para os produtores de eletricidade em regime ordinário e alargou-se progressivamente até janeiro de 2010 aos restantes consumidores de gás natural.

Em face da liberalização, a legislação de bases do setor desde 2006 previu a figura do operador de mudança de comercializador cuja atividade, por falta de regulamentação autónoma, foi atribuída transitoriamente ao operador da rede de transporte de gás natural.

Esta situação foi alterada pela publicação do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de eletricidade e gás, tendo sido atribuída à ADENE – Agência para a Energia.

Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas, a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador está sujeita à regulação pela ERSE, designadamente pelo facto das tarifas de eletricidade e de gás natural, serem uma das formas de financiamento desta atividade (art. 6.º, n.º 1, al. c).

Neste sentido, a ERSE submeteu, em janeiro de 2018, a Consulta Pública os Regulamentos Tarifário e das Relações Comerciais, com vista, entre outras propostas de alteração, a enquadrar a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, adequando os referidos regulamentos à legislação existente.

A atividade do operador logístico de mudança de Comercializador (OLMC) compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural pelo cliente final, a seu pedido, bem como as de colaborar na transparência dos respetivos mercados, disponibilizando aos clientes finais o acesso fácil à informação a que têm direito, nomeadamente a operacionalização das mudanças de comercializador, a gestão e manutenção da plataforma eletrónica de logística de mudança de comercializador e a prestação de informação personalizada aos consumidores de energia.

O ano gás 2018-2019 foi o primeiro ano de fixação pela ERSE de tarifas para a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

A legislação em vigor, estabelece que os custos com o OLMC não poderiam ser superiores aos custos da atividade quando esta estava a ser desenvolvida no âmbito da REN Gasodutos (no caso do SGN) e da EDP Distribuição (no caso do SE). Assim, a ERSE teve que adequar os proveitos do OLMC a um valor máximo que

permitisse não ultrapassar os valores dos custos anteriormente incorridos por esses operadores no desempenho da atividade de mudança de comercializador.

No caso do setor do gás natural, foi relativamente simples encontrar um histórico dos montantes dependidos pela REN Gasodutos, no desempenho da atividade, uma vez que os mesmos se encontravam devidamente segregados nas contas reportadas pela empresa.

A proposta de custos a considerar nos proveitos permitidos, enviada pelo OLMC à ERSE, contemplava um valor bastante superior ao limite máximo aceitável, em função do descrito anteriormente, uma vez que a ADENE, enquanto OLMC teve a necessidade de proceder a investimentos nos primeiros anos de desempenho da atividade. Assim, aplicou-se ao OLMC uma regulação por incentivos, com a aplicação de uma metodologia de *revenue cap* ao nível do OPEX e do CAPEX, em coerência com o já aplicado para o setor elétrico, com um valor correspondente à média de custos da REN Gasodutos entre 2014 e 2017.

Com a criação de um histórico que permita melhor avaliar o nível de custos e o desempenho do novo operador, como entidade autónoma, poder-se-á futuramente melhor calibrar a base de custos a aceitar em cada ano e rever a metodologia de regulação a aplicar, caso se justifique.

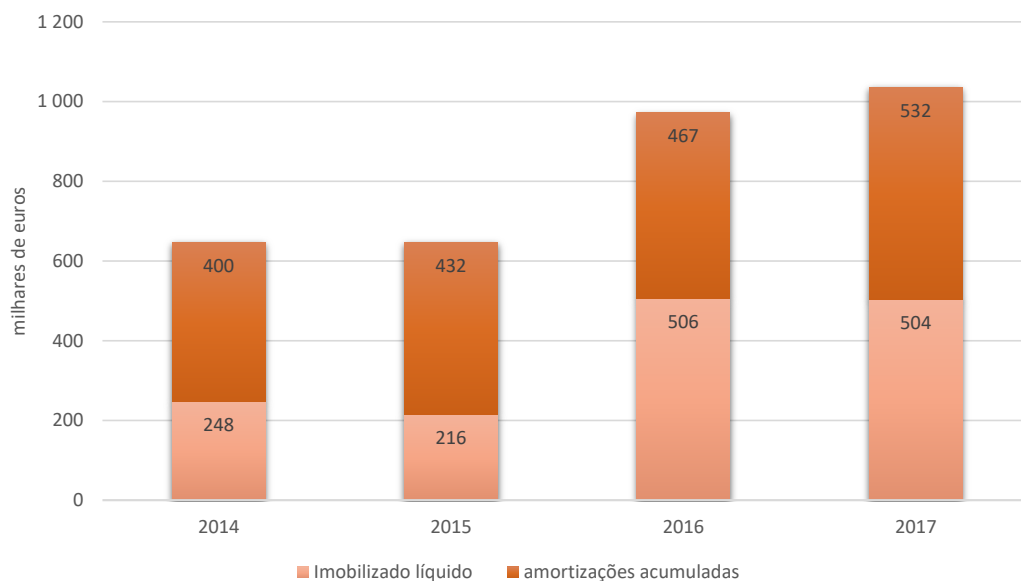
2.4.5.2 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE

A atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador foi, no setor do gás natural, desempenhada até final de 2017 pela REN Gasodutos, na qualidade de gestor técnico global do sistema.

Os custos que a REN Gasodutos incorreu com a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, de acordo com a informação disponibilizada pela empresa, relacionam-se com a remuneração dos ativos afetos a essa atividade, que, no início de 2018, foram transferidos para a ADENE.

A figura seguinte apresenta a evolução desses ativos entre 2014 e 2017.

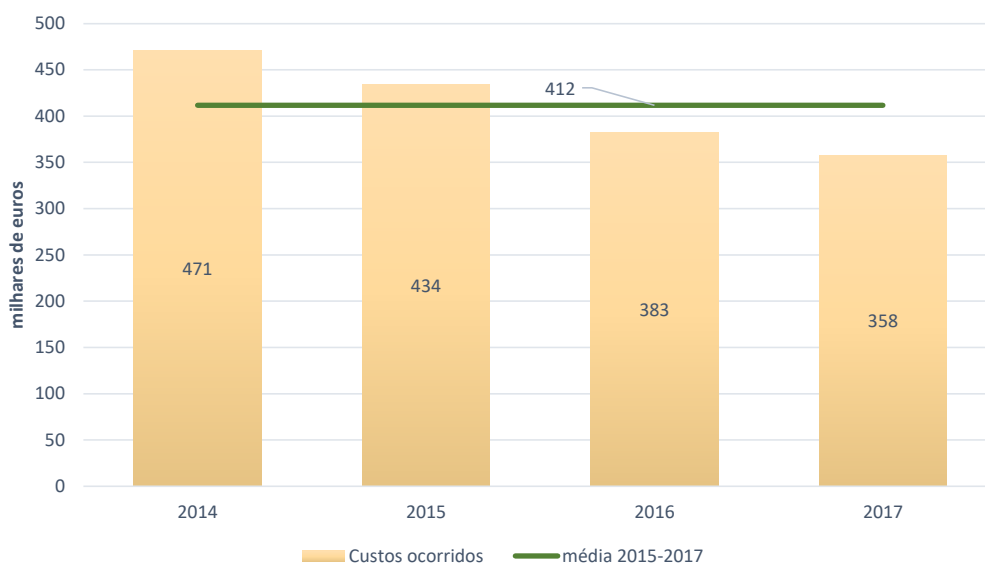
Figura 2-25 - Ativos relacionados com o processo de gestão de mudança de comercializador



Fonte: Contas reguladas da REN Gasodutos

Na figura abaixo apresentam-se os custos relacionados com o processo de mudança de comercializador tiveram para os Sistema Nacional de Gás Natural entre 2014 e 2017, tendo em conta as taxas de remuneração aplicadas aos ativos da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN da REN Gasodutos e os custos com OPEX relacionados com a referida atividade.

Figura 2-26 - Custos com o processo de gestão de mudança de comercializador



Fonte: Contas reguladas da REN Gasodutos

A inexistência de um histórico que permitisse aferir o nível de custos do OLMC como operador independente foi uma dificuldade com que a ERSE se deparou para estabelecer a forma de regulação para o OLMC.

2.4.5.3 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

Face ao descrito a ERSE fixou uma base de custos para 2018, tendo em conta que a atividade foi transferida para a ADENE reportada à data de início do ano. Esse valor correspondeu à média dos custos da REN Gasodutos, com a atividade de mudança de comercializador, e que no período de 2014 a 2017 totalizou 412 milhares de euros.

Para determinar a base de custo para 2020 fez-se evoluir o valor da base de custos para 2018, atualizada anualmente em função do IPIB-X.

No Quadro 2-9 abaixo é apresentado o valor da parcela fixa correspondente ao *revenue cap* a aplicar na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para 2020

Quadro 2-14 - Base de custos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para 2020

	2020
Parcela fixa (10 ³ EUR)	424

Para os anos de 2021 a 2023 será aplicada a metodologia de IPIB – X para evolução da parcela fixa, sendo que para a atividade, o fator de eficiência X, é de 0%.

2.4.5.4 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Para o período regulatório 2020 a 2023, a ERSE continua a aplicar uma meta de eficiência de 0%, que reflete o desconhecimento do comportamento da atividade, desenvolvida por um operador autónomo.

O Quadro 2-10 apresenta o resumo das decisões tomadas pela ERSE relativamente à forma de cálculo do OPEX da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o período regulatório 2020 a 2023.

Quadro 2-15 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador no período regulatório 2020 a 2023

	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa	$IPIB_{s-1} - X$	0,0%

Os proveitos permitidos do operador Logístico de Mudança de Comercializador são obtidos através da faturação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador ao operador da Rede de Transporte.

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 Regulamento Tarifário (RT) em vigor. Nestes termos é aplicada uma metodologia do tipo *price cap*, que estabelece 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.

Antes da definição de parâmetros para o novo período de regulação, importa caracterizar a atividade de Distribuição de gás natural em Portugal, em particular, um conjunto de indicadores associados à evolução do setor e das empresas de forma a apurar se as circunstâncias identificadas em análises anteriores se mantêm ou se são alteradas. Esta caracterização assume uma elevada utilidade por permitir avaliar, criteriosamente, as metodologias utilizadas nesse período¹² na definição dos parâmetros e se estas se encontram consolidadas ou se deverão ser ajustadas. 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 na definição dos indutores e metas de eficiência é realizado um estudo de *benchmarking*, que é apresentado em detalhe no capítulo 3.6. 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

¹² Documento “Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”, que se encontra disponível em:
<http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/historico/2016a2017/Documents/Par%C3%A2metros%20de%20regula%C3%A7%C3%A3o.pdf>

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 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.

3.2 CARACTERIZAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

3.2.1 ANÁLISE DOS INDICADORES DE ATIVIDADE DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

No ano de 2017 não houve alteração no número de empresas a exercer a atividade de Distribuição de gás natural permanecendo a existência de 6 empresas concessionadas (Beiragás, Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás) e 5 empresas licenciadas (Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás).

No Quadro 3-1 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. Estas empresas apresentavam, no ano de 2017, uma maturidade de 20 anos.

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
REN 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

O Quadro 3-2 apresenta alguns fatores que caracterizam as áreas de concessão/licença das empresas em 2017 e que podem influenciar o desempenho das empresas ao nível dos seus indicadores económicos e de atividade. Alguns destes fatores dizem respeito às características socioeconómicas das áreas de concessão (VAB estimado *per capita*, VAB da indústria estimado *per capita*¹³) ou geográficos (densidade populacional).

Quadro 3-2 - Indicadores operacionais e características das áreas de concessão e das áreas de licenciamento por empresa distribuidora em 2017

	Indicadores operacionais		Densidade populacional da área de concessão/licença	VAB da indústria estimado/per capita	VAB total estimado/per capita
	Saturação da rede	GN distribuído / ponto de abastecimento			
	m/p.a.	m ³ GN eq./p.a.	hab/km ²	€/hab	€/hab
Beiragás	15	1 455	41	3 229	12 596
Dianagás	19	714	44	4 091	16 452
Duriensegás	16	618	86	3 475	10 883
REN Portgás	14	1 769	587	4 669	14 333
Lisboagás	9	735	803	2 825	20 682
Lusitaniagás	15	3 262	187	4 797	15 293
Medigás	12	414	312	1 770	17 770
Paxgás	11	221	29	5 089	15 779
Setgás	13	982	379	2 808	21 124
Sonorgás	28	593	28	3 496	11 800
Tagusgás	25	2 958	41	3 590	13 810
Média	16	1 247	231	3 622	15 502

Nota: p.a. – ponto de abastecimento, m – metros lineares.

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

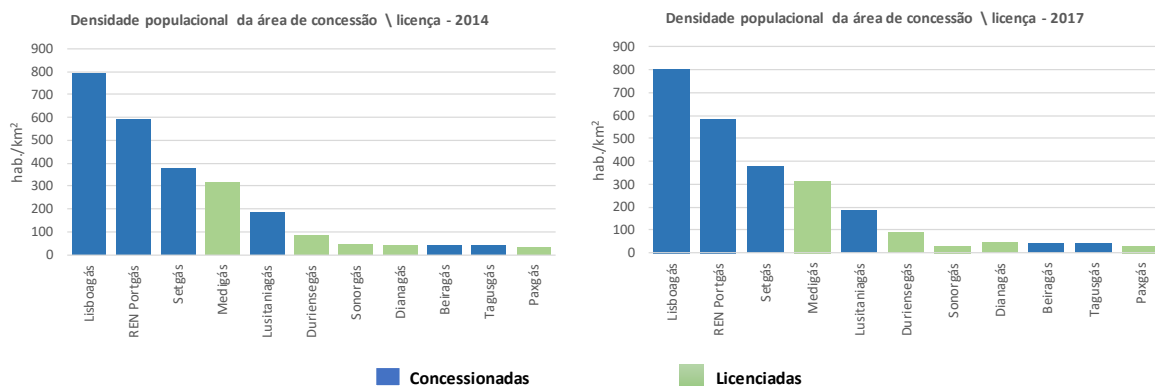
DENSIDADE DEMOGRÁFICA

Ao nível dos fatores demográficos verifica-se que as 11 empresas podem ser agregadas em três grupos. Um primeiro grupo é constituído por empresas urbanas, integrando a REN Portgás, a Lisboagás e, numa menor medida, a Setgás. Este grupo integra as concessões associadas às áreas metropolitanas de Lisboa e Porto e que estão atribuídas à Lisboagás e REN Portgás, respetivamente. Estas duas empresas apresentam a maior densidade populacional na área de concessão (habitante / km²). Um segundo grupo “médio-urbano”, que inclui a Lusitaniagás, a Medigás e a Duriensegás. Por último, um grupo com áreas de

¹³ 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.

concessão/licença com baixa densidade populacional que inclui a Beiragás, Dianagás, Paxgás, Sonorgás e a Tagusgás (Figura 3-1).

Figura 3-1 - Densidade Populacional por Área de Concessão / Licença em 2014 e 2017

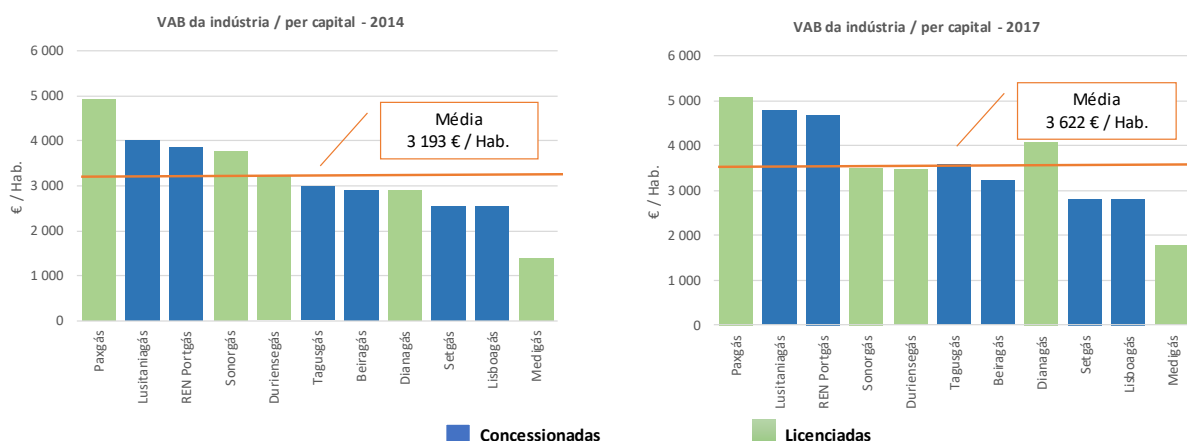


Fonte: INE e Empresas do setor de gás natural

VALOR ACRESCENTADO BRUTO

A Figura 3-2 evidencia a relação do VAB da indústria estimado *per capita* por área de concessão/licença.

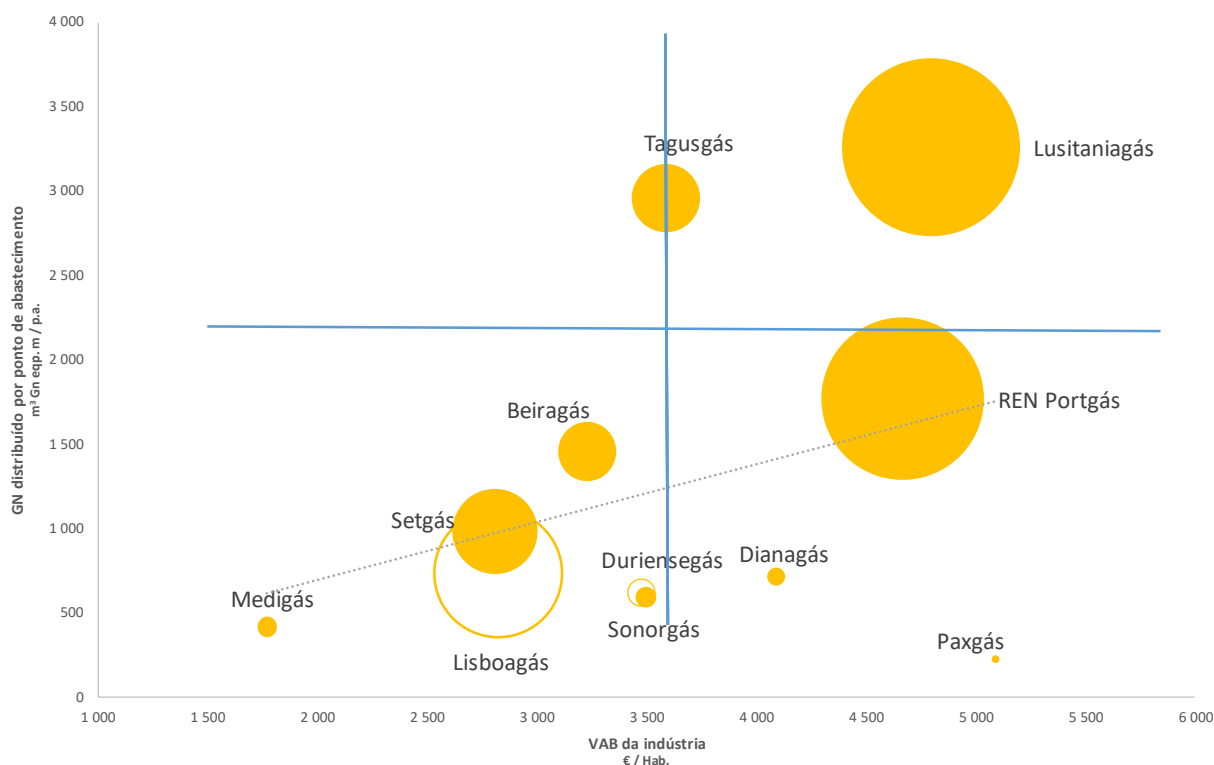
Figura 3-2 - VAB da Indústria per Capita por Área de Concessão / Licença em 2014 e 2017



Fonte: INE e Empresas do setor de gás natural

A Figura 3-3 evidencia a relação existente entre o VAB da indústria estimado *per capita* e o gás natural distribuído por ponto de abastecimento¹⁴.

Figura 3-3 - VAB da indústria estimado per capita e GN distribuído por p.a. - 2017



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

Pela análise da figura anterior verifica-se que as empresas mantiveram, comparativamente a 2014¹⁵, a concentração junto ao ponto de interseção dos quadrantes.

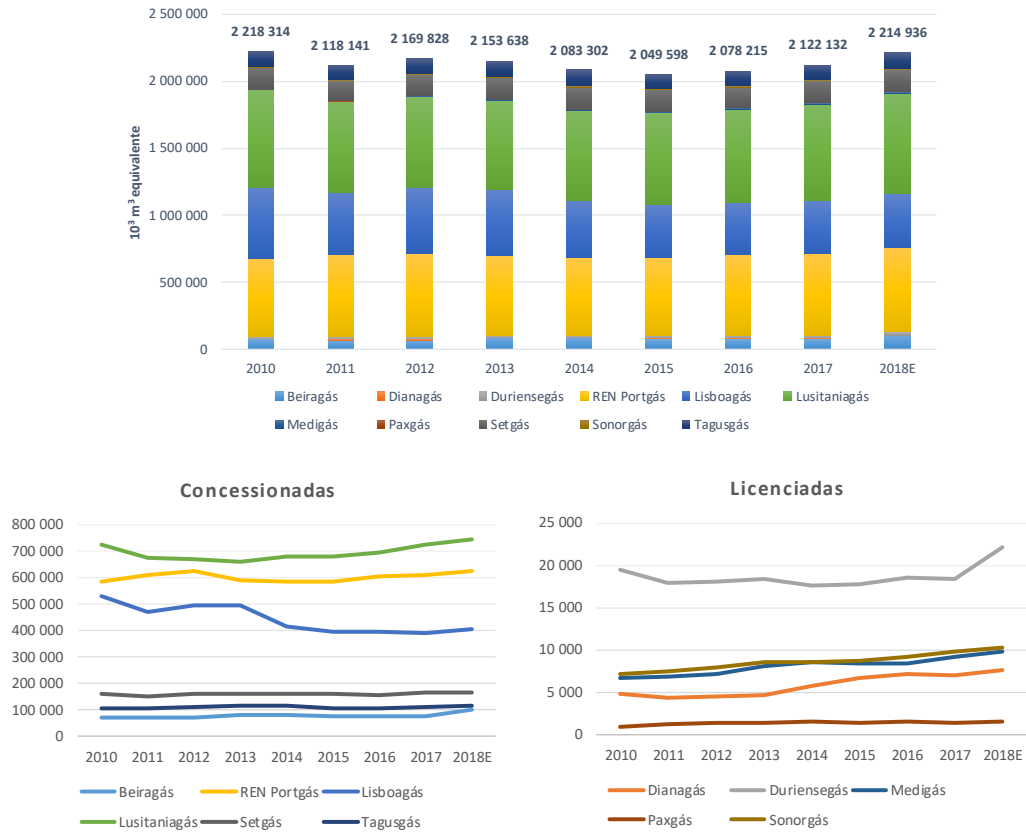
DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Neste ponto é apresentada a evolução da distribuição de gás natural pelas distribuidoras ao longo do período compreendido entre 2010 e 2018 (este ano com valores estimados).

¹⁴ A dimensão das circunferências é proporcional ao volume de gás natural vendido em 2017.

¹⁵ Ver documento "Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019, que se encontra disponível em: <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/historico/2016a2017/Paginas/default.aspx>

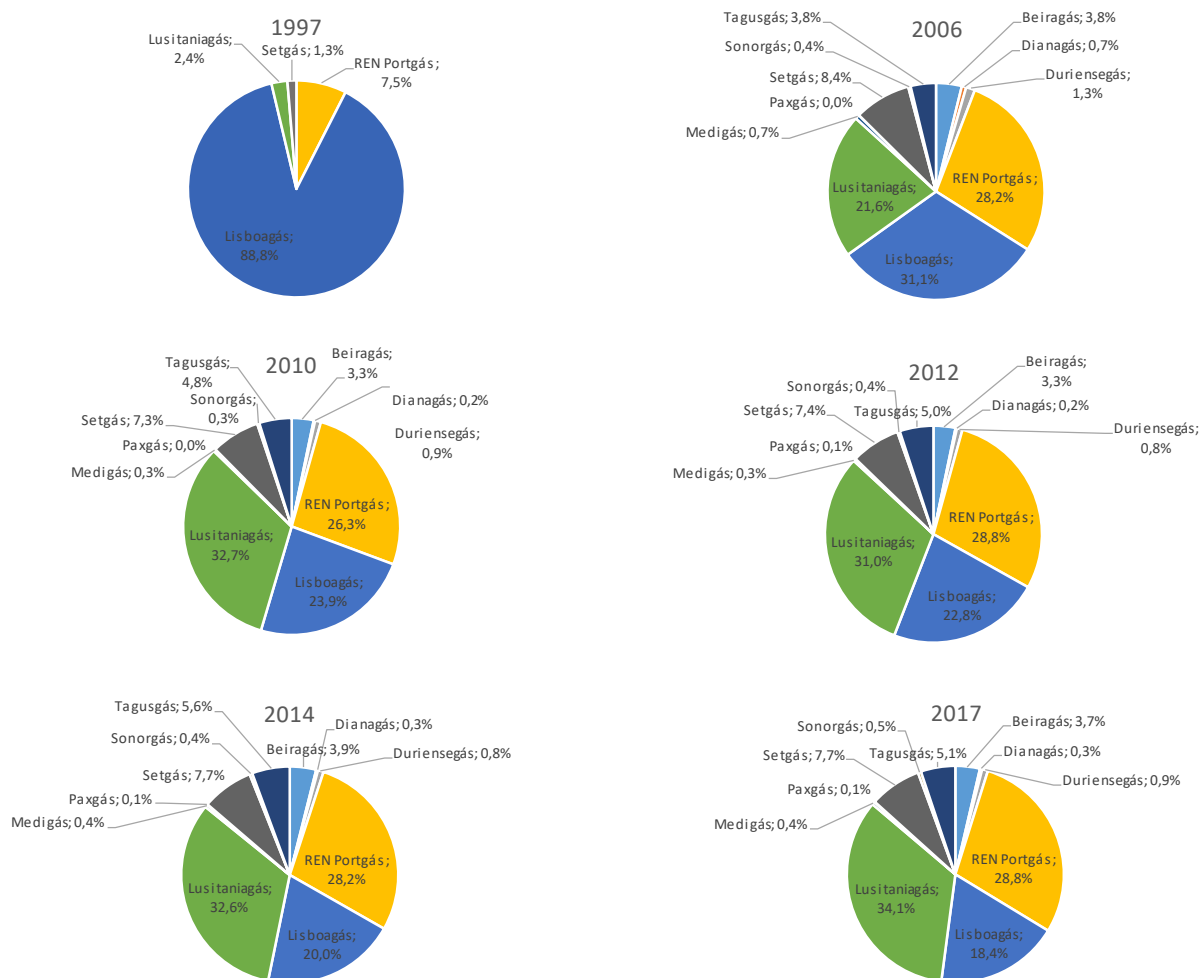
Figura 3-4 - Evolução da Distribuição de GN



Fonte: ERSE e Empresas do setor de gás natural

O setor do gás natural parece ter atingido uma fase de alguma maturidade em termos de desenvolvimento. O último triénio do período em análise evidencia uma ligeira tendência de subida da distribuição de gás natural, destacando-se o ano de 2018, embora ainda seja um valor estimado. Esta tendência ocorreu tanto nas empresas concessionadas como nas licenciadas. As empresas licenciadas, mais recentes, apresentaram uma tendência de crescimento da distribuição de gás ao longo do período em análise, como seria expectável.

Figura 3-5 - Evolução do peso de cada operadora no total do volume de GN distribuído

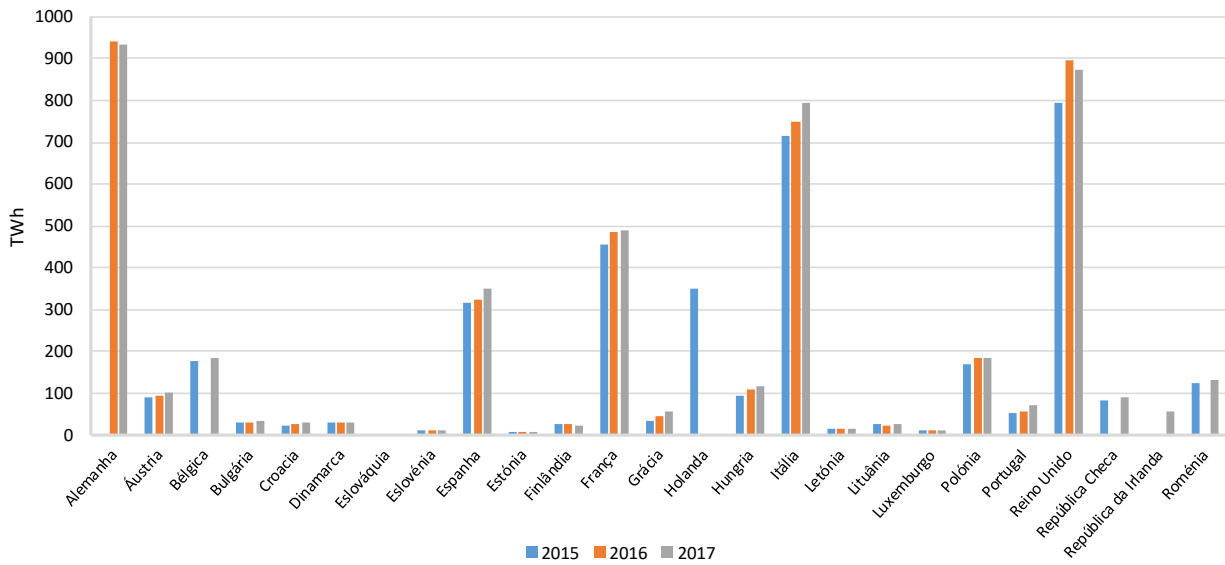


Fonte: ERSE e Empresas do setor de gás natural

A Figura 3-5 apresenta o volume de cada empresa no total do volume de gás natural distribuído. Em 2017, as empresas licenciadas representaram apenas 2,2% do total das vendas. As três empresas de maior dimensão – Lusitaniagás, REN Portgás e Lisboagás – representaram 81,3% do total. O peso destas três empresas no total das vendas tem-se mantido desde 2006.

A diferença de dimensão entre o mercado português e os principais restantes mercados europeus está patente na Figura 3-6.

Figura 3-6 - Procura de gás natural nos principais países europeus de 2015 a 2017

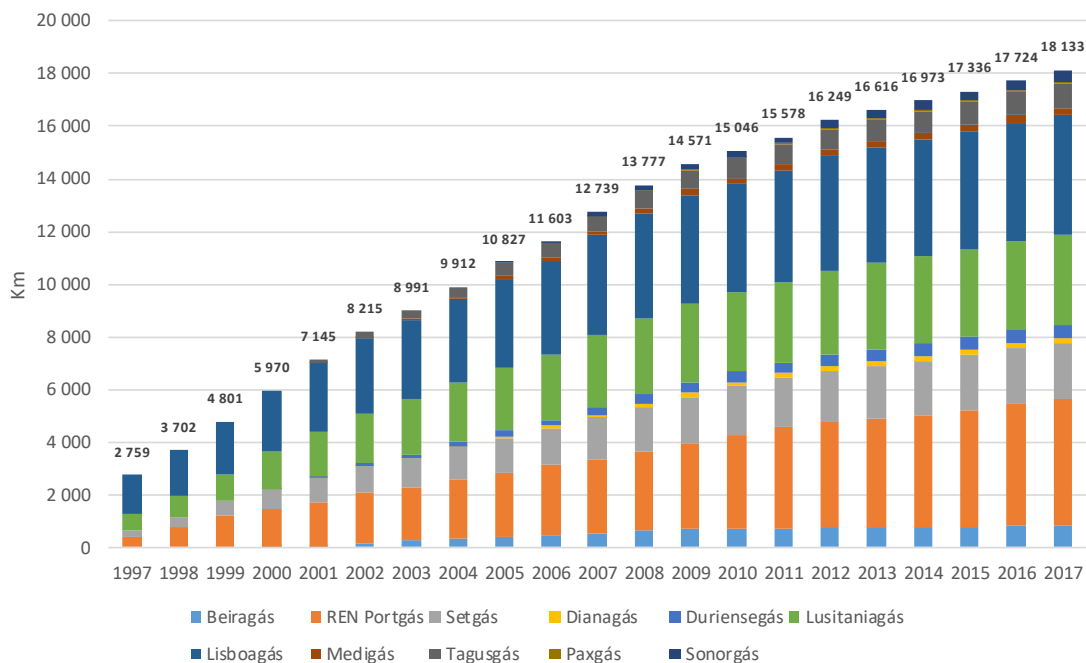


Fonte: CEER

EXTENSÃO DE REDE

A Figura 3-7 permite verificar que a rede de distribuição de gás em Portugal passou de 2 759 km em 1997 para 18 133 km em 2017.

Figura 3-7 - Evolução da extensão da rede (primária e secundária)

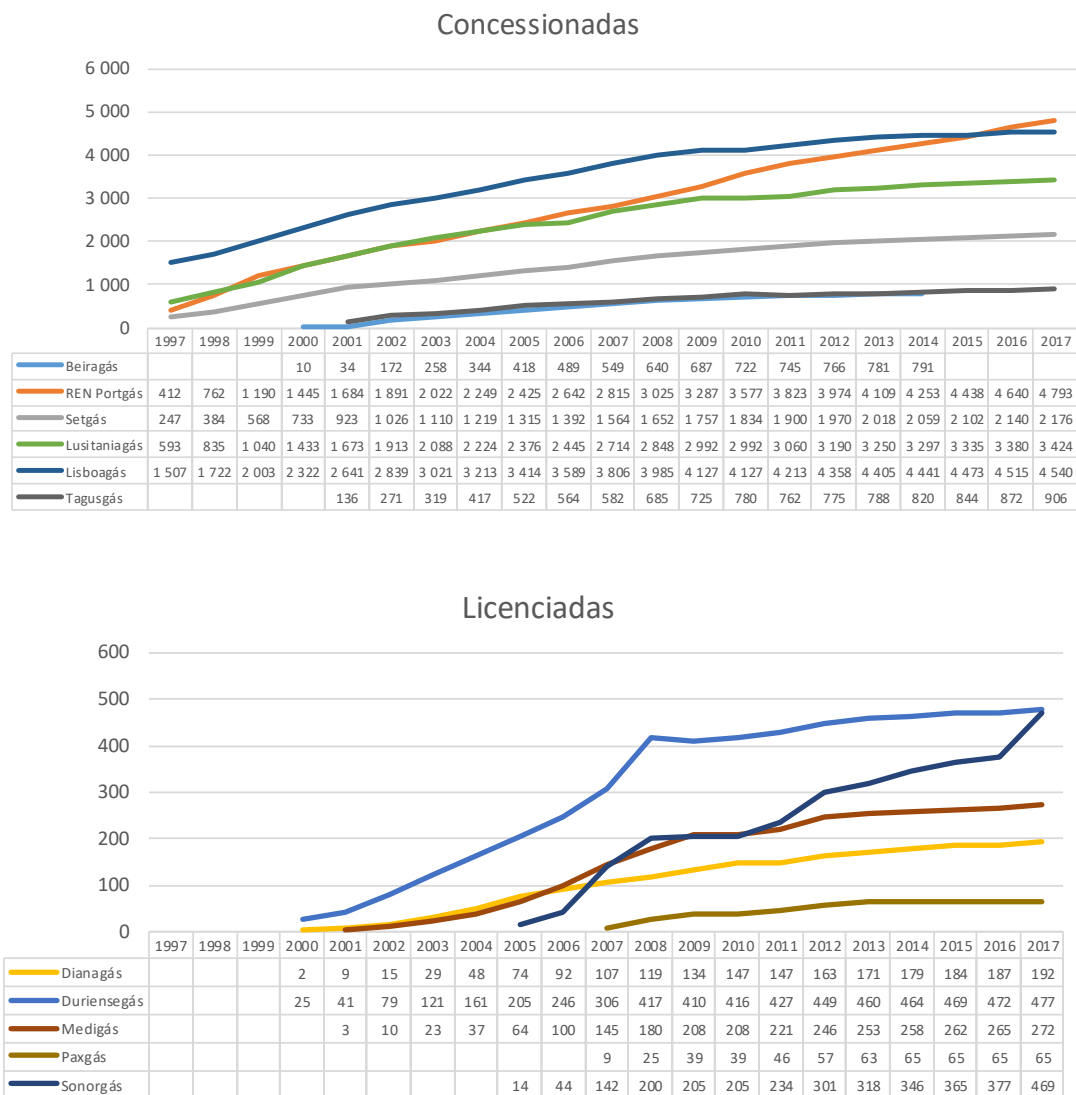


Fonte: ERSE e Empresas do setor de gás natural

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 Figura 3-8 apresenta, de forma mais explícita, a diferenciação entre as empresas concessionadas e as empresas licenciadas no que respeita ao tipo de investimentos.

Figura 3-8 - Evolução da extensão da rede (primária e secundária) por Empresa



Fonte: ERSE e Empresas do setor de gás natural

Os investimentos das empresas concessionadas são essencialmente direcionados para a rede secundária¹⁶, verificando-se uma desaceleração no crescimento da rede para taxas na ordem dos 7% ao ano até 2011, de 3% ao ano no período de 2012 a 2014 e de 2% ao ano no período 2015 a 2017.

Contudo, em termos individuais, destaca-se o comportamento da REN Portugal. Esta empresa, ao contrário das restantes empresas concessionadas, tem adotado uma estratégia de expansão do seu negócio,

¹⁶ De acordo com informação disponibilizada pelas empresas, nomeadamente, nos Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural.

procurando chegar a todos os concelhos da sua área de concessão, o que se traduziu num crescimento médio anual da rede de 4% a partir de 2012, superior ao crescimento médio anual de 2% registado pelas restantes empresas concessionadas.

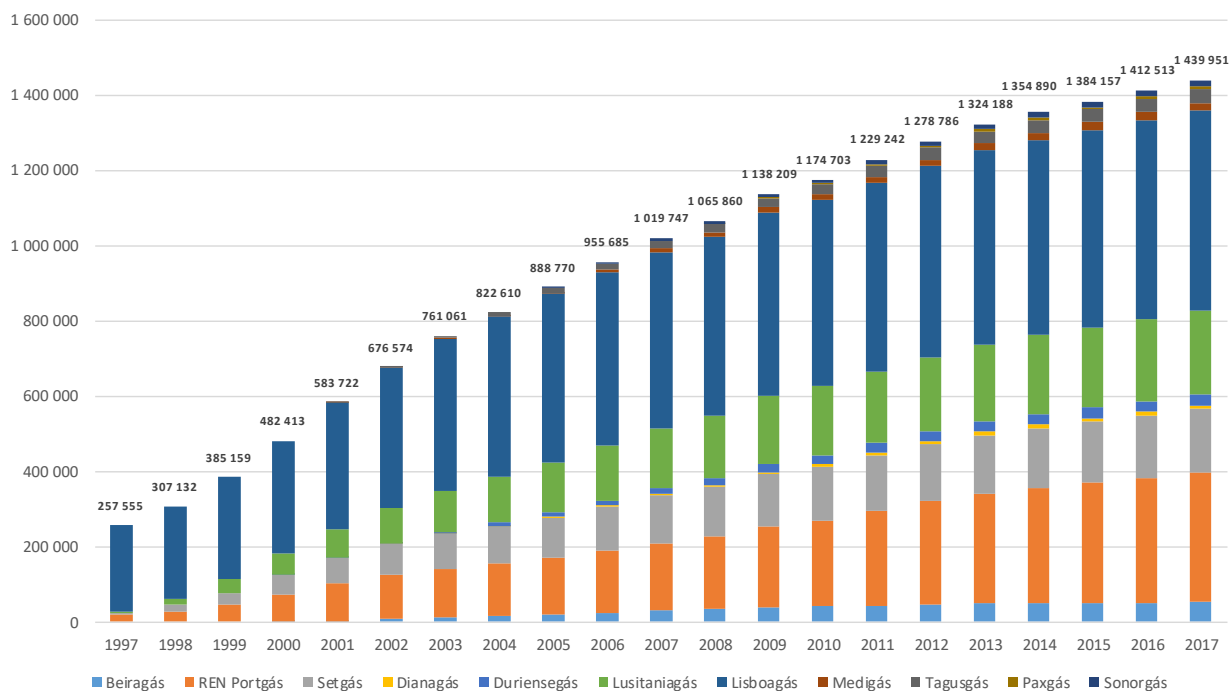
As empresas licenciadas, no entanto, apresentaram investimentos mais intensivos na rede apenas a partir de 2002, pelo que registaram taxas médias anuais de crescimento da rede entre 2002 e 2011 na ordem dos 30%, crescimento esse que abrandou para taxas médias anuais de cerca de 7% entre 2012 e 2014 e de 4% entre 2015 e 2017.

Nas empresas licenciadas, destaca-se, em termos individuais, o comportamento da Sonorgás, que registou um crescimento médio anual da sua rede de 13% entre 2012 e 2017, baseado sobretudo no facto de ser ainda uma empresa em fase de expansão, e no investimento relacionado com a expansão da rede aos 18 novos polos de consumo, cujas licenças foram atribuídas em 2016 e cuja exploração se iniciou em 2018.

PONTOS DE ABASTECIMENTO

Na Figura 3-9 observa-se o crescimento do número de pontos de abastecimento entre 1997 e 2017. Contudo, nos últimos anos esta evolução tem sido mais moderada. Enquanto no período de 1997 a 2007 a taxa média anual de crescimento foi de 15%, no período de 2012 a 2014 abrandou para 3%, continuando a desacelerar ligeiramente para 2% no período de 2015 a 2017.

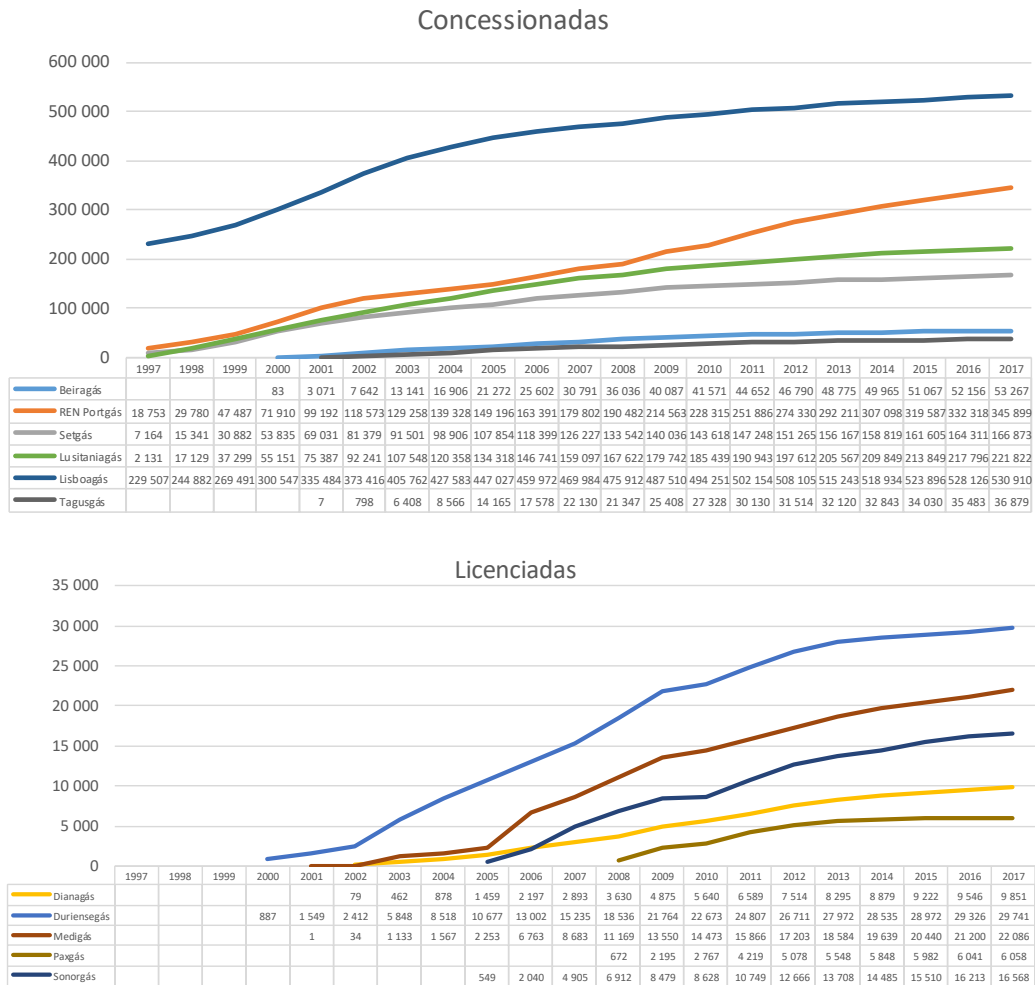
Figura 3-9 - Evolução do número de pontos de abastecimento



Fonte: ERSE e Empresas do setor de gás natural

A taxa de crescimento do número de clientes tem vindo a baixar de forma gradual na generalidade das empresas de distribuição. Como seria de esperar, as empresas licenciadas têm taxas de crescimento mais elevadas comparativamente com as empresas concessionadas (Figura 3-10). Contudo, pelas razões acima explicadas, a REN Portgás apresenta taxas de crescimento mais elevadas que a generalidade das concessionadas.

Figura 3-10 - Evolução do número de pontos de abastecimento – Por Empresa

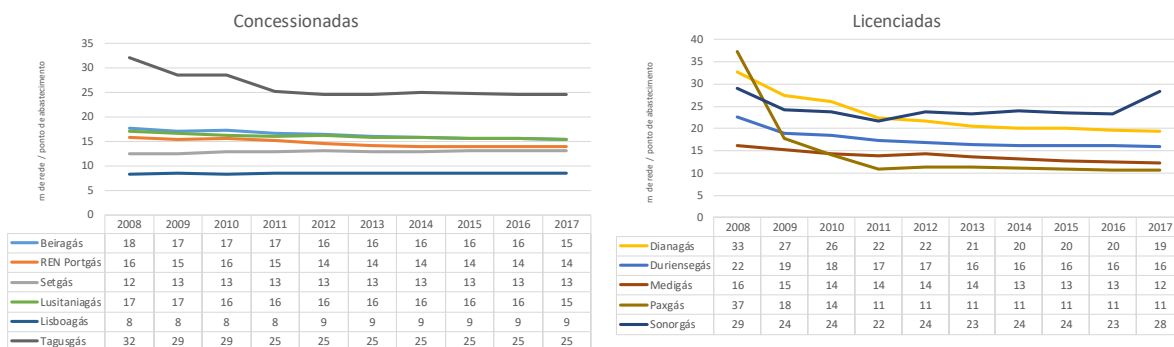


Fonte: ERSE e Empresas do setor de gás natural

SATURAÇÃO DA REDE

A Figura 3-11 apresenta a evolução da saturação da rede de 2008 a 2017.

Figura 3-11 - Evolução da saturação da rede

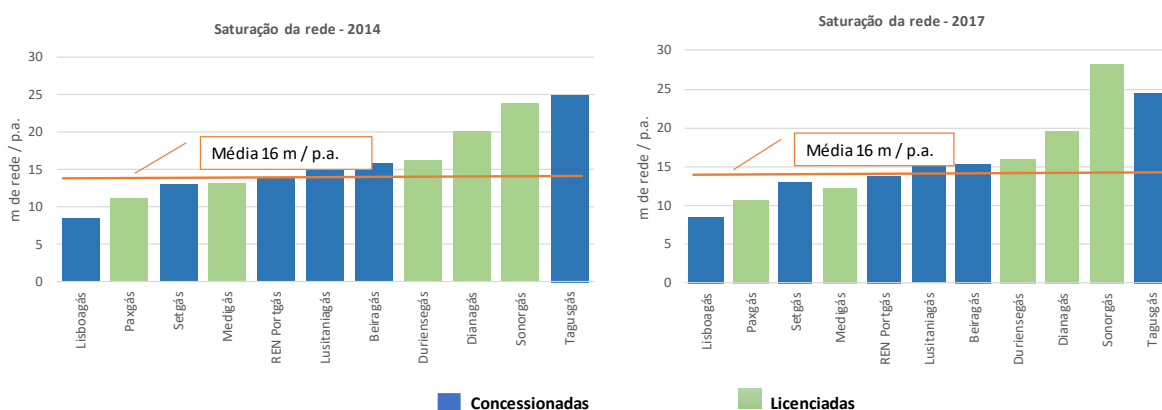


Fonte: ERSE e Empresas do setor de gás natural

Da análise da figura anterior 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 e na concessionada Tagusgás e para o período entre 2008 e 2011. A partir de 2012 observa-se uma estabilização da saturação da rede na maioria das empresas, com a exceção da Sonorgás que, em virtude das novas licenças, expandiu a sua rede já em 2017, em preparação da ligação a novos pontos de abastecimento.

Em 2017 observa-se uma manutenção da saturação média da rede comparativamente a 2014 .

Figura 3-12 - Saturação da Rede por Área de Concessão / Licença em 2014 e 2017

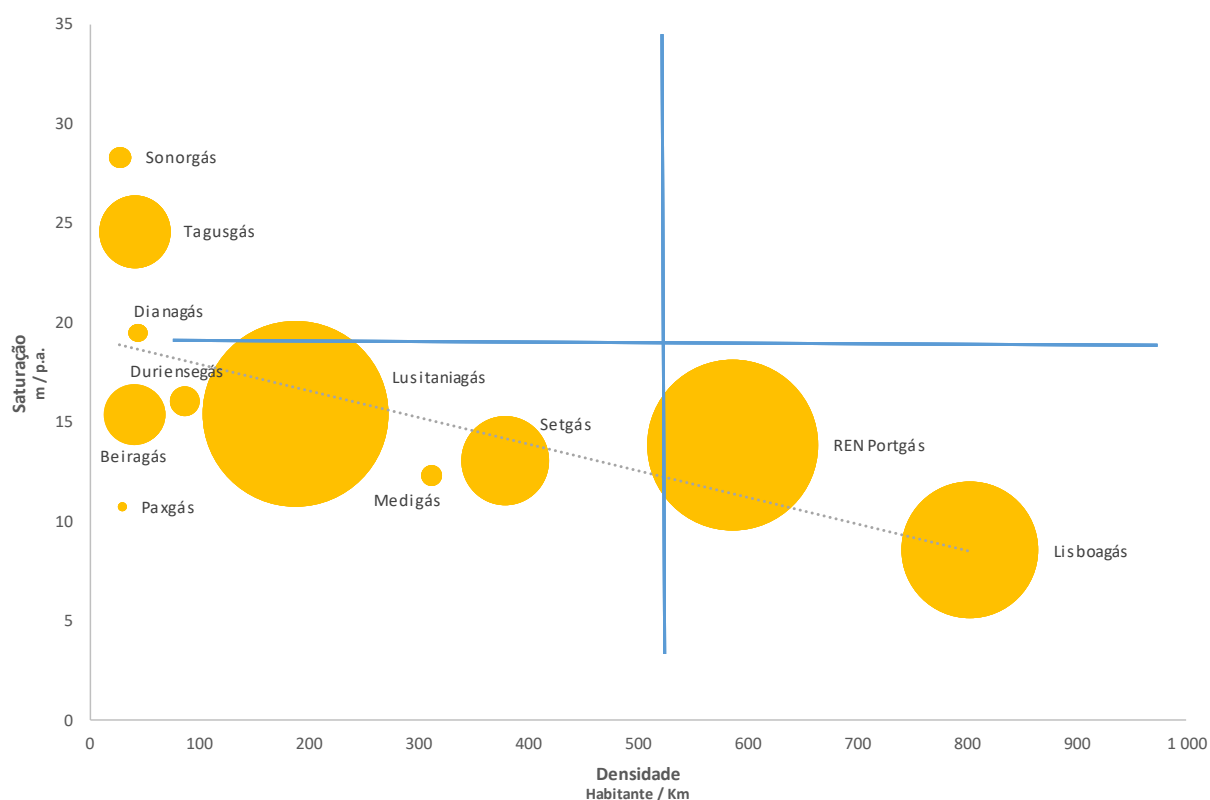


Fonte: ERSE e Empresas do setor de gás natural

Conforme revela a Figura 3-12 entre 2014 e 2017 ocorreu, simultaneamente, um crescimento do número total dos pontos de abastecimento e de km de rede em 6% e 7%, respetivamente. As empresas licenciadas apresentam um crescimento do número de pontos de abastecimento e dos km de rede entre os dois períodos na ordem dos 9% e 12%, respetivamente. No caso das empresas concessionadas essas taxas de crescimento foram ambas de 6%. A Lisboaagás e a Paxgás são as empresas que continuam a apresentar a maior saturação. Por sua vez, a Tagusgás e Sonorgás possuem a menor saturação da rede, tendo a Sonorgás registado a maior diminuição de saturação da rede, pelos motivos acima explicados.

A Figura 3-13 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 2017.

Figura 3-13 - Saturação das redes e densidade das áreas das concessões/licenças
2017

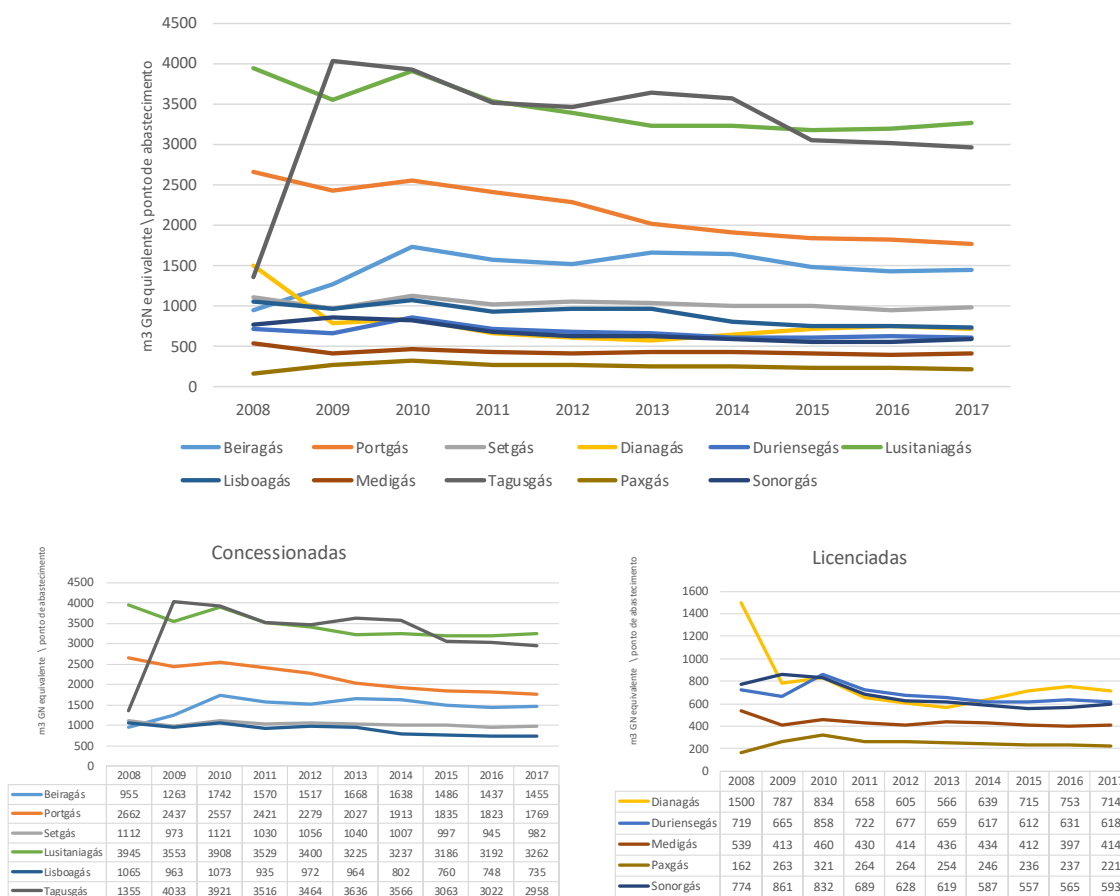


Fonte: ERSE e Empresas do setor de gás natural

GÁS NATURAL DISTRIBUÍDO POR PONTO DE ABASTECIMENTO

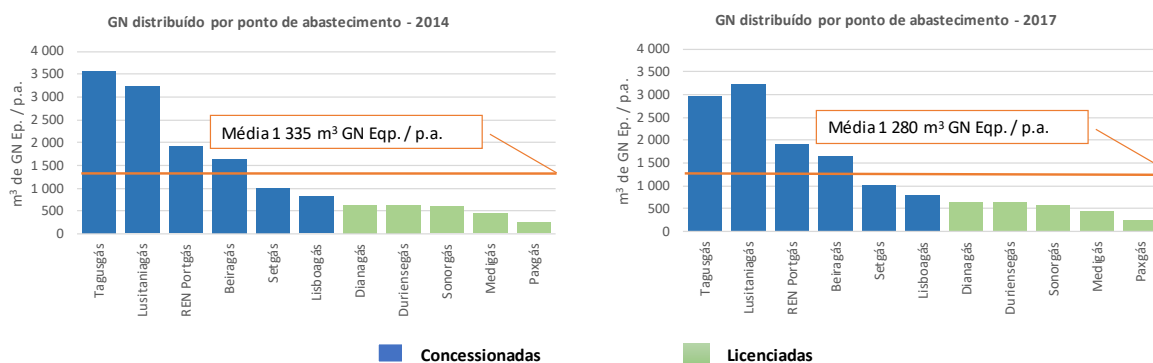
A Figura 3-14 apresenta a evolução do consumo de GN por ponto de abastecimento no período de 2008 a 2017. Até 2017 e a partir de 2011, ocorre na maioria das empresas uma ligeira diminuição/estabilização do consumo de gás natural em volume por ponto de abastecimento.

Figura 3-14 - GN Distribuído por ponto de abastecimento



Em 2017, observa-se uma diminuição de 4%, comparativamente a 2014, do gás distribuído por ponto de abastecimento. Adicionalmente continua-se a 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 3-15).

Figura 3-15 - GN Distribuído por Ponto de Abastecimento por Área de Concessão / Licença em 2014 e 2017



Fonte: ERSE e empresas do setor de gás natural

3.3 CARACTERIZAÇÃO DO DESEMPENHO DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL

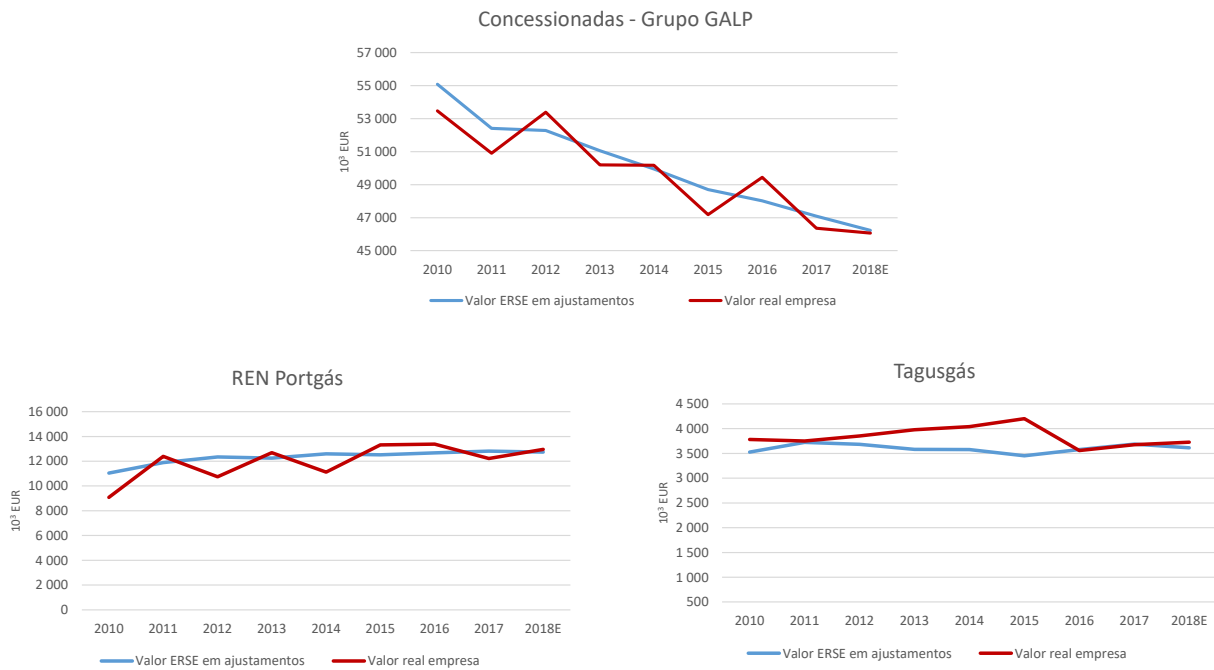
3.3.1 ANÁLISE DOS INDICADORES DE DESEMPENHO E RELAÇÃO COM INDICADORES OPERACIONAIS

No início de mais um período regulatório é importante avaliar o comportamento das empresas no que respeita ao seu desempenho operacional. Pretende-se avaliar o nível do OPEX líquido real face ao OPEX aceite sujeito às metas de eficiência impostas pelo regulador, tanto em termos globais como em termos unitários, e apurar as razões para a existência de desvios. Adicionalmente, foi realizada uma análise da taxa de rentabilidade efetiva das empresas em contraponto com a taxa de remuneração definida pela ERSE.

A análise de desempenho mais detalhada das empresas reguladas é apresentada no documento “Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do setor do Gás Natural”.

De seguida apresenta-se a evolução do OPEX líquido real (valor real empresa) e OPEX aceite (valor ERSE em ajustamentos) desde 2010 para as empresas concessionadas. No caso das empresas do grupo GALP Gás Natural Distribuição (GGND) apresenta-se o valor agregado (Lisboagás, Lusitaniagás, Beiragás e Setgás).

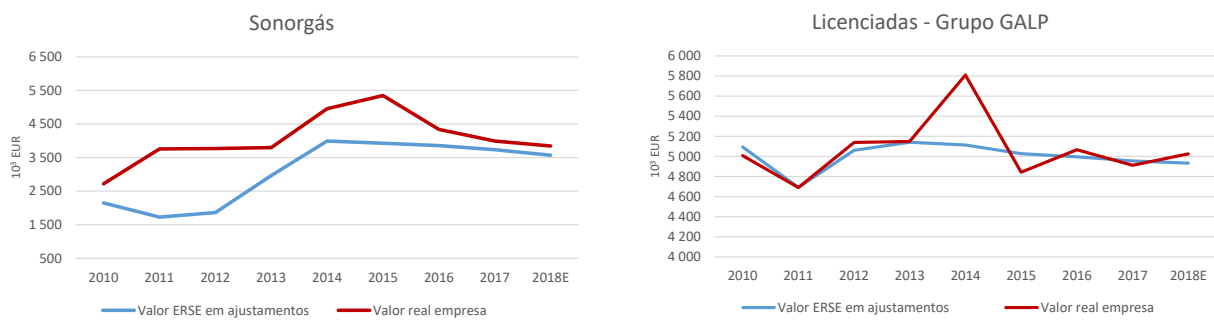
**Figura 3-16 - Evolução do OPEX Líquido – Concessionadas
(preços constantes 2019)**



As evoluções apresentadas na Figura 3-16 mostram, para a maioria das empresas, uma aproximação entre os custos reais e os custos aceites a partir de 2017.

De seguida, apresenta-se a mesma análise para as empresas licenciadas. Mais uma vez, as empresas do grupo GGND são apresentadas juntas (Medigás, Paxgás, Dianagás e Duriensegás).

**Figura 3-17 - Evolução do OPEX Líquido – Licenciadas
(preços constantes 2019)**



No caso das empresas licenciadas do grupo GGND destaca-se o crescimento acentuado dos custos reais das empresas no ano de 2014, último ano com dados reais antes da definição da base de custos para o período regulatório que termina em 2019, na maioria explicado pelo aumento da rubrica de Fornecimentos e Serviços Externos, excedendo significativamente o valor associado ao OPEX aceite em ajustamentos.

No caso da Sonorgás, os custos reais e os custos aceites seguem a mesma tendência embora em níveis distintos, sendo os custos reais sempre superiores aos aceites.

A trajetória de custos reais aproxima-se mais da trajetória da base de custos aceite a partir de 2016. Apesar de existir ainda um *gap* entre as bases de custos e os custos reais das empresas, a realidade revela que nos últimos anos as empresas têm tido mais facilidade em atingir as metas de eficiência impostas pelo regulador.

A análise de desempenho das empresas não deve ser alheia à evolução da própria atividade de Distribuição de gás natural. Assim, decorrente da análise já efetuada no ponto anterior, onde se caracterizou a atividade de Distribuição de gás natural, apresentam-se de seguida alguns indicadores operacionais que importa avaliar em simultâneo com os indicadores de desempenho.

Quadro 3-3 - Indicadores Operacionais em 2017

	Custos de exploração líquidos ⁽¹⁾ EUR	Custos exploração por ponto de abastecimento €/ p.a.	Custos exploração por unidade distribuída €/ 1000 m3	Custos exploração por km de rede €/ km
Beiragás	3 623 565	68	47	4 424
Dianagás	1 292 940	131	184	6 734
Duriensegás	1 951 832	66	106	4 092
REN Portgás	12 224 870	35	20	2 551
Lisboagás	26 812 802	51	69	5 906
Lusitaniagás	9 486 769	43	13	2 771
Medigás	1 181 681	54	129	4 344
Paxgás	484 652	80	362	7 456
Setgás	6 431 450	39	39	2 956
Sonorgás	3 992 045	241	406	8 512
Tagusgás	3 675 605	100	34	4 057
Total	71 158 211			

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

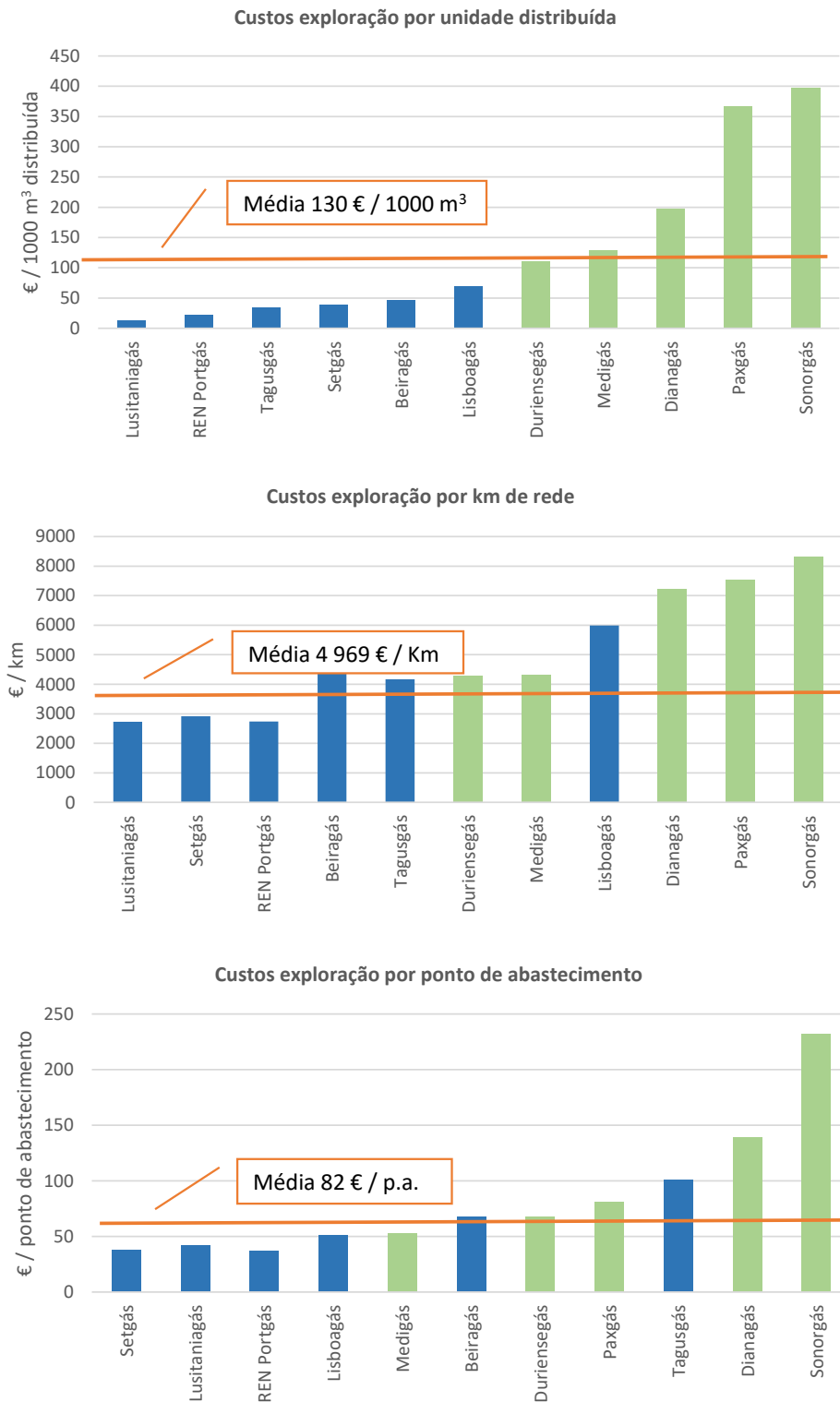
Valores a preços constantes de 2019.

Fonte: Empresas do setor de gás natural

Nestes indicadores relaciona-se a componente de custos de exploração com os outputs decorrentes da atividade, que neste caso, são: número de pontos de abastecimento, volume de gás natural distribuído e quilómetros de redes em exploração. Tal como nas análises efetuadas para 2014, as empresas licenciadas destacam-se em termos de custos por unidade de energia distribuída. A Sonorgás continua a ser a empresa com custos unitários pelos três *outputs* mais elevados.

As figuras seguintes, apresentam, de outra forma, as conclusões anteriores.

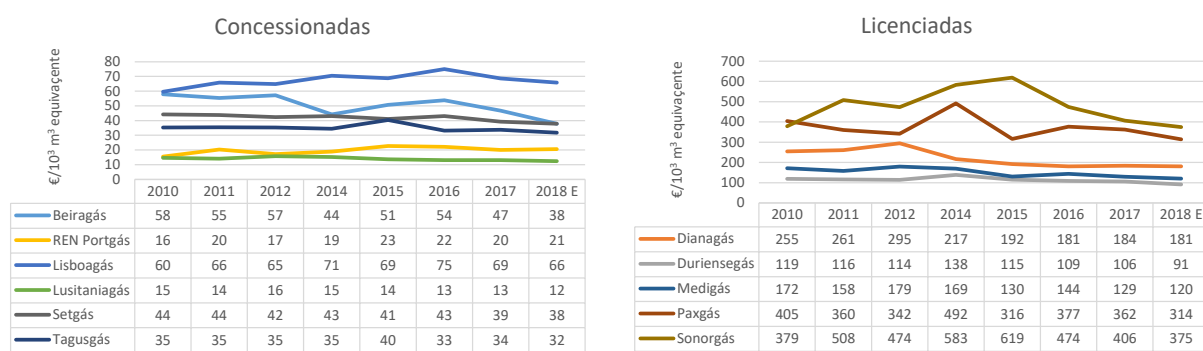
Figura 3-18 – Indicadores de desempenho em 2017



Face aos valores apresentados, destacam-se, principalmente em termos de energia distribuída, as empresas licenciadas com custos unitários muito elevados. O caso mais evidente é a Sonorgás, seguida da Dianagás e Paxgás, empresas de menor dimensão e ainda em fase de desenvolvimento.

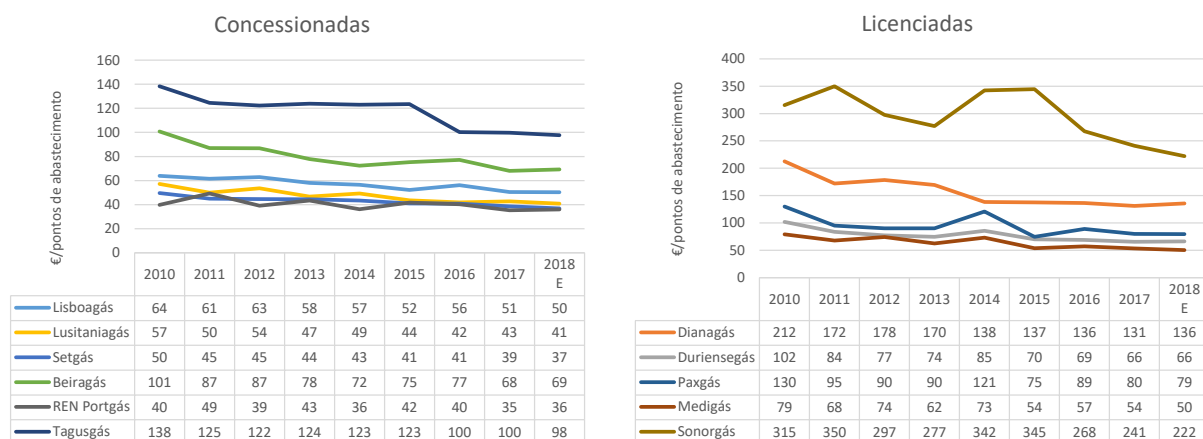
Para além da situação verificada em 2017, importa ter em conta a evolução dos custos unitários das empresas reguladas. Assim, tendo em conta o nível de atividade de cada empresa, medido pela energia distribuída e pelos postos de abastecimento e já analisado no capítulo anterior, apresentam-se de seguida os custos unitários de 2010 a 2018 estimado.

Figura 3-19 - Evolução do OPEX unitário por unidade distribuída



Em termos de unidade distribuída as empresas apresentam, igualmente, comportamentos distintos entre elas. Embora as empresas licenciadas apresentem custos unitários mais elevados, assiste-se, em algumas empresas, a uma tendência de redução de custos e noutras a uma estabilização. Esta tendência é mais evidente no último período de regulação.

Figura 3-20 - Evolução do OPEX unitário por ponto de abastecimento



Em termos de custos por ponto de abastecimento, nas concessionadas destaca-se a evolução da Tagusgás, em linha com a evolução de custos já apresentada e nas licenciadas a situação da Sonorgás, que apresenta os valores mais elevados, embora com um decréscimo acentuado a partir de 2015.

A Figura 3-21 sintetiza a informação anterior por empresa identificando as distribuidoras que apresentam proveitos permitidos definitivos associados ao OPEX para efeito de cálculo dos ajustamentos das empresas superiores ou inferiores aos valores reais das empresas, indicando igualmente a percentagem desses proveitos permitidos face aos custos reais.

Figura 3-21 - Base de custos – resultado do *Price-Cap*

Empresa	Posição relativa - Fator X global ponderado (2016-2017)	Base de custos aceite (% face empresa)								
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Média 16-17
Beiragás	2º	101,0%	109,4%	103,0%	111,8%	116,2%	105,7%	96,8%	103,8%	100,3%
Setgás	1º	92,9%	100,7%	99,4%	94,5%	94,7%	96,3%	94,0%	97,9%	96,0%
REN Portgás	1º	121,6%	95,9%	115,0%	96,6%	113,3%	94,0%	94,7%	104,8%	99,8%
Lisboagás	2º	107,6%	103,1%	98,8%	102,6%	100,9%	105,1%	95,7%	103,1%	99,4%
Lusitaniagás	2º	96,9%	101,5%	92,2%	100,2%	93,3%	101,7%	104,1%	99,0%	101,5%
Tagusgás	4º	93,3%	99,2%	95,6%	90,0%	88,6%	82,2%	100,6%	100,3%	100,5%
Medigás	1º	63,3%	92,7%	82,5%	96,1%	80,2%	103,4%	93,3%	97,9%	95,6%
Duriensegás	2º	120,4%	99,3%	102,2%	100,0%	83,5%	97,3%	96,6%	98,3%	97,5%
Paxgás	1º	112,3%	100,0%	131,9%	115,6%	69,6%	108,0%	88,6%	95,6%	92,1%
Dianagás	3º	99,2%	108,3%	96,6%	97,0%	116,8%	113,2%	110,8%	109,6%	110,2%
Sonorgás	5º	79,0%	45,9%	49,4%	78,0%	80,5%	73,5%	88,9%	93,5%	91,2%
Média		98,9%	96,0%	97,0%	98,4%	94,3%	98,2%	96,7%	100,3%	98,5%

Pelos valores apresentados, verifica-se que o OPEX aceites em ajustamentos e os valores reais se encontram próximos. Na média de 2016-2017 verifica-se que a base de custos definida pela ERSE no anterior período de regulação correspondeu, em média, a 98,5% dos custos reais das empresas. Numa análise por empresa, verifica-se que a Sonorgás e a Paxgás são as duas empresas que apresentam custos reais superiores aos aceites ao contrário da Dianagás cujos valores aceites superam os valores reais.

De seguida são apresentadas as taxas de rentabilidade efetiva das empresas¹⁷ e a taxa de remuneração definida pela ERSE, associada ao custo de capital, registadas em 2017.

¹⁷ Rentabilidade Efetiva (Ror Económico) = (Proveitos Permitidos Reais sem Ajustamentos – Custos Reais) / RAB.

Figura 3-22 - Taxas de Rentabilidade entre 2012 e 2017

Concessionadas	Beiragás		Portgás		Lisboagás		Lusitâniagás		Setgás		Tagusgás	
	Média 15-17	2017	Média 15-17	2017	Média 15-17	2017	Média 15-17	2017	Média 15-17	2017	Média 15-17	2017
(1) Taxa de rentabilidade média efetiva (contas reguladas)	7,23%	6,54%	7,05%	6,44%	7,20%	6,57%	7,16%	6,28%	6,95%	6,23%	6,84%	6,33%
(2) Taxa remuneração definida ERSE	7,11%	6,32%	7,11%	6,32%	7,11%	6,32%	7,11%	6,32%	7,11%	6,32%	7,11%	6,32%
(3)=(2)-(1) Diferença taxas	-0,12%	-0,23%	0,07%	-0,12%	-0,09%	-0,25%	-0,05%	0,03%	0,16%	0,09%	0,28%	-0,02%
Opex Aceite	3 739	3 655	12 131	12 448	27 048	26 856	9 051	9 125	6 055	6 118	3 422	3 583
Opex Real	3 667	3 521	12 419	11 877	26 751	26 050	8 914	9 217	6 303	6 249	3 647	3 571
Capex	6 085	5 598	44 016	41 572	50 601	45 985	26 432	24 173	14 654	13 547	8 393	7 854

Licenciadas	Dianagás		Duriensegás		Paxgás		Sonorgás		Medigás	
	Média 15-17	2017	Média 15-17	2017	Média 15-17	2017	Média 15-17	2017	Média 15-17	2017
(1) Taxa de rentabilidade média efetiva (contas reguladas)	8,37%	7,42%	6,96%	6,21%	6,82%	5,92%	5,35%	5,68%	6,98%	6,32%
(2) Taxa remuneração definida ERSE	7,11%	6,32%	7,11%	6,32%	7,11%	6,32%	7,11%	6,32%	7,11%	6,32%
(3)=(2)-(1) Diferença taxas	-1,26%	-1,11%	0,16%	0,11%	0,29%	0,39%	1,77%	0,64%	0,14%	0,00%
Opex Aceite	1 370	1 377	1 866	1 863	454	450	3 676	3 627	1 081	1 124
Opex Real	1 233	1 256	1 915	1 896	469	471	4 359	3 879	1 148	1 148
Capex	1 394	1 325	4 109	3 817	666	615	4 912	4 568	2 117	2 014

Concessionadas	Beiragás		Portgás		Lisboagás		Lusitâniagás		Setgás		Tagusgás	
	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014
(1) Taxa de rentabilidade média efetiva (contas reguladas)	8,99%	8,63%	8,52%	7,40%	8,51%	7,95%	8,38%	7,70%	8,30%	7,71%	8,13%	7,36%
(2) Taxa remuneração definida ERSE	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%
(3)=(2)-(1) Diferença taxas	-0,44%	-0,69%	0,02%	0,54%	0,04%	-0,01%	0,17%	0,24%	0,25%	0,23%	0,42%	0,58%
Opex Aceite	4 028	4 020	11 872	12 061	29 307	28 332	9 254	9 220	6 315	6 238	3 460	3 425
Opex Real	3 748	3 591	10 663	14 505	29 519	28 284	9 751	9 907	6 716	6 603	3 799	3 897
Capex	7 325	6 849	48 656	47 424	63 633	58 426	32 516	30 068	17 588	16 328	9 303	8 975

Licenciadas	Dianagás		Duriensegás		Paxgás		Sonorgás		Medigás	
	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014
(1) Taxa de rentabilidade média efetiva (contas reguladas)	8,84%	9,68%	8,18%	6,72%	8,57%	4,26%	5,05%	5,45%	7,57%	6,42%
(2) Taxa remuneração definida ERSE	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%
(3)=(2)-(1) Diferença taxas	-0,29%	-1,74%	0,37%	1,22%	-0,02%	3,68%	3,50%	2,49%	0,98%	1,52%
Opex Aceite	1 306	1 372	1 987	1 947	534	471	2 813	3 820	1 060	1 104
Opex Real	1 273	1 175	2 116	2 373	537	691	4 053	4 743	1 236	1 377
Capex	1 515	1 481	4 898	4 661	748	745	4 972	5 099	2 399	2 331

Pela comparação das taxas de rentabilidade verificadas entre 2012 e 2014 e as taxas verificadas entre 2015 e 2017, que permite a Figura 3-22, assiste-se a uma maior aproximação entre a taxa de rentabilidade efetiva e a taxa de remuneração definida pela ERSE, mais acentuada no caso das empresas concessionadas.

As diferenças existentes podem ser justificadas pela maior ou menor facilidade em as empresas atingirem as metas de eficiência definidas para cada período de regulação. Assim, as empresas que apresentaram valores de OPEX real inferiores (superiores) aos valores aceites apresentam taxas de rentabilidade efetivas superiores (inferiores). O impacto do peso da diferença entre o OPEX real e os proveitos permitidos na taxa

de rentabilidade depende da relação existente entre o valor do OPEX e o valor do ativo remunerado para efeitos regulatório (RAB - *Regulatory Asset Base*).

3.3.2 ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE INDICADORES OPERACIONAIS E OS INDICADORES DA ATIVIDADE

O presente subcapítulo pretende relacionar o desempenho operacional das empresas distribuidoras em 2017 avaliado pelos indicadores custos de exploração por gás distribuído, por ponto de abastecimento e por km de rede e os indicadores da atividade operacional 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 alta com os custos de exploração por ponto de abastecimento¹⁸ face a uma correlação média em 2014, o que pode revelar uma maior saturação das redes por parte dos operadores com custos de exploração por GN distribuído menos elevados.

Relativamente à maturidade, esta apresenta uma correlação negativa elevada com os custos de exploração por gás natural distribuído, e uma correlação negativa relativamente menos significativa com os restantes indicadores de desempenho. Estas correlações mostram, por um lado, que as empresas com maturidade mais elevadas também são as que têm, à partida, melhores condições para o desenvolvimento da atividade de distribuição, mas também podem indicar que essas empresas já se encontram numa fase de desenvolvimento, onde os custos fixos de exploração não são, proporcionalmente, tão significativos como na fase de arranque de atividade.

No que respeita ao consumo unitário em 2017 verifica-se uma correlação média com os custos de exploração por gás distribuído e por quilómetro de rede, superiores ao ocorrido em 2014.

¹⁸ Quanto maior o valor do indicador m/p.a. menor a saturação, pelo que uma maior correlação deste indicador com o nível de custo unitário deve ser interpretada como uma diminuição do nível de custo com o aumento da saturação da rede.

Quadro 3-4 - Coeficiente de correlação entre indicadores em 2014 e 2017

2017		Indicadores Operacionais		
		Saturação das redes	das Maturidade	GN distribuído por ponto de abastecimento
Indicadores de desempenho	Custos de exploração por GN distribuído	0,32	-0,90	-0,62
	Custos de exploração por ponto de abastecimento	0,82	-0,63	-0,24
	Custos de exploração por km de rede	0,31	-0,79	-0,60
2014		Indicadores Operacionais		
		Saturação das redes	das Maturidade	GN distribuído por ponto de abastecimento
Indicadores de desempenho	Custos de exploração por GN distribuído	0,22	-0,88	-0,58
	Custos de exploração por ponto de abastecimento	0,63	-0,66	-0,28
	Custos de exploração por km de rede	0,24	-0,81	-0,54

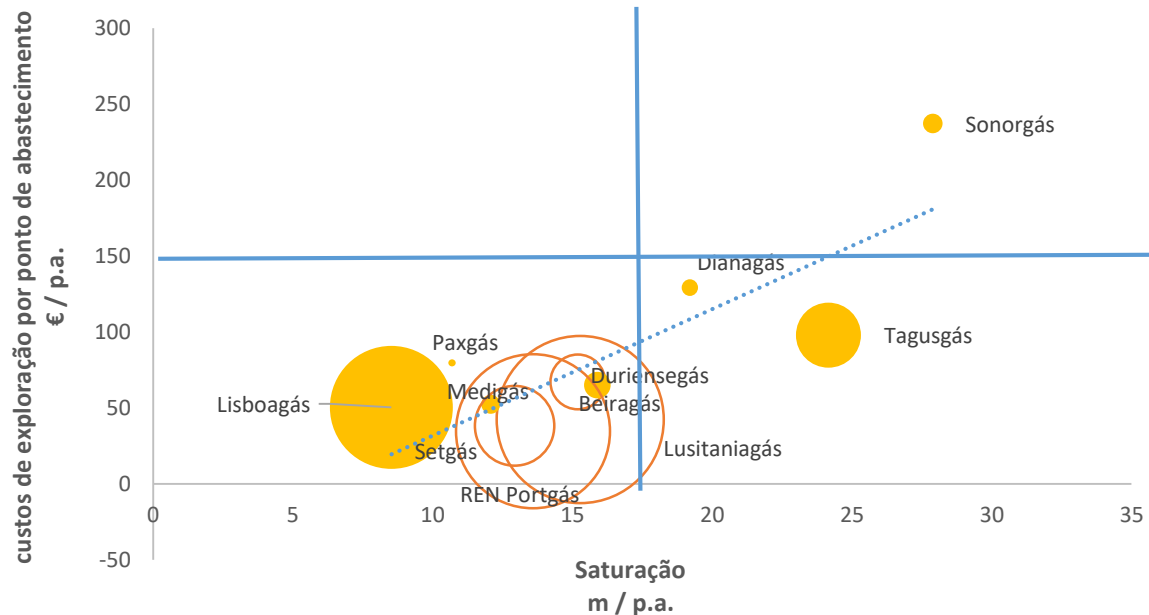
As figuras seguintes apresentam as correlações mais significativas apuradas entre estes indicadores operacionais e o desempenho das empresas em 2017, evidenciando igualmente o posicionamento relativo de cada empresa e a sua dimensão¹⁹. Sempre que se julgar útil, a comparação com os dados relativos a 2011²⁰ são apresentados.

¹⁹ A dimensão das circunferências é proporcional ao volume de gás natural vendido em 2014.

²⁰ Ver documento citado anteriormente.

SATURAÇÃO DAS REDES

Figura 3-23 - Saturação das redes e custos de exploração por ponto de abastecimento em 2017



Comparando os resultados expostos do ano de 2017 com os apresentados há 3 anos para 2014 verifica-se que as empresas (Lusitaniagás, Beiragás e Duriensegás) que se encontravam no limite entre os dois quadrantes inferiores passaram para o quadrante que reflete o melhor desempenho (maior saturação²¹ com menores custos por ponto de abastecimento). Outra alteração face ao ano de 2014 é o facto da Dianagás, com diferenças mais significativas e da Tagusgás verem os seus custos unitários aumentarem face a um ligeiro aumento do nível de saturação. A situação crítica continua a ser a da Sonorgás que, face a 2014, continua a posicionar-se no quadrante que reflete uma menor saturação e maior nível de custos de exploração por p.a. Esta diferença no desempenho quando comparada com outra empresa, no caso a Tagusgás, é ainda mais evidente, pois para níveis de saturação relativamente próximos a Tagusgás apresenta custos unitários muito inferiores.

²¹ A leitura deste indicador é inversa do resultado da fração: quanto menor o rácio, maior a saturação.

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 3-24 - Tempo de atividade operacional e custos de exploração por volume de GN distribuído em 2017

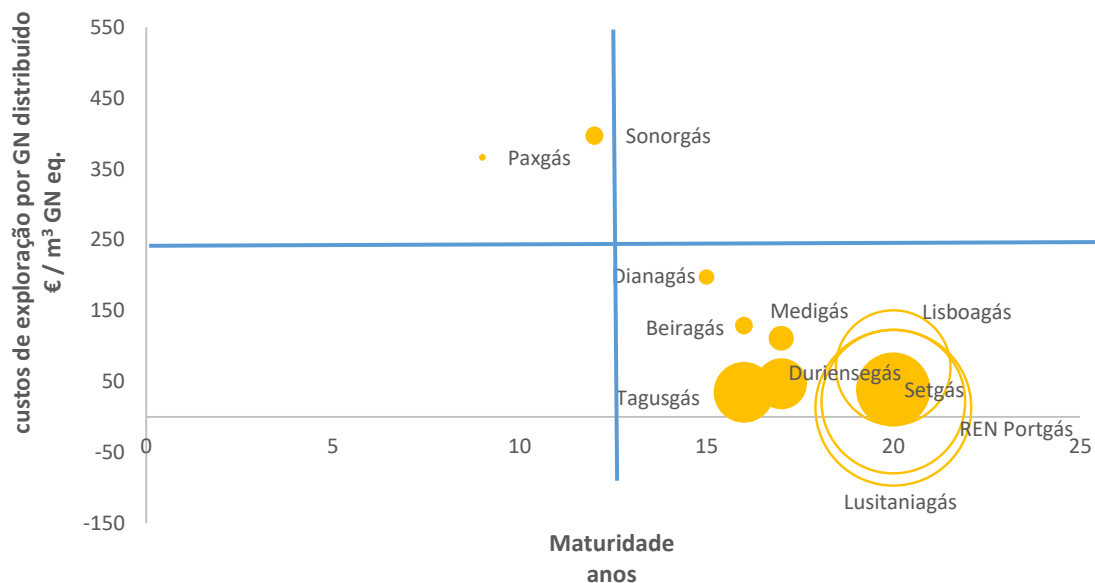


Figura 3-25 - Tempo de atividade operacional e custos de exploração por pontos de abastecimento em 2017

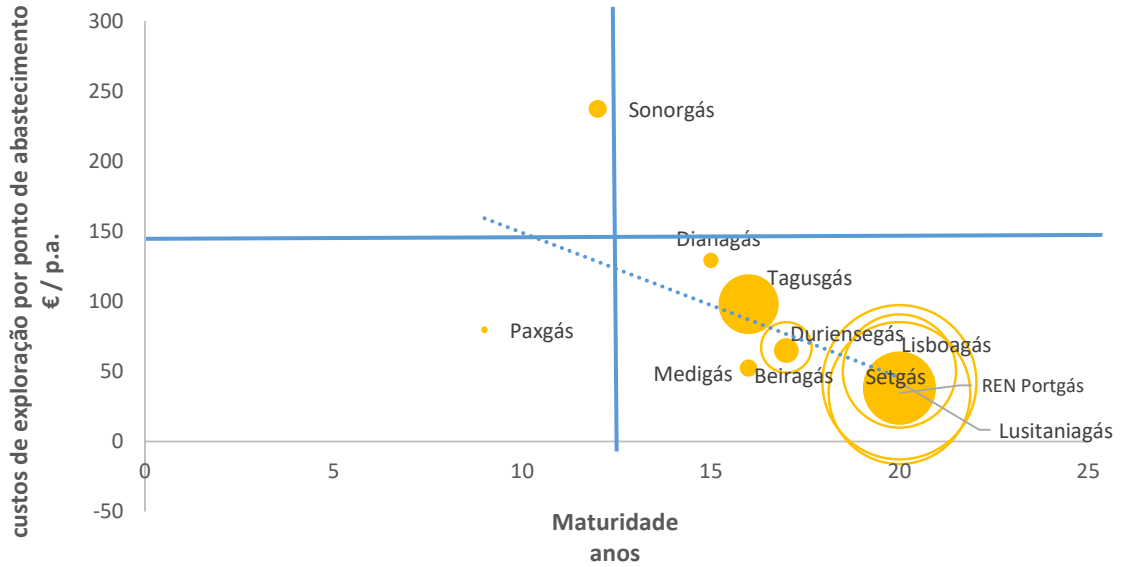
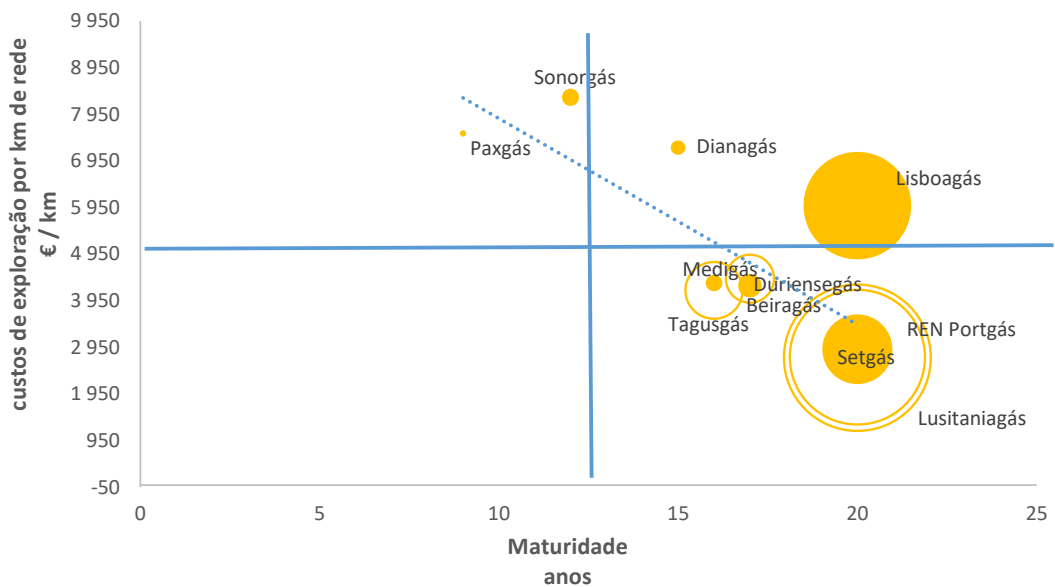


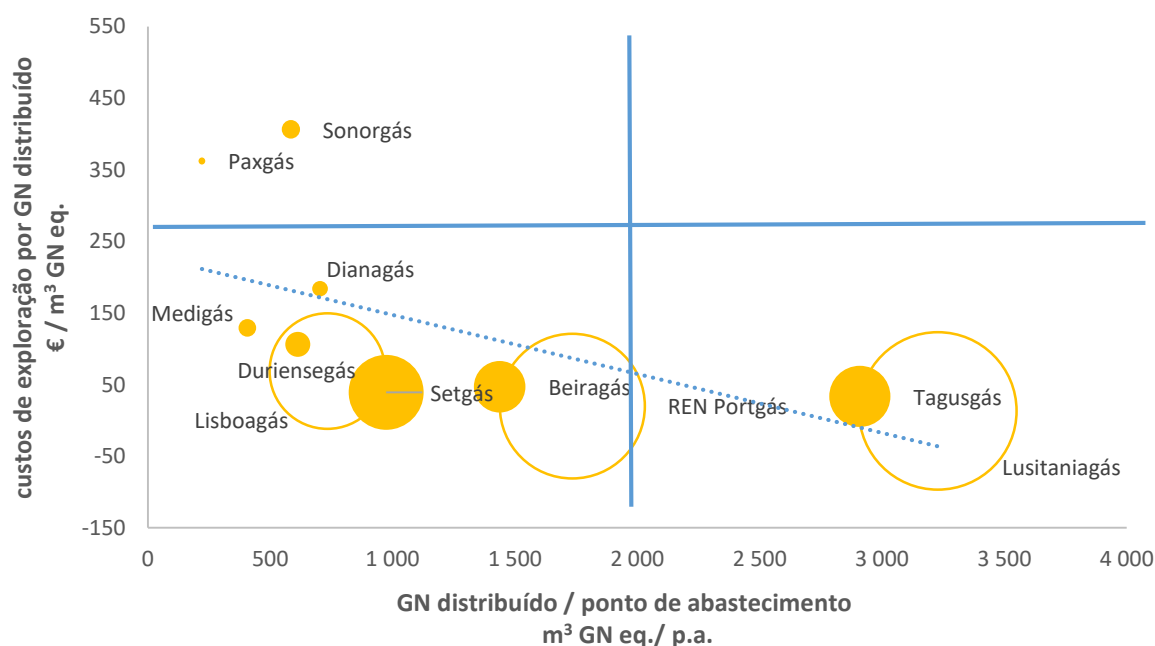
Figura 3-26 - Tempo de atividade operacional e custos de exploração por quilómetros de rede em 2017



Em 2017, à semelhança dos resultados de 2014, observa-se, na generalidade das empresas, uma relação negativa entre a maturidade e os custos unitários por *output*.

GÁS NATURAL DISTRIBUÍDO POR PONTO DE ABASTECIMENTO

Figura 3-27 - Gás natural distribuído por ponto de abastecimento e custos de exploração por volume de GN distribuído em 2017



Comparando a figura anterior com a apresentada para 2014 todas as empresas se mantêm no mesmo quadrante, destacando-se, mais uma vez, a situação da Dianagás que em 2017 se encontra mais próximo da fronteira do quadrante onde se encontram posicionadas a Paxgás e a Sonorgás.

As análises anteriores demonstram, mais uma vez, que 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 empresas e, em menor grau, o volume de gás natural distribuído por ponto de abastecimento e a saturação das redes.

3.4 BASE DE CUSTOS

ENQUADRAMENTO

A atividade de Distribuição de gás natural tem sido regulada através de uma metodologia regulatória do tipo “*price cap*” aplicada ao OPEX. Na aplicação de uma metodologia desta natureza, a definição de uma base de custos é essencial para definir o nível de proveitos permitidos associados ao OPEX. Assim, no início de cada período de regulação torna-se necessário avaliar as bases de custos em vigor de forma a definir o novo nível de custos, bem como ponderar sobre as metas de eficiência a aplicar e os indutores a utilizar.

Nesta avaliação, o regulador avalia se o nível de proveitos permitidos atingido, isto é a base de custos, é o adequado face aos objetivos traçados, ponderando a sua manutenção ou a sua revisão, neste caso aproximando-a ou afastando-a do nível de custos apresentado pelas empresas.

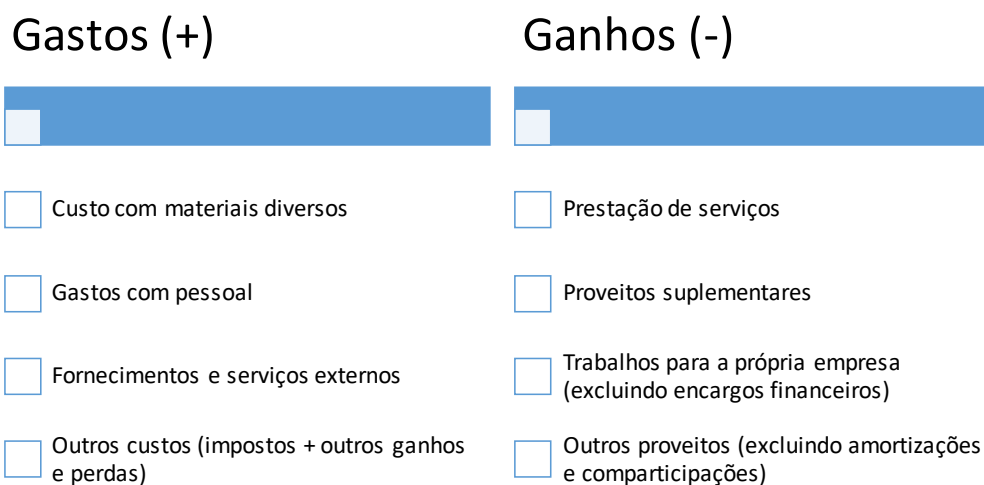
De acordo com a análise efetuada no capítulo anterior é evidente a aproximação da base de custos em vigor e os custos reais das empresas e uma manutenção e/ou diminuição do nível de custos. Esta evolução traduz-se na redução de cerca de 5% na média de 2016 e 2017 do custo unitário por ponto de abastecimento, considerando o total da atividade de Distribuição, sem que tenha sido posto em causa o equilíbrio económico-financeiro das empresas. Desta forma, manter a base de custos atualmente em vigor já seria benéfico para os consumidores.

No entanto, e de acordo com a revisão regulamentar, na definição da nova base de custos foi refletido o princípio de partilha de resultados alcançados por aplicação das metas de eficiência, ficando assim clara a distribuição de ganhos de eficiência alcançados pelas empresas.

Na definição da nova base de custos, para além da análise de desempenho das empresas, é tida em conta a realidade económica que se prevê para os anos de aplicação dos novos parâmetros. No caso particular da Sonorgás foi tida em conta a evolução futura da atividade (exploração de novos polos de consumo) e na Tagusgás foi avaliada a evolução dos custos face ao impacte do investimento da nova sede.

Outros aspeto a salientar neste ponto é a redefinição das rubricas de custos e proveitos que contribuem para o cálculo do OPEX líquido. Assim, para efeitos da definição da base de custos da atividade de Distribuição de gás natural, à semelhança do considerado no setor elétrico, consideraram-se as seguintes rubricas:

Figura 3-28 – Rubricas consideradas na base de custos 2020



A base de custos foi calculada para 2020 e irá evoluir ao longo dos quatro anos do período de regulação de acordo com a evolução da atividade e por aplicação das metas de eficiência.

DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS

No período regulatório 2020-2023, e após a avaliação da evolução dos custos reais das empresas, totais e unitários, e do *gap* existente entre os custos reais e os custos aceites, a ERSE decidiu seguir a seguinte metodologia na definição da base de custos:

- Considerar a média dos custos reais e aceites dos anos de 2016 e 2017 (partilha de resultados com base nos últimos anos reais e auditados);
- Custos unitários com base na estrutura de custos teórica do período de regulação anterior e na média das quantidades e pontos de abastecimento de 2016 e 2017;
- Na transposição dos valores de 2017 para 2020 considerou-se a atualização de três anos com os fatores de eficiência por empresa do período de regulação anterior e IPIB para cada ano;
- Custos unitários previstos para 2020 aplicados às quantidades para 2020.

No caso da Tagusgás, previamente à aplicação da metodologia anterior, foi feita uma análise dos impactes que o investimento da nova sede teria nos consumidores de gás natural. Avaliou-se o valor

atual do ganho líquido em CAPEX com a nova sede versus o nível de custos a considerar de forma a internalizar os ganhos de eficiência decorrentes da nova sede que a própria empresa estimou. Face ao exposto, e tendo em conta o impacto financeiro total com a nova sede, considerou-se calcular a base de custos seguindo a metodologia das outras empresas mas compensado com o acréscimo de 1% na meta de eficiência. O efeito deste acréscimo face ao ganho em CAPEX anula-se ao fim de 4 períodos de regulação.

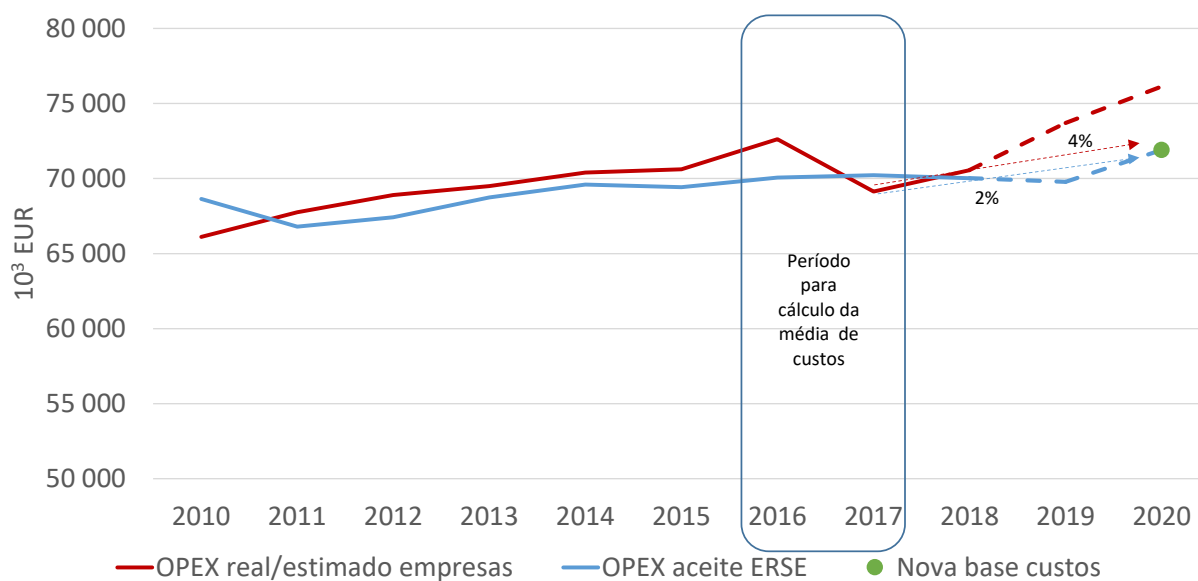
De seguida, apresentam-se as bases de custos a considerar em 2020 para cada um dos operadores da rede de distribuição:

Quadro 3-5 – Base de custos da atividade de Distribuição para 2020

	Meta de eficiência anterior PR - variável	Meta de eficiência anterior PR - fixo	Partilha ganho (média 2016-2017)	Partilha ganho 50% e estrutura custos teórica - Base 2020
	Unid: 10 ³ EUR			
Beiragás	3%	3%	3 718	3 810
Dianagás	4%	3%	1 324	1 291
Duriensegás	3%	3%	1 903	1 901
REN Portgás	2%	2%	12 408	13 136
Lisboagás	3%	3%	27 305	26 379
Lusitaniagás	3%	3%	9 099	8 968
Medigás	2%	2%	1 136	1 202
Paxgás	2%	2%	477	474
Setgás	2%	2%	6 247	6 295
Sonorgás	7%	6%	3 867	4 968
Tagusgás	4%	4%	3 522	3 484
Total			71 008	71 908
	IPIB	2018	2019	2020
		1,40%	1,41%	1,50%

A figura seguinte é demonstrativa do nível de custos previsto para o novo período de regulação face à evolução dos custos aceites pela ERSE e dos custos reais e estimados pelas empresas.

Figura 3-29 – Base de custos para 2020 e evolução do OPEX



3.5 INDUTOR DE CUSTOS, CUSTOS FIXOS E VARIÁVEIS

3.5.1 ENQUADRAMENTO TEÓRICO

A definição de um nível eficiente para os custos de exploração unitários, isto é, 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 2020-2023 é o objetivo do presente capítulo.

Para a concretização do objetivo supra referido recorreu-se aos mesmos procedimentos que foram adotados na definição dos parâmetros para atividade de Distribuição no período de 2016-2017 a 2018-2019²². Esta opção justifica-se por estes procedimentos terem sido profundamente analisados e avaliados aquando da realização das análises do período regulatório supra referido. Recorde-se que a definição de metas de eficiência para as distribuidoras de gás natural tem sido efetuada tendo em conta os seguintes aspetos:

²² Ver documento “Parâmetros de Regulação para o Período dos Anos Gás de 2016-2017 a 2018-2019” disponível em: <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/historico/2016a2017/Documents/Par%C3%A2metros%20de%20regula%C3%A7%C3%A3o.pdf>

- a) Definição do nível eficiente de custos de exploração e o consequente 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*.

Relembra-se, tal como refere Zhu (2009), que todas as operações ou processos de negócio envolvem transformação, isto é, adicionar valor e modificar materiais, tornando-os bens ou serviços pretendidos pelos consumidores. A transformação envolve o uso de insumos (*inputs*) constituídos por mão-de-obra, materiais, energia, máquinas, e outros recursos e a geração de produtos acabados, serviços, satisfação do cliente, entre outros resultados (*outputs*). Os *inputs* podem corresponder a unidades físicas ou monetárias. Da extensa análise, efetuada nos anteriores períodos regulatórios e plasmada nos respetivos documentos, dos trabalhos científicos relacionados com a análise de eficiência na atividade de Distribuição de gás natural, conclui-se que são geralmente considerados um número limitado de variáveis como *outputs* e *inputs* na atividade de Distribuição de gás natural. Em particular, foi possível concluir que todos os autores referenciados nos documentos 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 em alguns dos trabalhos como *output* quando na maioria é utilizada como *input*. Contudo, Lowry e Getachew (2009) e Bernard *et al* (1998) referem que esta variável pode ser tratada como *output* na qualidade de representação do número de ligações.

Assim, verificou-se que associado à atividade de Distribuição de gás natural estão 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 a extensão das redes.

3.5.2 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

Tal como tem sido referido, os *outputs* não 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.

Estes correspondem às variáveis cuja evolução reflete-se diretamente no nível de custos da empresa, desta forma os indutores de custo deverão refletir o ritmo de evolução da atividade das empresas.

De acordo com as análises efetuadas em anteriores períodos regulatórios, o número de pontos de abastecimento, a quantidade de gás natural distribuída e os quilómetros de rede podem assumir-se como indutores de custos da atividade de Distribuição de gás natural. Nomeadamente, o custo do investimento em redes de distribuição de gás natural está fortemente dependente dos pontos de abastecimento. 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. Face ao exposto, é possível estabelecer uma relação positiva entre o número de clientes e os custos de operação e manutenção das empresas de distribuição de gás natural.

O Quadro 3-6 apresenta a correlação entre os três fatores supra indicados e os custos de exploração dos 11 operadores de rede de distribuição de gás natural de Portugal continental. Os resultados permanecem significativamente similares aos obtidos em anteriores análises. Recorde-se que esta análise permite avaliar e identificar os fatores mais correlacionadas com o nível de custos das empresas, bem como avaliar o nível de correlação entre estes fatores por forma a mitigar os problemas de multicolinearidade entre variáveis nas análises econométricas, em particular, nos modelos de regressão. Esta mitigação é alcançada se for evitado elevadas correlações entre as variáveis independentes a incluir nos modelos de regressão.

Quadro 3-6 - Correlação entre as variáveis independentes e dependente

	Custos de Exploração	Pontos de Abastecimento	Extensão da Rede	Volume de Gás
Custos de Exploração	1,00			
Pontos de Abastecimento	0,97	1,00		
Extensão da Rede	0,87	0,95	1,00	
Volume de Gás	0,67	0,77	0,91	1,00

Os resultados obtidos continuam a confirmar os pontos de abastecimento como o fator mais correlacionado com os custos de exploração, seguindo-se a extensão de rede. Contudo, à semelhança dos resultados obtidos em análise anteriores, os km de rede apresentam uma maior correlação com os pontos de abastecimento e o volume de gás distribuído. Desta forma, mantêm-se a motivação de avaliação da

utilização dos pontos de abastecimento como único indutor da atividade de Distribuição ou da sua utilização em conjunto com uma das restantes variáveis supra referenciadas.

No documento de “Parâmetros de Regulação para o Período dos Anos Gás de 2016-2017 a 2018-2019” foi apresentada uma extensa análise para a definição dos indutores de custos da atividade de Distribuição suportada em diferentes abordagens econométricas e de revisão da literatura económica. Esta análise levou a ERSE a decidir a utilização dos pontos de abastecimento em conjunto com a energia veiculada como indutores de custos desta atividade. Esta decisão foi suportada nos resultados obtidos nos diferentes modelos e na análise efetuada a um conjunto de fatores que têm sido referidos nos períodos regulatórios como sendo determinantes da decisão sobre o número e sobre o tipo de indutores a utilizar.

Assim, o poder discricionário que as empresas podem ter sobre alguns indutores, podendo influenciar os resultados, constitui um dos fatores a ter em conta. Deste modo, o número de pontos de abastecimento e o quilómetro de redes não são variáveis externas das empresas, por estarem associadas à política de investimentos e, conseqüentemente, às estratégias de desenvolvimento das suas atividades. Outro fator a ponderar é de que o risco associado à evolução das quantidades do processo não poder ser integralmente suportado pelos consumidores. Recorde que 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, desde que cumpram com as metas de eficiência definidas pelo regulador.

Assim, caso a definição dos proveitos permitidos não reflita a evolução das quantidades, o risco associado à flutuação de quantidades será totalmente transmitido aos consumidores, pelo que os indutores de custos desta atividade deverão incluir a energia veiculada, para além dos pontos de abastecimento. Adicionalmente, é necessário incentivar os distribuidores a alinharem a sua política de investimentos com uma projeção racional da evolução das quantidades.

Para o próximo período regulatório importará, por uma questão de prudência, verificar se a reprodução dos procedimentos e dos modelos econométricos justificariam uma nova redefinição dos indutores ou a manutenção dos indutores. A amostra considerada para a análise de suporte à definição de parâmetros do atual período regulatório correspondeu às 11 empresas distribuidoras reguladas, seis empresas concessionadas e cinco empresas licenciadas. A análise realizada há três anos recorreu a um período temporal compreendido entre 2010 e 2014. Na presente análise, o período considerado é mais alargado: de 2010 a 2017, pelo que a amostra inicial apresenta 88 observações dos 11 ORD, para um período temporal de 8 anos.

ESTATÍSTICA DESCRITIVA

O Quadro 3-7 apresenta a estatística descritiva das variáveis independentes apresentadas anteriormente, bem como da variável dependente, custos de exploração, calculados a preços constantes de 2019.

Quadro 3-7 - Estatística descritiva das variáveis²³

Variáveis		Média	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo	Observações
Custos de Exploração _{pc2019} (€)	<i>overall</i>	6 864 125	8 162 060	356 742	32 059 084	N = 88
	<i>between</i>		8 468 721	485 603	29 831 443	n = 11
	<i>within</i>		818 844	-3 136 922	2 927 714	T = 8
Extensão da Rede (Km)	<i>overall</i>	1 519	1 604	39	4 793	N = 88
	<i>between</i>		1 667	58	4 384	n = 11
	<i>within</i>		139	-624	592	T = 8
Pontos de Abastecimento (#)	<i>overall</i>	120 449	156 261	2 767	530 924	N = 88
	<i>between</i>		162 388	5 192	515 204	n = 11
	<i>within</i>		13 013	-65 753	52 729	T = 8
Energia Veiculada (GWh)	<i>overall</i>	2 253	2 903	10	8 456	N = 88
	<i>between</i>		3 020	15	8 040	n = 11
	<i>within</i>		206	-680	951	T = 8

Os custos de exploração a preços constantes de 2019 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 11 distribuidoras apresentam um custo exploração líquido médio na ordem dos 6,8 milhões euros. No caso das empresas concessionadas este valor atinge os 11,1 milhões de euros e atinge 1,8 milhões de euros nas empresas licenciadas (cerca de 16% do valor das empresas concessionadas). Os desvios padrões globais apresentam valores elevados justificados pela elevada heterogeneidade da amostra ao nível da dimensão das empresas. Esta heterogeneidade também é comprovada pelos resultados das estatísticas *between*. Adicionalmente, também se observa, através da análise das estatísticas *within*, que alguns ORD poderão apresentar uma variabilidade relevante, ao longo do período em análise, dos valores das variáveis, dado a

²³ As estatísticas *overall* referem-se ao tratamento das 88 observações. As estatísticas *between* consideram o tratamento das médias apresentadas por cada empresa em cada variável nos oito anos em análise (tratamento descritivo de oito “observações”). As estatísticas *within* avaliam, em cada ORD, a variação do valor de cada variável ao longo dos 8 anos comparativamente ao valor médio destes anos.

diferença entre os valores mínimos e máximos. Na globalidade da amostra, essa variabilidade não será tão significativa considerando o valor do desvio padrão.

DEFINIÇÃO DO MODELO - FORMA FUNCIONAL

Tendo em conta o exposto e as análises efetuadas nos anteriores períodos regulatórios, replica-se a análise efetuada para a definição dos parâmetros do atual período regulatório recorrendo à função logarítmica, por constituir a forma funcional mais adequada para a especificação dos modelos.

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

$$\ln y_t = \beta_1 + \beta_2 \ln x_{t2} + e_t \quad (1)$$

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

Na presente análise, mantém-se a utilização da metodologia de dados em painel para suportar empiricamente a definição dos indutores de custos. A variável dependente são os custos de exploração e as variáveis independentes são 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.

Tal como referido no documento de parâmetros do período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, o recurso a dados em painel com efeitos individuais fixos e aleatórios permite minorar parte dos problemas associados a relações espúrias, 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 anulados²⁴.

Os modelos de dados em painel foram estimados considerando os efeitos fixos e os efeitos aleatórios. Contudo, a realização do teste Hausman²⁵ validou a especificação dos efeitos aleatórios em detrimento dos efeitos fixos, pelo que apenas se apresenta os resultados das regressões para a primeira especificação:

Quadro 3-8 - Resultados da análise em painel

Variável Independente	Coefficiente da Variável	Estatística t
Constante	9,789	14,34
Log pontos de abastecimento	0,498	8,02
Constante	12,165	29,04
Log do volume de GN veiculado	0,473	7,62
Constante	10,928	9,81
Log da extensão da rede	0,640	24,55

Os resultados das regressões são similares aos obtidos nas análises dos anteriores períodos regulatórios e permitem concluir que, tanto o volume de gás veiculado, como o número de pontos de abastecimento, como a extensão da rede continuam a ser variáveis estatisticamente significativas, pelo que 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 o resultado da regressão, o coeficiente do logaritmo do número de clientes é de 0,498 e, por

²⁴ Porém, qualquer enviesamento decorrente das séries não serem estacionárias não é anulado com estas metodologias. 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. No entanto, este handicap pode ser ultrapassado através da diferenciação das variáveis ou, como é o caso na presente análise, a escolha das variáveis está suportada na literatura.

²⁵ O teste Hausman avalia a adequação, em termos de endogeneidade, da utilização de um modelo de regressão com dados em painel de efeitos aleatórios ou variáveis em detrimento de um modelo de efeitos fixos. A rejeição da hipótese nula que considera adequado a utilização de um modelo de efeitos aleatórios ou variáveis significa a existência de uma eventual correlação dos efeitos individuais (α_i) com alguns dos regressores (x_{it}) e uma maior adequação do modelo de efeitos fixos.

consequente, um aumento em 10% do número de clientes implica um aumento de cerca de 4,98% nos 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 que o coeficiente do logaritmo do volume de gás veiculado é de 0,473 e, por conseguinte, um aumento em 10% do volume de gás veiculado implica um aumento de cerca de 4,73% nos custos de exploração.

Analisando o efeito do indutor extensão de rede na evolução dos custos observa-se que, à semelhança da análise dos efeitos dos restantes indutores, um aumento deste tem um efeito menos do que proporcional nos custos de exploração. Considerando que o valor do coeficiente do logaritmo da extensão de rede é de 0,642 e, por conseguinte, um aumento em 10% do volume de gás veiculado implica um aumento de cerca de 6,42% nos custos de exploração.

DEFINIÇÃO DOS INDUTORES

De acordo com o supra referido, a revisão da literatura e as análises estatísticas realizadas pela ERSE aos dados das distribuidoras do mercado português de gás natural para os diferentes períodos regulatórios permitiram concluir que os pontos de abastecimento, a extensão de rede e o volume de energia veiculada podem ser considerados indutores de custos. Adicionalmente, os resultados das diversas metodologias utilizadas pela ERSE para identificar os indutores de custos para os períodos regulatórios anteriores têm demonstrado ser adequado a utilização de duas variáveis, pontos de abastecimento e o volume de energia veiculada, excluindo, desta forma, a extensão da rede, como drivers de custos da atividade de Distribuição de gás natural e. Esta decisão é reforçada de forma robusta pelos resultados das investigações realizadas em outros países presentes na literatura económica.

Recorde-se que os resultados das diferentes metodologias paramétricas e não paramétricas utilizadas pela ERSE, apesar de revelarem a extensão da rede com um potencial *driver* dos custos de exploração, também suportam os argumentos de Getachew (2009) e Bernard et al (1998) da extensão de rede ser uma representação alternativa do número de ligações (ou seja, dos pontos de abastecimento ou número de clientes). A elevada correlação existente entre a variável km de rede e o número de pontos de abastecimento pode ser considerada uma constatação deste argumento. Face ao exposto, para o período de regulatório de 2020 a 2023 definiu-se manter a quantidade de gás natural veiculada e o número de pontos de abastecimento como indutores de custos. Neste sentido, importará definir os termos do peso a atribuir aos termos variáveis resultantes da utilização de dois indutores de custos.

O Quadro 3-9 apresenta a correlação entre os dois indutores e os custos de exploração para os anos 2016 e 2017, últimos anos auditados do período regulatório que agora termina. A análise é efetuada em separado para as empresas concessionadas e licenciadas. Nestas últimas, procedeu-se à exclusão da Sonorgás dado a forte evolução dos seus custos justificada pela evolução da atividade, que a torna, nesta fase, um *outlier* comparativamente com as restantes empresas, podendo enviesar os resultados.

Os resultados permitem observar a elevada correlação dos pontos de abastecimento com o nível de custos nos dois grupos de empresas.

Contudo, ao nível da energia veiculada observa-se comportamentos distintos da relação desta variável com o nível de custos, consoante sejam empresas concessionadas ou empresas licenciadas. No caso das empresas concessionadas, esta relação não se apresenta relevante ao contrário do que ocorre nas empresas licenciadas.

Quadro 3-9 - Correlação entre as variáveis independentes e dependente no período de 2016 a 2017

Concessionadas	Custos de Exploração	Pontos de Abastecimento	Volume de Gás
Custos de Exploração	1,00		
Pontos de Abastecimento	0,96	1,00	
Volume de Gás	0,41	0,57	1,00

Licenciadas s/ Sonorgás	Custos de Exploração	Pontos de Abastecimento	Volume de Gás
Custos de Exploração	1,00		
Pontos de Abastecimento	0,83	1,00	
Volume de Gás	0,95	0,93	1,00

De forma a complementar as análises efetuadas, à semelhança do ocorrido em análise anteriores, procedeu-se à estimação de uma regressão de dados painel, com efeitos aleatórios, na especificação proposta por Hansen, Moewen e Guan (2009) para definição da estrutura de custos (Quadro 3-10).

Esta metodologia apresenta a seguinte formulação:

$$Y_{it} = \alpha_{it} + \beta_{it}X_{it} \quad (2)$$

Recorde-se que esta metodologia consiste na aplicação de uma regressão de estimação da função de custos, cuja variável dependente (Y) constitui o total dos custos da empresa i para o período de tempo t , o termo α (constante da regressão) corresponde à componente fixa da função de custos, o valor do custo independente do nível da atividade da empresa, e os termos β_{it} que estão associados às variáveis

independentes X correspondem à componente variável, permitindo estimar o valor do custo dependente do nível de atividade da empresa. As variáveis independentes (X) a introduzir na regressão correspondem às variáveis consideradas determinantes pela literatura, referidas anteriormente, designadamente: os pontos de abastecimento e a quantidade de energia distribuída.

Quadro 3-10 - Resultados da regressão (Hansen, Moewn e Guan, 2009)

Variável Independente	Coefficiente da Variável	Estatística t
Pontos de abastecimento	34,674	7,83
Gás natural (GWh)	827,698	3,36

Os resultados continuam a apresentar nível de significância estatística que permitem aceitar estes dois indutores, embora o número de pontos de abastecimento se destaque significativamente em termos estatísticos da quantidade de gás natural veiculada

Importa igualmente voltar a reiterar, à semelhança do que ocorreu no período regulatório anterior, 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, estando associados 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.

Face ao exposto, conclui-se ser adequada a manutenção do peso dos termos variáveis, energia e pontos de abastecimento definidos para os dois períodos regulatórios anteriores: um peso de 25% para o termo energia e 75% para o termo pontos de abastecimento.

3.5.3 DEFINIÇÃO DOS PESOS DAS COMPONENTES FIXAS E VARIÁVEIS DOS CUSTOS

Para a definição da estrutura de custos recorreu-se à metodologia adotada no período regulatório de 2016 a 2019, conforme referido no ponto anterior. Neste sentido, procedeu-se à estimação de uma regressão de dados painel, na especificação proposta por Hansen, Moewn e Guan (2009) para complementar as análises efetuadas e identificar a estrutura de custos mais adequada.

A regressão foi estimada considerando três amostras: todas as empresas, apenas as empresas concessionadas e apenas as empresas licenciadas²⁶.

O modelo de efeitos fixos e o modelo de efeitos aleatórios apresentam-se como os modelos mais generalizados da metodologia de regressão de dados em painel. Neste sentido, por forma a avaliar a validade e adequação econométrica dos modelos ao objetivo da análise efetuou-se os seguintes testes:

- O teste *Hausman* para avaliar a adequação, em termos de endogeneidade²⁷, da utilização de um modelo de regressão com dados em painel de efeitos aleatórios ou variáveis em detrimento de um modelo de efeitos fixos.
- Adicionalmente, independentemente do resultado do teste de Hausman, também se optou por realizar o teste de LM (Lagrange Multiplier) de Breusch-Pagan para avaliar a adequação da utilização de um modelo de regressão com dados em painel de efeitos aleatórios ou variáveis em detrimento de um modelo de regressão *Pooled OLS* (modelo simples de regressão estimado pela via dos mínimos quadrado ordinários)²⁸.
- Teste da forma funcional ou a robustez da especificação dos modelos através do teste RESET proposto por DeBenedictis e Giles (1998) e denominado de FRESET. De acordo com os autores, este teste apresenta-se mais robusto na avaliação das formas funcionais das regressões comparativamente ao tradicional teste da forma funcional de Ramsey's (1969). Na aplicação do teste FRESET, recorreu-se às duas abordagens de cálculo do valor teste propostas pelos autores, nomeadamente, ao cálculo do teste FRESETS (transformação Box, 1966) e do teste FRESETL (transformação Mitchell e Onvural, 1996).
- Teste de avaliação da significância estatística dos coeficientes associado à componente fixa.

O Quadro 3-11 apresenta os resultados dos testes econométricos aplicados aos diferentes modelos e considerando as três categorias das amostras. No caso das empresas licenciadas, as diversas interações econométricas efetuadas levaram à exclusão da Sonorgás da análise dos modelos de regressão, o que se justifica pelas suas características de *outliers* anteriormente referidas. O desempenho apresentado por esta

²⁶ Devido a aplicação do teste LM, também se aplicou o OLS para a amostra das licenciadas

²⁷ A endogeneidade verifica-se quando uma variável explicativa está correlacionada com os erros da regressão, o que subentende que a relação causal entre as variáveis dependentes e explicativas do modelo não é correta.

²⁸ A não rejeição da hipótese nula deste teste significa que o modelo de efeitos aleatórios ou variáveis não se apresenta adequado.

empresa no desenvolvimento da sua atividade comparativamente aos restantes operadores da rede de distribuição, conforme o descrito na secção 3.3.1, torna-a significativamente distinta dos restantes operadores. Esta especificidade enviesa as análises e os resultados obtidos na análise econométrica. No quadro também se apresenta o peso dos custos fixos decorrente dos resultados obtidos com as regressões com dados em painel estimadas com o modelo de efeitos variáveis e, no caso das empresas licenciadas, o valor resultante da utilização de uma regressão com dados seccionais. Apenas nestes modelos de regressão, a componente fixa dos custos de exploração se apresentou estatisticamente significativa. Nos modelos de efeitos fixos esta componente não se apresenta estatisticamente significativa.

Quadro 3-11 – Resultados dos Modelos Econométricos

	Todas as Empresas	Concessionadas	Licenciadas
Teste Hausman	Valida os Efeitos Fixos	Valida os Efeitos Aleatórios	Valida os Efeitos Aleatórios
Teste Breuch Pagan	Valida os Efeitos Aleatórios	Valida os Efeitos Aleatórios	Valida o Modelo OLS
Teste FRESET	Não/Sim (EF) / Não/Sim (EA) 1ª abord. / 2ª abord.	Sim (EF) / Sim (EA) Ambas abordagens	Não (EF) / Sim (EA) Ambas abordagens
Significância Estatística da Componente Fixa	Não (EF) / Sim (EA)	Não (EF) / Sim (EA)	Não (EF) / Sim (EA e OLS)
Peso dos Custos Fixos	37%	40%	34% (EA e OLS)

A conjugação dos resultados dos diferentes testes permite concluir que a aplicação do modelo de regressão proposta por Hansen, Moewn e Guan (2009) para avaliação da estrutura de custos apresenta-se mais robusta aplicada, em separado, à amostra das empresas concessionadas e à amostra das empresas licenciadas. No caso da amostra com todas as empresas a validação dos modelos apresentou-se indefinida.

Na amostra das empresas concessionadas, a regressão com dados em painel através do modelo de efeitos aleatórios foi validada. Esta validação também ocorreu na amostra das empresas licenciadas em oposição ao modelo de efeitos fixos. Neste caso, o resultado do teste LM considera mais adequado o modelo OLS. Contudo, para esta amostra, ambos os modelos (EA e OLS) são validados pelo teste RESET e em ambos a componente fixa é estatisticamente significativa. Também se observa que ambos os modelos não diferem no resultado definido para o peso dos custos fixos.

Os resultados obtidos com os modelos estimados apontam para um peso médio dos custos fixos a rondar os 40%, nas empresas concessionadas e 34% nas empresas licenciadas. Apesar da validação econométrica do modelo aplicado à amostra com todas as empresas ter-se mostrado indefinida, o resultado obtido para o peso dos custos fixos de 37% posiciona-se numa situação intermédia dos valores obtidos para as duas categorias de empresas (concessionadas e licenciadas).

Os resultados obtidos para as empresas concessionadas estão em linha com a estrutura de custos fixos e variáveis definida para os últimos três períodos regulatórios para estas empresas. Neste sentido, considera-se adequado manter esta estrutura para o próximo período regulatório. Na definição dos parâmetros do período regulatório de 2016 a 2019, as empresas licenciadas, à exceção da Sonorgás, foram integradas no grupo das empresas concessionadas no que concerne à definição da estrutura de custos. Decorrente dos resultados obtidos nas análises apresentadas no presente documento, observa-se, ao contrário do ocorrido nas análises efetuadas no período regulatório de 2016-2019, ter alguma relevância a existência de uma estrutura de custos das empresas licenciadas ligeiramente diferente da estrutura de custos das empresas concessionadas. Desta forma, considera-se adequado definir-se uma estrutura de custos ligeiramente distinta das empresas concessionadas com um menor peso da componente fixa em linha com o valor obtido na análise econométrica.

Recorde-se que nos períodos regulatórios anteriores, 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 expetável uma diminuição dos seus custos unitários, à medida que estas empresas se fossem expandindo em termos de volume de negócios. As empresas que apresentam uma menor maturidade ou se encontram uma fase de forte expansão da atividade comparativamente às restantes evidenciam uma maior expectativa de uma maior diluição dos seus custos unitários à medida que incrementarem a atividade operacional com o decorrer do tempo.

Em contraponto a este efeito importa igualmente ter em conta os ganhos à escala esperados para as empresas quando se perspetiva um aumento significativo do seu nível de atividade, tal como se verifica com a Sonorgás. Esta empresa deverá observar um acentuado crescimento da sua atividade durante o próximo período regulatório, devido à atribuição de 18 novas licenças de distribuição local de gás natural referentes aos polos de consumo localizados a norte do Rio Douro. Deste modo, não se justifica um tratamento diferenciado desta empresa face às restantes licenciadas, atribuindo-lhe um menor peso do termo fixo.

O Quadro 3-12 apresenta de forma esquematizada o peso do termo fixo dos custos de exploração para o novo período de regulação.

Quadro 3-12 - Componente dos custos que não varia diretamente com o nível de atividade

	Concessionadas	Licenciadas
Peso dos Custos Fixos	40%	35%

O Quadro 3-13 apresenta de forma esquematizada o peso do termo variável dos custos de exploração para o novo período de regulação, por comparação com os períodos regulatórios anteriores.

Quadro 3-13 - Componente dos custos que varia diretamente com o nível de atividade

	Peso termo variável	Peso termo variável	Peso termo variável	Peso termo variável
	2010-2013	2013-2016	2016-2019	2020-2023
Beiragás	60%	60%	60%	60%
Dianagás	80%	60%	60%	65%
Duriensegás	80%	60%	60%	65%
Portgás	60%	60%	60%	60%
Lusitaniagás	60%	60%	60%	60%
Lisboagás	60%	60%	60%	60%
Medigás	80%	60%	60%	65%
Paxgás	-	80%	60%	65%
Setgás	60%	60%	60%	60%
Sonorgás	80%	80%	70%	65%
Tagusgás	60%	60%	60%	60%

3.6 METAS DE EFICIÊNCIA

A definição de metas de eficiência assume um carácter fundamental na implementação da regulação por incentivos e a sua definição deve seguir critérios rigorosos de modo a permitir os objetivos estabelecidos.

Recorde-se que para uma dada base de custos, a aplicação de metas de eficiência exigentes que conduzam a tarifas de acesso à rede mais reduzidas, permite que os consumidores se apropriem de ganhos de eficiência significativos. Pelo contrário, metas de eficiência mais baixas alavancam o nível de custos aceites pelo regulador, permitindo que a empresa regulada aproprie uma parte considerável dos ganhos de eficiência.

Este aspeto assume maior relevância por as atividades reguladas tenderem a corresponder as estruturas de mercado próximas do monopólio, tais como se verificam na distribuição de gás natural. Estas estruturas 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 rentabilidade, não espelham a qualidade da gestão económica e técnica da empresa.

Neste sentido, importará encontrar metodologias e procedimentos robustos de análise do desempenho das empresas presentes nas atividades reguladas para suportar a decisão sobre as metas de eficiência.

A realização de análises de *benchmarking* constitui um dos principais métodos utilizados pelos diferentes reguladores no sentido de aferir metas de eficiência por comparação com os *peers*, que considerem as melhores práticas de um sector.

3.6.1 METODOLOGIA DE BENCHMARKING

Recorde-se que o *benchmarking* corresponde a uma comparação de dados relativos a diferentes empresas, sendo frequentemente utilizado pelos reguladores sectoriais para estimar o grau de eficiência, em termos técnicos e em termos de afetação dos recursos.

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

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 escala²⁹ 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 Leibenstein³⁰ 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 técnica³¹. Os incentivos dados por estímulos internos ou externos à empresa, que advêm da concorrência, estão na base da promoção da eficiência técnica (Leibenstein, 1966).

Nos documentos “Parâmetros de Regulação para o Período 2018-2020” e “Parâmetros de Regulação para o Período dos Anos Gás de 2016-2017 a 2018-2019” foi apresentada uma caracterização da metodologia de *benchmarking*, incluindo uma descrição das principais metodologias de análise de eficiência e do contexto de aplicação desta metodologia. As metodologias de *benchmarking* de análise de eficiência 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 sector ou atividade qual é o nível de custos eficiente para fornecer uma determinada quantidade. Neste grupo temos dois conjuntos de metodologias: paramétricas e não paramétricas. O primeiro conjunto inclui os modelos não determinísticos como as metodologias econométricas de análise de fronteira estocástica que apresentem significativas exigências estatísticas ao

²⁹ Conceito também conhecido por rendimentos crescentes à escala.

³⁰ Leibenstein, Harvey. 1966. “Allocative efficiency vs. X-efficiency”. *The American Economic Review*, 56(3): 392-414.

³¹ Porém, sublinhe-se que ainda antes de terem sido apresentadas as evidências empíricas da eficiência técnica, M. J. Farrell formalizou este conceito em 1957.

nível dos parâmetros e pressupostos associados (por exemplo ao nível distribuição dos erros), bem como, modelos determinísticos, tais como o COLS³², que mitigam as exigências econométricas associadas aos modelos não determinísticos. Os métodos de análise de eficiência deste conjunto pressupõem a definição de uma função de produção que tem que ser estimada. No caso dos modelos do segundo conjunto não existe a necessidade de definição e estimação de uma função de produção e, por esta via, as exigências estatísticas associadas ao primeiro conjunto.

No segundo grupo, encontram-se dois tipos de metodologias: rácios de produtividade e custos de referência. Os rácios de produtividade correlacionam *outputs* e *inputs*, como por exemplo o Índice de Malmquist. Estes métodos não têm 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* e são utilizados em avaliações temporais. 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. Os métodos de custos de referência implicam um conhecimento profundo das empresas e do sector que permite analisar os processos da atividade individualmente, de modo a definir quais os mais adequados e/ou definir os custos padrão.

A ponderação das vantagens e desvantagens das diferentes metodologias de *benchmarking* realizada pela ERSE ao longo dos últimos períodos regulatórios (ver os Documentos supra referidos e “Definição de metas eficiência para a atividade de Distribuição do gás natural para o período de regulação dos anos gás de 2010-2011 a 2012-2013”) conduz à escolha de duas metodologias - uma não paramétrica e outra paramétrica – para o apuramento dos níveis de eficiência das onze empresas. A utilização destas duas metodologias permite obter resultados mais robustos sobre os níveis de eficiência apresentados pelas empresas.

3.6.2 ANÁLISE DE EFICIÊNCIA DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

Na presente análise da eficiência da atividade de Distribuição adotou-se os mesmos procedimentos metodológicos que foram utilizados na análise efetuada para o período regulatório de 2016 a 2019. Nomeadamente, a utilização de três modelos associados à variável dependente custos de exploração líquidos e relacionados com os indutores de custos definidos na secção 3.5.2 e validados pelas análises efetuadas na definição dos parâmetros dos anteriores períodos regulatórios supra referidos, bem como,

³² Corrected Ordinary Least Square

pelas análises apresentadas no presente documento. Assim, tendo em conta os indutores de custos considerados, utilizou-se os seguintes modelos na análise da eficiência dos operadores da rede de distribuição:

- Modelo 1 – pontos de abastecimento e volume de gás natural veiculado
- Modelo 2 – pontos de abastecimento

Para o cálculo dos níveis de eficiência considerando os três modelos supra referenciados recorreu-se a dois tipos de metodologias: não paramétricas e paramétricas.

3.6.2.1 METODOLOGIAS NÃO PARAMÉTRICAS

De acordo com o descrito anteriormente, neste estudo, recorreu-se a duas metodologias não paramétricas a metodologia DEA e o cálculo do Índice de Malmquist. A primeira para avaliar o nível de eficiência associado a cada operador e a segunda como elemento suplementar de suporte à decisão da meta de eficiência.

Recorde-se que 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. Estes 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 função objetivo considerada minimiza os *inputs*, tendo em conta um determinado nível de *output*

Tal como refere Hirschhausen, Cullmann e Kappeler (2006), na metodologia DEA faz sentido considerar rendimentos variáveis à escala no caso em que as empresas não são livres para decidir sobre a sua dimensão, sendo a primeira abordagem mais adequada quando existe flexibilidade de decisão sobre a dimensão da empresa. O primeiro aspeto corresponde exatamente ao contexto da realidade analisada neste trabalho por ser atribuído às empresas uma determinada área concessionada ou licenciada que determina a dimensão que as mesmas podem alcançar, sendo assim considera-se mais adequado para a avaliação da eficiência a análise efetuada considerando-se rendimentos variáveis à escala.

O Índice de Malmquist (MPI) é um indicador da variação da Produtividade Total dos Fatores (PTF) de uma Decision Making Unit (DMU). A evolução deste indicador pode dever-se a (i) progresso/retrocesso

tecnológico do setor de atividade do momento t para o momento $t + 1$ (designado por *frontier shift index effect*), (ii) alterações no nível de eficiência técnica de uma DMU do momento t para o momento $t+1$ (designado por *catch up index effect*). Este índice constitui, deste modo, uma média geométrica de variáveis que permitem incorporar informação relativa a fronteiras de eficiência referentes a dois momentos de tempo distintos. Para o presente estudo importará avaliar os resultados *frontier shift index effect* para avaliar a existência de efeitos associados ao progresso tecnológico que poderá justificar e suportar uma definição de metas mínimas de eficiência.

3.6.2.2 ANÁLISE PARAMÉTRICA - REGRESSÃO DE DADOS EM PAINEL E A REGRESSÃO COM DADOS SECCIONAIS

A dimensão da amostra associada aos operadores da rede de distribuição de gás natural em Portugal continental foi incrementada com a utilização dos dados referentes ao período temporal de 2010 a 2017.

Contudo, esta dimensão da amostra ainda não permite utilizar as metodologias econométricas de análise de fronteira estocástica pelas exigências estatísticas dos parâmetros e pressupostos associados a este tipo de modelos, por exemplo, os pressupostos assumidos sobre a distribuição dos erros destas regressões.

Neste sentido, Kumbhakar et al (2009) e Farsi e Filippini (2005) propõem para estes casos a utilização de uma metodologia que mitigue este tipo de exigência, em particular, a metodologia COLS aplicável a dados seccionais e um conjunto de modelos aplicáveis a dados em painel que também assumem algumas assunções em termos dos pressupostos econométricos por forma a mitigar as exigências econométricas supra referidas.

No entanto, os testes estatísticos previamente realizados³³ inviabilizam a utilização de um modelo de dados seccionais, pelo que, à semelhança do período regulatório anterior, optou-se por modelos com dados em painel.

Face ao exposto, avaliou-se qual o modelo com dados em painel mais adequado:

- Modelos que consideram a ineficiência específica de cada entidade mais invariável ao longo do tempo (modelos *Distribution-Free*):

³³ Designadamente através do teste Hausman.

I. Modelo de Efeitos Fixos (Schmidt and Sickles, 1984) (MEF)

II. Modelo de Efeitos Aleatórios (Pitt e Lee, 1981 e Kumbhakar, 1987) (MEA)

- Modelos que consideram a ineficiência específica de cada entidade e variável ao longo do tempo (modelos *Distribution-Free*):

I. Modelo de Cornwell, Schmidt and Sickles (1990) (MCSS)

Estes modelos foram estimados recorrendo à função custos do tipo Translog, em lugar da função mais tradicional do tipo Cobb-Douglas, por ser a mais adequada a uma situação de preços unitários dos fatores produtivos iguais (Kumbhakar et al, 2015). Tendo em consideração que os dados considerados correspondem a 11 operadores, dos quais 8 pertencem ao mesmo grupo económico e um dos restantes operadores também é detido em percentagem relevante por esse grupo económico. Os outros dois operadores também se encontram incluídos em grupos económicos associados ao setor energético, neste sentido, pode-se concluir que os preços dos fatores produtivos associados a estes operadores são muito similares e optou-se assim pelo modelo proposto por Hirschhausen et al, 2006 e Kumbhakar et al, 2015 para as situações em que não existe uma variação muito significativa dos custos unitários dos *inputs*:

$$\ln C_i^a = \beta_0 + \beta_y \ln y_i + \frac{1}{2} \beta_{yy} (\ln y_i)^2 + \eta_i \quad (3)$$

Em que que:

- C_i^a , corresponde aos custos totais;
- y_i , corresponde aos *outputs*/indutores de custo considerados;
- η_i , corresponde ao termo de erros.

Estas metodologias / modelos são alvo de avaliação econométrica, recorrendo à aplicação de diferentes testes de especificação ou das formas funcionais associados aos dados em painel.

Nesta componente foram efetuados os testes apresentados no ponto 3.5.3:

- O teste *Hausman* para avaliar a adequação de um modelo de regressão com dados em painel de efeitos aleatórios ou variáveis em detrimento de um modelo de efeitos fixos.
- O teste de LM (Lagrange Multiplier) de *Breusch-Pagan* para avaliar a adequação da utilização de um modelo de regressão com dados em painel de efeitos aleatórios ou variáveis em detrimento de um modelo de regressão *Pooled OLS*.

- O teste FRESET desenvolvido por DeBenedictis e Giles (1998) para a avaliação da forma funcional.

O Quadro 3-14 apresenta os resultados associados aos valores obtidos para os testes de especificação ou das formas funcionais dos modelos em painel. De acordo com o referido anteriormente, os testes efetuados levaram à rejeição dos modelos de regressão com dados seccionais. Os mesmos testes levaram igualmente à rejeição do Modelo de Cornwell, Schmidt and Sickles, por o procedimento econométrico proposto pelos autores para a estimação deste modelo implicar a aplicação de uma regressão com dados seccionais. Os resultados dos testes associados à metodologia de regressão com dados em painel validam de forma mais assertiva a utilização do modelo de efeitos aleatórios para a avaliação dos níveis de desempenho.

Quadro 3-14 – Resultados dos Testes dos Modelos de Dados em Painel ³⁴

	Modelo 1 – Pontos de Abastecimento + Energia	Modelo 2 – Pontos de Abastecimento
	2010 - 2017	2010 - 2017
Teste Hausman	Valida MEA	Valida MEA
Teste Bresch Pagan	Valida MEA	Valida MEA
Teste RESET (FRESETL)		
MEF	Não Valida	Não Valida
MEA	Valida	Valida

3.6.2.3 ANÁLISE DE EFICIÊNCIA ATRAVÉS DOS RESULTADOS DOS MODELOS CONSIDERADOS

3.6.2.3.1 ENQUADRAMENTO

As análises econométricas anteriormente efetuadas originaram a escolha do modelo 1 que inclui os pontos de abastecimento e da energia veiculada como as variáveis relacionadas com o nível de custos de

³⁴ Avaliou-se o nível de eficiência tendo sendo por referência o número de pontos de abastecimento. Incluíram-se outras variáveis por forma a garantir

exploração e o modelo 3 que inclui os pontos de abastecimento e a extensão da rede como variáveis relacionadas. Adicionalmente, os resultados também determinam a utilização do período de 2010 a 2017 como o mais adequado à presente análise. O Quadro 3-15 apresenta a estatística descritiva relativa aos dados e anos utilizados na análise de paramétrica e não paramétrica.

Quadro 3-15 - Estatística descritiva das variáveis

Empresas		Custos de Exploração _{pc2019} (€)	Pontos de Abastecimento (#)	Energia Veiculada (GWh)
Licenciadas	<i>Média</i>	1 827 815	14 600	97
	<i>Desvio Padrão</i>	1 310 032	8 243	67
	<i>Mínimo</i>	356 742	2 767	10
	<i>Máximo</i>	5 331 652	29 741	227
Concessionadas	<i>Média</i>	11 061 050	208 657	4 050
	<i>Desvio Padrão</i>	9 072 854	166 314	2 889
	<i>Mínimo</i>	3 547 366	27 328	818
	<i>Máximo</i>	32 059 084	530 924	8 456
Todas	<i>Média</i>	6 864 125	120 449	2 253
	<i>Desvio Padrão</i>	8 162 060	156 261	2 903
	<i>Mínimo</i>	356 742	2 767	10
	<i>Máximo</i>	32 059 084	530 924	8 456

Tal como nos dados referentes aos anteriores períodos regulatórios, 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 a maioria das variáveis.

A Figura 3-30 apresenta a dispersão da variável dependente face às variáveis independentes de desempenho consideradas com os dados compreendidos entre 2010 e 2017. No caso das empresas concessionadas é possível concluir a existência de grupos de empresas, consoante a evolução das variáveis analisadas:

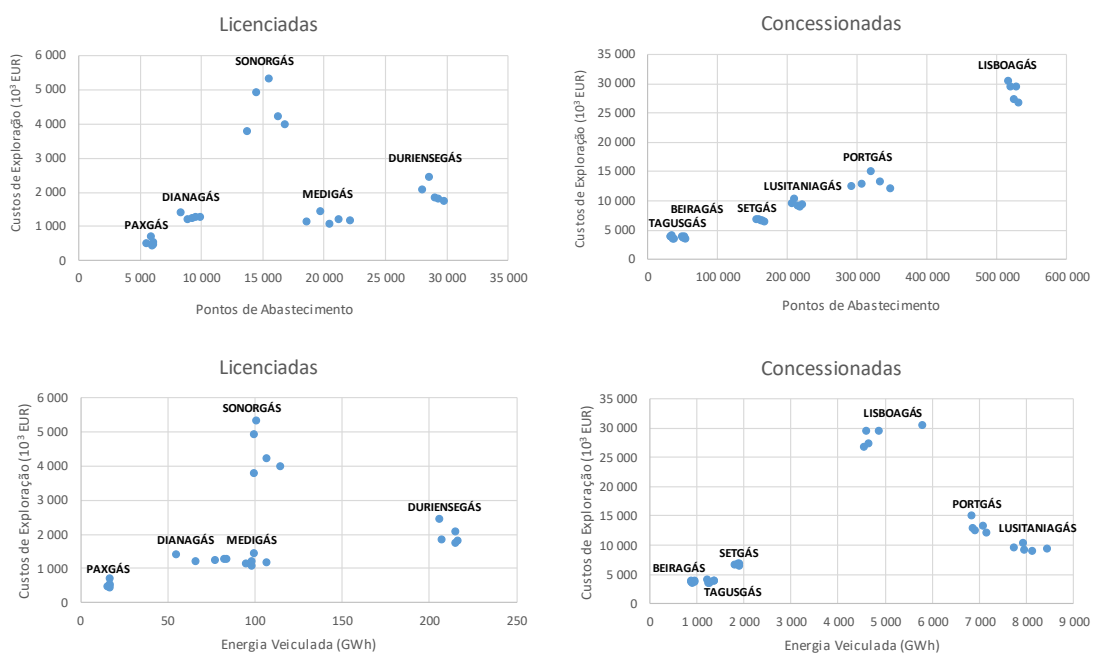
- um primeiro grupo constituído unicamente pela Lisboagás, independentemente do indutor considerado;
- um segundo grupo constituído pela Tagusgás e Beiragás (as duas empresas cuja área de concessão corresponde ao interior centro de Portugal continental, logo partilham alguma similitude entre as características da área de concessão);

- um terceiro grupo constituído pela Portgás, Setgás e Lusitaniagás quando consideramos o volume de GN vendido.

No caso das empresas licenciadas também é possível constatar a existência de realidades distintas entre estas. Deste modo, a Duriensegás destaca-se das demais empresas licenciadas por apresentar uma maior dimensão nos valores das duas variáveis, mas com valores de custos de exploração líquidos que não são significativamente superiores aos das restantes empresas, sendo mesmo inferiores aos da Sonorgás que apresenta custos de exploração líquidos superiores a outras empresas com igual dimensão, quando considerado o volume de gás natural veiculado ou o número de pontos de abastecimento.

Considerando a vendas de gás natural verifica-se um grupo constituído pela Dianagás e Medigás e um outro grupo constituído pela Paxgás. No caso dos pontos de abastecimento, um grupo tenderá a ser constituído pela Paxgás em conjunto com a Dianagás e outro pela Medigás.

Figura 3-30 - Gráficos de dispersão Concessionadas e Licenciadas (dados 2013 a 2017)



3.6.2.3.2 ANÁLISE DA EFICIÊNCIA

Tendo em conta o exposto anteriormente, calcularam-se os níveis de eficiência das empresas através da metodologia DEA na abordagem VRS e através da metodologia paramétrica COLS adaptada para dados em painel considerando o modelo de efeitos aleatórios.

O Quadro 3-16 apresenta os resultados obtidos. Na última coluna apresenta-se o valor médio apresentado pelas empresas considerando as quatro categorias de resultantes decorrentes da conjugação dos dois modelos com as duas metodologias. Recordar-se que a variável de *input* são os custos de exploração, sendo que os *outputs* são o número de pontos de abastecimento e o volume de GN veiculado.

Quadro 3-16 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica

	Metodologia Paramétrica		Metodologia Não Paramétrica		Níveis de Eficiência
	Panel Data		DEA - Rendimentos Variáveis à Escala		
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 1	Modelo 2	Médias All
Paxgás	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Medigás	0,90	0,72	0,88	0,88	0,84
REN Portgás	0,68	0,31	1,00	1,00	0,75
Setgás	0,68	0,38	0,94	0,94	0,74
Lusitaniagás	0,76	0,31	1,00	0,83	0,73
Duriensegás	0,73	0,50	0,74	0,74	0,68
Lisboagás	0,32	0,18	1,00	1,00	0,63
Beiragás	0,67	0,36	0,58	0,58	0,55
Dianagás	0,62	0,46	0,48	0,48	0,51
Tagusgás	0,67	0,29	0,50	0,42	0,47
Sonorgás	0,25	0,18	0,21	0,21	0,21

Assim para a definição das metas de eficiência definiu-se os seguintes procedimentos:

- Desenvolvimento da análise do Índice de Malmquist para avaliação do desempenho em termos de eficiência associada à globalidade da atividade (todos os operadores em conjunto) para avaliação dos impactes do progresso tecnológico.
- Ter em consideração o valor médio dos níveis de eficiência para constituir quatro grupos homogêneos de níveis de eficiência tendo em conta os seguintes intervalos dos percentis conforme procedimento adotado pela ERSE para a análise da eficiência das empresas reguladas: 0 -20, 20 -50, 50 -80 e superior a 80.
- Atribuição da meta de eficiência a cada empresa.

O Quadro 3-17 resume os critérios utilizados na construção dos grupos de níveis de eficiência.

Quadro 3-17 – Grupos de metas de eficiência

Grupo de Eficiência	Meta de Eficiência Atribuída
Grupo Percentil 0 - 20 Nível Eficiência $\geq 0,80$	Atribuição de uma meta de eficiência equivalente ao valor de eficiência registado pela atividade resultante do progresso tecnológico.
Grupo Percentil 20 - 50 Nível Eficiência $\geq 0,65$	Agravamento de 0,5 p.p. da meta de eficiência atribuída ao grupo anterior.
Grupo Percentil 50 - 80 Nível Eficiência $\geq 0,45$	Agravamento de 0,5 p.p. da meta de eficiência atribuída ao grupo anterior.
Seguintes: Por cada decil a menos	Agravamento de 1,0 p.p. da meta de eficiência atribuída ao grupo anterior.

ANÁLISE DO ÍNDICE DE MALMQUIST

Nesta análise recorre-se ao cálculo do Índice de Malmquist como elemento suplementar de suporte à decisão das metas de eficiências dos operadores da rede de distribuição de GN, tal como referido anteriormente. Nesta metodologia de análise da atividade no seu todo considerou-se o modelo que compreende os indutores de custos que têm sido utilizados no processo tarifário desta atividade desde a introdução da metodologia regulatório por incentivos, especificamente, o número de pontos de abastecimento e a energia veiculada. Por forma a garantir uma maior estabilidade do cálculo das diferentes componentes do Índice de Malmquist considerou-se os dados do período de 2013 a 2017. Deste modo, os valores das diferentes componentes resultam da média dos valores anuais obtidos.

O Quadro 3-18 apresenta os resultados obtidos para a decomposição do índice.

Quadro 3-18 - Decomposição do Índice de Malmquist – Todas Empresas
(*Pure Efficiency change effect; Scale effect e Technological change effect*)

Total Factor Productivity Change	Technical Efficiency	Efficiency Change	Pure Technical Efficiency	Scale Efficiency
1,055	1,021	1,043	1,026	1,021

Considerando a informação da tabela anterior, verifica-se que o impacto do progresso tecnológico (*technical efficiency*) da atividade de Distribuição de gás natural é 1,021.

Face ao exposto, o quadro seguinte apresenta a categorização resultante dos três procedimentos supra referidos.

Quadro 3-19 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica

	Metodologia Paramétrica <i>Panel Data</i>		Metodologia Não Paramétrica <i>DEA - Rendimentos Variáveis à Escala</i>		Níveis de Eficiência Médias All	Grupo de Eficiência	Meta de Eficiência
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 1	Modelo 2			
Paxgás	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	Grupo 1 (Percentil 0 - 20)	2,0%
Medigás	0,90	0,72	0,88	0,88	0,84		
REN Portgás	0,68	0,31	1,00	1,00	0,75	Grupo 2 (Percentil 20 - 50)	2,5%
Setgás	0,68	0,38	0,94	0,94	0,74		
Lusitaniagás	0,76	0,31	1,00	0,83	0,73		
Duriensegás	0,73	0,50	0,74	0,74	0,68	Grupo 3 (Percentil 50 - 80)	3,0%
Lisboagás	0,32	0,18	1,00	1,00	0,63		
Beiragás	0,67	0,36	0,58	0,58	0,55		
Dianagás	0,62	0,46	0,48	0,48	0,51		
Tagusgás	0,67	0,29	0,50	0,42	0,47	Grupo 4	5,0%
Sonorgás	0,25	0,18	0,21	0,21	0,21		

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

- Grupo 1: Paxgás e Medigás
- Grupo 2: Setgás, REN Portgás, Duriensegás e Lusitaniagás,
- Grupo 3: Lisboagás, Beiragás, Dianagás e Tagusgás
- Grupo 4: Sonorgás.

3.6.2.3.3 DEFINIÇÃO DAS METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR

Tendo em conta o atrás exposto, as metas de eficiência a aplicar no período regulatório dos anos gás 2020 a 2023, encontram-se sintetizadas no quadro seguinte (Quadro 3-20).

Quadro 3-20 - Fatores de eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração

	Grupo de Eficiência	Meta de Eficiência	Proposta de Meta Eficiência
Paxgás	Grupo 1 (Percentil 0 - 20)	2,0%	2,0%
Medigás			2,0%
REN Portgás	Grupo 2 (Percentil 20 - 50)	2,5%	2,5%
Setgás			2,5%
Lusitaniagás			2,5%
Duriensegás			2,5%
Lisboagás	Grupo 3 (Percentil 50 - 80)	3,0%	2,5%
Beiragás			3,0%
Dianagás			3,0%
Tagusgás			4,0%
Sonorgás			5,0%
	Grupo 4	5,0%	5,0%

No Quadro 3-21 pode-se efetuar uma comparação com as metas definidas nos períodos regulatórios anteriores. Sublinhe-se que para o atual período regulatório optou-se por definir uma única meta de eficiência para os termos fixo e variável. Neste sentido, os valores presentes no Quadro 3-21 relativos aos períodos regulatórios anteriores correspondem ao valor do Fator X global.

Quadro 3-21 – Evolução Histórica dos fatores de eficiência

	2010-2013	2013-2016	2016-2019	2020-2023
Beiragás	3,3%	2,5%	3,0%	3,0%
Dianagás	2,3%	2,8%	3,6%	3,0%
Duriensegás	3,8%	2,8%	3,0%	2,5%
REN Portgás	0,5%	1,5%	2,0%	2,5%
Lusitaniagás	0,5%	1,5%	3,0%	2,5%
Lisboagás	1,5%	2,0%	3,0%	2,5%
Medigás	1,3%	2,3%	2,0%	2,0%
Paxgás	2,1%	2,3%	2,0%	2,0%
Setgás	1,5%	2,0%	2,0%	2,5%
Sonorgás	3,8%	5,8%	6,7%	5,0%
Tagusgás	3,3%	2,5%	4,0%	4,0%

Organizando a informação do Quadro 3-21 tendo em conta a classificação das empresas por grupos de acordo com a análise aos resultados dos níveis de eficiência, temos um fator de eficiência para:

- Grupo 1: em 2,0%,
- Grupo 2: em 2,5%,
- Grupo 3: em 3,0%, com exceção da Tagusgás que tem um agravamento de 1 p.p.
- Grupo 4: em 5,0%.

GRUPO 1

As empresas Paxgás e Medigás continuam posicionadas no grupo mais eficiente, isto é, posicionam-se na fronteira eficiente e, desta forma, apenas lhes é exigido um fator de eficiência em linha com o incremento de eficiência decorrente do progresso tecnológico mantendo a meta de eficiência definida para o anterior período regulatório.

GRUPO 2

A Setgás e a REN Portgás viram agravados os seus níveis de eficiência comparativamente aos níveis apresentados pela Paxgás e Medigás, logo o seu desempenho face aos registados no anterior período de regulação. Desta forma, a sua classificação foi agravada e posicionadas no segundo grupo de eficiência quando no período regulatório anterior surgiam colocadas no primeiro grupo. Desta forma, veem o seu fator de eficiência agravado em meio ponto percentual de acordo com o procedimento definido no ponto anterior.

A Duriensegás e Lusitaniagás mantêm o posicionamento no grupo 2 comparativamente ao período regulatório anterior. Contudo, estas empresas veem diminuída a sua meta de eficiência em 0,5 pontos percentuais derivado do menor agravamento ocorrido nas metas de eficiência associada à segunda categoria de eficiência. Recorde-se que no período regulatório anterior, o agravamento da meta de eficiência do grupo 2 comparativamente ao grupo 1 foi de 1 ponto percentual enquanto no atual período é de 0.5 pontos percentuais.

Na definição das metas de eficiência, o Regulador deverá estar cada vez mais atento à maturidade das empresas e ao esforço que essa maturidade representa em termos de custos de manutenção dos respetivos ativos. Tal como referido, atualmente, a Lisboaagás destaca-se como sendo a empresa com mais anos de atividade e, como tal, com uma estrutura de custos mais influenciada pela maior necessidade de intervenção numa rede de distribuição mais antiga. Neste sentido, apesar de posicionada no grupo 3, considerou-se adequado não aplicar à Lisboaagás o fator de agravamento da meta de eficiência associada a este grupo e atribui-lhe a meta de eficiência associada aos ORD do grupo 2.

GRUPO 3

A Dianagás e a Beiragás viram agravados os seus níveis de eficiência comparativamente aos restantes operadores, logo o seu desempenho face aos registados no anterior período de regulação. Desta forma, a sua classificação foi agravada e posicionada no terceiro grupo de eficiência quando no período regulatório anterior surgiam colocadas no segundo grupo. No período regulatório anterior estas empresas já apresentam o pior desempenho do grupo 2. No entanto, a Beiragás acaba por manter seu fator de eficiência beneficiando do procedimento definido no ponto anterior para a definição das metas de eficiência de cada grupo. Por outro lado, a Dianagás vê diminuída a sua meta de eficiência em 0,6 pontos percentuais derivado do menor agravamento ocorrido nas metas de eficiência associada às categorias de

menor eficiência e a não aplicação do fator escala que foi aplicado na definição das metas de eficiência do período regulatório anterior³⁵,

Tal como referido anteriormente, destaca-se o caso particular da Lisboagás que, de todos os operadores, é o que apresenta ativos mais envelhecido, tanto pelas características particulares da sua rede que, em parte, transitou da distribuição de “gás cidade”, existente há décadas em Lisboa, para a distribuição de gás natural, como pelo facto de ter sido a primeira empresa a iniciar a atividade de Distribuição deste combustível, a par da Portgás (atual REN Portgás). Esta situação poderá justificar necessidades acrescidas de manutenção do equipamento, com reflexo nos custos de exploração da empresa, que teve de ser tida em conta. Deste modo, optou-se por aplicar a esta empresa uma meta de 2,5% associada aos ORD do grupo 2.

A Tagusgás manteve-se, neste período regulatório, no terceiro grupo de eficiência à semelhança do ocorrido nos anteriores períodos regulatórios. O seu fator de eficiência manteve-se relativamente ao período regulatório anterior, porque apesar de ter beneficiado do procedimento apresentado no ponto anterior para a definição das metas de eficiência de cada grupo, foi agravado em 1 ponto percentual para acomodar a partilha de ganhos de eficiência com os consumidores decorrentes da entrada em funcionamento da nova sede.

GRUPO 4

A Sonorgás continua a apresentar fracos níveis de eficiência em comparação com as demais empresas, à semelhança do ocorrido nos anteriores períodos regulatórios. No entanto, observa-se uma aproximação, em termos absolutos, relativamente aos níveis de eficiência evidenciados pelas restantes empresas menos eficientes (no caso concreto, as empresas presentes no grupo 3). Face ao exposto, à inexistência do fator escala que ocorreu na definição das metas de eficiência do período regulatório anterior, substituído por um incremento do termo fixo, e ao procedimento adotado para a definição das metas de eficiência, esta empresa vê diminuída a sua meta de eficiência em 1,7 pontos percentuais.

³⁵ Porque se perspetiva uma maior estabilidade na evolução da sua atividade.

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

Decidiu-se alterar a base de custos face que se encontra atualmente em vigor, tendo em conta o desempenho das empresas e aplicando o princípio de partilha de resultados alcançados por aplicação das metas de eficiência. A análise do desempenho das empresas teve em consideração os valores mais recentes das empresas reais e auditados, ou seja, os valores de 2016 e 2017, e os proveitos permitidos aceites para efeitos de cálculo de ajustamentos daqueles anos.

A estrutura de custos (componente fixa versus variável) foi alterada em conformidade com a análise apresentada anteriormente, mantendo-se inalterada face ao período de regulação anterior, para as empresas concessionadas, e diferenciando-se todas as licenciadas, com um decréscimo de 0,5 pontos percentuais na componente fixa. Dentro da componente variável, o peso definido para os termos variáveis energia e pontos de abastecimento também se manteve inalterável nos 25% e 75%, respetivamente.

No que respeita às metas de eficiência foi atualizada a análise de *benchmarking*, da qual resultam, à semelhança do período de regulação anterior, quatro grupos de empresas com fatores de eficiência que variam entre 2% e 5%.

O Quadro 3-22 apresenta de forma sintética o valor das componentes fixas e das componentes variáveis para o início do período de regulação 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 3-22 - Valor das componentes fixas e variáveis para o início do período de regulação

2020	Termo fixo	Termos variáveis		Eficiência anual
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento	%
Beiragás	1 523,912	0,000496	0,030449	3,0
Dianagás	451,846	0,002347	0,060629	3,0
Duriensegás	665,319	0,001242	0,029808	2,5
REN Portgás	5 254,587	0,000258	0,015156	2,5
Lisboagás	10 551,584	0,000829	0,022092	2,5
Lusitaniagás	3 587,044	0,000154	0,017397	2,5
Medigás	420,705	0,001653	0,024129	2,0
Paxgás	165,890	0,004592	0,037743	2,0
Setgás	2 517,921	0,000488	0,016375	2,5
Sonorgás	1 738,879	0,004377	0,083889	5,0
Tagusgás	1 393,778	0,000359	0,038750	4,0

Refira-se que a evolução da base de custos de 2020 para os anos civis seguintes é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{OPEX}_s = \text{Parte Fixa}_{s-1} * (1 + \text{IPIB}_{s-1} - X_s) + \text{Custo unitário por ponto de abastecimento}_{s-1} * (1 + \text{IPIB}_{s-1} - X_s) * \text{número de pontos de abastecimento}_s + \text{Custo unitário da energia}_{s-1} * (1 + \text{IPIB}_{s-1} - X_s) * \text{quantidade de energia}_s$$

Em que: X = Meta de eficiência fixada e s = Ano civil.

4 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

O presente capítulo define os parâmetros a aplicar à atividade de último recurso retalhista para o período regulatório 2020 a 2023, bem como apresenta os custos de referência anuais para a atividade de comercialização.

Refira-se que a definição de parâmetros para um período regulatório e o cálculo de custos de referência em base anual são processos compatíveis, na medida em que assentam na determinação de variáveis comuns explicativas da evolução dos custos na atividade de comercialização.

Com efeito, os parâmetros são variáveis definidas pela ERSE para aplicação ao longo do período regulatório, e as quais deverão ter em linha de conta o desempenho das empresas reguladas ao longo dos últimos anos, bem como a sua necessária adequação ao presente contexto de diminuição acentuada de atividade.

Por outro lado, os custos de referência têm por objetivo definir o nível de eficiência anual para os custos afetos à prossecução da atividade de Comercialização.

Deste modo, cumpre referir que:

- i. O cálculo dos proveitos a permitir aos Comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) ao longo do período regulatório que agora se inicia deverá ter por base, entre outras variáveis, a aplicação direta dos parâmetros definidos pela ERSE no presente documento, os quais serão aplicáveis para os anos gás 2016-2017 a 2018-2019.
- ii. Os proveitos a recuperar pelos CURr anualmente, através da aplicação da tarifa de Comercialização, deverão estar alinhados com os custos de referência a definir pela ERSE, em cada ano-gás, para a atividade de comercialização.
- iii. O diferencial, positivo ou negativo, entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar pela tarifa de Comercialização, deverá ser recebido ou pago através da tarifa de UGS I, à semelhança do que acontece atualmente.
- iv. Deste modo, o cálculo anual dos custos de referência para a atividade de Comercialização terá como objetivo definir o nível de proveitos que em cada ano-gás deverá ser recuperado diretamente pela aplicação da tarifa de Comercialização, enquanto os parâmetros, definidos para o período regulatório e antecipadamente conhecidos pelas empresas reguladas, serão a base de cálculo dos proveitos a permitir a estas empresas.

Por fim, refira-se que o exercício de definição de custos de referência para a comercialização de energia permite igualmente a obtenção de maior e melhor informação sobre a atividade desempenhada pelos CURr, pelo que a mesma não deverá ser negligenciada no processo de definição dos parâmetros a aplicar a estas empresas reguladas no período regulatório que agora se inicia.

4.1 CUSTOS DE REFERÊNCIA DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

4.1.1 ENQUADRAMENTO

Nos termos dos números 8 e 9 do artigo 38.º do Decreto-Lei 231/2012, de 26 de outubro, a ERSE deverá definir, anualmente, custos de referência para a atividade de Comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente.

Em linha com o referido anteriormente, a definição destes custos visa não só i) o cumprimento do quadro legal, como também: ii) a definição de uma base sustentada para cálculo dos Proveitos a recuperar pelos CURr através da aplicação direta da tarifa de Comercialização, iii) a prestação de informação útil à definição dos parâmetros para o este período regulatório e iv) uma aproximação entre as abordagens regulatórias do setor do gás natural e do setor elétrico.

No seguimento da imposição legal supra referida, a ERSE implementou, desde 2013, um processo anual de recolha de informação sobre a atividade de Comercialização através da submissão de um questionário aos comercializadores do setor elétrico e do gás natural. O incremento do número de comercializadores de energia elétrica e de gás natural tem sido um aspeto relevante nesta atividade, em particular, no regime de mercado. Estes novos operadores tendem a apresentar um menor domínio da terminologia e conceitos associados ao processo regulatório das diferentes atividades da cadeia de valor da energia elétrica e gás natural. Esse facto tem levado a ERSE, aquando do processo de submissão dos questionários, a desenvolver diversas interações de clarificação do procedimento de reporte da informação relativa à atividade de Comercialização junto dos diferentes participantes neste questionário. Esta atuação justifica-se com o objetivo de obter uma garantia da fiabilidade da informação recebida de forma a atestar que os valores reportados se referem exclusivamente à atividade de Comercialização. Por exemplo, alguns operadores, nos seus procedimentos internos, incorporam nos custos operacionais relacionados com a atividade de Comercialização os custos de acesso às redes e os custos de aquisição de energia.

Esta recolha de informação, que foi aprofundada no decurso de 2014, resultou na publicação de uma matriz de custos de referência para os comercializadores de energia elétrica, tendo em consideração as características específicas das diversas empresas comercializadoras, na medida em que tais especificidades podem originar (des)vantagens de custos, que devem ser tidas em conta para efeitos da determinação dos custos de referência.

A publicação anual de custos de referência para a atividade de Comercialização justifica o processo anual de recolha de informação supra referido que permite obter uma atualização da informação sobre a atividade de Comercialização de energia e construir uma base de dados que possibilita aferir a dinâmica desta própria atividade. Neste sentido, em 2018, a ERSE solicitou a atualização do questionário aos novos comercializadores que iniciaram a sua atividade anteriormente a 2017, bem como, solicitou o preenchimento do questionário aos comercializadores que iniciaram a sua atividade em 2017. Neste processo foram inquiridos um universo de 43 comercializadores (mais 2 relativamente a 2016³⁶), tendo-se obtido 37 respostas (incluindo 4 respostas de comercializadores a comunicarem que ainda não tinham concretizado o início da atividade operacional). À semelhança do que tem ocorrido nos processos anteriores, cumpre ressaltar que os dados dos inquiridos considerados comercialmente sensíveis e passíveis de serem externamente associados a uma empresa foram tratados e divulgados de forma confidencial. A figura seguinte identifica as empresas e/ou os grupos económicos que efetivaram uma resposta ao questionário e/ou procederem à divulgação de informação relativa ao ano de 2017 no contexto do referido questionário.

³⁶ Neste processo deve-se considerar a existência da saída de comercializadores do mercado, bem como, a entrada de novos.

Figura 4-1- Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE



Os dados obtidos das 33 respostas recebidas relativamente à caracterização da atividade Comercialização no ano de 2017 foram integradas na base dados que a ERSE tem vindo a construir para este efeito. Esta base de dados incorpora a informação económica e física sobre atividade de Comercialização de energia elétrica e gás natural desde o ano de 2009. Contudo, conforme referido no documento de “Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”, apenas a partir de 2013 os dados apresentam maior consistência para efeitos de comparação entre empresas, pelo que as análises efetuadas até à data pela ERSE têm apenas considerado os dados a partir deste ano. Para a presente análise também se optou por excluir os dados relativos a 2013 com o objetivo de tornar o exercício de *benchmarking* mais sólido. Este ano incluía os dados de 23 empresas, sendo 14 do mercado regulado e outras 2 *outliers* extremos. As cinco restantes correspondiam a empresas de grupos económicos e numa fase arranque da sua atividade. Desta forma, o presente estudo iniciou-se com os dados referentes ao período de 2014 a 2017, resultando numa amostra inicial de 114 observações.

4.1.2 DIVERSIDADE DE PERFIS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Nas últimas décadas, o sistema energético europeu passou por uma série de transformações estruturais e funcionais, a fim de garantir energia sustentável, acessível e competitiva para todos os cidadãos (Ionescu, 2018). Entre outras, temos assistido a diversas reformas no setor do gás natural como privatização, mudanças regulatórias e abertura à concorrência de certos segmentos da cadeia de valor desta indústria (Andrade, 2014). Um dos objetivos principais destas reformas consistiu na introdução de competição em atividades do setor do gás natural anteriormente regulamentadas. Os instrumentos de política regulatória da UE foram estabelecidos precisamente para estabelecer as regras de concorrência em determinadas atividades do setor do gás natural e restringir o comportamento potencialmente não competitivo das empresas incumbente de atividades caracterizadas por investimentos elevados (custos fixos significativos) e a existência de economias de escala. O setor do gás natural foi dividido em segmentos potencialmente competitivos (por exemplo, a atividade de Comercialização) e segmentos de monopólios naturais que exigem supervisão regulatória adicional por ser economicamente desvantajoso para o sistema a existência de um sistema concorrencial (por exemplo, transporte, distribuição e armazenagem) (Opolska, 2017).

Decorrente do exposto, tanto a nível europeu, como no caso português em concreto, tem ocorrido um processo gradual de entrada de novos *players* no segmento da comercialização de energia elétrica e gás natural. Concomitantemente, nos últimos anos observou-se nesta atividade a emergência de diversos comercializadores com diferentes perfis em termos de escala e condições de laboração.

Este crescimento do número de comercializadores ao longo do período da amostra em análise significará a existência de uma diversidade de perfis de empresas participantes no segmento liberalizado da atividade de Comercialização de energia elétrica. Esta diversidade torna expectável que as diferentes empresas apresentem estruturas de custos diferenciadas, em função de especificidades como a dimensão, a localização e a dispersão da atividade, perfil de consumo da carteira de clientes, inserção em grupos empresariais, maturidade, etc. De facto, a análise prévia da amostra observou-se empresas que se apresentavam numa fase embrionária da sua atividade e/ou elevada especificidade da sua atividade operacional (por exemplo, centralização no fornecimento de clientes industriais). Estas especificidades criam significativos enviesamentos nos resultados e o surgimento de observações *outliers* ao nível dos custos unitários apresentados. Neste sentido, optou-se tal como em análises anteriores, pela aplicação da metodologia do *Filtro de Tukey* para se proceder à eliminação destas observações. A aplicação desta metodologia resultou na exclusão de 26 observações e a definição da amostra em 88 observações.

O Quadro 4-1 apresenta a análise descritiva da amostra no período considerado neste estudo (do ano de 2014 a 2017) considerando três indicadores: número de clientes, custos de exploração totais e os custos de exploração unitários por cliente, ambos a preços constantes de 2019.

Quadro 4-1 – Análise Descritiva da Amostra – 2014 a 2017

Cientes			Custo de Exploração Total			Custo de Exploração Unitário por Cliente		
<i>Percentil</i>	<i>Valor</i>	<i>Menores</i>	<i>Percentil</i>	<i>Valor</i>	<i>Menores</i>	<i>Percentil</i>	<i>Valor</i>	<i>Menores</i>
1%	152	152	1%	20 254	20253,69	1%	15,69 €	15,69 €
5%	778	488	5%	57 121	34734,81	5%	18,29 €	16,56 €
10%	2 420	671	10%	65 224	42235,78	10%	21,37 €	17,03 €
25%	6 249	723	25%	332 824	56271,81	25%	30,14 €	17,11 €
50%	50 760	Maiores	50%	1 974 399	Maiores	50%	38,43 €	Maiores
75%	153 890	3163481	75%	7 510 872	93617392	75%	62,42 €	284,48 €
90%	548 029	3462983	90%	28 572 086	106782744	90%	137,16 €	298,11 €
95%	2 538 819	3898258	95%	49 628 480	126438112	95%	228,82 €	337,94 €
99%	4 101 497	4101497	99%	130 056 264	130056064	99%	427,70 €	427,70 €
Média	329 036	Observações	Média	10 778 399	Observações	Média	66,58 €	Observações
Desvio Padrão	839 015	88	Desvio Padrão	24 714 369	88	Desvio Padrão	73,87 €	88

Além da diversidade de perfis de empresas que se espera que venham a participar no segmento liberalizado da atividade de Comercialização de gás natural, é igualmente expectável que estas apresentem estruturas de custos diferenciadas, em função de especificidades como a dimensão, localização e dispersão da atividade, inserção em grupos empresariais, processo de extinção de tarifas reguladas da atividade de Comercialização de último recurso, entre outros.

Deste modo, na presente secção procura-se analisar a diversidade de perfis na atividade de Comercialização de energia, tendo por base o inquérito efetuado pela ERSE junto dos comercializadores de eletricidade e de gás natural.

Relativamente ao tratamento estatístico dos dados, cumpre ressaltar que:

- Em termos metodológicos, a análise desenvolvida consubstancia-se na análise gráfica, cálculo de estatísticas descritivas e análise não paramétrica;
- Procedeu-se à análise de perfis de comercialização na atividade de energia, considerando os setores da eletricidade e do gás natural;
- Para efeitos de análise dos diferentes perfis de empresas, foram tidas em conta as seguintes características diferenciadoras, em linha com o já referido anteriormente:

✓ **Inserção em grupos empresariais;**

- ✓ **Dimensão** – medida pelo número de clientes reportados por cada empresa para os anos 2013 a 2014;
- ✓ **Segmento de negócio** – atividade só no setor do gás natural; atividade só no setor da eletricidade ou atividade em ambos os setores;
- ✓ **Enquadramento regulatório** – empresa regulada ou não regulada;

Nas secções seguintes, procura-se caracterizar brevemente as empresas comercializadoras de energia e o efeito das respetivas características específicas ao nível do seu Custo Total Médio Unitário (CTMu) (calculado pelo rácio da rúbrica do custo total médio e o número de clientes servido pelo consumidor).

DIMENSÃO

De acordo com a literatura económica é expectável que empresas de maior dimensão (por exemplo, em termos de número de clientes ou volume de negócios) beneficiem de economias de escala (Lehto, 2011)³⁷. A atividade de Comercialização de energia em Portugal é desenvolvida por empresas com características muito diferentes em termos da sua dimensão medida pelo número de clientes conforme se pode observar no Quadro 4-1.

Dada a heterogeneidade observada ao nível da dimensão dos comercializadores medida pelo número de clientes, à semelhança no ocorrido na análise efetuada em 2018 para o setor elétrico e publicada no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2019 das Empresas Reguladas do setor elétrico”, aplicou-se uma metodologia econométrica de análise de *clusters* para a obtenção de grupos ou classes de dimensão homogéneas dos diferentes comercializadores. Recorde-se que esta metodologia constitui um procedimento econométrico que permite constituir grupos homogéneos, recorrendo a um conjunto de variáveis, a partir de uma amostra de indivíduos ou entidades heterogéneas. O resultado final do agrupamento deve permitir que objetos pertencentes a um dado grupo sejam similares ou relacionados e distintos ou não relacionados com os objetos incluídos noutros grupos.

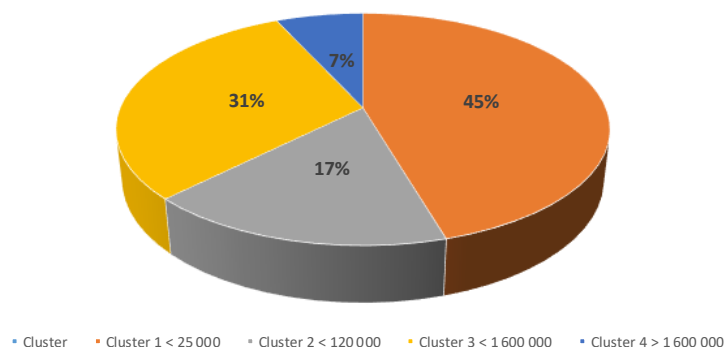
Tal como referido no documento supra referenciado, esta metodologia pode ser dividida em dois grandes métodos: métodos hierárquicos e métodos de otimização da partição ou não hierárquicos (Everitt et al, 2011). Na presente análise manteve-se a utilização do método de classificação por via da otimização

³⁷ E. Lehto (2011), “Electricity prices in the Finnish retail market”, *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 2179–2192.

utilizado na análise de 2018, em particular, uma variante ao algoritmo *K-means*. A utilização deste algoritmo foi justificada por ser um método adequado às características da amostra e ser amplamente utilizado dada a estabilidade de soluções que fornece de acordo com Everitt et al, 2011. A variante utilizada foi o *K-medians*. Este procedimento segue basicamente a mesma lógica e procedimento do *K-means* mas permite evitar o possível efeito de valores extremos sobre a solução de *cluster* final (Mooi et al, 2018). Esta opção está relacionada com a heterogeneidade muita elevada do número de clientes apresentados por cada empresa da amostra.

A Figura 4-2 apresenta a caracterização, em termos do número de clientes, dos diferentes *clusters* produzidos pela metodologia supra referida.

Figura 4-2 – Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão



A figura seguinte apresenta a análise descritiva dos diferentes *clusters* considerando três indicadores: número de clientes, custos de exploração e custos unitários. Da análise dos resultados é de realçar a existência de uma relação inversa entre a dimensão e o custo unitário. Este resultado parece justificar a existência de economias de escala.

Quadro 4-2 – Análise descritiva por categoria de dimensão

		Cluster 1 < 25 000 clientes	Cluster 2 < 120 000 clientes	Cluster 3 < 1 600 000 clientes	Cluster 4 > 1 600 000 clientes
Clientes	<i>Média</i>	6 552	64 996	312 139	3 215 060
	<i>Desvio Padrão</i>	5 429	19 844	344 579	769 608
	<i>Mínimo</i>	152	38 316	122 128	2 125 324
	<i>Máximo</i>	24 255	103 624	1 536 179	4 101 497
Custos Exploração	<i>Média</i>	384 176,00 €	4 134 664,28 €	12 162 640,87 €	90 453 471,33 €
	<i>Desvio Padrão</i>	366 422,47 €	3 395 520,13 €	8 984 144,12 €	39 370 667,84 €
	<i>Mínimo</i>	20 253,69 €	1 440 677,63 €	3 772 842,00 €	36 198 036,00 €
	<i>Máximo</i>	1 458 228,50 €	11 669 709,00 €	31 694 240,00 €	130 056 064,00 €
Custo Unitário	<i>Média</i>	87,62 €	58,78 €	48,45 €	27,43 €
	<i>Desvio Padrão</i>	101,19 €	34,35 €	29,01 €	8,83 €
	<i>Mínimo</i>	18,29 €	32,46 €	16,56 €	15,69 €
	<i>Máximo</i>	427,70 €	143,26 €	136,87 €	36,87 €

SETOR DE ATIVIDADE

Além da dimensão, o segmento de energia onde a empresa desenvolve a sua atividade constitui uma característica que deve ser considerada na análise da atividade de Comercialização de energia por ser potencialmente diferenciadora dos comercializadores de energia. Concretamente, a amostra deste estudo contém empresas especializadas na atividade de Comercialização de energia, eletricidade ou gás natural, e empresas a atuarem de forma conjunta nos dois segmentos. Neste sentido, à semelhança do referido em anteriores análises, espera-se que a atividade de Comercialização nos dois segmentos permita a obtenção de economias de gama, proporcionadas particularmente pela utilização de recursos comuns (pessoal, balcões ou agentes de atendimento, etc.). Por outro lado, é ainda necessário ter em conta que o mercado de eletricidade é mais maduro do que o mercado do gás natural, pelo que algumas das empresas especializadas no segmento da eletricidade (sobretudo, as mais antigas) poderão obter vantagens de custos associadas à maior maturidade deste mercado comparativamente com o mercado de gás natural.

Para avaliar esta característica as empresas foram agrupadas nas três categorias seguintes:

- Empresas com atividade só no segmento da eletricidade;
- Empresas com atividade na eletricidade e gás natural;
- Empresas com atividade só no segmento de gás natural.

O Quadro 4-3 apresenta uma análise descritiva das três categorias supra indicadas recorrendo aos três indicadores analisados anteriormente no caso da dimensão. Os resultados, à semelhança dos obtidos em análises anteriores, indicam que as empresas a atuar unicamente na comercialização de elétrica

apresentam o custo médio por cliente mais elevado. Este resultado está a ser influenciado pelos novos comercializadores de menor dimensão a integrarem este grupo. Os resultados parecem confirmar a existência de economias de gama nas empresas que atuam, simultaneamente, no segmento elétrico e do gás natural. Contudo, deve-se referir que este último grupo integra as empresas de mercado com maior dimensão, maturidade e inclusão em grandes grupos económicos.

Quadro 4-3 – Análise descritiva por setor de atividade

		Eletricidade	Gás Natural	Ambos
Clientes	<i>Média</i>	350 520	36 958	1 050 878
	<i>Desvio Padrão</i>	769 390	51 925	1 438 585
	<i>Mínimo</i>	152	1 911	153 651
	<i>Máximo</i>	3 163 481	240 971	4 101 497
Custos Exploração	<i>Média</i>	8 256 833,73 €	1 507 032,53 €	38 779 717,26 €
	<i>Desvio Padrão</i>	12 275 565,46 €	2 026 086,09 €	44 554 790,96 €
	<i>Mínimo</i>	20 253,69 €	56 271,81 €	3 772 842,00 €
	<i>Máximo</i>	49 628 480,00 €	9 839 519,00 €	130 056 064,00 €
Custo Unitário	<i>Média</i>	97,09 €	53,64 €	51,62 €
	<i>Desvio Padrão</i>	98,03 €	62,73 €	34,83 €
	<i>Mínimo</i>	15,69 €	18,29 €	16,56 €
	<i>Máximo</i>	427,70 €	298,11 €	136,87 €

Fonte: ERSE

ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

Na atividade de Comercialização de energia elétrica e gás natural coexistem dois regimes de mercado originando dois tipos de comercializadores: mercado regulado e o mercado liberalizado. No primeiro, as empresas atuam na qualidade de comercializador de último recurso e têm que cumprir um conjunto de obrigações de serviço público como, por exemplo, a prestação universal do fornecimento de energia (elétrica ou gás natural). No mercado regulado os preços são fixados anualmente pela ERSE e a licença de comercializador de último recurso é apenas atribuída a um operador por área de concessão. No mercado liberalizado o preço é definido livremente por cada comercializador em ambiente concorrencial e coexistem inúmeros operadores na mesma área geográfica. O processo de extinção gradual das tarifas reguladas tem levado à transferência de um número significativo de clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado. Neste último, em função do processo de liberalização da atividade de Comercialização de energia, encontramos as empresas mais recentes e, conseqüentemente, de menor dimensão, enquanto no mercado regulado operam as empresas mais maduras. Naturalmente estes fatores influem nas características da atividade operacional de cada comercializador. Assim, os resultados

apresentados no quadro seguinte demonstram, como seria de esperar, a existência de diferenças muito significativas entre as empresas reguladas e não reguladas face ao anteriormente referido. As primeiras apresentam custos médios unitários muito mais baixos e um menor número de clientes médio.

Quadro 4-4 – Análise descritiva por Enquadramento Regulatório

		Regulada	Não Regulada
Clientes	<i>Média</i>	192 519	567 941
	<i>Desvio Padrão</i>	552 423	1 158 264
	<i>Mínimo</i>	1 911	152
	<i>Máximo</i>	3 163 481	4 101 497
Custos Exploração	<i>Média</i>	4 503 965,52 €	21 758 658,34 €
	<i>Desvio Padrão</i>	9 108 024,42 €	37 032 795,84 €
	<i>Mínimo</i>	56 271,81 €	20 253,69 €
	<i>Máximo</i>	49 628 480,00 €	130 056 064,00 €
Custo Unitário	<i>Média</i>	50,15 €	95,33 €
	<i>Desvio Padrão</i>	56,41 €	91,27 €
	<i>Mínimo</i>	15,69 €	16,56 €
	<i>Máximo</i>	298,11 €	427,70 €

Fonte: ERSE

INSERÇÃO EM GRUPO ECONÓMICO

A reestruturação ocorrida no setor energético que se iniciou na década de 70 originou a existência de *Utilities* deste setor de grandes dimensões e integradas em grandes grupos económicos. O posterior processo de *unbundling* e liberalização das diferentes atividades da cadeia de valor do setor originou o aparecimento de dois tipos de novas empresas. Novas empresas criadas por estes grupos económicos em resposta a imposição legal do *unbundling* e novas empresas entrantes resultantes do processo de liberalização. Estar, ou não, integrado num grupo económico pode constituir um fator de determinação das características da atividade operacional e no perfil de cada comercializador. À partida, se existirem importantes sinergias dentro dos grupos económicos, é de esperar que as empresas inseridas em grupos económicos apresentem, em média, custos mais baixos. A inserção num grupo económico pode permitir a disponibilidade de meios para efetuarem uma maior atuação geográfica e obter uma maior dimensão. Para analisar esta característica, as empresas foram separadas em duas categorias consoante estão, ou não, integradas num grupo económico. O Quadro 4-5 apresenta os resultados obtidos que confirmam a expectativa, à semelhança do ocorrido em análises anteriores, das empresas inseridas em grupos económicos apresentarem menores custos unitários e uma maior dimensão em termos de números de clientes pelas razões supra referidas.

Quadro 4-5 – Análise descritiva relativamente à Inserção em Grupo Económico

		Individual	Grupo Económico
Cientes	<i>Média</i>	46 816	434 868
	<i>Desvio Padrão</i>	60 328	963 881
	<i>Mínimo</i>	152	1 911
	<i>Máximo</i>	137 679	4 101 497
Custos Exploração	<i>Média</i>	2 347 721,00 €	13 939 903,62 €
	<i>Desvio Padrão</i>	2 791 430,53 €	28 344 498,60 €
	<i>Mínimo</i>	20 253,69 €	56 271,81 €
	<i>Máximo</i>	7 304 393,50 €	130 056 064,00 €
Custo Unitário	<i>Média</i>	99,49 €	54,24 €
	<i>Desvio Padrão</i>	100,22 €	57,47 €
	<i>Mínimo</i>	34,72 €	15,69 €
	<i>Máximo</i>	427,70 €	298,11 €

Fonte: ERSE

Pelo apresentado neste ponto, conclui-se que a dimensão continua a apresentar-se como um fator determinante da *performance* económica das empresas, medida pelo seu nível de custos de exploração por cliente. Mantêm-se também como válidas as conclusões obtidas em análises anteriores e novamente comprovadas com a presente análise que os restantes fatores analisados, como sejam a atividade, o enquadramento regulatório e a inserção em grupo económico, continuam bastante correlacionados com a dimensão das empresas. Todavia, esses fatores são correlacionados entre si³⁸, pelo que não poderão ser analisados separadamente.

Desta forma, este fator constituiu, neste contexto, a principal característica diferenciadora tida em conta na análise efetuada de suporte à definição dos custos de referência, que de seguida se apresenta. Registe-se que as análises preliminares permitiram observar uma maior robustez dos resultados quando se considerava algumas comercializadoras integradas em grupos económicos como uma única entidade como é o caso das empresas comercializadoras do Grupo Dourogás e os CURr do Grupo GALP. Neste sentido, a amostra considerada para a definição dos custos de referência passa a incluir o tratamento destas empresas como uma única entidade.

³⁸ Existe uma relação clara, por exemplo, entre a inserção num grupo económico e a dimensão.

4.1.3 METODOLOGIA DE AFERIÇÃO DOS CUSTOS DE REFERÊNCIA

Recorde-se que a ERSE tem apresentado a fundamentação da metodologia de cálculo utilizada para a definição dos custos de referência da atividade de Comercialização num adequado suporte teórico microeconómico nos anteriores documentos de definição de parâmetros e no âmbito da definição dos custos de referência para os setores elétricos e gás natural³⁹.

Esta fundamentação justifica-se pela diversidade de perfis de empresas que desenvolvem a atividade de Comercialização de energia em ambos os setores (elétrico e gás natural) e pelo facto da definição de custos de referência para estes setores dever ser suportada em metodologias devidamente fundamentadas.

Sucintamente, a fundamentação teórica microeconómica de suporte à definição dos custos de referência para a atividade de Comercialização tem sido suportada na função de custo de curto prazo. A definição dos custos de referência para a atividade de Comercialização de gás natural em Portugal para o ano gás 2019-2020, à semelhança dos processos realizados nos anos anteriores, foi desenvolvida nas seguintes etapas:

1. Tratamento dos Dados;
2. Definição dos parâmetros da Metodologia Paramétrica e da Metodologia Não Paramétrica (indutores de custos (*outputs*) e *inputs*);
3. Definição da “Comercializadora Teórica Eficiente”;
4. Matriz de custos médios de referência para a comercialização de gás natural.

Como explicitado anteriormente, na primeira fase a ERSE elaborou um questionário com o objetivo de recolher um conjunto de informação de diversa natureza sobre os comercializadores. Recolhidos os inquéritos, procedeu-se ao tratamento da informação e aplicação das metodologias econométricas adotadas para definição do custo de referência para a atividade de Comercialização. Estes pontos são de seguida analisados.

³⁹ Para maiores desenvolvimentos, ver os últimos documentos de definição de parâmetros de regulação de ambos setores energéticos e, bem como, os documentos de proveitos permitidos.

4.1.3.1 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA METODOLOGIA NÃO PARAMÉTRICA

Do ponto de vista genérico, a função objetivo considerada na metodologia não paramétrica é a de minimização dos *inputs*, tendo em conta um determinado nível de *outputs*.

INPUTS

Recorde-se que na construção dos inquéritos e posterior submissão às empresas houve o propósito das empresas identificarem e desagregarem os custos de exploração em diversas categorias, variáveis e fixos, e dentro de cada uma destas categorias, a componente direta e indireta. Este intento tinha como objetivo obter junto das empresas a desagregação dos custos de exploração por um conjunto de categorias que permitissem caracterizar de uma forma mais precisa as especificidades de cada empresa e, deste modo, identificar a relação dessa especificidade com o nível de custos operacionais, de forma a definir da forma mais adequada quanto possível o perfil de cada empresa. Neste ano, à semelhança do ocorrido nos anos anteriores, apesar do reforço dos esforços desenvolvidos ao longo dos últimos anos, observaram-se dificuldades e divergências de perceção, entre os intervenientes, sobre o significado de cada categoria, com impacto na forma como os custos operacionais foram considerados para a atividade de Comercialização e repartidos pelas diferentes categorias nas respostas dadas aos inquéritos.

Face ao exposto, a ERSE decidiu continuar a considerar como *input* a totalidade dos custos de exploração excluindo as provisões, por esta rubrica apresentar uma grande volatilidade ao longo do período e ser caracterizada por uma elevada discricionariedade, e as amortizações, por serem uma componente dos custos com capital (CAPEX). Os custos assim obtidos correspondem aos custos de exploração de cada empresa nos anos de 2014 a 2017, a preços constantes de 2019, o que acomoda os últimos anos de contas auditadas.

OUTPUTS

Na presente análise continua-se a manter o número médio de clientes como o *output* dados os resultados dos dados revelaram como válidas as conclusões apresentadas no documento de parâmetros do anterior período regulatório de 2016-2017 a 2018-2019. Na análise efetuada para o próximo período regulatório observa-se o incremento do nível de correlação para 0,94 entre o número de clientes e os custos de exploração da atividade de Comercialização. No período regulatório anterior, esse valor foi de 0,89. Adicionalmente, nas análises econométricas desenvolvidas nos próximos pontos observa-se uma elevada

significância estatística da variável clientes como fator determinante dos custos de exploração. Neste sentido, o custo médio ou custo unitário de um comercializador num determinado período refere-se ao rácio entre o custo de exploração e o número médio de clientes desse comercializador.

4.1.3.2 DEFINIÇÃO DO “COMERCIALIZADOR TEÓRICO EFICIENTE”

Tal como referido nas análises anteriores efetuadas, a definição dos níveis de eficiência dos comercializadores tem assentado na realização de *benchmarkings*. Para a realização desses *benchmarkings*, a ERSE tem ponderado as vantagens e as desvantagens dos diferentes tipos de metodologias existentes, designadamente metodologias não paramétricas e paramétricas.

O surgimento de novos *players* e o processo de inquirição anual por via do questionário tem permitido que a amostra de comercializadores utilizada nestes *benchmarkings* tenha aumentado em termos do número de observações. Contudo, a necessidade que tem existido no tratamento dos dados associados a algumas empresas tem implicado, em sentido oposto, a redução do número de observações da amostra. Por exemplo, na amostra observa-se a existência de empresas comercializadoras a atuarem em áreas geográficas distintas, mas integradas no mesmo grupo económico e onde se verifica que a sua operacionalidade é realizada numa perspetiva centralizada a nível do grupo. Nestes casos, o tratamento individualizado destas empresas desvirtuaria e enviesaria uma análise econométrica e os resultados obtidos no âmbito da análise dos níveis de eficiência. Optou-se por realizar o tratamento dos dados destas empresas como uma única entidade. Este procedimento permite produzir uma informação mais robusta, mais fidedigna do desempenho destas empresas e uma comparação mais apropriada com as restantes empresas, à semelhança do ocorrido no processo de definição dos parâmetros de regulação para o período de 2016-2017 a 2018-2019 no setor do gás natural, bem como, no processo de definição dos parâmetros de regulação para o período de 2018-2020 no setor elétrico. Adicionalmente, a amostra continua a ser bastante heterogénea por incluir empresas que se encontram em fases embrionárias (o processo de liberalização ainda não alcançou uma fase de maior maturidade e estabilidade) e, em sentido oposto, empresas reguladas que se encontram em *phasing out* da sua atividade.

Estes fatores, entre outros, ainda não permitem que a amostra obtida assuma as características econométricas adequadas à aplicação de metodologias paramétricas, pelo que apenas continua a ser possível a utilização de metodologia não paramétricas, em particular, a análise DEA (*Data Envelopment Analysis*).

Face ao exposto, e à semelhança do ocorrido em 2018, o comercializador teórico eficiente é definido como sendo a empresa virtual, cujo custo médio é o mais baixo registado pelas empresas mais eficientes da amostra no período de 2014 a 2017.

Deste modo, o cálculo do custo médio da empresa teórica eficiente exige, em primeiro lugar, a identificação da(s) empresa(s) mais eficiente(s) ao nível de custos através da utilização da metodologia não paramétrica (análise DEA). Após a identificação da(s) empresa(s) mais eficiente(s) pela metodologia DEA, seleciona-se o custo médio mais baixo de entre essas empresas mais eficientes. Este constitui o nível de custo por cliente do comercializador teórico eficiente.

Recorde-se que na metodologia DEA a eficiência é medida relativamente à fronteira eficiente de produção. Neste caso, as diferentes DMU (Decision Making Units) minimizam a utilização de input(s) para um dado nível de output. A determinação do nível de eficiência nesta metodologia pode ser efetuada, entre outros, recorrendo ao modelo de rendimentos constantes à escala (CRS) ou ao modelo de rendimentos variáveis à escala (VRS). De acordo com Hirschhausen, Cullmann e Kappeler (2006), a segunda abordagem apenas faz sentido no caso em que as empresas não são livres de decidir sobre a dimensão, sendo a primeira abordagem mais adequada quando existe flexibilidade de decisão sobre a dimensão da empresa.

Na metodologia DEA, a eficiência técnica global pode ser decomposta em duas componentes mutuamente exclusivas e não aditivas: a eficiência técnica pura e a eficiência de escala. A primeira é obtida estimando a fronteira de eficiência sob a assunção de VRS. Esta mede a eficiência técnica sem o efeito da eficiência de escala e puramente reflete a performance da gestão da empresa na organização dos *inputs* no processo produtivo. Desta forma, esta medida de eficiência pode ser utilizada para capturar a eficiência nos “processos”. A eficiência de escala fornece a informação sobre a capacidade da gestão da empresa de escolher a dimensão ótima dos recursos utilizados (Kumar e Gulati, 2008, Rugiero, 2011, Umanath e Rajasekar, 2013)

Assim reconhece-se alguma complexidade no tratamento metodológico da problemática do fator dimensão das empresas em resultado do tipo de empresas consideradas na amostra. Face ao exposto, desde a análise efetuada para a definição dos custos de referência para a atividade de Comercialização de energia elétrica no ano de 2018 e publicada no documento “Parâmetros de Regulação para o Período 2018 a 2020” a ERSE optou por efetuar o tratamento do fator dimensão das empresas através da aplicação da metodologia de análise de *cluster*, que permitirá constituir grupos de empresas de dimensão similar, com a posterior análise dos níveis de eficiência de cada grupo de empresas assumindo em cada grupo CRS (por o fator dimensão ter sido considerado no procedimento inicial).

4.1.3.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise dos resultados é realizada através do estudo dos comercializadores de gás natural e energia elétrica. Recorde-se que em relação à amostra inicial, conforme o anteriormente referido, verificou-se ser necessário realizar a análise de algumas empresas como estando inseridas num grupo económico, isto é, a entidade em análise passa a ser o grupo e não as empresas individualmente. Neste sentido, nas análises seguintes as referidas empresas foram consideradas como uma única entidade, isto é, um grupo económico, definindo-se, desta forma, a amostra representativa.

Neste documento, à semelhança do que tem ocorrido desde o início da realização desta análise pela ERSE, a apresentação de resultados é efetuada para o conjunto de todos os comercializadores, independentemente de estarem afetos apenas ao setor do gás natural, ao setor elétrico ou a ambos. O motivo para esta opção prende-se ao facto de se considerar que a atividade de Comercialização nos dois setores apresenta-se muito similar ao nível da caracterização da atividade operacional e dos indutores de custos, não sendo pertinente a realização da análise e da apresentação dos resultados para os dois setores em separado.

Importa igualmente voltar a referir que os resultados obtidos dependem fortemente das características do mercado. No entanto, não se tendo conseguido apurar relações diretas entre os fatores exógenos e os resultados, a leitura destes deverá ser efetuada com alguma cautela.

AMOSTRA REPRESENTATIVA DE COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL

A presente análise contempla comercializadores do setor elétrico e do gás natural operando em Portugal no período de 2014 até 2017. Deste modo, a amostra considerada contém um total de 56 observações. O Quadro 4-6 apresenta as estatísticas descritivas da amostra representativa.

Quadro 4-6 - Estatística descritivas

	Média	Desvio Padrão	Mediana	Mínimo	Máximo	Intervalo Interquartil
Clientes	517 056	1 010 044	136 587	152	4 101 497	299 245
Custos Exploração	16 937 485 €	29 456 308 €	7 006 782 €	20 254 €	130 056 064 €	16 851 032 €
Custo Unitário	72,84 €	73,94 €	50,32 €	15,69 €	427,70 €	40,02 €

Fonte: ERSE

Para determinação dos níveis de eficiência técnica aplica-se a metodologia DEA, numa perspetiva *input oriented*, considerando como *output* o número médio de clientes e como *inputs* o nível de custos operacionais evidenciado por cada entidade. A Figura 4-3 apresenta o agrupamento nos quatro *clusters* resultantes da aplicação da metodologia de *clusters* com o objetivo de definir grupos de empresas com dimensão similar. Na figura também se apresenta os resultados da aplicação da metodologia DEA a cada um dos *clusters* definidos. Recorde-se que os resultados para os níveis de eficiência das empresas foram obtidos com a aplicação da metodologia DEA (na opção CRS) a cada grupo de empresas (*cluster*) de forma isolada. Posteriormente, conforme se pode observar na figura, as empresas de cada grupo foram ordenadas por ordem decrescente do seu nível de eficiência para definição dos custos de referência de cada grupo.

Para a definição dos custos de referência de cada grupo de empresas, cada grupo (*cluster*) foi categorizado em três níveis de eficiência. O grupo mais eficiente corresponde às empresas com níveis de eficiência referentes ao percentil 0-20 dos níveis de eficiência do respetivo grupo ou *cluster*. As restantes três categorias correspondem aos percentis 20 a 50 e percentis 50 a 100, respetivamente, dos níveis de eficiência relativa dos comercializadores incluídos no grupo ou *cluster*.

Os resultados apresentados na figura infra permitem observar uma forte correlação entre o nível do custo de eficiência e a dimensão das empresas ao verificar-se uma redução significativa dos custos de referência com o incremento da dimensão das empresas consideradas mais eficientes de cada grupo. Os custos de referência para as empresas mais eficientes dos dois *clusters* de maior dimensão (1 e 2) são, respetivamente, os valores unitários de referência de 15,69 € e 17,11 € por cliente comparativamente aos 27,76 € e 45,53 € apresentados para as empresas mais eficientes dos *clusters* de menor dimensão (3 e 4), respetivamente.

Na avaliação da *performance* das empresas reguladas do setor do gás natural, observa-se que o Grupo do CURr da GALP se posiciona no terceiro cluster e, tendencialmente, num segundo nível de eficiência das empresas deste grupo dimensional. As restantes empresas posicionam-se no quarto cluster. A Tagusgás posiciona-se no primeiro nível de eficiência enquanto a EDP Gás SU posiciona-se no segundo nível de eficiência. Quando analisada a evolução histórica observa-se uma tendência de agravamento dos níveis de eficiência da EDP Gás SU enquanto as restantes empresas apresentam uma evolução errática dado não se poder observar uma tendência clara. Adicionalmente, deve-se ter em conta que a atividade de Comercialização retalhista de último recurso encontra-se em *phasing out*. Recorde-se, neste particular, que a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural a clientes finais com consumos anuais

inferiores ou iguais a 10 000 m³ está prevista para 31 de dezembro de 2020 de acordo com a Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril. Face ao exposto considera-se que o custo de referência para a determinação dos proveitos permitidos a recuperar pela tarifa de Comercialização deve corresponde ao nível de custo mais eficiente do cluster 3.

Figura 4-3 - Análise DEA aplicada aos Clusters

Entidade	Cluster	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo A (2014)	1	3 163 481	15,69	1,00	15,69 €	0-20
Empresa / Grupo A (2015)		2 125 324	17,03	0,92	23,93 €	20-50
Empresa / Grupo B (2015)		3 462 983	30,84	0,51		
Empresa / Grupo B (2017)		4 101 497	31,71	0,49	33,67 €	50-100
Empresa / Grupo B (2016)		3 898 258	32,43	0,48		
Empresa / Grupo B (2014)		2 538 819	36,87	0,43		
Empresa / Grupo A (2017)	2	1 289 929	17,11	1,00	17,11 €	0-20
Empresa / Grupo A (2016)		1 536 179	19,05	0,90	26,65 €	20-50
Empresa / Grupo C (2014)		389 248	34,24	0,50		
GRUPO GALP CURR (PT 2014)		454 508	39,46	0,43	48,74 €	50-100
Empresa / Grupo C (2017)		534 905	44,44	0,38		
Empresa / Grupo C (2015)		548 029	52,14	0,33		
Empresa / Grupo C (2016)	538 014	58,91	0,29			
Empresa / Grupo D (2015)	3	280 419	19,89	1,00	27,76 €	0-20
Empresa / Grupo D (2014)		176 981	28,68	0,69		
Empresa / Grupo D (2016)		273 348	30,56	0,65		
GRUPO GALP CURR (PT 2016)		285 014	31,91	0,62		
GRUPO GALP CURR (PT 2015)		333 378	32,89	0,60	36,02 €	20-50
Empresa / Grupo D (2017)		264 135	33,05	0,60		
Empresa / Grupo E (2017)		137 679	34,72	0,57		
Empresa / Grupo E (2016)		256 638	37,26	0,53		
GRUPO GALP CURR (PT 2017)		136 852	37,26	0,53		
Empresa / Grupo E (2014)		136 541	38,25	0,52		
Empresa / Grupo E (2015)		136 634	38,72	0,51		
Empresa / Grupo F (2014)	154 128	40,51	0,49	79,43 €	50-100	
EDP GAS SU (PT 2014)	84 984	47,33	0,42			
Empresa / Grupo G (2017)	124 136	56,48	0,35			
Empresa / Grupo G (2016)	123 283	56,79	0,35			
Empresa / Grupo F (2015)	178 691	57,16	0,35			
Empresa / Grupo G (2015)	122 707	57,38	0,35			
Empresa / Grupo G (2014)	122 128	59,81	0,33			
Empresa / Grupo H (2015)	91 455	105,88	0,19			
Empresa / Grupo F (2017)	211 648	106,53	0,19			
Empresa / Grupo H (2016)	103 624	112,62	0,18			
Empresa / Grupo H (2017)	153 651	115,81	0,17			
Empresa / Grupo F (2016)	173 283	136,87	0,15			
Empresa / Grupo I (2016)	4	488	41,50	1,00	45,53 €	0-20
TAGUSGAS (PT 2016)		8 509	45,13	0,92		
TAGUSGAS (PT 2017)		7 643	47,00	0,88		
TAGUSGAS (PT 2015)		10 051	48,50	0,86		
EDP GAS SU (PT 2015)		62 988	53,96	0,77	60,66 €	20-50
TAGUSGAS (PT 2014)		13 599	56,28	0,74		
EDP GAS SU (PT 2016)		51 227	61,90	0,67		
Empresa / Grupo I (2017)		671	62,94	0,66		
Empresa / Grupo J (2015)		5 089	63,61	0,65		
EDP GAS SU (PT 2017)		44 526	65,28	0,64		
Empresa / Grupo K (2017)		9 759	73,27	0,57	178,66 €	50-100
Empresa / Grupo L (2017)		1 183	75,74	0,55		
Empresa / Grupo M (2015)		723	81,13	0,51		
Empresa / Grupo K (2015)		8 245	111,45	0,37		
Empresa / Grupo K (2016)		9 851	112,25	0,37		
Empresa / Grupo H (2014)		70 287	143,27	0,29		
Empresa / Grupo N (2015)		2 559	195,33	0,21		
Empresa / Grupo O (2015)	152	228,52	0,18			
Empresa / Grupo P (2017)	4 315	337,94	0,12			
Empresa / Grupo Q (2017)	778	427,70	0,10			

Fonte: ERSE

4.2 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

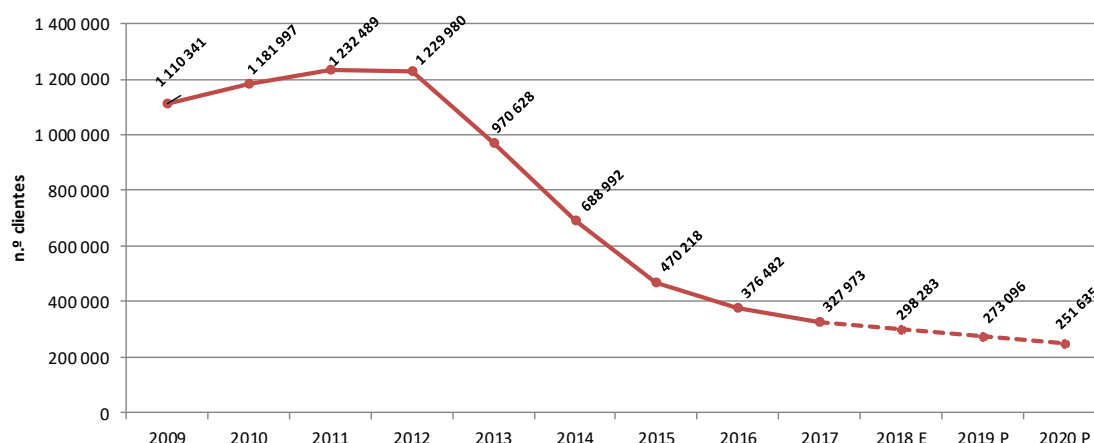
4.2.1 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

4.2.1.1 ENQUADRAMENTO

A comercialização de gás natural surge no final da cadeia de valor do setor energético, pelo que, atendendo à natureza das atividades desenvolvidas (angariação de novos clientes, faturação e cobrança, atendimentos e reclamações, entre outros), considera-se que este mercado tem uma natureza potencialmente concorrencial, não apresentando as características típicas de um monopólio natural. Por este motivo, a Diretiva n.º 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, consagrou como objetivo a liberalização do mercado interno de gás natural, o qual deverá ser concorrencial, seguro e sustentável, através da abertura efetiva do mercado a todos os consumidores e fornecedores da Comunidade Europeia. Recorde-se, neste particular, conforme o referido anteriormente, a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ está previsto para 31 de dezembro de 2020 após o adiamento, por parte da Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril, da data de 31 de dezembro de 2017 definida pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março.

Este processo de extinção de tarifas reguladas e o processo gradual de entrada de novos *players* no segmento da comercialização de gás natural tem impactado em alterações significativas, nomeadamente ao nível da estrutura de custos dos Comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) e da sua necessária adequação ao ritmo de saída dos clientes para o mercado. A figura infra atesta o decréscimo da atividade dos CURr, medida através do número médio de clientes.

Figura 4-4 - Evolução do número médio de clientes



Por outro lado, não são igualmente de negligenciar as especificidades dos vários CURr. Com efeito, a atividade de Comercialização de último recurso retalhista caracteriza-se por um leque de empresas com características relativamente distintas, como sejam ao nível da sua dimensão, integração em grupos económicos de solidez no setor, maturidade, perfil da carteira de clientes, entre outros fatores, em grande medida associados e/ou condicionados pelas áreas geográficas em que operam. Além destas características da atividade de exploração de cada CURr, também não se deve descuidar o processo de *phasing out* da atividade, isto é, a extinção da tarifa transitória e a passagem dos clientes para o mercado liberalizado poder estar a decorrer de forma diferenciada entre os CURr.

Os gráficos abaixo ilustram as diferentes realidades dos CURr, no que respeita à evolução do número médio de clientes ao longo do triénio 2015-2017, bem como os proveitos que lhes têm sido permitidos (sem ajustamentos) e respetivo custo unitário por cliente que lhes estão associados considerando o ano de 2017.

Figura 4-5 - Número médio de clientes, por CURr

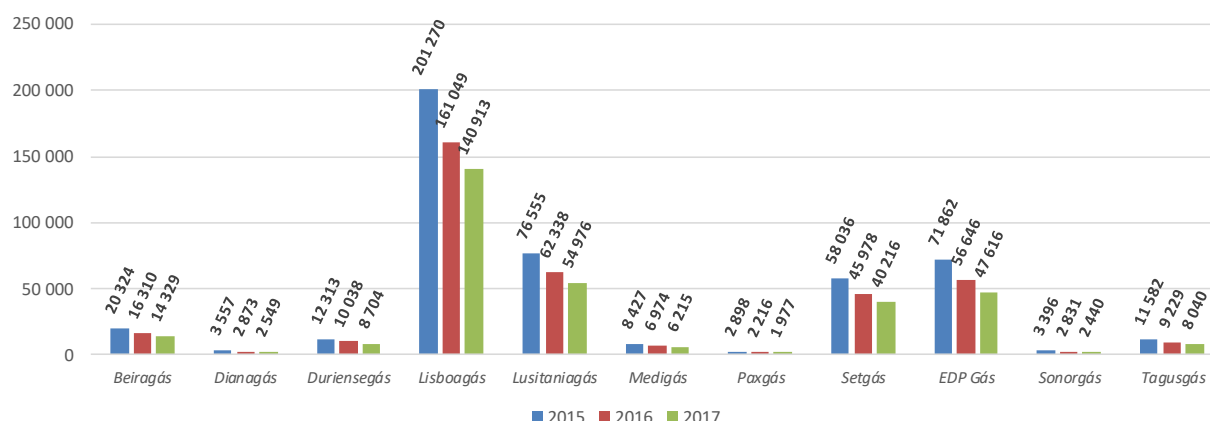
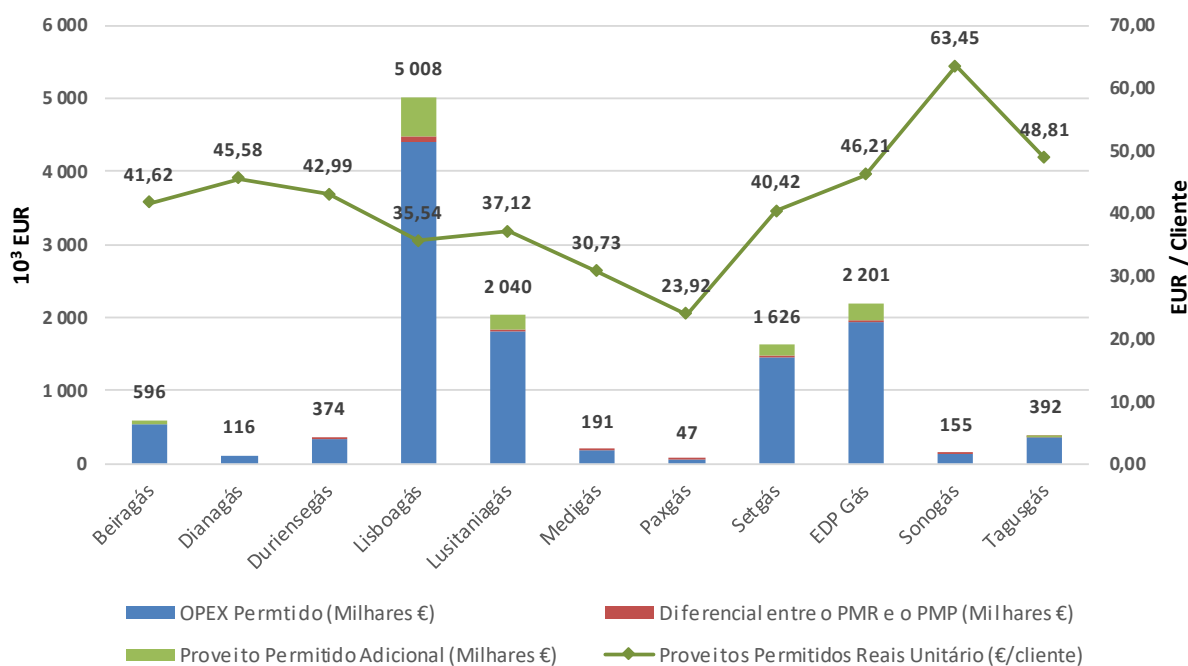


Figura 4-6 - Caracterização individual dos CURr (valores reais 2017)



Os gráficos supra permitem atestar o perfil distinto dos vários CURr. Pelos motivos identificados, é crucial monitorizar e avaliar a razoabilidade dos custos que têm sido imputados à atividade de Comercialização de gás natural ao longo dos últimos anos, com especial enfoque na preparação do período regulatório que agora se inicia. Neste sentido, a ERSE deu continuidade ao processo de recolha de informação sobre a atividade de Comercialização de gás natural, através da realização de questionários às empresas, os quais foram cruciais não só para a definição dos custos de referência apresentados na secção 4.1, como para o exercício regulatório que se apresenta ao longo da presente secção.

4.2.1.2 PARÂMETROS A VIGORAR NOS ANTERIORES PERÍODOS REGULATÓRIOS

Os proveitos da função de comercialização de gás natural têm por objetivo ressarcir os CURr dos custos diretamente ligados à comercialização de gás natural. Estes proveitos, conforme consagrado no Regulamento Tarifário, englobam:

- i. Os custos operacionais relacionados com esta atividade (OPEX).
- ii. Uma margem de remuneração, de modo a cobrir o risco financeiro dos comercializadores de último recurso retalhista (CURr), decorrente da gestão de fundo de maneiio, que reflete o disposto no n.º 5 do contrato de concessão, cujas minutas foram aprovadas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008.
- iii. Nas concessionárias é ainda acrescentada a remuneração de 4 €/cliente, que reflete o disposto no n.º 11 do contrato de concessão, cujas minutas foram aprovadas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008.

Neste sentido, a definição dos parâmetros regulatórios sob a esfera de atuação direta da ERSE recai sob o ponto i), isto é, estabelecer as regras do ressarcimento dos custos operacionais (OPEX) inerentes a esta atividade, nomeadamente no que concerne: à definição da base de custos; à repartição destes custos em componente fixa e variável; ao estabelecimento da(s) variável(eis) explicativa(s) da evolução dos custos (indutor de custos) e à definição da meta de eficiência a aplicar anualmente.

As restantes parcelas, ii) e iii), consubstanciam-se em direitos dos comercializadores de gás natural consagrados na alteração às bases de concessão da atividade de Distribuição efetuada em 2008, que comprometem, apenas, o Estado (Concedente).

O quadro infra elenca os parâmetros que vigoraram na atividade de Comercialização de gás natural nos períodos regulatórios anteriores, os quais têm sofrido alterações não só em consequência de um melhor conhecimento por parte do regulador acerca desta atividade, à sua evolução, como também em resposta à necessária avaliação do desempenho das empresas

Quadro 4-7 - Parâmetros aplicados nos vários períodos regulatórios

	Período de regulação			
	2008-2009 a 2009-2010	2010-2011 a 2012-2013	2013-2014 a 2015-2016	2016-2017 a 2018-2019
Base de custos	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.	Custos aceites relativos ao ano gás 2008-2009, último ano auditado	Custos reais empresa 2011 (último ano real auditado, e com maior eficiência de custos)	Manutenção da base de custos do período anterior, exceto para a Sonorgás. Para esta empresa foi efetuada uma análise de benchmarking.
Repartição Custos fixos vs variáveis	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	20% Custos Fixos 80% Custos variáveis (Escalação >10 000m3: 80% energia faturada e 20% n.º médio de clientes; Escalação < 10 000m3: 40% energia faturada e 60% n.º médio de clientes)	<u>Grupo Galp e EDP Gás SU:</u> 20% Custos Fixos 80% Custos variáveis <u>Sonorgás e Tagusgás:</u> 33% Custos Fixos 66% Custos variáveis	<u>Grupo Galp e EDP Gás SU:</u> 20% Custos Fixos 80% Custos variáveis <u>Sonorgás e Tagusgás:</u> 25% Custos Fixos 75% Custos variáveis
Indutor de custos		N.º médio de clientes e energia faturada	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes
Meta de eficiência		3% para todas as empresas	3% para todas as empresas	3% para todas as empresas

Para que se possa avaliar o impacto dos parâmetros regulatórios impostos pela ERSE à atividade de Comercialização desenvolvida pelos CURr nos últimos anos, bem como o *modus operandi* das empresas face a um decréscimo da sua atividade, é crucial a monitorização do desempenho das empresas ao longo dos últimos anos. O capítulo seguinte resume esta análise.

4.2.1.3 BREVE ANÁLISE DO DESEMPENHO DOS CURR

Para a definição de parâmetros da atividade de Comercialização do próximo período regulatório é fundamental conhecer o desempenho histórico destes operadores. Desta forma, o objetivo do presente capítulo é de fazer uma breve análise ao desempenho dos CURr, de modo a avaliar:

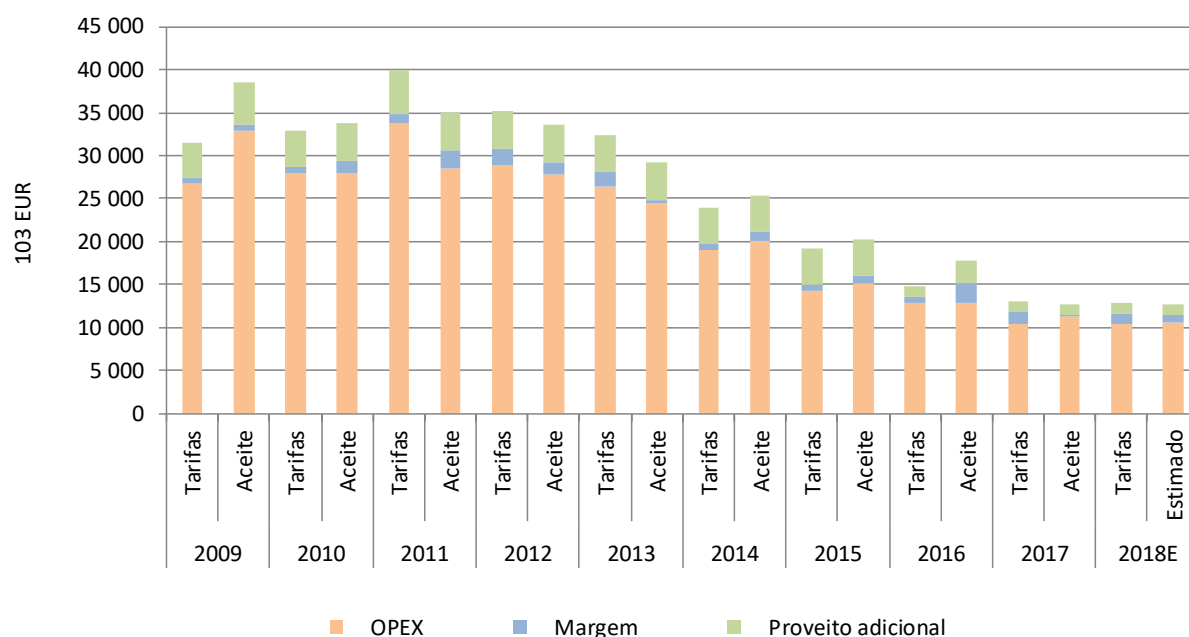
- Em que medida as empresas responderam às metas regulatórias fixadas pela ERSE;
- A evolução da estrutura de custos tendo em conta o processo de *phasing out* existente nesta atividade.

De acordo com o anteriormente referido, a atividade de Comercialização de último recurso caminha para o processo de redução significativa do nível da atividade com promulgação da extinção das tarifas transitórias resultante do contexto de liberalização do mercado de comercialização de energia. Desta forma, esta análise reveste-se de relevância acrescida, sendo essencial pela necessidade de se avaliar em que medida as empresas têm vindo a adaptar a sua estrutura operacional a esta realidade de decréscimo da atividade.

Não obstante o breve resumo realizado, a leitura da presente secção deverá ser complementada com o documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural”, que integra o pacote de documentos subjacentes ao processo de Tarifas 2019-2020.

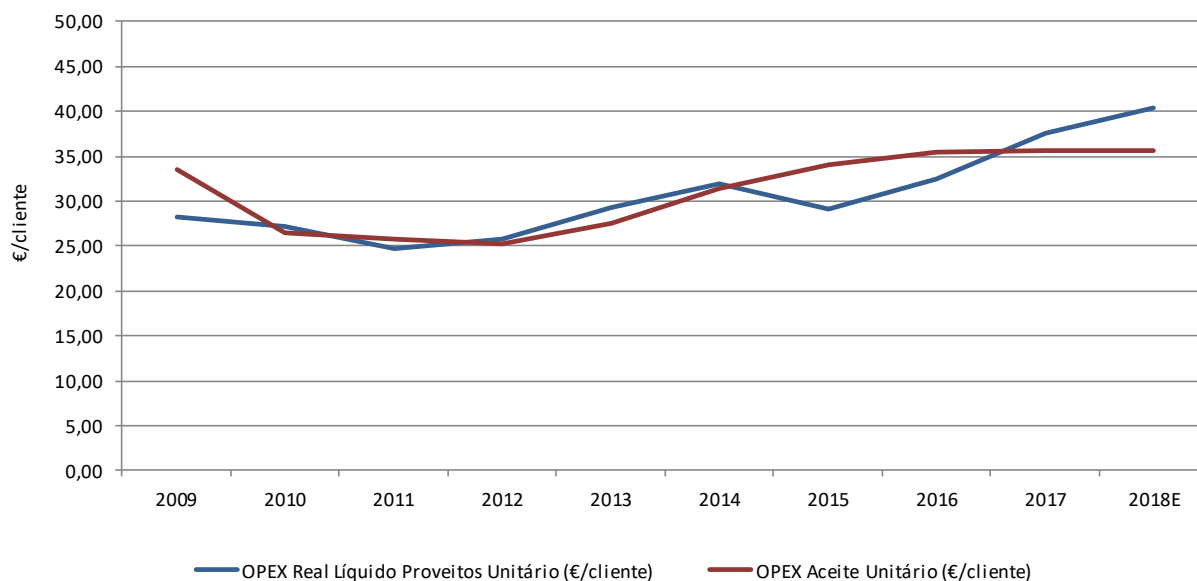
No que respeita à evolução global da atividade de Comercialização de último recurso retalhista, plasmada na Figura 4-7, é possível observar que, em termos globais, os proveitos permitidos desta atividade têm diminuído continuamente desde 2011. Este decréscimo é motivado i) pela diminuição da atividade das empresas, e ii) pela metodologia regulatória do tipo *price-cap* aplicada a partir de 2011. A tendência de diminuição dos proveitos tem abrandado nos últimos nos em resultado da quebra de clientes também ter abrandado.

Figura 4-7 - Evolução dos proveitos permitidos nos 11 CURr (preços correntes)



No que concerne aos custos unitários por cliente (*vide gráfico infra*), a sua evolução demonstra que os valores reais das empresas têm seguido, genericamente, a tendência dos proveitos permitidos pelo regulador. Até 2014, estes dois valores apresentaram-se semelhantes. Nos anos de 2015 e 2016, observa-se os custos aceites estão acima dos custos reais, verificando-se o afastamento de maior relevo entre os dois custos no período em análise se excluirmos o ano de 2009. Contudo, no ano de 2017 volta-se a observar uma convergência dos dois valores ao verificar-se um incremento dos custos reais mais acentuado.

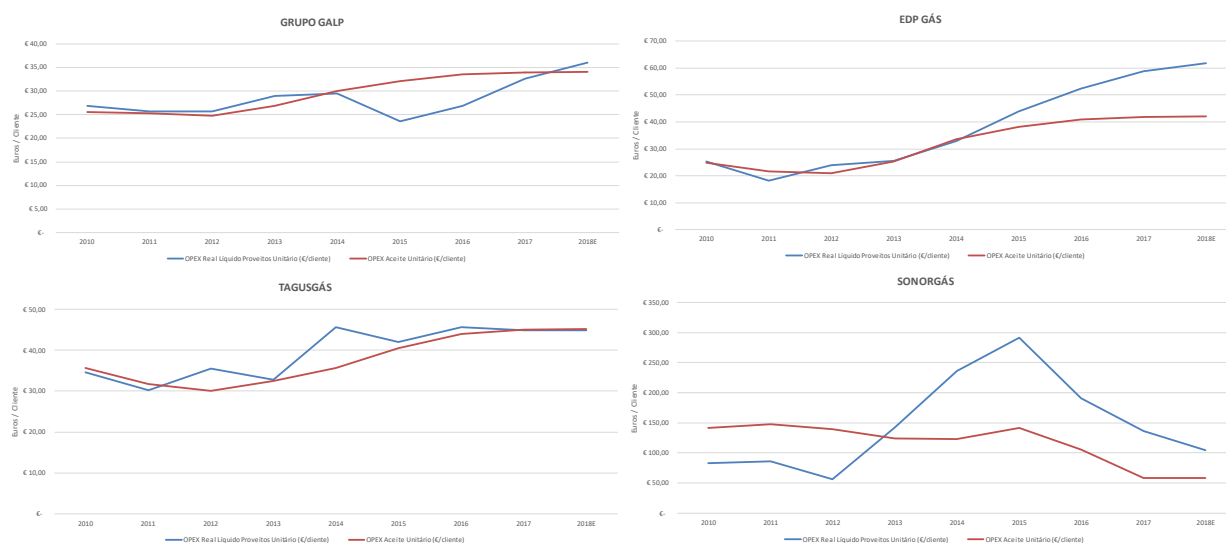
Figura 4-8 - Custos unitários por cliente (11 CURr)
(preços constantes 2019)



Nota: O OPEX real de 2018 corresponde a estimativas das empresas e o OPEX aceite de 2018 corresponde a estimativas da ERSE.

No entanto, o desempenho registado pelo diferentes CURr não é similar entre si, conforme já referido na secção 4.2.1.1. Na Figura 4-9 apresenta-se a evolução dos custos unitários, juntando os CURr do grupo Galp num só conjunto. Releve-se que na presente análise considerou-se os custos de exploração reais líquidos de rendimentos de exploração que não estejam relacionados com a aplicação de tarifas. Este procedimento permite obter um indicador mais fidedigno dos reais custos de desenvolvimento da atividade de Comercialização e uma maior comparabilidade com os custos aceites.

**Figura 4-9 - Custos unitários por cliente, por grupo económico
(preços constantes de 2019)**



Nota: O OPEX real de 2018 corresponde a estimativas das empresas e o OPEX aceite de 2018 corresponde a estimativas da ERSE.

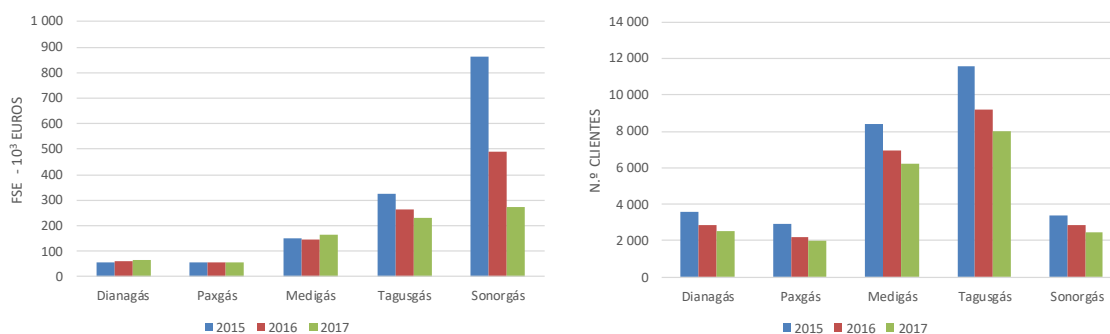
Em traços gerais, observa-se que:

- Grupo Galp:
 - O peso dos comercializadores do Grupo GALP determinam a evolução do custo unitário global da atividade (ver Figura 4-8 e Figura 4-9). No período de 2014 a 2017 verifica-se que o OPEX aceite unitário foi superior aos valores reais unitários líquidos de rendimentos. Contudo, existe alguma heterogeneidade no seio do Grupo:
 - Regra geral, empresas de menor dimensão, apenas com separação contabilística entre as atividades de Distribuição e Comercialização de gás natural, evidenciam um custo unitário inferior a empresas de maior dimensão, com separação legal de atividades. Esta situação, que não reflete aparentemente qualquer racional económico, apenas poderá justificar-se pela de critérios de alocação dos custos dos CURr adotados pelo Grupo Galp;
 - A Setgás, a Beiragás, a Duriensegás e a Dianagás evidenciaram, no período de 2014 a 2017, custos reais inferiores aos aceites. O mesmo ocorreu nas restantes empresas do Grupo GALP, com a exceção dos anos de 2014 e 2017. Estes anos correspondem ao último ano real auditado anterior ao respetivo período regulatório.

- EDP Gás SU: Até 2014 verificou-se uma similitude entre o OPEX unitário aceite e o custo real. Neste período a EDP apresentou níveis de custos (aceites e Reais) inferiores ao valor médio dos 11 CURr. A partir de 2015 verifica-se uma tendência acentuada do crescimento do custo unitário real afastando-se dos valores aceites. Esta evolução tem levado a EDP a apresentar nos últimos anos um custo superior à média dos 11 CURr. No período de 2009 a 2014, ao nível dos custos reais, a EDP verificou-se um custo unitário a rondar os 25 €/cliente abaixo dos 28 €/cliente apresentado pelos 11 CURr para o mesmo período. Contudo, no período de 2015 a 2017 a empresa apresentou um agravamento significativo do custo unitário médio para os 52 €/cliente enquanto esse agravamento foi menos acentuado na globalidade dos CURr tendo ficado pelos 33 €/cliente.
- Sonorgás: OPEX real unitário da empresa para os 3 últimos anos reais (206 €/cliente) é significativamente superior ao valor médio registado pelos 11 CURr (33 €/cliente). Apesar de se poder verificar uma tendência acentuada de decréscimo do custo real unitário (em 2015, este valor foi de 291 €/cliente tendo decrescido para 137 €/cliente em 2017).

Uma análise às rubricas de custos reais da Sonorgás permitiu observar que o custo com os Fornecimentos e Serviços Externos (FSE) é o fator explicativo do elevado custo unitário real da empresa. Analisando os 5 CURr de menor dimensão (ver Figura 4-10), no período de 2015 a 2017, observa-se que a Sonorgás é a empresa que apresenta o maior valor de FSE quando apresenta a segunda menor dimensão, medida pelo número de clientes. Contudo, também é esta empresa a apresentar a maior tendência de decréscimo desta rúbrica.

Figura 4-10 – Comparativo dos FSE e do nível de atividade



- Tagusgás: Apesar dos picos observados em 2012 e 2014, o OPEX real unitário tem sido genericamente similar aos valores aceites. Contudo, nos últimos três anos reais o valor médio do OPEX real unitário (44 €/cliente) encontra-se acima da média dos 11 CURr (33 €/cliente). No

entanto, esta empresa não se encontra inserida num grupo económico de grandes dimensões como as suas congéneres do Grupo GALP e EDP ou de menor dimensão como o Grupo Dourogás.

Tendo em conta o observado e o contexto de diminuição de atividade dos CURr, estamos perante uma atividade onde a avaliação das metas de eficiência e da base de custos para o período regulatório que agora se inicia se revela crucial. Apesar do desfasamento histórico entre os custos aceites e os proveitos permitidos, o acréscimo acentuado verificado ao nível dos custos unitários evidencia a necessidade das empresas se adaptarem a uma situação de rápida desmaterialização da sua atividade. O próximo capítulo direciona-se, assim, para a efetiva definição dos parâmetros para o período regulatório 2020 a 2023.

4.2.2 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2020-2023

O presente capítulo apresenta o processo subjacente à definição dos parâmetros regulatórios definidos para o período que agora se inicia, nomeadamente:

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.

4.2.2.1 DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS

METODOLOGIA DE CÁLCULO

Conforme referido no documento “Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural” que acompanha as tarifas para o ano gás 2019-2020, a evolução dos custos unitários por cliente demonstra que os custos reais têm seguido, genericamente, a tendência dos proveitos permitidos pelo regulador. Apenas nos anos de 2015 e 2016, se observou um desfasamento de maior relevo entre os dois indicadores. Nestes anos, para a média dos 11 CURr, observa-se um custo real inferior ao custo aceite. Adicionalmente, verifica-se uma tendência de crescimento do custo unitário nos últimos anos. Este comportamento pode ser justificado, entre outras razões, com o *phasing out* resultante da liberalização da atividade de Comercialização levando à saída dos clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado e da extinção da tarifa transitória. Desta forma, se não ocorrer uma adaptação da estrutura de

custos das empresas, em particular, uma redução do nível de custos, no mesmo nível da diminuição de clientes ocorre um incremento do custo unitário.

Adicionalmente, volta-se a recordar que os proveitos permitidos aos CURr englobam uma margem de remuneração de fundo de maneiio, bem como um proveito adicional de 4€ por cliente, para as empresas concessionárias, os quais, apesar de não serem tidos em consideração na análise de desempenho efetuada, por não resultarem diretamente da aplicação de parâmetros regulatórios fixados pela ERSE, proporcionam às empresas alguma margem para poderem adaptar a sua estrutura de custo a uma diminuição repentina da atividade.

Na definição da base de custos do próximo período regulatório para a determinação dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização ter-se-á que ter em linha de conta o princípio introduzido no atual regulamento tarifário da partilha justa, entre clientes e empresas, dos resultados originados pelas metas de eficiências definidas no passado no âmbito de um processo de regulação por incentivos.

Outros aspeto a salientar neste ponto é a redefinição das rubricas de gastos (custos) e rendimentos (proveitos) que não dependem da aplicação de tarifas e que contribuem para o cálculo do OPEX líquido. Assim, para efeitos da definição da base de custos da atividade de Comercialização de último recurso de gás natural, consideraram-se as seguintes rubricas:

Figura 4-11 – Rubricas consideradas na base de custos 2020

GASTOS (+)	RENDIMENTOS (-)
Fornecimentos e Serviços Diversos	Prestação de Serviços
Gastos com o Pessoal	Outros Rendimentos
Outros Gastos e Perdas	

A base de custos foi calculada para 2020 e irá evoluir ao longo dos quatro anos do período de regulação de acordo com a evolução da atividade e por aplicação das metas de eficiência.

Tendo por base o exposto, bem como a necessidade de as empresas responderem com eficiência ao processo de liberalização do mercado, a ERSE definiu a seguinte metodologia de apuramento da base de custos para 2020:

1. Apuramento dos custos teóricos aceites pela ERSE para 2017 considerando a média dos valores aceites para efeitos dos ajustamentos dos anos de 2016 e 2017 com os seguintes ajustes:
 - o Partilha, em partes iguais, entre os clientes e as empresas, do valor do diferencial entre a média dos custos reais dos anos de 2016 e 2017 e a média dos custos aceites destes anos;
 - o Por forma a incorporar o decréscimo da atividade na definição da base de custos, o valor do diferencial supra referido e o valor médio dos custos aceites nos anos de 2016 e 2017 foram ajustados de acordo com a evolução do nível de atividade do ano de 2017, medido pelo número de cliente, comparativamente com o nível médio verificado nos anos de 2016 e 2017. Este ajustamento do diferencial e da média dos custos aceites apenas foi, obviamente, efetuado na parte correspondente ao peso da componente variável definida para cada empresa para o período regulatório de 2016-2017 a 2018-2019.
2. Definição da estrutura de custos para o novo período regulatório;
3. Definição dos valores do termo fixo e do termo variável tendo em conta a estrutura de custos e a manutenção do número de clientes como indutor de custo.
4. Evolução dos custos apurados no ponto 3 até 2020, tendo em conta a seguinte expressão:

$$\text{Componente Fixa}_s = \text{Componente Fixa}_{s-1} * (1 + \text{IPIB}_{s-1} - X_s)$$

$$\text{Componente Variável}_s = \text{Componente Variável}_{s-1} * (1 + \text{IPIB}_{s-1} - X_s)$$

Em que X corresponde à meta de eficiência fixada e s ao ano civil.

Tendo por base a aplicação da metodologia acima descrita no ponto 1, foram apurados os valores apresentados no quadro infra.

Quadro 4-8 – Definição dos proveitos teóricos para 2017

Empresa	Proveitos em 2017 para definição da base de custos de 2020
Beiragás	416 173,56 €
Dianagás	85 536,93 €
Duriensegás	265 827,91 €
Lisboagás	4 333 134,52 €
Lusitaniagás	1 771 446,63 €
Medigás	159 477,89 €
Paxgás	44 924,44 €
Setgás	1 347 812,58 €
EDP Gás	2 279 074,21 €
Sonorgás	301 094,81 €
Tagusgás	355 578,02 €

Tendo em consideração a estrutura de custos definida para atividade de Comercialização, os custos aceites para 2017 e o número de clientes define-se a base de custos para o ano de 2017 e as respetivas componentes fixa e variável (Figura 4-12). Posteriormente, estas componentes evoluem para 2020 tendo em conta o IPIB e as metas de eficiência definidas (Figura 4-13).

Figura 4-12 – Definição da componente fixa e variável da Base de Custos em 2017

Empresa	Proveitos em 2017 para definição da base de custos de 2020	2017	Termo Fixo		Termo Variável	
			10³ EUR		€/Clientes	
			< 10 000m³	> 10 000m³	< 10 000m³	> 10 000m³
Beiragás	416 173,56 €	Beiragás	82,900	0,335	23,218353	28,513551
Dianagás	85 536,93 €	Dianagás	17,045	0,062	26,837298	28,501759
Sonorgás	301 094,81 €	Sonorgás	72,254	3,020	88,973458	2264,880012
Duriensegás	265 827,91 €	Duriensegás	52,936	0,230	24,364919	68,073894
Lisboagás	4 333 134,52 €	Lisboagás	864,732	1,895	24,590273	30,313440
Lusitaniagás	1 771 446,63 €	Lusitaniagás	353,426	0,864	25,760475	35,432272
Medigás	159 477,89 €	Medigás	31,685	0,210	20,403462	305,856000
Paxgás	44 924,44 €	Paxgás	8,743	0,242	17,718226	322,735603
EDP Gás	2 279 074,21 €	EDP Gás	452,705	3,110	38,199122	58,955136
Setgás	1 347 812,58 €	Setgás	269,053	0,510	26,796724	38,131299
Tagusgás	355 578,02 €	Tagusgás	88,456	0,439	33,076751	78,627531

Figura 4-13 – Evolução da Componente Fixa e Variável de 2017 para 2020

2017	Termo Fixo		Termo Variável		IPIB s-1	Fator X
	10 ⁷ EUR		€/Clientes			
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³		
Beiragás	82,900	0,335	0,023218	0,028514		
Dianagás	17,045	0,062	0,026837	0,028502		
Sonorgás	72,254	3,020	0,088973	2,264880		
Duriensegás	52,986	0,230	0,024365	0,068074		
Lisboagás	864,732	1,895	0,024590	0,030313		
Lusitaniagás	353,426	0,864	0,025760	0,035432		
Medigás	31,685	0,210	0,020403	0,305856		
Paxgás	8,748	0,242	0,017718	0,322736		
EDP Gás	452,705	3,110	0,038199	0,058955		
Setgás	269,053	0,510	0,026797	0,038131		
Tagusgás	88,456	0,439	0,033077	0,078628		

2018	Termo Fixo		Termo Variável		IPIB s-1	Fator X
	10 ⁷ EUR		€/Clientes			
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³		
Beiragás	82,403	0,333	0,023079	0,028343	1,4%	2%
Dianagás	16,943	0,062	0,026676	0,028331		
Sonorgás	71,821	3,002	0,088440	2,251304		
Duriensegás	52,619	0,228	0,024219	0,067666		
Lisboagás	859,549	1,883	0,024443	0,030132		
Lusitaniagás	351,307	0,858	0,025606	0,035220		
Medigás	31,495	0,209	0,020281	0,304023		
Paxgás	8,690	0,241	0,017612	0,320801		
EDP Gás	449,991	3,091	0,037970	0,058602		
Setgás	267,440	0,507	0,026636	0,037903		
Tagusgás	87,525	0,436	0,032878	0,078156		

2019	Termo Fixo		Termo Variável		IPIB s-1	Fator X
	10 ⁷ EUR		€/Clientes			
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³		
Beiragás	81,913	0,331	0,022942	0,028174	1,4%	2%
Dianagás	16,842	0,062	0,026518	0,028163		
Sonorgás	71,394	2,984	0,087915	2,237936		
Duriensegás	52,306	0,227	0,024075	0,067264		
Lisboagás	854,445	1,872	0,024298	0,029953		
Lusitaniagás	349,221	0,853	0,025454	0,035011		
Medigás	31,308	0,208	0,020161	0,302217		
Paxgás	8,639	0,239	0,017507	0,318896		
EDP Gás	447,319	3,073	0,037745	0,058254		
Setgás	265,852	0,504	0,026478	0,037678		
Tagusgás	87,403	0,434	0,032683	0,077692		

2020	Termo Fixo		Termo Variável		IPIB s-1	Fator X
	10 ⁷ EUR		€/Clientes			
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³		
Beiragás	81,504	0,329	0,022805	0,028005	1,5%	2%
Dianagás	16,758	0,061	0,026359	0,027994		
Sonorgás	71,087	2,966	0,087388	2,224521		
Duriensegás	52,045	0,226	0,023931	0,066861		
Lisboagás	850,173	1,861	0,024152	0,029773		
Lusitaniagás	347,475	0,848	0,025301	0,034801		
Medigás	31,152	0,207	0,020040	0,300406		
Paxgás	8,596	0,238	0,017402	0,316985		
EDP Gás	445,083	3,054	0,037518	0,057905		
Setgás	264,522	0,501	0,026319	0,037452		
Tagusgás	86,966	0,431	0,032487	0,077226		

De seguida, são apresentados os procedimentos utilizados para a definição dos indutores e da estrutura de custos.

4.2.2.2 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

Como indutor de custos da atividade do CURr mantém-se o número médio de clientes, na medida em que:

- A análise aos custos de referência evidencia que este indicador apresenta uma forte correlação com o nível de custos de exploração das empresas (*vide* secção 4.1), comprovando os resultados apresentados no documento “Parâmetros de Regulação para o Período dos Anos Gás de 2016-2017 a 2018-2019” aquando da avaliação dos indutores de custos da atividade de Distribuição. Deste modo, o número médio de clientes é explicativo da estrutura de custos dos CURr;
- É um indicador sensível ao processo de *switching* de clientes (aderência ao processo de saída de clientes do mercado regulado para o liberalizado e espelhar os custos incorridos pelas empresas com este processo).
- É uma “variável” auditada e facilmente monitorizável pelo regulador, atenuando o risco de subsidiação cruzada entre atividades do mercado regulado e não regulado nos grupos empresariais das empresas em que se inserem os CURr.

4.2.2.3 REPARTIÇÃO ENTRE COMPONENTE FIXA E COMPONENTE VARIÁVEL

Na definição dos parâmetros para um novo período regulatório, entre outros fatores, importa definir a estrutura de custos, nomeadamente, a definição da componente fixa e variável. Neste processo torna-se revelante o conhecimento obtido ao longo dos últimos períodos regulatórios, a análise da performance das empresas e a expetativas futuras sobre o mercado de atuação das empresas.

Para a definição da repartição dos custos fixos e variáveis foram desenvolvidas duas análises distintas que permitiram um maior suporte e um processo de decisão mais robusto:

1. Utilização de Metodologia Paramétrica - procedeu-se à estimação de dois tipos de regressão na especificação proposta por Hansen, Moewn e Guan (2009): i) regressão linear com dados seccionais – os dados de vários anos de uma empresa funcionam como observações individuais e, ii) regressão linear com dados em painel - os dados de vários anos de uma empresa são considerados uma série temporal associada a uma entidade.
- Na análise econométrica também se inclui a avaliação do impacte de dois fatores adicionais associados à amostra de empresas comercializadoras: empresas serem reguladas e estarem inseridas em grupos económicos conforme o exposto na secção 4.1. Recorde-se que o modelo considerado efetua uma regressão onde a variável dependente constitui o total dos custos de uma

empresa e em relação aos quais se pretende identificar a sua componente fixa (independente do nível da atividade da empresa) e a componente variável (dependente da atividade da empresa). As variáveis independentes são os indutores de custo e a constante corresponderá ao valor da componente fixa do custo.

- Neste caso, conforme referido no ponto anterior, o indutor considerado foi o número de clientes, originando a seguinte especificação da regressão:

$$\text{Custos Totais}_{it} = \alpha_{it} + \beta_{it}\text{Clientes} \quad (1)$$

2. Utilização dos dados presentes no inquérito submetido às empresas comercializadoras para suporte às análises realizadas no contexto na definição dos custos de referência. Recorde-se que neste inquérito foi solicitado às empresas a desagregação dos custos operacionais totais em quatro categorias: i) custos diretos fixos, ii) custos diretos variáveis, iii) custos indiretos de suporte (sendo, posteriormente classificados como custos fixos indiretos) e iv) custos indiretos não controláveis (sendo posteriormente classificados como custos variáveis indiretos).

Com a utilização simultânea das duas análises será possível aprofundar a avaliação e a definição da repartição mais adequada dos custos das empresas comercializadoras pelas componentes fixa e variável confrontando os resultados das duas metodologias: análise da estrutura de custos através da informação presente nas contas reguladas auditadas e análise da informação prestada pelas empresas via inquérito onde é evidenciado a indicação das próprias das empresas sobre a sua estrutura de custos.

O Quadro 4-9 apresenta os resultados obtidos com a metodologia econométrica de regressão de dados em painel na especificação supra referida. Estes resultados foram estimados, de acordo com o anteriormente referido, considerando duas amostras das empresas que foram inquiridas no inquérito anteriormente referido: i) a amostra onde algumas empresas foram agrupadas no respetivo grupo económico e ii) a amostra com todas as empresas individualizadas. Para cada uma destas amostras foram consideradas: i) todas as empresas (mercado liberalizado e regulado) e, ii) apenas empresas reguladas dos setores do gás natural e eletricidade.

Quadro 4-9 - Resultados dos Modelos Paramétricos

Metodologia Econométrica	Amostra considerando os Grupos Económicos		Amostra com as Empresas Individualizados	
	Todas Empresas / Grupos	Apenas Empresas Reguladas	Todas Empresas	Apenas Empresas Reguladas
Dados Seccionais	16%	34%	14%	31%
Dados em Painel - Efeitos Fixos	43%	38%	43%	40%

No estudo efetuado em 2016 para a definição dos parâmetros de regulação para o período de 2016-2017 a 2018-2019, os resultados das metodologias econométricas apontavam para um peso dos custos na ordem dos 32% e 34% para todas as empresas e para as empresas reguladas, respetivamente. Em relação aos dados extraídos dos inquéritos efetuou-se o cálculo do peso dos custos fixos para os 11 CURr (Quadro 4-10), bem como, para os 8 oito comercializadores do Grupo GALP em conjunto, considerando o período de 2013 a 2014.

Quadro 4-10 - Peso da Componente dos Custos Fixos

Questionários	2013	2014	2015	2016	2017	Média
Beiragás	29%	17%	31%	65%	42%	37%
Dianagás	18%	15%	28%	57%	41%	32%
Duriensegás	23%	15%	31%	62%	41%	34%
Lisboagás	27%	16%	59%	72%	55%	46%
Lusitaniagás	27%	17%	60%	75%	57%	47%
Medigás	15%	13%	25%	60%	40%	31%
Paxgás	11%	14%	21%	50%	36%	26%
Setgás	25%	19%	59%	72%	56%	46%
Grupo GALP	22%	16%	39%	64%	46%	37%
EDP	41%	68%	66%	87%	85%	69%
Sonorgás	45%	42%	42%	39%	66%	47%
Tagusgás	66%	76%	74%	66%	77%	72%

Os resultados do quadro anterior permitem verificar uma elevada heterogeneidade do peso dos custos fixos na estrutura de custos dos 11 CURr. As respostas plasmadas no questionário da atividade da Comercialização permitem verificar que o peso dos custos fixos destas empresas no período de 2013 a

2017 ronda os 44%. Apesar de se apresentar mais elevado, podemos considerar que este resultado se encontra, em certa medida, em linha com os resultados obtidos com a metodologia econométrica de regressão com dados em painel apresenta. Contudo, a análise dos resultados obtidos pela via do tratamento dos dados resultantes do questionário supra referido permite verificar alterações muito significativas na estrutura de custos reportadas pelas empresas ao longo do período em análise. Em particular, observa-se que nos últimos anos (2015 a 2017) as empresas passaram a reportar um peso significativa superior dos custos fixos nesta estrutura, o que não sendo suportado em qualquer documentação que justifica as respostas, levanta dúvidas quanto à fidedignidade das respostas. Registe-se que na maioria dos casos, o valor reportado em 2017 relativo ao peso dos custos fixos duplica ou triplica comparativamente ao valor reportado em 2013 e 2014.

O *phasing out* da atividade pode justificar um eventual incremento do peso dos custos fixos no caso das empresas não estarem a apresentar uma capacidade de adaptação da sua estrutura de custos à redução da atividade, especificamente, conseguirem obter uma diminuição dos custos no mesmo nível da redução de clientes. No entanto, alterações muito significativas carecem de uma avaliação ou justificação adicional.

Analisando as rubricas que integram o OPEX real das empresas verifica-se que os custos predominantes são os FSE e os gastos com o pessoal. Os CURr do Grupo apenas reportam custos relativos aos FSE sendo nulo os gastos com o pessoal. Tendencialmente, a rubrica de gastos com o pessoal apresenta uma natureza mais fixa comparativamente à rubrica de FSE. Os custos implícitos na rubrica apresentam uma natureza mais variável ou uma maior capacidade de adequação ao nível da atividade por compreender serviços contratos pela empresa. A figura infra apresenta o peso da rubrica de FSE nos custos de exploração (OPEX) das empresas. Os resultados permitem constatar que os custos de exploração das empresas são determinados de uma forma muito expressiva pelos FSE.

Figura 4-14 – Peso dos FSE no OPEX Real⁴⁰

	2013	2014	2015	2016	2017
Beiragás	83%	109%	79%	81%	126%
Dianagás	96%	90%	82%	145%	97%
Duriensegás	87%	93%	82%	95%	94%
Lisboagás	88%	92%	79%	79%	97%
Lusitaniagás	88%	89%	76%	91%	105%
Medigás	80%	71%	89%	73%	77%
Paxgás	94%	102%	96%	91%	93%
Setgás	94%	79%	84%	90%	99%
EDPGás	95%	84%	83%	83%	99%
Sonorgás	87%	95%	90%	91%	71%
Tagusgás	69%	75%	69%	64%	66%

Face ao exposto considera-se adequado proceder-se a um ligeiro incremento do peso dos custos fixos na estrutura de custos definida para o período regulatório de 2016-2017 a 2018-2019 para incorporar o efeito do *phasing out* da atividade. Em sequência dos resultados obtidos, em particular a evolução do peso dos custos fixos obtidos na atual análise comparativamente aos resultados obtidos em 2016 considera-se o ajuste do valor do peso dos custos fixos do Grupo GALP e da EDP Gás em 10 pontos percentuais elevando para 30% o peso dos custos fixos na estrutura destas empresas. Tendo em conta o calendário da extinção das tarifas transitórias, no caso da Tagusgás e da Sonorgás considera-se adequado a convergência da estrutura de custo destas empresas para o mesmo nível do Grupo GALP e EDP. Neste sentido, a repartição entre custos fixos e variáveis a utilizar no período regulatório de 2020 e 2023 é a seguinte:

Quadro 4-11 - Repartição da Componente Fixa e Variável para o Período Regulatório

CURr	Custos Fixos	Custos Variáveis
Todos	30%	70%

Recorde-se que no período regulatório anterior a componente fixa tinha sido definida no valor de 20% para as empresas do Grupo GALP e Portgás e de 25% para as restantes.

⁴⁰ Percentagem acima dos 100% resulta da rúbrica de gastos relativos às “provisões de clientes” se apresentar negativa.

4.2.2.4 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR À BASE DE CUSTOS

Tendo em conta o esforço necessário para que as empresas possam continuar a adaptarem-se às exigências da liberalização do mercado, nomeadamente no que respeita à repartição entre custos fixos e custos variáveis, a ERSE mantém a meta de eficiência face à aplicada no anterior período regulatório. Neste sentido, entende-se que a meta de eficiência deverá fixar-se nos 2% correspondente aos ganhos de eficiência resultante do progresso tecnológico calculados no âmbito das análises efetuadas para a atividade de Distribuição.

A exigência de eficiência nesta atividade visa assim conjugar uma rápida desmaterialização da atividade, com os progressos tecnológicos sustentados pelas cada vez mais desenvolvidas tecnologias de informação.

4.2.2.5 PARÂMETROS A VIGORAR NO PERÍODO REGULATÓRIO 2020 A 2023

Infra apresenta-se um resumo dos parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2020 a 2023.

Quadro 4-12 - Parâmetros a aplicar no período regulatório 2020-2023

	Grupo Galp	EDP Gás SU	Sonorgás	Tagusgás
Base de custos	Média dos custos aceites em 2016 e 2017 ajustada da partilha da margem, em partes iguais, entre média dos custos reais de 2016 e 2017 e a média dos custos aceites deste período. Ambos os valores foram ajustados em função da evolução da atividade	Média dos custos aceites em 2016 e 2017 ajustada da partilha da margem, em partes iguais, entre média dos custos reais de 2016 e 2017 e a média dos custos aceites deste período. Ambos os valores foram ajustados em função da evolução da atividade	Média dos custos aceites em 2016 e 2017 ajustada da partilha da margem, em partes iguais, entre média dos custos reais de 2016 e 2017 e a média dos custos aceites deste período. Ambos os valores foram ajustados em função da evolução da atividade	Média dos custos aceites em 2016 e 2017 ajustada da partilha da margem, em partes iguais, entre média dos custos reais de 2016 e 2017 e a média dos custos aceites deste período. Ambos os valores foram ajustados em função da evolução da atividade
Indutor de Custos	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes
Repartição de custos fixos vs custos variáveis	30% Componente Fixa	30% Componente Fixa	30% Componente Fixa	30% Componente Fixa
	70% N.º médio de clientes	70% N.º médio de clientes	70% N.º médio de clientes	70% N.º médio de clientes
Metas de eficiência	2%	2%	2%	2%
Repartição da base de custos por nível	Manutenção da repartição implícita na Demonstração de Resultados de 2017	Manutenção da repartição implícita na Demonstração de Resultados de 2017	Manutenção da repartição implícita na Demonstração de Resultados de 2017	Manutenção da repartição implícita no Custos Aceites de 2017 por não ter sido reportado custos na DR para o nível de pressão > 10 000 m3

Quadro 4-13 - Base de custos para 2020

Empresa	Base de Custos para 2020	2020	Termo Fixo		Termo Variável	
			10 ³ EUR		€/Clientes	
			< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	351 589,56 €	Beiragás	105,052	0,425	20,786266	33,299041
Dianagás	69 840,51 €	Dianagás	20,876	0,076	24,267125	44,543214
Sonorgás	124 265,69 €	Sonorgás	37,280	0,000	151,796965	0,000000
Duriensegás	225 128,18 €	Duriensegás	67,247	0,292	21,772035	116,269522
Lisboagás	3 433 588,97 €	Lisboagás	1 027,825	2,252	22,476432	34,740338
Lusitaniagás	1 441 393,55 €	Lusitaniagás	431,364	1,054	23,338822	44,720173
Medigás	132 664,54 €	Medigás	39,537	0,262	18,371593	272,100676
Paxgás	37 130,16 €	Paxgás	10,839	0,300	15,774779	560,157643
EDP Gás	1 788 764,35 €	EDP Gás	532,968	3,661	34,945559	90,349944
Setgás	1 085 946,98 €	Setgás	325,168	0,616	24,355373	52,778379
Tagusgás	298 999,57 €	Tagusgás	89,257	0,443	32,142307	72,534902

N.º de Clientes		TOTAL Custos	Componente Variável		Componente Fixa	
< 10 000m ³	> 10 000m ³		Valor	%	Valor	%
11 793	30	351,590	246,113	70%	105,477	30%
2 007	4	69,841	48,888	70%	20,952	30%
573	0	124,266	86,986	70%	37,280	30%
7 207	6	225,128	157,590	70%	67,538	30%
106 701	151	3 433,589	2403,512	70%	1030,077	30%
43 126	55	1 441,394	1008,975	70%	432,418	30%
5 022	2	132,665	92,865	70%	39,799	30%
1 603	1	37,130	25,991	70%	11,139	30%
35 587	95	1 788,764	1252,135	70%	536,629	30%
31 152	27	1 085,947	760,163	70%	325,784	30%
6 480	14	299,000	209,300	70%	89,700	30%

Refira-se que a evolução da base de custos de 2020 para os anos civis seguintes é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{OPEX}_s = \text{Parte Fixa}_{s-1} * (1 + \text{IPIB}_{s-1} - X_s) + \text{Custo unitário por cliente}_{s-1} * (1 + \text{IPIB}_{s-1} - X_s) * \text{número médio de clientes}_s$$

Em que:

s = ano civil

X = Meta de eficiência fixada

Por último, importa referir que, pese embora os CURr apresentem diferentes especificidades entre si, a análise aos custos de referência permitiu concluir que a generalidade destas empresas se situa num nível médio de eficiência.

4.2.3 CONCLUSÕES

Os parâmetros para o período regulatório que agora se inicia foram definidos com base na avaliação do desempenho das empresas que, por sua vez, se apoiou numa análise econométrica (dados em painel) para definir os termos fixos e variáveis. Neste quadro importa relembrar que:

- A base de custos foi definida a partir do valor médio dos aceites nos anos de 2016 e 2017 ajustada pela partilha da margem entre a média dos custos reais deste período e a média dos custos aceites e da evolução da atividade do ano de 2017.
- O peso dos custos fixos foi aumentado para 30% tendo em conta o *phasing out* da atividade.
- Mantém-se o número médio de clientes como indutor de custos, visto este indicador apresentar uma forte correlação com os custos totais afetos à atividade de Comercialização, bem como ao facto de ser uma variável auditada e de fácil monitorização pelo regulador.
- Definiu-se como meta de eficiência 2%, o mesmo valor do período regulatório anterior, visto o esforço necessário para que as empresas se possam adaptar às exigências da liberalização do mercado e por reproduzir os ganhos resultantes do progresso tecnológico.

5 CUSTO DE CAPITAL

5.1 INTRODUÇÃO

PRINCÍPIOS GERAIS

Em termos latos, o custo de capital corresponde à taxa de remuneração mínima exigida por um investidor para aplicar os seus recursos, tendo em conta os rendimentos expetáveis associados ao investimento e o risco associado ao recebimento desses rendimentos, no contexto económico e financeiro em que se enquadra. Desta forma, a definição do custo de capital das atividades reguladas é um exercício regulatório importante que tem em conta os princípios financeiros e económicos basilares e que procura garantir, por um lado, que não sejam transferidos recursos económicos de forma ineficiente dos setores económicos não sujeitos a regulação para os setores regulados e, por outro, que as empresas reguladas tenham meios financeiros suficientes que lhes permitam eficientemente desenvolver as suas atividades no respeito pelo quadro legal em vigor.

A taxa de remuneração definida pela ERSE para os ativos das atividades reguladas corresponde, assim, ao custo de capital dessas atividades estimado pelo regulador. A ERSE tem seguido um conjunto de princípios ao longo do tempo nos processos de definição do custo de capital das atividades reguladas que importa salientar.

A estabilidade regulatória é um dos principais princípios que tem regido a atuação do regulador quando calcula o custo de capital das atividades reguladas. A estabilidade regulatória garante aos agentes poderem, à partida, antecipar e interpretar o quadro regulatório. A aplicação deste princípio pelo regulador permite diminuir o risco regulatório e, conseqüentemente, o risco da atividade, contribuindo para a diminuição do custo de capital da atividade regulada com um impacte direto e positivo no nível tarifário. Deste modo, em cada novo processo de cálculo do custo de capital, a ERSE tem procurado não ser disruptiva face às metodologias e abordagens que tem seguido no passado, sempre que o contexto económico e financeiro assim o permita.

Outro princípio orientador da ERSE, o qual está diretamente associado ao anterior, é o da coerência metodológica. A opção de se escolherem diferentes metodologias ou abordagens é expetável apenas se o contexto ou a natureza da atividade assim o justificarem. Deste modo, entende-se que deverá haver coerência nas metodologias regulatórias, não apenas dentro da mesma atividade ou setor ao longo do

tempo, como também entre atividade de setores diferentes, quando apresentam naturezas semelhantes e se enquadram no mesmo contexto económico e financeiro, como por exemplo os setores elétrico e do gás natural. Não seria compreendido que fossem seguidas abordagens substancialmente diferentes na definição do custo de capital para o setor elétrico e para o setor do gás natural para variáveis iguais, se no intervalo de tempo que separa os processos de cálculo dos custos de capital das atividades reguladas desses setores, não se tenha verificado nenhuma alteração de circunstância que justifique diferentes opções.

Adicionalmente, importa igualmente que a estabilidade regulatória e a coerência metodológica não ponham, no entanto, em causa a devida adaptação das metodologias empregues e práticas seguidas na definição do custo de capital à evolução dos contextos económico e financeiro em que se desenvolvem essas atividades. A capacidade de adaptação da prática regulatória às alterações do contexto envolvente é outro dos principais princípios regulatórios. Recorde-se, por exemplo, que a definição do custo de capital nos anteriores períodos regulatórios foi determinada em ambientes de incerteza e instabilidade financeira em que o regulador ponderou um conjunto de medidas, que o levaram a introduzir um mecanismo de indexação deste parâmetro às variáveis representativas das condições financeiras nacionais no período de regulação 2012 a 2014 do setor elétrico e no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016 no setor do gás natural, que se manteve até à data.

Finalmente, importa ainda frisar que, mesmo quando a evolução do contexto económico e social não justifica uma revisão das práticas regulatórias, esse mesmo contexto não é imutável, pelo que a aplicação das mesmas metodologias e dos mesmos critérios podem resultar em diferentes valores de custo de capital.

Com base nesses princípios, as alterações introduzidas no cálculo do custo de capital face ao período regulatório anterior do setor do gás natural resultaram das seguintes considerações:

1. Consolidação da estabilização da situação económico-financeira face ao período anterior;
2. Continuação da convergência com a metodologia aplicada ao setor elétrico;
3. Ponderação das conclusões resultantes das análises anteriores na definição dos parâmetros que influenciam o custo de capital;
4. Consideração dos riscos e incertezas quanto ao enquadramento económico e à evolução dos mercados financeiros nos próximos anos quer a nível nacional, quer a nível internacional.

5.2 EVOLUÇÃO DO CONTEXTO REGULATÓRIO E ECONÓMICO

EVOLUÇÃO DO QUADRO REGULATÓRIO

Na preparação do presente período regulatório, ocorreram algumas mudanças nas metodologias de regulação das atividades do setor do gás natural. Estas mudanças visaram aprofundar a regulação por incentivos promovendo um melhor desempenho das empresas. Estas alterações, que são aplicadas no contexto de garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas desde que geridas de forma eficiente, não têm, de um modo geral, impacte relevante no risco das atividades das empresas.

EVOLUÇÃO DO CONTEXTO FINANCEIRO E ECONÓMICO

Nos anteriores períodos regulatórios, em especial no período de regulação iniciado em 2013, a definição do custo de capital foi profundamente marcada pelos acontecimentos ocorridos em 2010 e 2011 nos mercados financeiros internacionais e, em especial, no mercado financeiro nacional, que no caso de Portugal levaram, a 4 de abril de 2011, ao pedido de assistência financeira internacional.

Deste modo, os parâmetros de regulação nos anteriores períodos regulatórios foram definidos num ambiente de alguma instabilidade e incerteza. No momento de definição dos parâmetros para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, no final do primeiro trimestre de 2013, as *yields* das Obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos em Portugal encontravam-se num movimento de queda acentuada, após a enorme turbulência nos mercados da dívida de 2011 (*vide* Figura 5-1), mantendo-se, contudo, na altura alguma incerteza quanto à sua evolução futura. A partir de 2012, e até março de 2015, já depois de 2 *upgrades* do *rating* de Portugal por parte da Moody's, as *yields* das OT diminuíram consideravelmente, tendo as *yields* das OT a 10 anos atingido um mínimo de 1,57% em meados de março de 2015. No entanto, no momento de definição dos parâmetros de regulação do anterior período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, no início de 2016, as *yields* das OT a 10 anos em Portugal encontravam-se num novo movimento de subida, após aquele valor mínimo observado no início de 2015.

Na mesma Figura 5-1 podemos observar que o ano de 2018 é caracterizado pela estabilização das *yields* num patamar ligeiramente inferior aos 2%, pelo efeito da execução orçamental de 2017 ter sido favorável e de todas as principais agências apresentarem um *rating* de *investment-grade* para a dívida portuguesa, pela primeira vez desde 2011. Assim, embora se verifique atualmente uma situação de *yields* relativamente mais baixas, permanece, no entanto, um cenário de alguma incerteza, que se reflete no facto das *yields*

das OT continuarem consideravelmente sensíveis a alterações do cenário económico-financeiro nacional e/ou internacional, nomeadamente às alterações de política monetária do BCE e ao facto de a dívida soberana portuguesa se manter com *ratings* ainda baixos, apesar das recentes revisões em alta do *rating* soberano de Portugal.

A sensibilidade das *yields* das OT foi perceptível quando em maio de 2018 as *yields* das OT atingiram o ponto máximo do ano, após se ter realizado a primeira emissão de dívida a seguir aos momentos de indefinição política ocorridos em Itália.

Figura 5-1 - *Yields* das obrigações a 10 anos da República Portuguesa

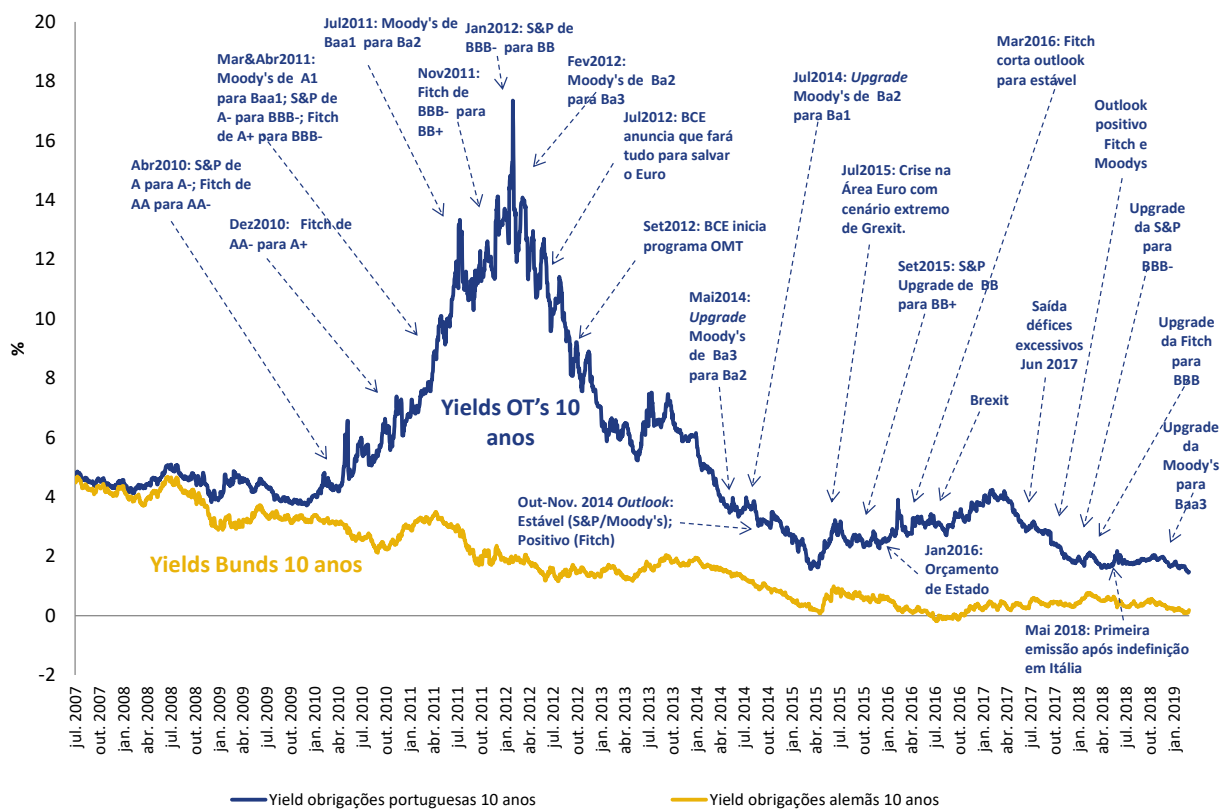


Fonte: ERSE, Reuters

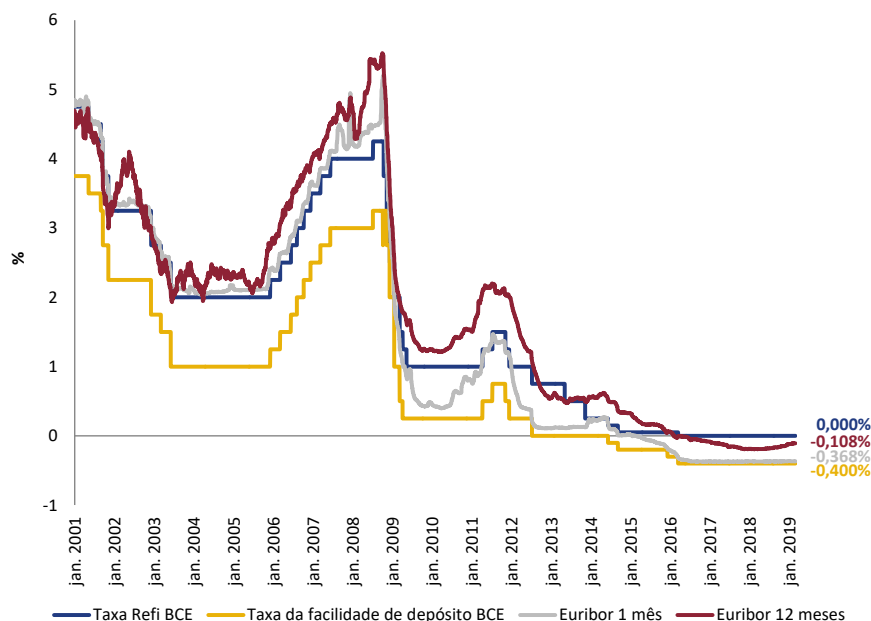
Na Figura 5-2 podemos ver a comparação entre as *yields* das OT e das Bunds (obrigações da República Federal Alemã) a 10 anos. Nesta figura pode-se observar as diferenças entre a altura da definição dos parâmetros dos períodos regulatórios anteriores (1º trimestre de 2013 e 1º trimestre de 2016) e o atual momento de definição de parâmetros. No 1º trimestre de 2013, no seguimento da intervenção do BCE anunciada em julho de 2012 no sentido de tudo fazer para salvar o Euro, o *spread* entre as OT e as Bunds tinha diminuído significativamente face aos máximos atingidos no ano anterior. No presente momento, depois do alargamento dos *spreads* em 2016 e inícios de 2017, o *spread* entre as *yields* das OT e das Bunds voltou a diminuir, muito influenciado pelo *upgrade* do *rating* de Portugal por parte das principais agências

de notação de risco, continuando o *spread*, no entanto, em níveis superiores aos verificados até 2009. Estes níveis de *spread* poderão evidenciar ainda a possível existência de algum risco financeiro relativamente a Portugal percebido pelos agentes económicos, nomeadamente os riscos associados aos elevados níveis de dívida, quer da dívida pública, quer da dívida externa privada, bem como por um ambiente externo mais incerto, que poderá justificar a manutenção do mecanismo de indexação.

Figura 5-2 - Yields das obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal Alemã (Bunds)



Fonte: ERSE, Reuters

Figura 5-3 - Taxas *refi* e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses

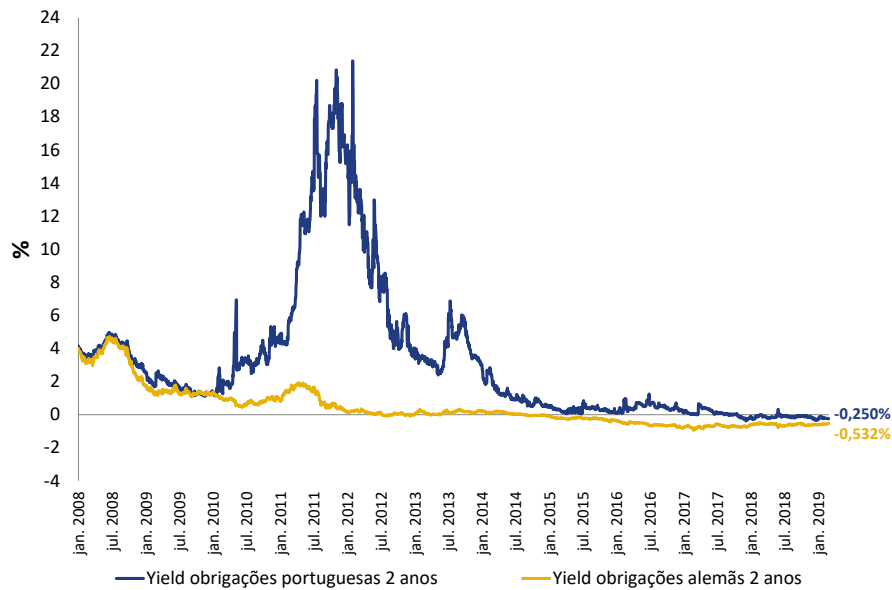
Fonte: ERSE, Reuters

No presente momento de definição do custo de capital, à semelhança do verificado antes do início do anterior período regulatório, continuam a verificar-se condições económicas e financeiras atípicas (Figura 5-3, Figura 5-4 e Figura 5-5). No presente momento podem-se destacar as seguintes condições⁴¹:

- Taxa da facilidade de depósitos do BCE negativa (-0,40%);
- Taxa de juro de referência do BCE (taxa *refi*) de zero (0,00%);
- Taxas Euribor em todas as maturidades negativas (-0,37% para a Euribor a 1 mês e -0,11% para a Euribor a 12 meses);
- Bunds a 2 anos negativas (-0,53%);
- Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 2 anos negativas (-0,25%);
- Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos em mínimos históricos;
- Possível existência ainda de algumas pressões desinflacionistas na economia europeia e em Portugal (no mês de janeiro de 2019 a taxa de variação média da inflação *core* da Zona Euro foi de 1,2% e a taxa de variação média da anual do IPCH em Portugal foi 1,1%).

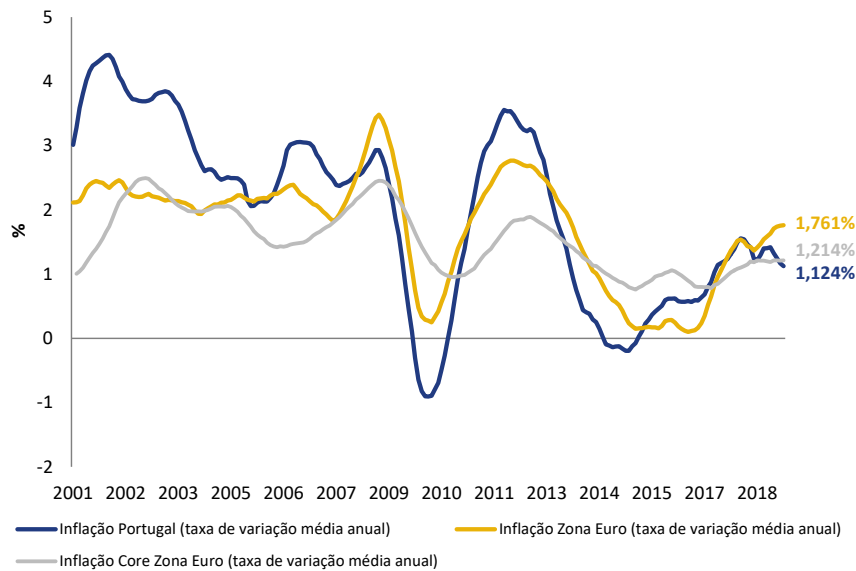
⁴¹ Valores registados no final de fevereiro de 2019.

Figura 5-4 - Yields das OT e das Bunds a 2 anos



Fonte: ERSE, Reuters

Figura 5-5 - Inflação em Portugal e na Zona Euro



Fonte: ERSE, INE, Reuters

No entanto, estas situações atípicas não perspetivam uma mudança profunda do contexto que enquadra a definição do custo de capital face ao anterior período regulatório. Como mencionado anteriormente, a definição do custo de capital antes de impostos das atividades reguladas baseia-se na estabilidade de um conjunto de princípios conceptuais e metodológicos. Assim, no cálculo do parâmetro do custo de capital

não existiram alterações significativas em termos de metodologia face à anterior definição do custo do capital para o período regulatório de 2016-2017 a 2018-2019. No entanto, não se deixou de efetuar uma prudente consideração das atuais condições de mercado, da sua mais recente evolução e das perspetivas de evolução da economia e dos mercados financeiros para os próximos anos. Tendo em consideração a alteração de envolvente face ao anterior período regulatório, foram cuidadosamente ponderadas as formas de cálculo das mesmas para ajustar o custo de capital ao verdadeiro custo esperado para as empresas no período 2020 a 2023.

5.3 METODOLOGIA

BREVE ENQUADRAMENTO DAS METODOLOGIAS ADOTADAS

As opções metodológicas adotadas na determinação do custo de capital foram já aplicadas em anteriores períodos regulatórios, quer no setor do gás natural, quer no setor elétrico. A metodologia e os fundamentos para determinação do custo de capital são os expressos nos anteriores documentos “Parâmetros de regulação para o período 2015-2017” e “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” do setor elétrico e no documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019” do setor do gás natural, para os quais se remete a leitura para um melhor enquadramento e uma melhor compreensão das considerações do presente capítulo.

O custo de capital é calculado antes de impostos⁴², de acordo com a seguinte expressão:

$$CCMP = G \times R_d + (1 - G) \frac{R_{cp}}{(1 - T)} \quad (1)$$

Em que *CCMP* (ou *WACC*⁴³) 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.

⁴² Tendo em conta que, para efeitos regulatórios, os impostos não são considerados como custos aceites ou incluídos no cálculo das bases de custos sujeitas a metas de eficiência.

⁴³ *Weighted Average Cost of Capital*

Assim, em termos metodológicos, o custo médio ponderado do capital consiste numa média ponderada do custo de capital próprio e do custo de capital alheio, correspondendo à taxa de remuneração mínima exigida para atrair fundos para um determinado investimento.

Numa desagregação da fórmula do CCMP podemos detalhar as diferentes variáveis que será necessário definir para determinação do parâmetro CCMP:

$$CCMP = \underbrace{[R_f + PR_d]}_{R_d} \times G + \underbrace{\left[R_f + \beta_A \left[1 + (1 - T) \frac{G}{(1 - G)} \right] (PR_m) \right]}_{R_{cp}} \times (1 - G) \times 1/(1 - T) \quad (2)$$

Onde, para além das variáveis anteriormente já definidas:

- R_f é a taxa de juro sem risco;
- PR_d é Prémio de risco da dívida;
- β_A é o beta do ativo;
- β_{cp} é o beta do capital próprio;
- PR_m é o prémio de risco de mercado.

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

O custo de capital próprio, R_{cp} , é calculado com base num modelo teórico de valorização de ativos com risco, o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). De uma forma simplificadora, este modelo assume que o custo de capital próprio obtém-se adicionando um prémio de risco à taxa de juro sem risco, R_f , sendo o prémio determinado pelo risco sistemático do ativo e o prémio de risco do mercado. O risco sistemático do ativo é medido pelo beta⁴⁴. A equação que segue evidencia este cálculo:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i PR_m \quad (3)$$

Onde:

⁴⁴ 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

- R_i é a rendibilidade esperada do ativo i ,
- R_f é a taxa de juro sem risco,
- β_i é o beta do ativo i ,
- PR_m é o prémio de risco de mercado

O custo do capital alheio (dívida) é estimado pela adição da taxa de juro sem risco ao *spread* de risco de crédito (*default spread*), dependendo do risco de crédito nas empresas.

5.4 DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS DE CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL

5.4.1 TAXA DE IMPOSTO

A taxa de imposto foi definida conforme legislação em vigor, considerando a taxa de IRC, a derrama Municipal e a derrama Estadual, conhecidas à data.

Desta forma, a taxa de imposto foi definida em 31,5% considerando uma taxa de IRC de 21%, uma derrama Municipal de 1,5% e uma derrama Estadual de 9%.

5.4.2 TAXA DE JURO SEM RISCO

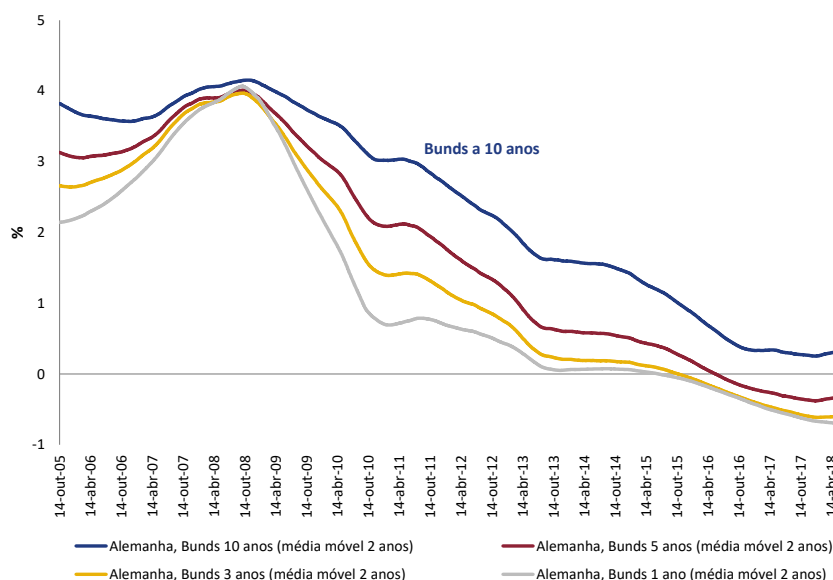
Ao relacionar a detenção de ativos com risco e de ativos sem risco, o modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) dá um particular enfoque à definição das taxas de juro sem risco.

Na Figura 5-2 apresentada anteriormente podemos observar a evolução das OT e das Bunds a 10 anos. Até meados de 2007, a cotação dos dois títulos era praticamente coincidente. Após essa data, a diferença entre as referidas cotações aumentou significativamente até janeiro de 2012, tendo diminuído posteriormente, embora nunca se aproximando dos valores verificados antes de 2007. No entanto, no ano de 2018 e no início de 2019, observa-se que a evolução do *spread* entre as OT e das Bunds a 10 anos apresenta valores estáveis e dos mais baixos durante um período de tempo alargado, algo que não se verificou nos dez anos anteriores. Contudo estes valores continuam claramente longe dos valores próximos de zero observados até 2007.

Analisando o comportamento das Bunds, pode-se observar na Figura 5-6 *infra* que as *yields* das obrigações alemãs registaram, a partir do início de 2018, em termos médios de 24 meses, uma interrupção da

tendência de queda relativamente contínua que verificava desde 2008, podendo indiciar alguma estabilização das mesmas.

Figura 5-6 - Yields das Bunds a 10 anos, a 5 anos, a 3 anos e a 1 ano



Fonte: ERSE, Reuters

A determinação da taxa de juro sem risco requer que se defina, para além da taxa a considerar como referência, o período e a forma de cálculo da média da taxa considerada.

Assim, e dando continuidade à metodologia dos anteriores períodos regulatórios, quer do setor do gás natural, quer do setor elétrico, optou-se pela utilização da média geométrica dos últimos 5 anos das *yields* das obrigações a 10 anos⁴⁵, tendo em consideração os riscos e a incerteza que as empresas reguladas irão enfrentar nos próximos anos. A utilização das cotações dos últimos 5 anos permite refletir nesta taxa as perspetivas futuras, assumindo que não se pode efetuar uma análise prospetiva sem ter em conta o efeito histórico, mas também não deixando que o período de turbulência financeira se imponha dado o momento atual de maior estabilidade e confiança por parte dos mercados na economia nacional.

Deste modo, para determinação da taxa de juro sem risco, e à semelhança do que foi decidido para os períodos regulatórios de 2015-2017 e 2018-2020 no setor elétrico e para o anterior período regulatório do

⁴⁵ A maturidade dos títulos de 10 anos justifica-se, entre outros fatores, por ser a mais próxima da vida útil dos ativos para títulos que garantam alguma liquidez.

ano gás 2016-2017 a 2018-2019 do setor do gás natural, optou-se pela média de 5 anos das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com *rating* AAA. Neste caso, os países da UE que registam este *rating* são apenas a Alemanha e os Países Baixos.

Desta forma, obtemos uma taxa de juro sem risco de 0,57%, apresentada no quadro seguinte, onde também estão incluídos, para comparação, os valores definidos para os anteriores períodos regulatórios do setor elétrico e do setor do gás natural.

Quadro 5-1 - Taxa de juro sem risco para o período 2020 a 2023

Variável	GN PR 2016-2017 a 2018-2019	SE PR 2018-2020	GN 2020 a 2023
Taxa de juro sem risco (Rf)	1,73%	1,00%	0,57%

Fonte: Reuters, CEER, ERSE

5.5 GEARING

A estrutura de capital das empresas reguladas é outro fator de relevância com impacto no custo de capital e que a ERSE acompanha com atenção.

O recurso ao endividamento para se financiar pode fazer sentido até um certo nível por contribuir para baixar o custo de capital⁴⁶. Porém, 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. 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, poderão recorrer a um peso superior de capital alheio na estrutura de financiamento das empresas.

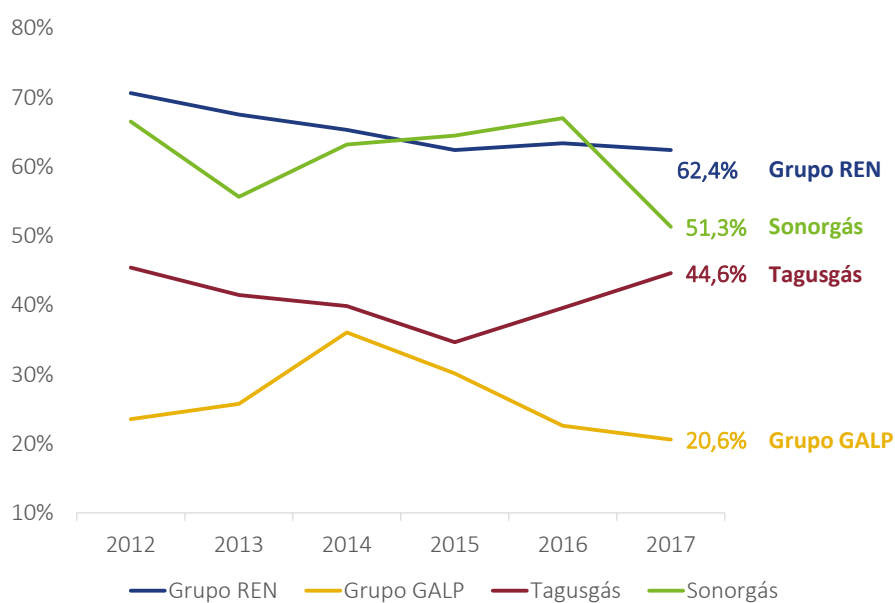
Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução do *gearing*⁴⁷ dos grupos GALP, REN e também da Sonorgás e da Tagusgás. Observa-se uma tendência global de descida contínua do grupo REN, embora de forma algo

⁴⁶ Uma forma de quantificar o impacto no valor da empresa pelo recurso ao endividamento é o valor atualizado da vantagem fiscal.

⁴⁷ O *gearing* é definido como $D/(D+E)$, em que “D” é a dívida financeira líquida e “E” é o Capital Próprio a valores de mercado, para as empresas cotadas.

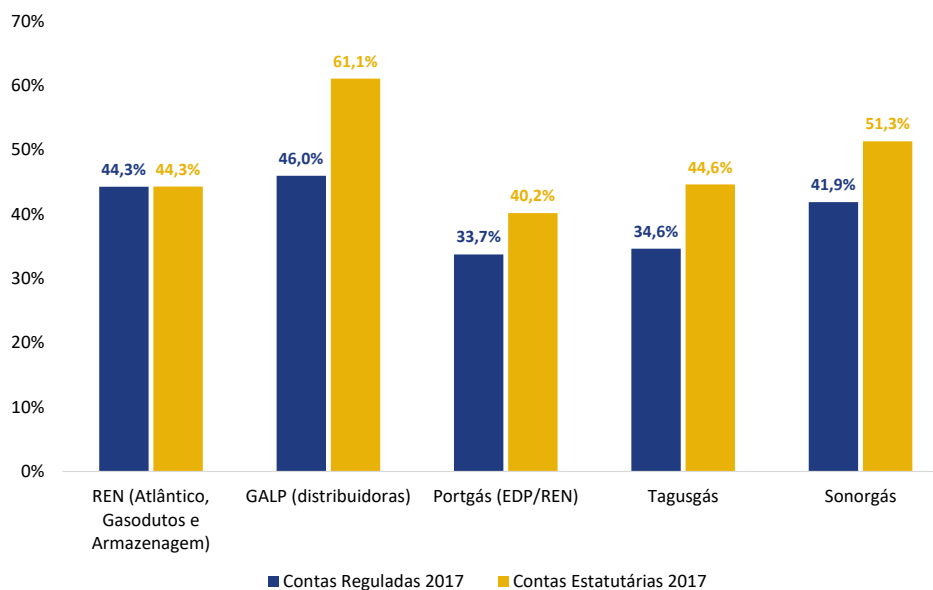
moderada. Os restantes níveis de endividamento apresentam alguma variação, sem uma tendência definida. No período analisado o intervalo de variação dos níveis de endividamento situa-se entre um mínimo de 20,6% da Galp em 2017 e um máximo de 70,6% do grupo REN em 2012.

Figura 5-7 - *Gearing* GALP, REN Sonorgás e Tagusgás



Fonte: ERSE, GALP, REN, EDP, Reuters

Na Figura 5-8 apresenta-se o *gearing* das empresas reguladas do setor de gás natural por grupo.

Figura 5-8 - *Gearing* das empresas reguladas do setor de gás natural por grupo

Fonte: ERSE, Galp, REN, EDP, Reuters

A ERSE tem aplicado, como é prática comum entre os reguladores europeus dos setores das *utilities*, em particular no setor da energia, estruturas teóricas de capital eficientes para a definição do custo de capital, de modo a incentivar as empresas a otimizarem as respetivas estruturas de capital e, desta forma, a não aumentarem o risco e o seu custo de capital e, conseqüentemente, a taxa de remuneração dos imobilizados. No caso em concreto das empresas reguladas, um nível de endividamento potencialmente elevado, que não tem reflexo na estrutura de capital implícita na taxa de remuneração, poderia afastar o custo de capital real da atividade da taxa de remuneração que foi definida para o período regulatório. Na prática, isto poderá corresponder a financiar as atividades não reguladas através das atividades reguladas, gerando subsídios cruzados indesejáveis, sem que o sistema beneficie das taxas de financiamento relativamente baixas.

No presente período regulatório a ERSE mantém a metodologia de estrutura de capital teórico eficiente para a definição do custo de capital das atividades reguladas do setor do gás natural.

Assim, manteve-se o *gearing* teórico de 50% definido no anterior período regulatório, apresentado no Quadro 5-2, para as atividades de AP e MP/BP.

Quadro 5-2 - *Gearing* definido para o período 2020 a 2023

Variável	GN PR 2016-2017 a 2018-2019		SE PR 2018-2020		GN 2020 a 2023	
	AP	MP e BP	DSO	TSO	AP	MP e BP
<i>Gearing</i> (G)	50%	50%	55%	55%	50%	50%

Fonte: ERSE

No Quadro 5-3 seguinte pode-se observar que o *gearing* teórico acima definido se encontra em linha com os valores aplicados pelos reguladores europeus para o nível de rácio de endividamento.

Quadro 5-3 - Rácio de endividamento definidos pelos reguladores europeus

		RFR 2018 - SE / RFR 2018 - GN	
		Rácio de endividamento	
		SE	GN
Média	ORT	52,93%	50,49%
	ORD	51,67%	50,93%
Mínimo	ORT	36,30%	22,00%
	ORD	32,00%	30,00%
Máximo	ORT	67,00%	70,00%
	ORD	65,00%	70,00%
Mediana	ORT	51,00%	50,00%
	ORD	50,00%	50,00%

Nota: SE: Setor Elétrico; GN: Setor Gás Natural; RFR 2018: Regulatory Frameworks Report 2018; ORT: Operador da Rede de Transporte; ORD: Operador da Rede de Distribuição.

Fonte: CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2018⁴⁸.

5.6 CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

5.6.1 BREVE ENQUADRAMENTO TEÓRICO

Tal como referido anteriormente, o CAPM é o modelo considerado no cálculo do custo do capital próprio. Este é um dos vários modelos teóricos de valorização de ativos com risco. Este modelo tem subjacente a teoria da carteira eficiente que, baseada num conjunto de pressupostos teóricos, é de fácil aplicação.

⁴⁸ Publicado em https://www.ceer.eu/eeer_publications/ceer_papers/cross-sectoral

O CAPM é um método que define a rentabilidade esperada de um determinado ativo para um determinado período, de uma forma proporcional ao risco inerente ao ativo. Neste quadro teórico, a rentabilidade esperada do ativo para um determinado período, em equilíbrio, varia de uma forma linear entre a taxa de juro sem risco e a rentabilidade do mercado, tendo em conta o contributo marginal do ativo para o risco da carteira que não diminui com a diversificação da mesma, isto é, o risco de mercado. O risco sistemático é o risco que é inerente à própria atividade. A contribuição do risco individual de uma ação para o risco de um *portfolio* diversificado, ou seja, a sensibilidade de risco sistemático face ao risco de mercado, é definido pelo beta dessa ação que, no contexto da definição do custo de capital da empresa, corresponde ao beta do capital próprio.

Contudo, o beta do capital próprio incorpora o risco de negócio, bem como também incorpora o risco financeiro da atividade que decorre da sua estrutura de capital. Deste modo, ter-se-ia de inferir não só o contributo de cada atividade para o risco de negócio da empresa, como também o seu contributo para o risco financeiro da empresa.

Como o beta do ativo, ou beta não alavancado, de uma empresa apenas reflete o seu risco de negócio, esta dificuldade é ultrapassada considerando-se o beta do ativo, em lugar do beta do capital próprio. A definição do beta do ativo a partir do beta do capital próprio recorre a dois pressupostos comumente aceites⁴⁹:

- O primeiro postulado de Modigliani e Miller que afirma que, até um determinado nível de endividamento, a estrutura de capital de uma empresa não altera o valor desta no seu todo, alterando apenas o risco para os acionistas e, conseqüentemente, o custo do capital próprio;
- A existência de vantagem fiscal, isto é, que o aumento do endividamento proporcionar um aumento do custo de capital próprio a uma taxa que decresce com o aumento da taxa de imposto⁵⁰.

Nesse quadro, a rentabilidade do capital próprio, R_{cp} , é dada por:

⁴⁹ A definição do beta do capital próprio a partir do beta do ativo supõe igualmente que a estrutura de capital da empresa se mantém constante. No que diz respeito ao horizonte do investimento, poder-se-á assumir que os seus retornos são constantes e ilimitados ao longo do tempo ou que estes não são constantes.

⁵⁰ A principal consequência da vantagem fiscal é de que o aumento do nível de endividamento implica um aumento do valor da empresa até ao limite dado pelo aumento do risco de falência da empresa. (Aqui não se considera a problemática da dupla tributação, que diminui esta vantagem).

$$R_{cp} = R_f + \beta_A \left[1 + (1 - T) \frac{G}{(1-G)} \right] (PR_m) \quad (4)$$

Para o cálculo do custo do capital próprio, tendo já sido definidas a taxa de imposto ($T = 31,5\%$), a taxa de juro sem risco ($R_f = 0,57\%$) e o gearing ($G = 50\%$), será necessário ainda definir o prémio de risco de mercado (PR_m), o beta do ativo (β_A) e os betas do capital próprio (β_{cp}). No atual processo de cálculo do custo de capital, este último parâmetro é o que diferencia o custo de capital das atividades reguladas.

5.6.2 PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO E BETA DO CAPITAL PRÓPRIO

5.6.2.1 PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO

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.

A consideração de séries históricas para a determinação do prémio de risco de mercado assenta no pressuposto de existirem situações de equilíbrio dos mercados financeiros, sendo uma metodologia comum no cálculo deste prémio de risco de mercado.

No entanto, existem diversos fatores que poderão afetar e condicionar a determinação deste valor, como:

i) o período de cálculo escolhido para se observar as séries históricas, ii) o *portfolio* de mercado (normalmente um índice bolsista) que se deve escolher e iii) a média geométrica ou aritmética para cálculo da rentabilidade ao longo do período escolhido.

No caso de Portugal, pequeno mercado financeiro e pouco maduro, e que assistiu recentemente a uma situação de instabilidade financeira, importa procurar alternativas à consideração de séries históricas para a definição do prémio de risco, tais como:

- a) Adicionar o risco de Portugal ao prémio de risco do mercado de um mercado maduro;
- b) Analisar o risco percebido pelos agentes de mercado no atual contexto financeiro e económico.

A transposição do risco de país é controversa. Se os agentes que financiam, através do capital próprio, as atividades reguladas forem investidores com capacidade de diversificar internacionalmente, eliminando o risco do país por diversificação, então o risco país não deverá ser remunerado (Damodaran (2012)⁵¹).

Contudo, esta possibilidade de eliminação do risco país por diversificação não é consensual, havendo argumentos a favor e contra a inclusão, ou não, do prémio de risco país, nomeadamente, por se poder considerar que não se consegue eliminar por completo esse risco através de diversificação⁵². Desta forma, continua a entender-se prudente considerar um valor adicional para contemplar o risco país, à semelhança do considerado nos anteriores períodos regulatórios no setor elétrico e do gás natural.

Acresce que nem todos os investidores terão a mesma capacidade de diversificação das suas carteiras, com a aquisição de títulos que extravasam os seus respetivos mercados nacionais.

Desta forma, o prémio de risco para o cálculo do custo do capital próprio foi calculado adicionando-se duas componentes: i) o prémio de risco de um mercado maduro (um valor considerado estável e calculado normalmente com séries históricas de muito longo prazo) e ii) o prémio de risco de Portugal.

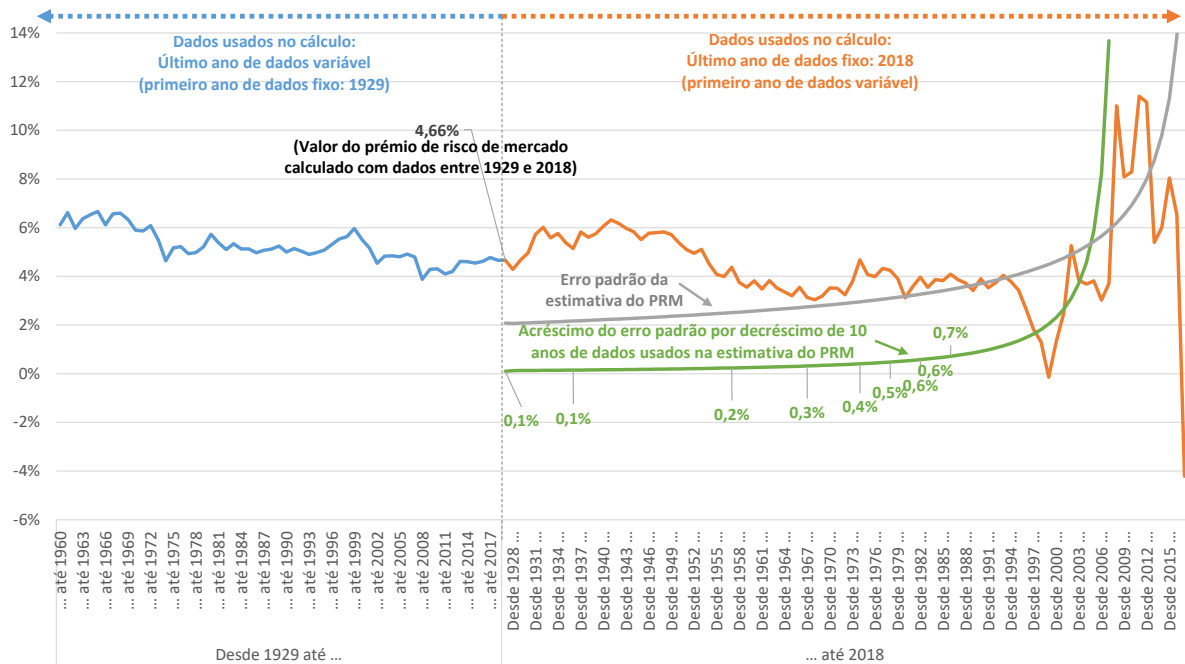
Esta metodologia é idêntica à adotada, quer para o anterior período regulatório no setor do gás natural, quer para o atual período regulatório no setor elétrico.

Para a determinação do prémio de risco do mercado de um mercado maduro que possa ser representativo do prémio de risco durante os próximos anos do período regulatório, deverá considerar-se uma estimativa que seja a melhor estimativa para esse período futuro. Tendo em conta os dados do *spread* entre a rendibilidade do S&P 500 e as obrigações do tesouro dos EUA com maturidade de 10 anos, um mercado considerado dos mais maduros, podemos observar na Figura 5-9 abaixo a evolução do prémio de risco de mercado, tendo em conta diferentes períodos de dados para a determinação do prémio de risco de mercado.

⁵¹ Damodaran, A., 2012, "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of any Asset", 3rd ed., University Edition (Wiley Finance Series)

⁵² Ver, por exemplo, Damodaran, A., 2018, "Equity Risk Premium (ERP): Determinants, Estimation and Implications", 18th ed., Stern School of Business ou Kruschwitz, L., Loffler, A., Mandl, G., 2012; "Damodaran's Country Risk Premium: A Serious Critique", *Business Valuation Review*, vol. 31, n.º 2, American Society of Appraisers

Figura 5-9 - Evolução do prémio de risco de mercado



Fontes: ERSE, Reuters, Aswath Damodaran (pages.stern.nyu.edu/~adamodar/)

A Figura 5-9 apresenta dois tipos de cálculo:

- Na parte esquerda da figura é apresentada a evolução do prémio de risco de mercado estimado para cada ano, tendo em conta o ocorrido até esse ano. Cada ano da figura acrescenta um novo ano de dados. Esta é uma apresentação dita “normal” de um gráfico de dados históricos temporais. Apesar desse lado da figura apenas apresentar dados a partir de 1960, o ano inicial de dados é sempre o mesmo: 1929. Assim, em 1960 o prémio de risco de mercado é calculado com dados entre 1929 e 1960. Em 2018 o prémio de risco de mercado é calculado com dados entre 1929 e 2018;
- Na parte direita da figura o cálculo é feito de forma “inversa”. A forma mais simples de ler esta parte é da direita para a esquerda. Os dados incluídos no cálculo são entre 2018 (um ano “fixo” que entra sempre no cálculo) e o ano até ao qual se incluíram os dados. Quando se lê “Desde 2015...”, na parte mais à direita do gráfico, significa que nesse cálculo apenas estão incluídos dados entre 2015 e 2018 (apenas quatro anos de dados). À medida que nos deslocamos para a esquerda, vão-se acrescentando mais anos no cálculo histórico dos dados. Assim, no ponto “Desde 1987...” estão incluídos dados entre 1987 e 2018. O ponto de convergência entre as duas partes da figura

é onde são usados a totalidade dos dados disponíveis, quer da parte esquerda, quer da parte direita da mesma, obtendo-se um PR_m de 4,66%, que liga os dois lados.

O que a Figura 5-9 nos mostra é que a consideração de um período de dados demasiado curto (com dados, por exemplo, apenas desde 1995) o valor do prémio de risco de mercado torna-se extremamente volátil e a inclusão de mais, ou menos, um ano pode alterar de forma radical o valor do prémio de risco de mercado. Em casos extremos, usar um período de dados para o cálculo, por exemplo, entre 1999 e 2018 levaria a um prémio de risco de mercado (marginalmente) negativo. A volatilidade é representada na figura pelo erro padrão da estimativa do PR_m (linha cinza). A linha verde da figura mostra o *acrécimo* do erro padrão da estimativa do PR_m , em cada ano, quando se reduz a amostra em 10 anos de dados. A partir do ponto “Desde 1987...” o acréscimo do erro padrão é de 0,8% e torna-se exponencial a partir da exclusão desses anos do cálculo, mostrando que a volatilidade do PR_m aumenta exponencialmente quando se usa uma série inferior a 20 anos. Por outro lado, usar todo o período de dados, embora diminuindo o erro padrão da estimativa, pode levar a considerar um período demasiado largo, onde se estão a incluir anos que podem já não ser representativos do atual contexto dos mercados financeiros e, conseqüentemente, do prémio de risco de mercado. Há que, por conseguinte, escolher entre a inclusão de mais anos no cálculo, com a possível inclusão de anos não representativos de atual prémio de risco de mercado, e a exclusão de demasiados anos que poderão levar a um aumento considerável do erro padrão da estimativa. Na figura podemos observar que incluir dados apenas a partir de 1959 leva a que se reduza o erro padrão em apenas 0,2%.

No entanto, mesmo a partir do momento em que os desvio-padrão são bastante baixos, a consideração de um só ano para ponto de partida do valor médio do PR_m pode resultar em valores significativamente diferentes, consoante o ano escolhido. Por exemplo, a média do PR_m de 1959 até 2018 é de 3,56%, mas se se considerar o ponto de partida em 1957, a média já será 4,37%.

Para anular este efeito, dever-se-á considerar médias de diferentes períodos de início do cálculo de PR_m .

A média dos valores que resultam de um cálculo com dados “Desde 1959...” (ano a partir do qual a variação do desvio padrão passa a 0,2%) até “Desde 1995...” (último ano com variação do desvio padrão abaixo de 1,5%) é de 3,68%, com os valores a variarem entre um mínimo de 3,0% e um máximo de 4,7%.

Paralelamente a esta análise efetuou-se igualmente uma análise às práticas seguidas pelos restantes reguladores. No Quadro 5-4 podem-se observar as estatísticas dos prémios de risco do mercado definidos

pelos reguladores europeus. Os valores definidos pelos reguladores europeus situam-se num intervalo entre um mínimo de 3,5% e um máximo de 6,4%, sendo o valor médio de 4,9% e a mediana de 5,0%.

Quadro 5-4 - Prémios de risco do mercado definidos pelos reguladores europeus

		RFR 2018 - SE / RFR 2018 - GN	
		Prémio de risco do mercado	
		SE	GN
Média	ORT	4,84%	4,88%
	ORD	4,92%	4,99%
Mínimo	ORT	3,50%	3,50%
	ORD	4,20%	3,80%
Máximo	ORT	5,50%	6,42%
	ORD	5,50%	6,42%
Mediana	ORT	5,00%	5,00%
	ORD	5,00%	5,00%

Nota: Não são apresentados os dados relativos aos prémios de risco que tinham, explicitamente, o prémio de risco país incluído no prémio de risco de mercado. SE: Setor Elétrico; GN: Setor Gás Natural; RFR 2018: *Regulatory Frameworks Report* 2018; ORT: Operador da Rede de Transporte; ORD: Operador da Rede de Distribuição.

Fonte: CEER *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks* 2018⁵³.

Tendo em conta o anteriormente exposto, para o cálculo do prémio de risco de um mercado maduro considerou-se um valor entre 3,68% (o *spread* médio entre a rendibilidade do S&P 500 e as obrigações do tesouro dos EUA com maturidade de 10 anos apresentado anteriormente) e 5,00% (a mediana dos valores determinados pelos reguladores europeus para mercados maduros).

Adicionalmente, considerando as circunstâncias e o enquadramento atual, a ERSE entendeu como opção mais adequada a manutenção da adição do risco de Portugal ao prémio de risco do mercado de um mercado maduro, após avaliação das diferentes alternativas, dando continuidade à metodologia adotada, quer no anterior período regulatório do gás natural, quer para o atual período regulatório do setor do setor elétrico. Para determinação do prémio de risco de Portugal, calculou-se o *spread* entre a média geométrica das *yields* das Obrigações da República Portuguesa com maturidade a 10 anos e a média geométrica das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com *rating* AAA, considerando um período de dados de 5 anos. O *spread* a considerar como prémio de risco para Portugal face a um mercado maduro é, desta forma, de 2,16%.

⁵³ Publicado em https://www.ceer.eu/eeer_publications/ceer_papers/cross-sectoral

Assim, o prémio de risco definido pela ERSE para o período 2020 a 2023 é a soma dos dois valores atrás definidos, dos quais resulta um intervalo de valores. No Quadro 5-5 abaixo é apresentado o prémio de mercado definido para o atual período regulatório.

Quadro 5-5 - Prémio de risco de mercado para o período 2020 a 2023

Variável	GN PR 2016-2017 a 2018-2019	SE PR 2018-2020	GN 2020 a 2023
Prémio de risco de mercado (PR _m)	[5,88% : 6,28%]	[6,92% : 8,40%]	[5,84% : 7,16%]
GN 2020 a 2023			
Prémio de risco de mercado (PR_m)	=	Prémio de risco mercado maduro (Spread S&P 500 vs 10-year T. Bond)	+ Spread risco país (Spread das médias a 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos, entre Portugal e de Alemanha e Países Baixos)
[5,84% : 7,16%]	=	[3,68% : 5,00%]	+ 2,16%

Fonte: ERSE, Reuters, CEER

Entende-se, contudo, realçar alguns aspetos da opção da ERSE em somar os valores anteriormente referidos, dos quais resulta o intervalo considerado para o PR_m . A abordagem da ERSE na definição do prémio de risco, que resulta na soma de um prémio de risco de um mercado maduro e de um prémio de risco para Portugal, não corresponde a uma abordagem retrospectiva, mas sim prospetiva. Os valores considerados para o prémio de risco de um mercado maduro e para o prémio de risco para Portugal representam a melhor estimativa da ERSE para os próximos anos de aplicação dos parâmetros. Cada uma dessas variáveis é estimada com base na metodologia que se entende que melhor deverá representar a realidade no futuro.

Como se referiu anteriormente, ao contrário da taxa de juro sem risco, ou do prémio de risco de Portugal, uma estimativa do prémio de risco de um mercado maduro com base em valores históricos terá de ter em conta um período de dados superior a cerca de 20 anos por forma a não aumentar exponencialmente o erro padrão da estimativa e não se considerar um valor extremo, dependente de um valor inicial arbitrário. Pelo contrário, uma estimativa da taxa de juro sem risco, ou do prémio de risco de Portugal, com base em valores muito desfasados no tempo poderá levar a considerar valores que já não são representativos da realidade que se perspetiva para os próximos anos.

Nesta situação é, assim, necessário que sejam considerados períodos de referência diferentes para assegurar a melhor estimativa dos valores dessas variáveis.

5.6.2.2 BETA DO CAPITAL PRÓPRIO

A determinação do risco sistemático do ativo com risco cotado em bolsa, a ação, é de maior relevância para a aplicação da metodologia CAPM. O beta de uma ação é definido comparando a evolução da sua cotação face ao rendimento do mercado.

No cálculo do beta do capital próprio de uma empresa é comum recorrer-se a um modelo muito próximo do CAPM, o *market model*, baseado diretamente na observação do mercado:

$$R_j = R_f + \beta_j [R_m - R_f] \cong a_j + \beta_j [R_{mt}] \quad (5)$$

Sendo R_j a rendibilidade da 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.

No caso dos dois grupos cotados (Grupo Galp e Grupo REN) dos quais fazem parte empresas reguladas no setor do gás natural, o beta é calculado com base na cotação bolsista das empresas com atividades reguladas que reflete o risco sistemático face ao risco de mercado. Contudo, de um modo geral, o risco sistemático de uma ação não reflete o risco de uma única atividade, mas os riscos das diferentes atividades desenvolvidas pela empresa ou Grupo em causa, ponderados pelos pesos dessas atividades no valor da empresa ou Grupo.

Para permitir determinar o risco sistemático de uma atividade ou de um investimento em particular, a ERSE tem seguido uma abordagem “*bottom-up*” com vista a avaliar qual o contributo de cada atividade para o risco de negócio da empresa. Neste quadro teórico, o beta de um ativo com risco corresponde à soma dos betas das suas diferentes atividades ponderados pelo respetivo peso de cada uma no valor da empresa.

Para esse fim, após a determinação do beta do ativo da empresa cotada em bolsa, a partir do beta do capital próprio, determina-se o beta do ativo das suas diferentes atividades.

A metodologia *bottom-up* contempla as seguintes fases de cálculo:

- a) Cálculo dos betas do capital próprio β_{cp} (alavancado) e do ativo β_A (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)⁵⁴:

$$\beta_A = \frac{\beta_{cp} + \beta_D \times \frac{D}{CP} \times (1 - T)}{1 + \frac{D}{CP} \times (1 - T)} \quad (6)$$

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;
- CP é o capital próprio.

e por sua vez que:

$$\beta_A = \sum_i w_i \beta_{Ai} \quad (7)$$

em que:

- w_i é o peso no ativo da empresa da atividade i ;
- e β_{Ai} , o beta da atividade i .

Se o beta da dívida for zero ($\beta_D = 0$), a equação (6), após simplificação e tendo em conta que $G=D/(D+CP)$, fica:

$$\beta_{cp} = \beta_A \left[1 + (1 - T) \frac{G}{(1 - G)} \right] \quad (8)$$

⁵⁴ Armitage, S., 2005, "The cost of capital", 2005, Cambridge

Assim, calcularam-se os betas do capital próprio do Grupo GALP e do Grupo REN com base nas cotações dos últimos 3 anos. Para este cálculo foi usado o PSI Geral e o valor das cotações das empresas corrigido pelo valor dos dividendos. Considerou-se, assim, o retorno da valorização das ações e o retorno em termos de *dividend yield*.

Para a determinação dos betas do capital próprio foi estimada uma regressão linear para a equação (5) para as cotações de cada empresa.

Partindo destes betas do capital próprio determinados diretamente a partir dos dados de mercado (*raw betas*), calcularam-se os betas ajustados, à semelhança da metodologia adotada no setor elétrico e nos anteriores períodos regulatórios do gás. Para esse cálculo aplicou-se a seguinte fórmula:

$$\beta_{cp}^{ajustado} = \frac{2}{3}\beta_{cp}^{raw} + \frac{1}{3} \times 1 = \beta_{cp} \quad (9)$$

Posteriormente, calculou-se o beta do ativo aplicando-se a equação (8) e considerando-se os seguintes parâmetros, para além dos já referidas anteriormente:

- A estrutura de capital considerada foi a respeitante às últimas contas publicadas relativas a 2017;
- O valor da dívida corresponde ao valor da dívida financeira líquida (dívida financeira líquida do valor de caixa e equivalentes);
- O valor dos capitais próprios é o valor de mercado da *equity* (capitalização bolsista);
- A taxa de imposto considerada foi de 31,5%.

O quadro infra apresenta os valores dos betas calculados para as empresas.

Quadro 5-6 - Betas da GALP e da REN para o período 2020 a 2023

Variável	GN PR 2016-2017 a 2018-2019		SE PR 2018-2020		GN 2020 a 2023	
	Beta Ativo empresa cotada	$\beta_A \text{ EDP} = 0,42$ $\beta_A \text{ GALP} = 0,81$	$\beta_A \text{ REN} = 0,31$	$\beta_A \text{ EDP} = 0,42$	$\beta_A \text{ REN} = 0,33$	$\beta_A \text{ GALP} = 0,92$
Beta Ativo (β_A) e Capital Próprio (β_{cp})	$\beta_A \text{ MP/BP} = 0,38$	$\beta_A \text{ AP} = 0,36$	$\beta_A \text{ DSO} = 0,34$	$\beta_A \text{ TSO} = 0,32$	$\beta_A \text{ MP/BP} = 0,39$	$\beta_A \text{ AP} = 0,36$
	<i>(Bottom-up Betas, beta do capital próprio ajustado=$2/3 * Raw + 1/3 * 1$)</i>		<i>(Bottom-up Betas, beta do capital próprio ajustado=$2/3 * Raw + 1/3 * 1$)</i>		<i>(Bottom-up Betas, beta do capital próprio ajustado=$2/3 * Raw + 1/3 * 1$)</i>	

Fonte: ERSE, Reuters, GALP, REN, EDP

5.6.3 BETAS DO ATIVO

5.6.3.1 BETA DO ATIVO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

A definição do beta do ativo da atividade de Distribuição de gás natural obriga, numa primeira fase, à definição do peso da sua atividade nos ativos das empresas, tendo em conta o postulado da aditividade do valor. Posteriormente, é resolvida a equação que correlaciona os betas de cada atividade e o seu peso no ativo total, de forma a garantir que a soma do risco de cada atividade em proporção ao seu peso reflita o risco da empresa.

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL DO GRUPO GALP

Na definição do beta do ativo da atividade de Distribuição de gás natural das empresas do Grupo GALP assumiram-se os seguintes pressupostos para a definição dos betas das diferentes atividades:

- Um beta da atividade de Exploração e Produção de petróleo próximo de 1, tendo em conta betas observados em empresas comparáveis desses setores⁵⁵;
- Um beta da atividade de Refinação e Distribuição de aproximadamente de 0,9 tendo em conta betas observados em empresas comparáveis desses setores⁵⁶;

⁵⁵ Com base em dados da Reuters.

⁵⁶ *Idem*

- O beta do ativo do conjunto das outras atividades (β_{OA}) resulta da resolução da equação $\beta_{OA} = \sum_r \beta_{OAr} x_r$, em que β_{OAr} é o beta do ativo da atividade r e x_r o peso relativo do valor do ativo da atividade r no valor do ativo do conjunto das outras atividades do grupo Galp.

Destes pressupostos resulta um valor para o beta do ativo da atividade regulada de distribuição de gás natural do Grupo GALP compreendido entre 0,32 e 0,45, em linha com o valor médio dos betas calculados para a atividade de Distribuição de gás natural no anterior período regulatório⁵⁷.

5.6.3.2 BETA DO ATIVO DA ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL, DE TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

Os pressupostos para o cálculo dos betas das atividades da REN foram os que se seguem:

- Um beta das atividades de alta pressão inferior ao da atividade de Distribuição de gás natural;
- Um beta resultante para a atividade de Transporte de energia elétrica igual ou inferior ao beta da atividade de Distribuição de gás natural;
- O beta da atividade de Distribuição de gás natural é o resultante das análises do grupo Galp (ver nota de rodapé 57);
- O risco dos terrenos é inferior ao dos restantes ativos, mantendo-se o valor adotado para o atual período regulatório do setor elétrico (cerca de 1/3 do beta do ativo da REN do setor elétrico);
- O beta do ativo do conjunto das atividades fora do setor elétrico (β_{AFSE}) resulta da resolução da equação $\beta_{AFSE} = \sum_r \beta_{Ar} x_r$, em que β_{Ar} é o beta do ativo da atividade r e x_r o peso relativo do valor do ativo da atividade r no valor do ativo do conjunto de atividades fora do setor elétrico da REN.

O beta do ativo obtido para os ativos das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo de gás natural situa-se no intervalo compreendido entre 0,34

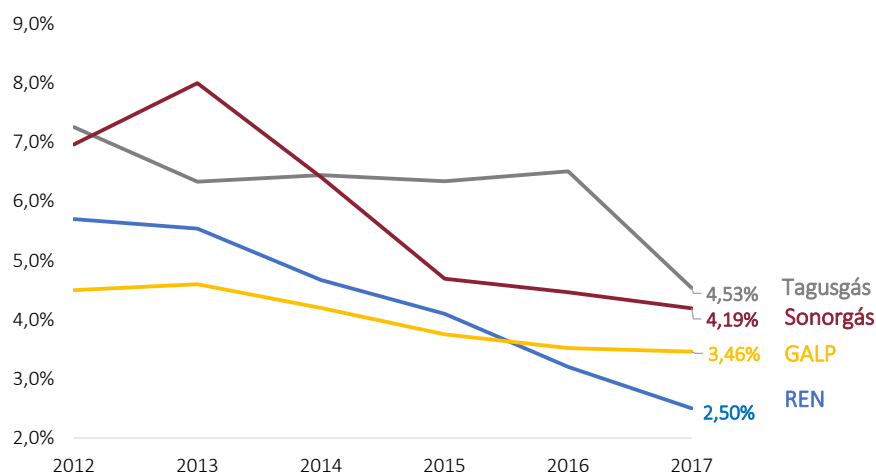
⁵⁷ É de realçar que o negócio da atividade de distribuição de gás natural do grupo EDP foi adquirido pelo grupo REN durante o ano de 2017. No presente momento, apesar do grupo EDP já não deter a atividade no setor do gás natural, os valores obtidos para este grupo, nomeadamente os cálculos dos betas e dos respetivos ativos, que têm em consideração um período de três anos, poderão ainda ser considerados como referência no presente ano, com o devido cuidado e ponderação. De facto, os valores obtidos para a atividade de distribuição de gás natural do grupo EDP para os três anos anteriores em que ainda detinha, durante uma parte considerável desse período, a atividade de gás natural, encontram-se em linha com os obtidos para a atividade de distribuição de gás natural do grupo Galp.

e 0,39. Neste cálculo consideraram-se os seguintes valores médios para os betas das restantes atividades: 0,36 para o setor elétrico e 0,11 para os terrenos.

5.7 CUSTO DO CAPITAL ALHEIO

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. Na Figura 5-10 podemos observar a evolução do custo médio do financiamento da GALP, da REN, da Sonorgás e da Tagusgás.

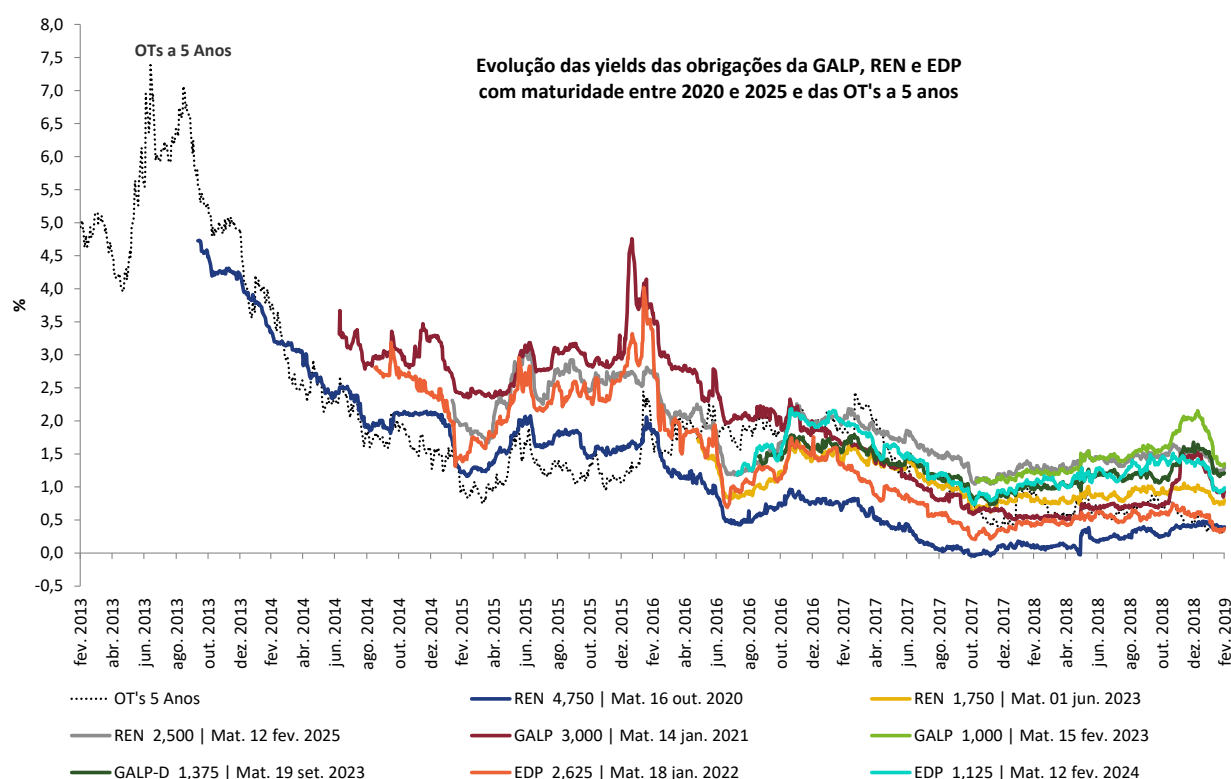
Figura 5-10 - Custo médio da dívida da GALP, REN, Sonorgás e Tagusgás



Fonte: ERSE, GALP, REN, Sonorgás, Tagusgás

Pode-se verificar na Figura 5-10 acima que, no período em análise, todas as empresas registaram uma tendência de redução do custo médio do financiamento, em linha com a tendência de evolução das condições de financiamento do país nesse período. Este custo tem em conta os custos de financiamento do passado, relativos à dívida acumulada até à data. Contudo, numa análise prospetiva como é a definição do custo de capital para o próximo anos importa ter também em conta o custo de financiamentos à data, quer para os financiamentos que poderão ter de ser refinanciados, através de emissão e contratação de nova dívida presente, quer para os custos de nova dívida a contrair nos próximos anos. Nesse sentido, na figura seguinte podemos observar a evolução das *yields* de diversas obrigações da GALP, da REN e da EDP, que podem indicar a tendência atual de custos de emissão de nova dívida para estes grupos.

Figura 5-11 - Evolução das *yields* das obrigações da GALP, da REN e da EDP com maturidade entre 2020 e 2025 e das OT a 5 anos

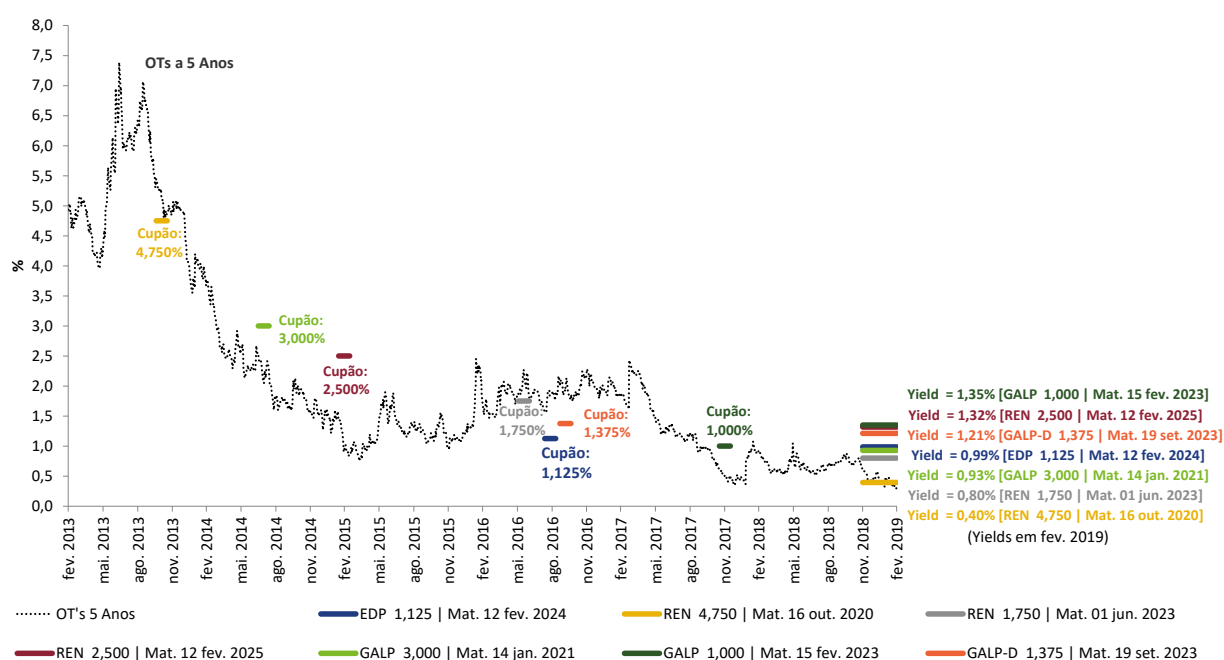


Fonte: ERSE, Reuters

À semelhança do que se observou em relação às OT, as *yields* das obrigações destas três empresas têm observado uma tendência de decréscimo desde 2013. Desde o final de 2017, tem-se observado maior estabilização da situação económico-financeira, com a consequente estabilização das taxas de juro, tendo-se observado, inclusivamente, na segunda metade de 2018, uma ligeira tendência de subida das *yields* daquelas obrigações.

Na Figura 5-12 pode-se observar o valor dos cupões das emissões em euros de cupão fixo recentes e as *yields* em fevereiro de 2019 para essas mesmas emissões. A *yield* mais baixa, em fevereiro de 2019, era a de uma emissão da REN, de 550 milhões de euros, com maturidade em outubro de 2020, com uma *yield* de 0,40%, principalmente em resultado do prazo para a maturidade ser já bastante reduzido. Em oposição, A *yield* mais alta, em fevereiro de 2019, era a de uma emissão da Galp, de 500 milhões de euros, com maturidade em fevereiro de 2023, com uma *yield* de 1,35%.

Figura 5-12 - Emissões de dívida e yields de obrigações da GALP, da REN e da EDP



Fonte: ERSE, Reuters

O valor das *yields* seria, em teoria, o valor a que as empresas se conseguiriam financiar no mercado no presente para as maturidades e condições semelhantes às das obrigações respetivas. É de realçar que estes custos de financiamento estão apenas acessíveis a grandes empresas e para grandes emissões de dívida (o valor da emissão de menor montante é de 300 milhões de euros e a emissão de montante mais elevado é de 1 000 milhões de euros, sendo a média das emissões de 550 milhões de euros). Adicionalmente, estas emissões de dívida de grandes empresas e de elevados montantes podem ter influência das políticas monetárias do BCE, o que acontece em menor grau com as condições de financiamento de empresas de menor dimensão ou de emissões de montantes mais baixos.

Desta forma, como já referido anteriormente, o custo médio de financiamento não reflete de forma direta os valores destas *yields*, tendo refletido em parte a sua tendência e evolução e os custos de financiamento do passado, relativos à dívida acumulada até na presente data. É de salientar, igualmente, que a evolução das taxas de juro de referência observadas anteriormente pode não ter reflexo imediato nos custos médio de financiamento das empresas, dependendo da estrutura da dívida entre taxa fixa e taxa variável. A taxa média de financiamento das empresas que têm uma estrutura de financiamento com maior peso de taxa fixa não observa uma redução tão diretamente correlacionada com a descida das *yields*. Estas diferenças são acentuadas caso as diferenças de maturidade da dívida sejam maiores. Por exemplo, no caso do Grupo

Galp, em 2018, o prazo médio da dívida foi de 2,7 anos, enquanto no Grupo REN o prazo médio da dívida foi de 4,3 anos.

Desta forma, empresas com uma estrutura de financiamentos com maior peso de taxa fixa não observam uma redução tão imediata do custo médio de financiamento, podendo registrar um alargamento do *spread* entre este custo médio financiamento e as taxas de referência.

5.7.1 PRÉMIO DE RISCO DA DÍVIDA

O prémio de risco da dívida deve refletir a diferença entre o retorno esperado no horizonte temporal definido e o retorno verificado no final desse horizonte temporal. O risco da dívida reflete, assim, um risco específico da empresa: o risco de *default*. Este risco da dívida depende de 3 fatores: i) capacidade de gerar *cash flows*, ii) valor relativo desses *cash flows* em relação às obrigações de pagamentos de juros e amortização de dívida e iii) volatilidade dos *cash flows*. A diferença entre a taxa de juro com risco e a taxa de juro sem risco é o risco de *default*.

O custo do capital alheio (dívida) é estimado pela adição da taxa de juro sem risco ao *spread* de risco de crédito (*default spread*), dependendo do risco de crédito na empresa. Assim, para esta metodologia é aplicada a seguinte fórmula:

$$R_d = R_f + DS \quad (12)$$

em que,

$$DS = \text{Default Spread} = PR_d = \text{Prémio de risco da dívida}$$

Ou seja,

$$R_d = R_f + PR_d \quad (13)$$

Deve ser salientado que a incerteza quanto à evolução futura dos custos de financiamento é acomodada de duas formas. Por um lado, a maturidade das emissões a médio e longo prazo das empresas, sendo superior ao período regulatório, reduz o risco de refinanciamento. Por outro lado, o risco de uma eventual alteração das condições de financiamento das empresas, por via de alterações do *rating* e dos riscos do país, encontra-se parcialmente absorvido através do mecanismo de indexação do custo de capital, que se mantém no presente período regulatório.

O mecanismo de indexação, que será desenvolvido mais adiante, acrescenta um efeito adicional de amortecimento de eventuais alterações adversas das condições de financiamento. Registe-se, igualmente, que a incerteza quanto à evolução futura da taxa de juro sem risco está, também, considerada por este mecanismo de indexação.

Tendo em conta:

- O custo médio de financiamento das várias empresas do setor do gás natural com atividades reguladas;
- O facto de algumas das empresas reguladas não se inserirem em grupos empresariais de grande dimensão e que, pela sua menor dimensão, não terem capacidade de emissões de dívida aos custos dos grandes grupos económicos;
- O risco das atividades reguladas, considerando, entre outros aspetos, o enquadramento regulatório;
- As perspetivas de evolução das condições financeiras para o período de vigência deste parâmetro e o respetivo mecanismo de indexação;
- Possibilidade de existência de diferentes estruturas de financiamento entre taxa fixa e variável.

A ERSE decidiu subir o prémio de risco da dívida face ao definido para o anterior período regulatório do setor do gás natural, para 2,75%, um *spread* que foi considerado como eficiente para o nível de risco das atividades reguladas.

Importa sublinhar que o CCMP é aplicado na remuneração não apenas de ativos que entrarão em exploração no próximo período regulatório, como, sobretudo, em ativos entrados em exploração há vários anos e cujo custo médio de financiamento reflete a atual estrutura de capital das empresas.

A calibração do prémio de risco para o próximo período regulatório teve, deste modo, em consideração a análise e avaliação de desempenho dos custos médio de financiamento reais das empresas reguladas, bem como do *spread* definido no anterior período regulatório.

O valor definido para o prémio de risco da dívida é apresentado no quadro seguinte, onde se compara este valor com o definido no anterior período regulatório do gás natural e do período regulatório atual do setor do setor elétrico.

Quadro 5-7 - Prémio de risco da dívida definido para o período 2020 a 2023

Variável	PR GN 2016-2017 a 2018-2019	PR SE 2018-2020	GN 2020 a 2023
Prémio de risco da dívida (PRd)	2,50%	2,50%	2,75%

Fonte: Reuters, Damodaran, ERSE

5.7.2 VALORES DEFINIDOS PARA O CUSTO DO CAPITAL ALHEIO PARA AS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO E PARA AS ATIVIDADES DE MÉDIA E BAIXA PRESSÃO

Assim, tendo em conta o valor da taxa de juro e o prémio de risco da dívida definidos anteriormente, o valor definido para o custo da dívida é 3,32%, resultante da aplicação da fórmula seguinte:

$$R_d = R_f + PR_d = 0,57\% + 2,75\% = 3,32\% \quad (14)$$

Quadro 5-8 - Custo do capital alheio definido para o período 2020 a 2023

Variável	PR GN 2016-2017 a 2018-2019	PR SE 2018-2020	GN 2020 a 2023
Custo da dívida (Rd=Rf+PRd)	4,23% = = 1,73% + 2,50%	3,50% = = 1,00% + 2,50%	3,32% = = 0,57% + 2,75%

Fonte: Reuters, Damodaran, ERSE

5.8 CUSTO DO CAPITAL MÉDIO PONDERADO PARA 2020

No quadro abaixo apresenta-se um resumo de todas as variáveis e metodologias para o atual período regulatório.

Quadro 5-9 - Resumo das variáveis para cálculo do custo do capital das atividades reguladas do setor de gás natural definidas para o período 2020 a 2023

Variável	Metodologia GN 2020 a 2023
Taxa de imposto (T)	31,5% Taxa de IRC de 21% + derrama Municipal de 1,5% + derrama Estadual de 9%
Taxa de juro sem risco (Rf)	0,57% Média geométrica de 5 anos das <i>yields</i> do <i>benchmark</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA: Alemanha e Países Baixos
<i>Gearing</i> (G)	Valor teórico de 50% tendo em conta valores reais e os valores definidos pelos reguladores europeus
Prémio de risco da dívida (PRd)	2,75% Análise de <i>benchmark spread</i> para <i>utilities</i> com ratings semelhantes e custo médio de financiamento
Prémio de risco de mercado (PRm)	Valor definido entre 3,68% e 5,00% , tendo em conta a mediana do CEER e o <i>spread</i> entre rendibilidade S&P 500 e obrigações EUA a 10 anos
Beta Ativo (β_A) e Capital Próprio (β_{cp})	β_{cp} EDP = 1,13; β_{cp} GALP = 1,11 β_A EDP = 0,46; β_A GALP = 0,92; β_A DSO = 0,38 β_{cp} REN = 0,76; β_A REN = 0,34; β_A TSO = 0,36 <i>Bottom-up</i> Betas, beta do capital próprio ajustado = $2/3 * R_{aw} + 1/3 * 1$
Custo da dívida ($R_d = R_f + PR_d$)	3,32% = = 0,57% + 2,75%

Fonte: ERSE, Reuters, GALP, REN, EDP, CEER

Quadro 5-10 - Parâmetros utilizados na definição do custo de capital da atividade de Distribuição de gás natural e das atividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo gás natural

		Atividade de Distribuição de Gás Natural		Atividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo Gás Natural	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Taxa de juro nominal sem risco	A	0,57%	0,57%	0,57%	0,57%
Prémio de dívida	B	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%
Custo da dívida antes de impostos	C=A+B	3,32%	3,32%	3,32%	3,32%
Custo da dívida depois de impostos	D=Cx(1-J)	2,28%	2,28%	2,28%	2,28%
Gearing (Dívida/[Capital próprio+Dívida])	E	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	F'	3,68%	5,00%	3,68%	5,00%
Prémio de risco país (rating)	F''	2,16%	2,16%	2,16%	2,16%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	F = F' + F''	5,84%	7,16%	5,84%	7,16%
Beta do capital próprio	G	0,54	0,76	0,57	0,65
Custo do capital próprio depois de impostos	H=A+(FxG)	3,75%	5,99%	3,88%	5,24%
Custo do capital próprio antes de impostos	I=H/(1-J)	5,47%	8,74%	5,67%	7,65%
Taxa de imposto	J	31,50%	31,50%	31,50%	31,50%
Custo de capital antes de impostos	K=(CxE)+(Ix[1-E])	4,40%	6,03%	4,50%	5,49%
Valor proposto		5,20%		5,00%	

Fonte: ERSE

As taxas apresentadas para o custo de capital antes de impostos são taxas nominais, a aplicar a ativos valorizados a custos históricos.

5.9 METODOLOGIA DE INDEXAÇÃO

Tal como foi aplicado ao setor elétrico desde o período regulatório iniciado em 2012 e ao setor do gás natural desde o período regulatório 2013-2016, mantém-se para o período 2020-2023 um mecanismo que permite refletir nos *spreads* que compensam os riscos dos capitais próprio e alheio, a evolução da conjuntura económica e financeira que enquadra a atividade das empresas reguladas.

O valor base para o custo do capital que se apresentou no capítulo anterior incorpora expectativas para o futuro dos mercados, com base nos dados do passado recente. No entanto, consciente da, ainda presente, incerteza no quadro económico-financeiro, não se pretende penalizar os agentes com base em previsões incertas. Para este fim, atendendo a que o custo de capital deve ser “*forward-looking*”, foi dada

continuidade ao implementado nos períodos regulatórios anteriores, e também para o setor elétrico, através de um mecanismo que permite refletir a evolução da conjuntura económica e financeira futura, e deste modo compensar os riscos dos capitais próprio e alheio.

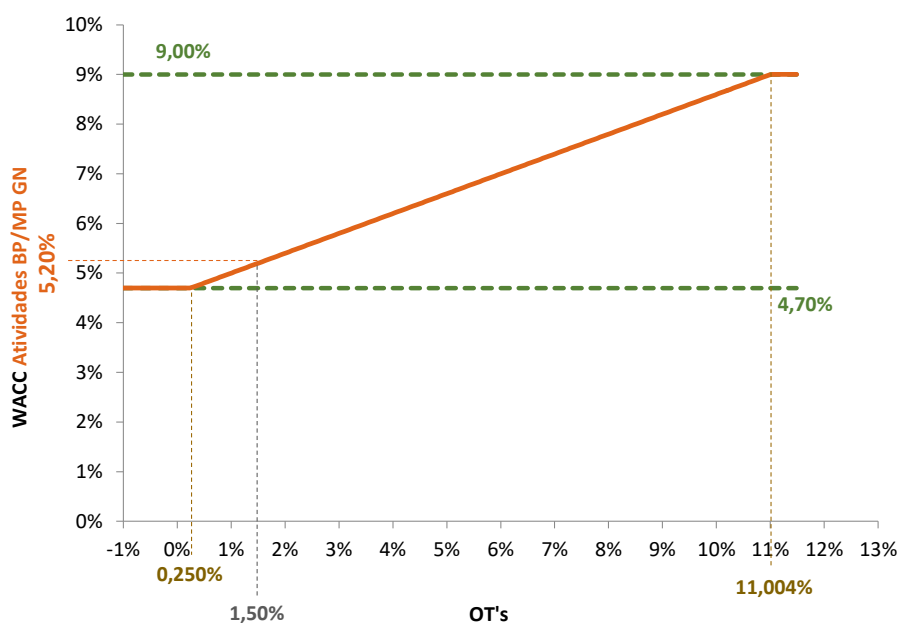
Assim, os custos de capital, anteriormente definidos, serão atualizados com base na cotação média diária das OT da República Portuguesa a 10 anos, que constituem um indicador do patamar de risco a considerar para efeitos do custo de oportunidade do capital. Também a par do definido para os anteriores períodos regulatórios, e do que existe no setor elétrico, o mecanismo apresenta um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*). O *cap* permite dar um sinal claro às empresas de que não devem continuar a investir, tendo em conta o impacte tarifário decorrente da remuneração de tais investimentos. Considera-se que o *floor* representa uma situação de risco de contexto mínimo.

Assim, o CCMP apresentado configura uma previsão que será revista anualmente com base no valor do indexante verificado.

5.9.1 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

- O CCMP é indexado à média das cotações diárias das OT da República Portuguesa com maturidade a 10 anos para empréstimos em euros (fonte Banco de Portugal);
- Para efeitos de determinação do CCMP definitivo do ano civil s , será considerada a média do indexante entre 1 de janeiro e 31 de dezembro do ano s , sendo a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas;
- O valor definitivo do CCMP é calculado em ano civil (s);
- A relação entra a variação das *yields* das OT e do CCMP é linear;
- O ponto de partida do indexante é 1,5%;
- Uma variação de 1% do CCMP tem subjacente uma variação das *yields* das OT de 2,5%;
- O valor mínimo do CCMP é 4,70%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 0,250%;
- O valor máximo do CCMP é 9,00%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 11,004%;
- Para valores médios das *yields* das OT abaixo de 0,250%, o RoR mantém-se em 4,70%;
- Para valores médios das *yields* das OT acima de 11,004%, o RoR mantém-se em 9,00%.

Figura 5-13 - Metodologia de indexação nas atividades de média e baixa pressão do gás natural para o período 2020 a 2023



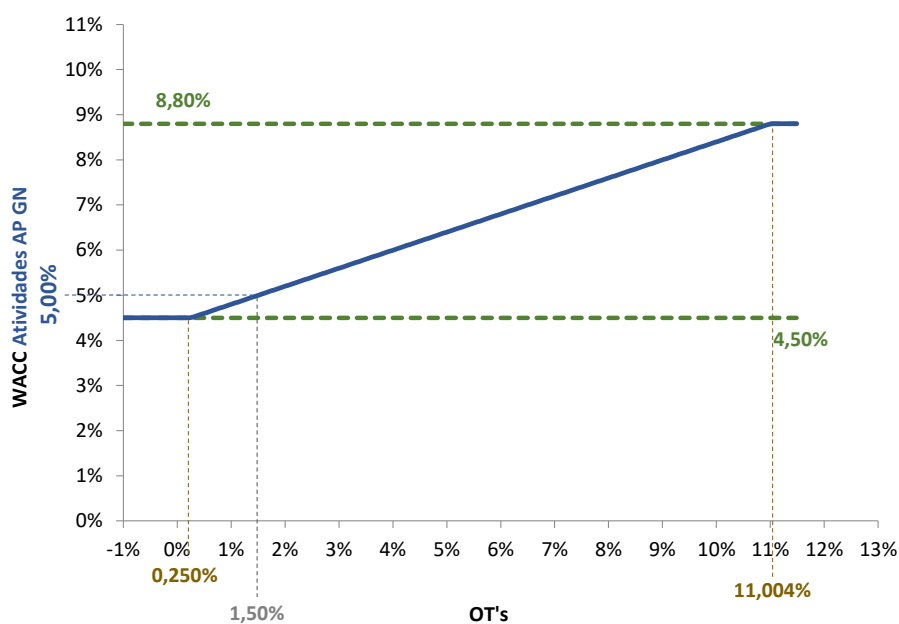
Fonte: ERSE, Banco de Portugal, Reuters

5.9.2 ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL, TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

- O CCMP é indexado à média das cotações diárias das OT da República Portuguesa com maturidade a 10 anos para empréstimos em euros (fonte Banco de Portugal);
- Para efeitos de determinação do CCMP definitivo do ano civil s , será considerada a média do indexante entre 1 de janeiro e 31 de dezembro do ano s , sendo a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas;
- O valor definitivo do CCMP é calculado em ano civil (s);
- A relação entra a variação das *yields* das OT e do CCMP é linear;
- O ponto de partida do indexante é 1,50%;
- Uma variação de 1% do CCMP tem subjacente uma variação das *yields* das OT de 2,5%;
- O valor mínimo do CCMP é 4,50%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 0,250%;
- O valor máximo do CCMP é 8,80%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 11,004%;

- Para valores médios das *yields* das OT abaixo de 0,250%, o RoR mantém-se em 4,50%;
- Para valores médios das *yields* das OT acima de 11,004%, o RoR mantém-se em 8,80%.

Figura 5-14 - Metodologia de indexação Metodologia de indexação nas atividades de alta pressão do gás natural para o período 2020 a 2023



Fonte: ERSE, Banco de Portugal, Reuters

6 RECUPERAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS ASSOCIADA À EVOLUÇÃO DA PROCURA

Na revisão do Regulamento Tarifário concluída em março de 2019, a ERSE propôs a eliminação do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural na atividade de Distribuição, mantendo-se a aplicação do mecanismo na atividade de Transporte. Os motivos para esta proposta estão fundamentados no documento de enquadramento da referida consulta pública⁵⁸, tendo-se obtido, em geral, a concordância dos agentes e, em particular, da parte dos operadores das redes de distribuição.

Por princípio, este mecanismo visa atenuar o impacto da volatilidade da procura nos proveitos a recuperar pelas tarifas em cada ano, através do diferimento de uma parte dos ajustamentos associados a desvios das previsões da procura, sempre que tais ajustamentos excedam um limite fixado pela ERSE. Estes montantes diferidos são devolvidos nos 3 anos seguintes, sendo assegurada a neutralidade financeira para o operador e para o sistema tarifário. Refira-se também que o mecanismo é simétrico, ou seja, é ativado quer os ajustamentos excedam o limite no sentido de devolução ao operador, quer os ajustamentos excedam o limite no sentido da devolução ao sistema tarifário.

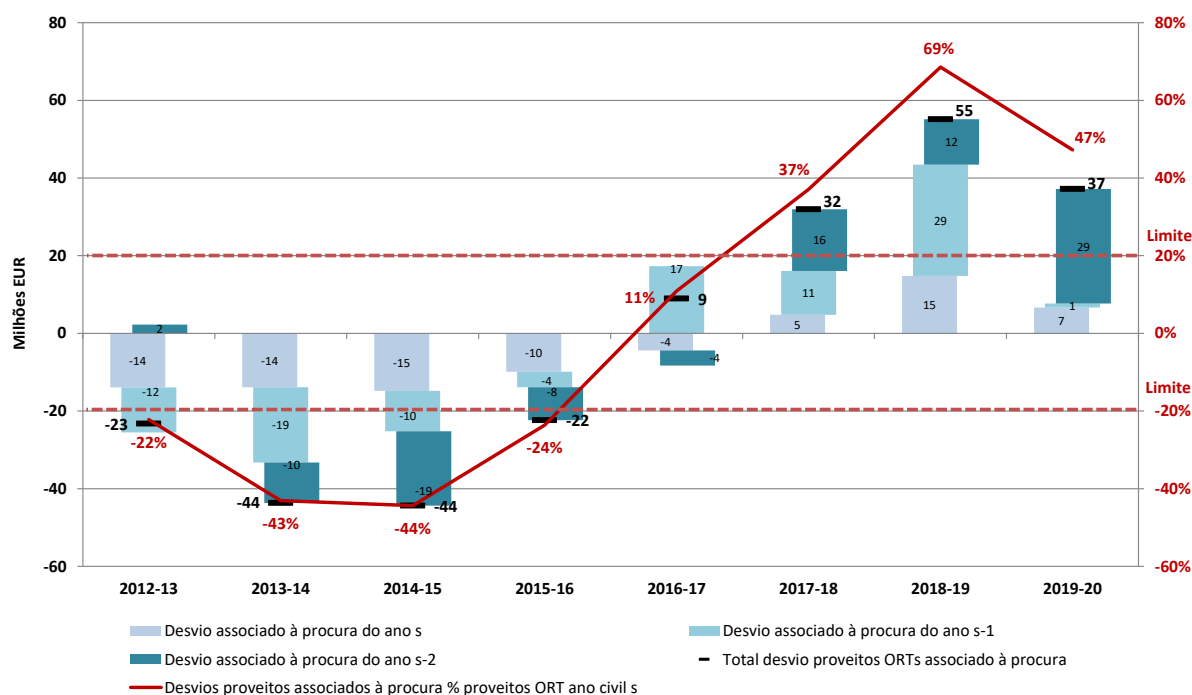
Na sequência da revisão regulamentar acima referida, para o período de regulação de 2020 a 2023 este mecanismo aplica-se apenas à atividade de Transporte de gás natural. Atendendo ao atual contexto do setor elétrico em Portugal, constata-se que a forte penetração das energias renováveis origina assinaláveis alterações do *mix* de produção de eletricidade de ano para ano. Consequentemente, o consumo de gás natural dos centros eletroprodutores de ciclo combinado é fortemente dependente de fatores não controláveis, designadamente os de origem climatérica. Este contexto e, consequentemente, a volatilidade do consumo de gás natural abastecido pela rede de transporte deverão manter-se nos próximos anos, pelo que este mecanismo dará um contributo para a atenuação de oscilações nos proveitos a recuperar pelas tarifas de Uso da Rede de Transporte, causadas por desvios da procura.

Na figura seguinte ilustram-se os desvios associados à procura dirigida à rede de transporte, calculados nos termos do mecanismo em vigor, desde o ano gás 2012-2013 até ao ano gás 2019-2020, assumindo a

⁵⁸ 71.ª Consulta Pública - Revisão Regulamentar do Gás Natural
<http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/71.aspx>

procura prevista para este exercício tarifário. Com o limite de 20%⁵⁹ atualmente estabelecido, o diferimento de proveitos ocorre quando o valor absoluto do desvio associado à procura é superior a 20%.

Figura 6-1 - Evolução dos desvios de proveitos da atividade de Transporte de gás natural associados à energia saída da rede de transporte



Para um determinado ano gás t, este desvio inclui três componentes, correspondentes aos desvios associados à procura dos anos civis s e s-1, em virtude da alteração da energia saída da rede de transporte entre os cálculos tarifários do ano gás t-1 e do ano gás t, sendo a terceira componente, associada à procura do ano civil s-2, em virtude da alteração da energia saída da rede de transporte entre os cálculos tarifários do ano gás t-2 e do ano gás t. Em cada uma destas componentes, consideraram-se os proveitos unitários da atividade de Transporte de gás natural dos anos civis s, s-1 e s-2, líquidos de ajustamentos, tendo por referência o cálculo tarifário dos anos gás t, t-1 e t-2, respetivamente. A análise da formulação constante no Regulamento Tarifário permite complementar esta descrição.

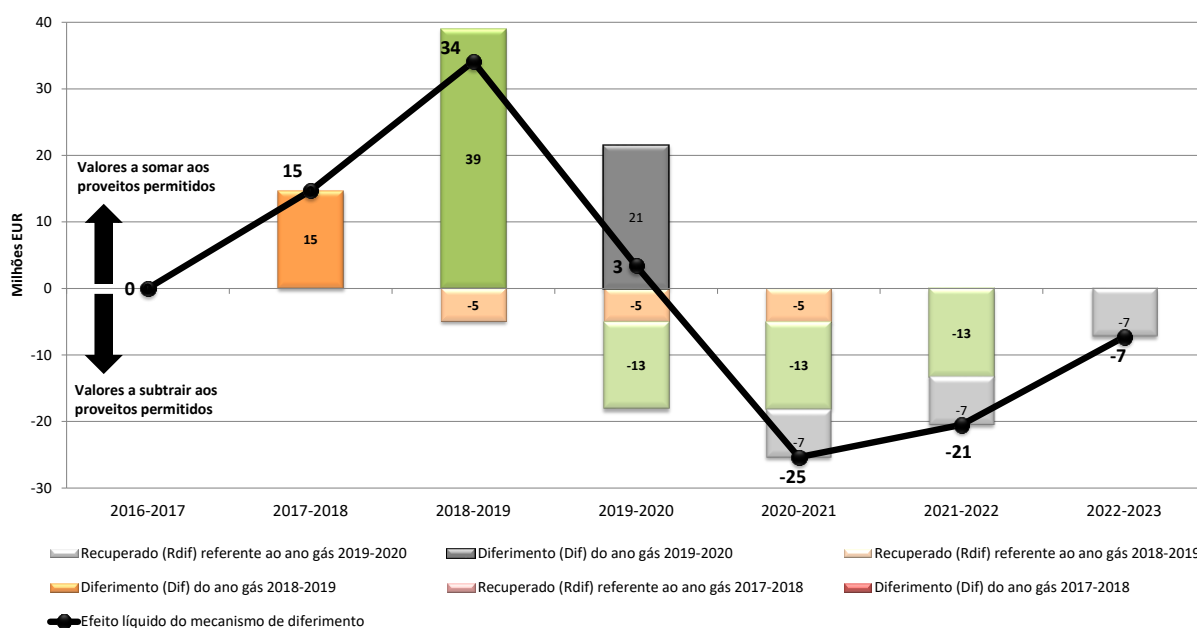
⁵⁹ O valor percentual do desvio associado à procura é obtido por comparação com os proveitos do ano civil s, excluindo os ajustamentos de anos anteriores.

Para a definição do limite que leva à ativação do mecanismo de diferimento intertemporal a considerar no período de regulação que agora se inicia, importa avaliar os efeitos do mecanismo nos exercícios tarifários passados e o efeito que terá em exercícios tarifários futuros.

Para esse efeito apurou-se a volatilidade dos proveitos decorrentes da aplicação do mecanismo, com uma situação hipotética em que o mecanismo não foi aplicado através do desvio padrão relativo⁶⁰. Considerando os valores entre os anos gás 2016-2017 e 2019-2020, o valor obtido para este indicador foi de 21% para os proveitos a recuperar sem a aplicação do mecanismo, tendo-se reduzido para 13% quando o mecanismo é aplicado, ou seja, a volatilidade diminuiu.

No que respeita aos montantes associados aos diferimentos já efetuados e que irão influenciar exercícios tarifários futuros, a Figura 6-2 permite observar, para além dos montantes diferidos em cada ano, as anuidades que serão devolvidas futuramente e o valor líquido do mecanismo a considerar nos proveitos.

Figura 6-2 – Montantes diferidos e anuidades resultantes do mecanismo de diferimento dos desvios associados à procura de gás natural



⁶⁰ É obtido pelo quociente entre o desvio padrão e a média aritmética da amostra, sendo um indicador da volatilidade dos valores da amostra.

Esta figura permite concluir que, em resultado da ativação do mecanismo nos últimos três exercícios tarifários, houve um acréscimo dos proveitos a recuperar pela atividade da Transporte, que serão progressivamente devolvidos ao sistema tarifário até 2023. A estes valores irão acrescer novos valores que resultem da ativação do mecanismo em exercícios tarifários futuros.

Na perspetiva da ERSE, a alteração da sensibilidade do mecanismo após este primeiro período de regulação em que foi aplicado não se afigura vantajosa, tendo presente os montantes que serão devolvidos ao sistema tarifário nos próximos anos. Assim, a parametrização do mecanismo durante o próximo período de regulação será mantida, permitindo a sua aplicação durante mais alguns anos para posteriormente realizar uma análise mais aprofundada. Esta opção tem também em conta que deverá prosseguir a elevada volatilidade do consumo de gás natural abastecido pela rede de transporte, motivada principalmente pelo comportamento dos centros electroprodutores devido à dependência da produção renovável.

Tendo em conta esta análise, para o período de regulação de 2020 a 2023, a ERSE mantém o limite de 20% (K_s^{ORT}) para o acionamento do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de procura na rede de transporte, mantendo-se, igualmente, como *driver* de procura a energia saída da rede de transporte.