

Análise dos proveitos permitidos às empresas distribuidoras de serviços energéticos em Portugal

Dissertação de Mestrado

Ricardo João Pacheco Fraga

Mestrado em

Gestão de Empresas (MBA)



Análise dos proveitos permitidos às empresas distribuidoras de serviços energéticos em Portugal

Dissertação de Mestrado

Ricardo João Pacheco Fraga

Orientadores

Prof. Doutor Francisco José Ferreira Silva
Prof. Doutor Pedro Portugal Sousa Nunes

Dissertação submetida como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Gestão de Empresas (MBA)



Resumo

A teoria da regulação económica surge da necessidade da intervenção do estado na economia, de forma a corrigir as falhas dos mercados e possibilitar melhorias no bem-estar da sociedade. Neste estudo, analisa-se a regulação da distribuição de gás natural, que fixa os proveitos permitidos às empresas com base nos seus custos, operada por onze empresas distribuidoras de gás natural em Portugal, cada uma concessionada a uma região. Assume-se a existência de monopólios regionais, devido aos elevados custos de exploração e ao aproveitamento de economias de escala.

Usando o modelo de dados em painel para um período de 10 anos de regulação, concluiu-se que os proveitos não estão fixados ao nível do custo marginal, mas sim a um nível superior. A regulação favorece os interesses das empresas, apontando para uma perda de bem-estar social. No entanto, foi possível confirmar que o modelo de fixação de preços em vigor favorece e incentiva as empresas mais eficientes.

Como complemento à conclusão obtida, calculou-se a perda de bem-estar social fruto desta situação, comparando-a com a de outros setores e atividades, para que fosse possível encontrar e/ou sugerir os motivos da existência do excedente económico empresarial. A comparação efetuada impulsionou ainda a quantificação da influência da não correção do volume de gás medido em função da pressão e temperatura na perda de bem-estar dos consumidores.

Palavras-chave: Regulação, Gás Natural, Custo Marginal, Bem-Estar Social.

Abstract

The theory of economic regulation arises from the need for government intervention in the economy in order to correct market failures and enable improvements in the well-being of society. This study examines the regulation of the distribution of natural gas, which sets the revenues allowed to companies based on their costs, operated by eleven companies in Portugal, each concessioned to a region. Regional monopolies are assumed, due to the high operating costs and economies of scale.

Using a panel data model for a period of 10 years of regulation, it was possible to conclude that the revenues allowed are set at a higher level than the marginal cost. In this case, regulation benefits the interests of companies, pointing to a deadweight loss. However, it was possible to confirm that the current pricing model applied, encourages the most efficient firms.

As a complement to the main conclusion, it was estimated the deadweight loss and the result was compared with other energy sectors and activities, in order to suggest the reasons for the existence of the market surplus. The comparison carried out also boosted the quantification of the influence of the non-correction of the measured gas volume as a function of the pressure and temperature in the loss of well-being of the consumers.

Key Words: Regulation, Natural Gas, Marginal Cost, Social Well-Being.

Agradecimentos

Este trabalho não ficaria completo sem agradecer a todos os que me ajudaram a concretizá-lo. Destaco a amizade do Professor Doutor Francisco José Ferreira Silva, cuja dedicação, motivação e conhecimento transmitido se tornaram imprescindíveis para a realização desta dissertação. Agradeço também ao Professor Doutor Pedro Portugal de Sousa Nunes e ao Professor Doutor Paulo Roberto da Costa pela disponibilidade e por todas as críticas e sugestões enriquecedoras.

Por fim, um agradecimento à minha família, em especial aos meus pais, à minha irmã e à Tarsila, pelo apoio incondicional e pelas palavras sábias ao longo deste ano de trabalho.

ÍNDICE

RESUMO.....	ii
ABSTRACT.....	iii
AGRADECIMENTOS	iv
ÍNDICE	v
LISTA DE TABELAS.....	vii
LISTA DE FIGURAS.....	viii
CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO.....	1
1. Enquadramento.....	1
2. Motivação e Objetivos da Dissertação	3
3. Organização da Dissertação.....	5
CAPÍTULO II - REVISÃO DA LITERATURA.....	6
1. Origem da Regulação Económica	6
2. Motivos da Regulação Económica	7
3. Teorias da Regulação Económica.....	8
3.1. Teoria do Interesse Público	8
3.2. Teoria da Captura	9
3.3. Teoria Económica da Regulação	9
3.4. Teoria da Regulação “Inteligente”	10
4. Instrumentos de Regulação.....	10
4.1. A Regulação Rate-of-Return (ROR)	11
4.2. A Regulação Price Cap.....	13
4.3. Yardstick Competition ou Regulação de Desempenho	15
5. Monopólio Natural e Economias de Escala.....	16
5.1. A Tarifa pelo Custo Marginal.....	18
5.2. Tarifas em Duas Partes	20
6. A Regulação e o Bem-estar social – Estudos de Referência	20
CAPÍTULO III - GÁS NATURAL EM PORTUGAL	25
1. Importação de GN	25
2. Receção, Armazenagem e Regaseificação de Gás Natural	26
3. Transporte	26
4. Distribuição	28

5. Comercialização	29
6. Regulação e Definição de Proveitos e Tarifas.....	29
CAPÍTULO IV - PROVEITOS PERMITIDOS ÀS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	32
1. Objeto do Estudo	32
2. Os Modelos Estatísticos	32
2.1. Modelo de Dados em Painel.....	32
3. Os Dados	35
4. Modelo do Estudo.....	37
5. Apresentação e Discussão dos Resultados	39
5.1. Estatísticas Descritivas	39
5.2. Validação do Estudo.....	40
5.3. Teste à Fixação de Proveitos ao Nível do Custo Marginal.....	44
CAPÍTULO V - ANÁLISE DA PERDA DE BEM-ESTAR SOCIAL	48
1. Caso de Monopólio.....	49
2. Comparação entre Mercados	53
3. Caso de Oligopólio	57
4. Efeito da Pressão e Temperatura do Gás Natural	60
5. Comparação de Preços do Gás Natural na UE	65
CAPÍTULO VI - CONCLUSÃO	68
ANEXOS	72
LISTA DE ANEXOS.....	77
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Estatísticas descritivas das variáveis em estudo.	39
Tabela 2. Matriz de correlações de <i>Pearson</i> entre variáveis consideradas no modelo em estudo.	40
Tabela 3. Modelo dos efeitos fixos e aleatórios com variável dependente <i>PPit</i>	41
Tabela 4. Teste de <i>Hausman</i> para a validação da regressão em estudo com variável dependente <i>PPt</i>	42
Tabela 5. Teste de <i>Pesaran CD</i> para a validação da regressão em estudo com variável dependente <i>PPt</i>	42
Tabela 6. Teste de <i>Breusch-Pagan /Cokk-Weisberg</i> para a validação da regressão em estudo com variável dependente <i>PPt</i>	43
Tabela 7. Modelo dos efeitos aleatórios robustos com variável dependente <i>PPt</i>	43
Tabela 8. Modelo dos efeitos fixos e aleatórios com variável dependente <i>PPLt</i>	44
Tabela 9. Teste de <i>Hausman</i> com variável dependente <i>PPLt</i>	45
Tabela 10. Teste de <i>Pesaran CD</i> com variável dependente <i>PPLt</i>	45
Tabela 11. Teste de <i>Breusch-Pagan /Cokk-Weisberg</i> com variável dependente <i>PLt</i>	46
Tabela 12. Modelo dos efeitos aleatórios robustos com variável dependente <i>PPLt</i>	46
Tabela 13. Determinação da elasticidade Procura-Preço da distribuição de gás natural.	49
Tabela 14. Valores da elasticidade procura-preço para a distribuição de gás natural, transporte de gás natural e distribuição de energia elétrica em Portugal. .	54
Tabela 15. Valores da perda de bem-estar social (DWL) para a distribuição de gás natural, transporte de gás natural e distribuição de energia elétrica em Portugal.	55
Tabela 16. Média dos valores anuais de quota de mercado, poder de mercado e margem preço-custo de cada empresa distribuidora de gás natural.	58
Tabela 17. Variação do FCT dos valores considerados pela ERSE face aos valores médios anuais de temperatura da base de dados PORTADA.	62

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Histórico e previsão da procura de energia primária em bilhões de toneladas por setor, tipo de fonte primária de energia e região.	2
Figura 2. Evolução anual da importação e do consumo de gás natural em Portugal.	26
Figura 3. Representação do sistema nacional de gás natural.	27
Figura 4. Representação do sistema nacional de gás natural.	31
Figura 5. Evolução da perda de bem-estar social do mercado de distribuição entre para os anos gás entre 2008/2009 e 2017/2018.	51
Figura 6. Perda de bem-estar por empresa (dw1) / preço do gás natural (p) / quantidade consumida por cliente (q) para os anos gás entre 2008/2009 e 2017/2018.	52
Figura 7. Curva típica de um redutor de gás natural (esquerda) e o esquema do seu funcionamento (à direita).	63
Figura 8. Instalação do termómetro e manómetro à saída de uma instalação de gás.	63
Figura 9. Variação percentual da pressão em função do caudal de gás.	64
Figura 10. Preços de gás natural nos países da UE para consumidores domésticos (preços com impostos).	66
Figura 11. Preços de gás natural nos países da UE para consumidores industriais (preços com impostos).	66

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

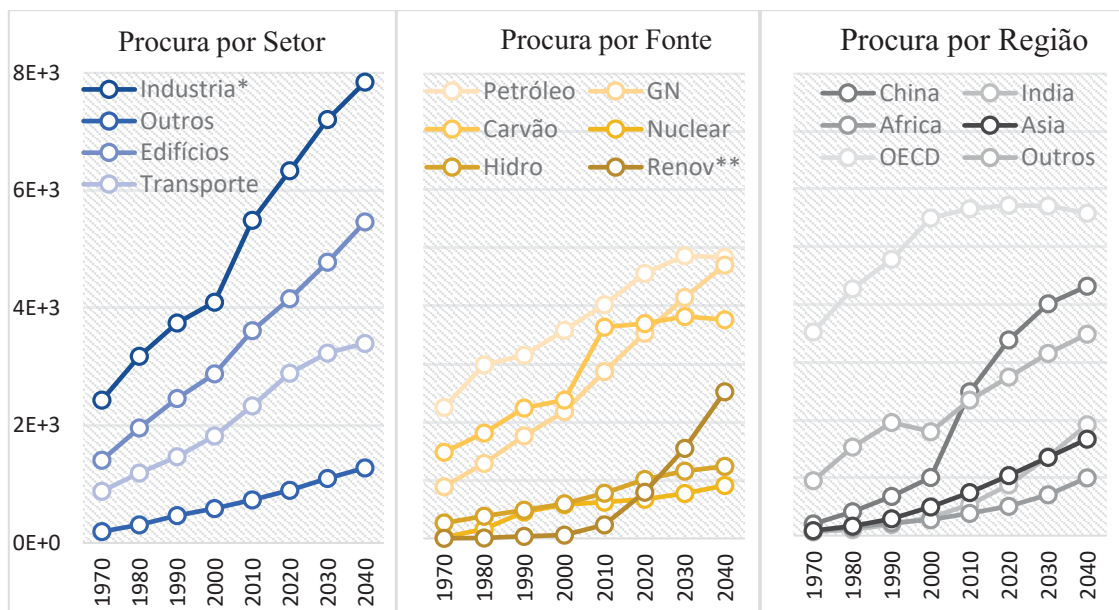
1. Enquadramento

O nível de desenvolvimento económico de uma sociedade moderna é fortemente influenciado pelo seu grau de sustentabilidade energética e pelas suas políticas de investimentos no setor da energia. Dada a importância deste setor, é necessário adequar o preço das diferentes fontes energéticas aos custos inerentes da atividade e às necessidades sociais do bem-estar e das estratégias de investimento, de forma a incentivar escolhas eficientes e sustentáveis. É por este motivo que a regulação do setor energético se assume como indispensável ao nível do interesse público.

Uma fonte de energia primária é toda a forma de energia disponível na natureza antes de ser convertida ou transformada. Entre as fontes de energia primárias mais relevantes, o gás natural surge como uma das que mais influenciam a economia mundial.

A nível mundial o consumo e a procura de gás natural têm vindo a aumentar tanto em valor global, como em comparação com outras energias primárias. Uma previsão feita pela BP na edição de 2018 da *BP Energy Economics*, estima que esta tendência de crescimento se manterá até um horizonte de 2040. A Figura 1 foi elaborada com recurso aos dados do referido estudo de forma a ilustrar essa o histórico recente e a previsão da procura de energia primária em mil milhões (10^9) de toneladas de petróleo equivalente (unidade de energia definida como o calor libertado na combustão de uma tonelada de petróleo, usada para expressar grandes quantidades de energia) por setor, por região e por tipo de fonte primária de energia.

Figura 1. Histórico e previsão da procura de energia primária em bilhões de toneladas por setor, tipo de fonte primária de energia e região.



*Exclui outros fins que não a combustão; **Inclui eólica, solar, geotérmica, biomassa e biocombustíveis.

Fonte: Elaboração própria com recurso aos dados de BP (2018), no anexo 1,2 e 3.

Em Portugal, as fontes de energia primária representam mais de 80% no balanço energético nacional, destacando-se o petróleo, o carvão e o gás natural. Apesar de ter uma história de apenas 25 anos, o gás natural em Portugal é visto como uma das fontes de energia com maior potencial de crescimento, tendo um contributo cada vez maior para a criação de riqueza no país, por ter contribuído, neste último decénio, para a diversificação da estrutura da oferta de energia e para a diminuição do consumo de petróleo, o que fez reduzir a dependência exterior deste recurso. Em 2016, representou 19,8% do total do consumo em energia primária, tendo este sido um valor superior ao registado em 2015 (18,6%) (DGEG, 2016).

Atualmente, as questões climáticas têm sido alvo de maior atenção, tornando-se urgente uma mudança para energias mais ecológicas. O gás natural, por ter uma combustão completa, é o menos poluente dos combustíveis de origem fóssil. Além disso, o facto de ter uma densidade relativamente ao ar de 0,65 confere-lhe boa segurança em caso de fuga, pois ascende rapidamente. Também por segurança, o gás natural é

obrigatoriamente odorizado quando entregue à rede de distribuição ou a clientes finais ligados diretamente à rede de transporte (ERSEa, 2011).

Além da extração de gás ter um elevado investimento inicial, para prospeção de jazidas e desenvolvimento tecnológico dos campos petrolíferos, também a construção de gasodutos de transporte e distribuição de gás natural exige um investimento em capital fixo muito elevado. Os custos variam com a extensão da rede, condições geográficas e nível de procura. A par destes custos está ainda o aproveitamento de economias de escala. Com o aumento da carga de gás distribuída, os custos fixos diluem-se, reduzindo-se o custo médio de distribuição e transporte. Assim se compreende que as atividades de transporte e distribuição de gás natural são normalmente exercidas em regime de monopólio, surgindo daí a necessidade de serem reguladas.

O grande objetivo dos mecanismos regulatórios é então promover a eficiência destas atividades e manter os preços num nível ótimo, de forma a corrigir imperfeições e falhas de mercado e adequar a oferta de mercado às necessidades da população, maximizando o bem-estar social. A dúvida está em como fazê-lo e qual o instrumento de regulação a aplicar.

2. Motivação e Objetivos da Dissertação

Na presente dissertação é realizada uma análise à regulação da distribuição de gás natural em Portugal. Existem onze empresas presentes na atividade de distribuição de gás a nível nacional e a sua regulação iniciou-se no ano gás 2008-2009 (considera-se ano gás o período compreendido entre as 00:00 horas de 1 de julho e as 24:00 horas de 30 de junho do ano seguinte). Decorreram, portanto, até hoje, dez anos gás de regulação desta atividade. O objetivo do estudo é perceber se os proveitos permitidos às empresas distribuidoras estão ao nível do seu custo marginal, pois é este o nível ótimo pretendido

pela atividade de regulação. Caso não esteja, poder-se-á estar perante uma perda de bem-estar social.

Os métodos utilizados tiveram por base principalmente dois estudos, nomeadamente, Davis e Muehlegger (2010), que analisam o preço das empresas distribuidoras de gás natural nos EUA, e Neves (2012), que analisou o preço das distribuidoras de gás natural em Portugal num período de 4 anos. Em ambos os casos, os autores concluíram, por via de um modelo de dados em painel, que os preços praticados pelas distribuidoras de gás natural não estavam ao nível do custo marginal, resultando em perdas de bem-estar para os consumidores. No presente estudo, além de se ter em conta um período de amostragem significativamente superior, são considerados novos fatores que contribuem para alavancar a qualidade dos resultados obtidos. Como se veio a constar, estes apontam igualmente para uma discrepância entre os preços praticados e o custo marginal.

Assim, face ao resultado obtido, procede-se a algumas estimações de interesse. Através do cálculo da perda de bem-estar social, assumindo um mercado monopolista e um mercado oligopolista, e através da comparação com valores obtidos da perda de bem-estar existente nas atividades de transporte de gás natural (atividade distinta do mesmo setor) e na atividade de distribuição de energia elétrica (atividades semelhantes de um setor distinto), é possível sugerir razões válidas para as perdas de bem-estar. Posteriormente, é ainda averiguada qual a influência que determinadas propriedades, como a pressão e temperatura do gás natural, provocam na perda de bem-estar estimada, quando não são tidas em conta na contabilização do volume de gás a ser comercializado. Por fim, é feita uma contextualização do sector de gás natural em Portugal a nível Europeu.

3. Organização da Dissertação

Esta dissertação está organizada em cinco capítulos principais. Após esta breve introdução, no Capítulo II é realizada uma revisão de literatura onde se foca a motivação para a problemática da regulação económica, bem como, as características que levam a que o setor em estudo seja usualmente caracterizado como um monopólio natural e, conseqüentemente, um setor maioritariamente regulado. São abordadas as teorias da regulação económica e os instrumentos regulatórios existentes, na tentativa de compreender os mecanismos para a determinação dos preços regulados. Neste mesmo capítulo, são também apresentados os pontos basilares do estudo do custo de capital. No Capítulo III apresenta-se o setor de gás natural em Portugal, fazendo-se uma breve descrição das diversas atividades que constituem a cadeia de valor do setor, mostrando a necessidade da sua regulação. No Capítulo IV é feita a análise aos proveitos das empresas distribuidoras, apresentando-se os resultados e conclusões do estudo. No Capítulo V é estimada a perda de bem-estar social assumindo um mercado monopolista e são feitas diversas comparações de interesse que permitem apontar algumas razões da existência da perda de bem-estar social. No Capítulo VI apresentam-se as conclusões gerais do trabalho e de seguida as referências bibliográficas consultadas para a elaboração do mesmo.

CAPÍTULO II - REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo está dividido em seis partes. A primeira parte consiste numa abordagem à origem e surgimento da regulação económica, seguida duma segunda parte onde se discutem os motivos que justificam a sua existência. Em terceiro lugar são apresentadas as teorias da regulação económica desenvolvidas ao longo das últimas décadas, apresentando-se de seguida os instrumentos de que os reguladores fazem uso no sentido de maximizar o bem-estar social e regular indústrias monopolistas. No quinto subcapítulo são especificadas as características de monopólios naturais com efeitos de economias de escala, focando as diferentes tarifas aplicadas, como meio para facilitar a regulação desses mercados e diferenciar custos fixos e variáveis. Por fim, é abordada a associação entre a regulação e o bem-estar social e todos os seus benefícios.

1. Origem da Regulação Económica

A regulação económica é discutida desde os anos 80, em resultado do incitamento do debate sobre a intervenção do Estado na economia e, por outro lado, também da sua antítese, a “desregulação” da atividade económica num processo de liberalização (Peltzman, 1989). A sua problemática prende-se essencialmente com a imperfeição dos mercados e suas falhas (Stiglitz, 1998). Efetivamente, desde a década de 1980, a política internacional de desenvolvimento tem enfatizado a privatização, devido a um aumento da necessidade de regulação. Consequentemente, foram criadas autoridades reguladoras nacionais para garantir uma evolução bem-sucedida para mercados competitivos e para regular e fiscalizar as relações entre empresas incumbentes e potenciais entrantes desses mesmos mercados (Afonso e Scaglioni, 2006).

A regulação económica é entendida como a ação do Estado, ou deste através das entidades reguladoras, que visa limitar os graus de liberdade dos agentes económicos no seu processo de tomada de decisão, por exemplo, no que toca a preços e investimentos

(Spulber, 1989). Na visão de Train (1997, pp. 2), “O objetivo da regulação é garantir resultados socialmente desejáveis quando a concorrência não os permite alcançar. A regulação substitui a mão invisível da concorrência pela intervenção direta”.

Foi através da análise tradicional da maximização do bem-estar social que surgiram os princípios fundamentais da regulação económica, ou seja, a teoria do bem-estar permitiu formalizar a intervenção do Estado na economia e apurar os seus benefícios e a suas implicações (Keeler, 1984).

2. Motivos da Regulação Económica

A lógica económica tradicional para a regulação das falhas no mercado está relacionada com os problemas de maximização da eficiência em mercados caracterizados por monopólios (Lahiri e Ono, 1994). Os monopólios são usualmente associados a ineficiências estáticas, que se traduzem em lucros extraordinários que advêm da prática de preços muito acima dos seus custos marginais, e a ineficiências dinâmicas, pois não geram incentivos para investir em inovação tecnológica, o que restringe os ganhos de produtividade da economia (Lowry, 1973, em Vale, 2014).

Desta forma, a regulação eficaz e eficiente destas atividades é imprescindível, uma vez que o monopolista tende a aumentar os seus preços por forma a maximizar o seu lucro, gerando perdas de bem-estar social (Kirkpatrick *et al.*, 2006). De facto, a maioria dos resultados empíricos, apresentados na literatura sobre esta matéria, apontam para um aumento da eficiência das empresas quando associadas a entidades reguladoras (Estache e Rossi, 2008). No entanto, o desenvolvimento de uma boa estrutura de regulação visa, não só corrigir as ineficiências mencionadas, mas também garantir a maximização do bem-estar social, assegurando a recuperação de custos e incentivando o investimento nas atividades reguladas (Posner, 1974). Román *et al.*, (1999) acrescenta ainda que a

regulação deve assegurar que o mercado seja organizado de forma a garantir a procura a longo prazo.

Por fim, Gasmi *et al.* (2006) refere que uma maior responsabilização política gera um melhor desempenho regulatório, o que realça a importância em apoiar a capacidade e fortalecimento institucional, em prol de uma regulação forte e independente. Note-se que a regulação pode assumir diversas metodologias e a sua adoção tem evoluído notoriamente ao longo dos anos.

3. Teorias da Regulação Económica

No fim dos anos 70, a crise mundial do *Welfare State* (Estado de Bem-Estar) tornou necessária a redefinição do papel do Estado na economia, baseada numa tendência de diminuição da sua participação como produtor direto de bens e serviços (Cruz e Filho, 2004). Assim, foi proposta a substituição do modelo de Estado Provedor para Estado Regulador, tendo surgido diversas teorias para explicar o padrão da regulação governamental. Posner (1974) destaca a teoria do interesse público, a teoria da captura e a teoria económica da regulação. Recentemente, é ainda apresentada por Gossum *et al.*, (2010) a teoria da regulação “inteligente”.

3.1. Teoria do Interesse Público

A teoria do interesse público, mais recentemente apelidada de “análise normativa como teoria positiva”, imperou até ao início da década de 60. A abordagem normativa enquadra-se numa visão clássica, segundo a qual a regulação é instituída com o propósito de zelar pelo interesse público de forma a melhorar o bem-estar social (Joskow e Noll, 1981, em Vale, 2014).

Segundo Posner (1971), a regulação numa indústria é resultado da necessidade de corrigir imperfeições e falhas nos mercados. No entanto, segundo o autor a regulação é incompleta, por não alcançar os resultados pretendidos. O monopólio natural e os efeitos

externos não refletidos nos custos e nos benefícios privados, também conhecidos como externalidades, são as principais falhas apontadas pelo mesmo. É a partir desta ideia que surgem várias críticas à teoria do interesse público, pois a evidência empírica mostra que a regulação ocorre mesmo onde não existem falhas de mercado (Vale, 2014).

3.2. Teoria da Captura

No extremo oposto da teoria do interesse público surge a teoria da captura, que defende que a regulação favorece os interesses das empresas reguladas em detrimento da sociedade, promovendo o lucro da indústria em prol do bem-estar social (Stigler, 1971). Esta teoria foi severamente criticada por não apresentar fundamentos teóricos que explicassem o motivo da regulação passar a ser controlada pela indústria, limitando-se a afirmar que o regulador é capturado pela indústria (Vale, 2014).

3.3. Teoria Económica da Regulação

No início dos anos 70, numa posição intermédia às teorias atrás apresentadas, surge a teoria económica da regulação como sendo a teoria mais forte a nível mundial, estabelecendo um modelo que visa explicar a existência da regulação. Foram muitos os autores a desenvolver esta teoria, sendo que Cardoso et al. (2009) apresenta como exemplos Stigler (1971), Posner (1972), Peltzman (1976) e Becker (1983).

Assim, Stigler (1971) e Peltzman (1976) defendem que o legislador e o regulador estão preocupados em se perpetuarem no poder. Por conseguinte, quem controla a política regulatória toma decisões de forma a maximizar o seu apoio político. Assim, a regulação é estabelecida de forma a atender às necessidades do grupo de interesse que exerce maior pressão relativa sobre o regulador e o legislador. No entanto, ao assumir que os grupos de interesse controlam os legisladores e que, por sua vez, estes controlam os reguladores, a teoria económica da regulação ignora aspetos importantes do processo regulatório, uma

vez que, normalmente, o regulador é uma entidade independente do estado e, conseqüentemente, com objetivos díspares.

Por último, é comum às três teorias de regulação a “falta de relevância dada às questões de agência e de assimetria de informação, bem como o foco das suas análises somente no lado da procura” (Salgado, 2003).

3.4. Teoria da Regulação “Inteligente”

Se, por um lado, vários autores defendem que o Estado deve intervir de forma ativa nos mercados, outros autores argumentam a favor da sua “desregulação”. Nesse sentido, foi introduzida na década de 90, a teoria da regulação inteligente, tendo sido amplamente discutida na literatura (Gossum *et al.*, 2010).

Esta teoria enuncia princípios que auxiliam a formulação “inteligente” dos instrumentos regulatórios, sendo possível desenvolver um determinado instrumento para responder a um determinado objetivo. Dos diversos princípios podem aqui destacar-se: a escolha de combinações que incorporam uma ampla gama de instrumentos regulatórios; o desenvolvimento de novos instrumentos quando os tradicionais falham; a promoção de instrumentos informativos e/ou de motivação, para tentar controlar e moldar o comportamento das empresas reguladas (Neves, 2012).

Contudo, também esta teoria é criticada por diversos autores na literatura. Gossum *et al.*, (2010) propõem o seu aperfeiçoamento, defendendo que a teoria pode ser “integrada ou fundida com outras teorias, abordagens ou conceitos”.

4. Instrumentos de Regulação

A regulação assume o papel crucial de evitar eventuais abusos de poder de mercado, resolver os *trade-offs* entre eficiência alocativa, distributiva e produtiva e ainda promover a eficiência dinâmica. A escolha do modelo tarifário deverá preservar os interesses dos

consumidores, garantir a rentabilidade dos investidores e estimular a eficiência (Pires e Piccinini, 1998).

Tipicamente, o regulador pode escolher entre dois regimes regulatórios, tradicional ou por incentivos, conforme pretenda dar às empresas, respetivamente, menor ou maior autonomia nas suas decisões. Em cada um dos regimes regulatórios existem instrumentos suscetíveis de serem utilizados, como a *rate of return* (ROR) ou *cost of service* (no caso da regulação tradicional), o *price-cap* e a *yardstick regulation* (estes dois últimos pertencentes ao regime de regulação por incentivos).

Kimber (2009), em Ibazárbal, (2010), defende que a melhor regulação é aquela que entende os riscos assumidos pela indústria. Se assim não for, o mais provável é que a regulação não venha a encorajar o investimento no mercado. Desta forma, torna-se fundamental identificar os riscos e incentivos de cada instrumento regulatório.

Apesar da escolha do regime de regulação e dos instrumentos a utilizar exigirem elevada ponderação, o regulador poderá sempre ser influenciado por fatores que não controla (Tahvanainen *et al.*, 2012). Klein e Sweeney (1999) apontam, por exemplo, o *gap* regulamentar, como um desses fatores: o mercado vai sofrendo alterações que o regulador somente refletirá nas suas decisões no início do novo período regulatório. Note-se também que o jogo regulatório é marcado por uma forte assimetria de informação entre a empresa regulada e o regulador, uma vez que a empresa dispõe de informações privadas relevantes, que pode distorcer no momento de as transmitir ao regulador.

4.1. A Regulação *Rate-of-Return* (ROR)

Uma das formas de regulação económica tradicionalmente utilizada para regular monopólios naturais é a regulação pela *rate of return* ou, numa possível tradução, taxa de rentabilidade. Neste modelo, o preço é determinado pelos custos totais devendo permitir uma margem que proporcione uma taxa interna de rentabilidade atrativa ao investidor

(Callen et al., 1976). Assim, a definição da taxa de rentabilidade é uma forma indireta de determinação de preços, uma vez que estes serão reajustados, quando for necessário recompor a receita, de forma a garantir a taxa de rentabilidade permitida pelo regulador (Pires e Piccinini, 1998).

Assim, a definição do preço através da ROR pretende assegurar a seguinte condição para a empresa regulada $Receitas\ Totais = OPEX + CAPEX$, onde o *OPEX* corresponde aos custos operacionais (custos da atividade corrente de que são exemplo os custos com o fornecimento de serviços externos e custos com o pessoal) e o *CAPEX* corresponde aos custos de capital (custos com a aquisição dos ativos), que resultam do produto da base de ativos pela taxa de retorno definida pelo regulador. A base de ativos resulta da soma dos valores dos investimentos previstos pela empresa para um determinado período de tempo e que sejam aceites pelo regulador (Almeida, 2016). Um dos problemas frequentes da aplicação da tarifação pelo custo do serviço é a dificuldade de determinar esse valor base de ativos (Braeutigan e Panzar, 1993).

Uma vez aplicado este instrumento de regulação, os preços fixados permanecem inalterados até nova estimativa. Durante este período, a empresa é motivada a tornar-se mais eficiente ao nível do custo, de forma a aumentar os seus lucros. No entanto os consumidores demoram a beneficiar dos ganhos de eficiência e as empresas podem ser prejudicadas caso os preços dos *inputs* aumentem repentinamente (Neves, 2012).

Além do supramencionado, a assimetria de informação existente leva à criação de um problema denominado Efeito Averch-Johnson (Averch-Johnson, 1962). Isto é, se a taxa de rentabilidade de capital fixada pelo regulador for superior ao real custo de capital da empresa, as empresas estarão a ser incentivadas a privilegiar investimentos de capital e a desenvolverem novas infraestruturas relativamente a outras possibilidades de investimento, o que leva a uma produção ineficiente, com custos demasiado elevados.

Embora exista maior estabilidade em relação à rentabilidade que os acionistas terão dos capitais que investiram, algumas das críticas apontadas ao instrumento em análise passam pela morosidade e pela dispendiosidade que o processo implica (Laffont, 1994). Para além disso, este instrumento fornece fracos incentivos às empresas para que estas se tornem eficientes, uma vez que a taxa de rentabilidade diminui, fazendo com que incorram em custos acima do ótimo (Sappington e Weisman, 2016).

Em resultado dos aspetos negativos apresentados, surgiu a necessidade de desenvolver formas de regulação destinadas a incentivar a eficiência e a diminuição dos custos e a fomentar a inovação (Newbery, 1998). Desta forma, a regulação pela taxa de rentabilidade tem vindo a ser substituída pela regulação por incentivos, em particular pela regulação *price cap*, que segundo Vogelsang (2002) foi parte constituinte da reforma da regulação económica

4.2. A Regulação Price Cap

A regulação *price-cap* surgiu pela primeira vez nos anos 1980 e foi sugerida por Littlechild (1983, em Vogelsang, 2002) ao governo britânico, como forma de regular a *British Telecom*. Das abordagens da regulação por incentivos, a do *price cap* é a mais comum na regulação dos vários setores. Baseia-se na fixação de um preço máximo para venda de bens e serviços pela empresa, ajustado com uma frequência e fórmula previamente determinadas (Beesley e Littlechild, 1989). Assim, o regulador fornece à empresa maior autonomia na escolha do preço efetivo que irá praticar. No caso de ser uma empresa multiproducto, o *price cap* é, com frequência, fixado em termos médios, tendo a empresa a liberdade para, à posteriori, ajustar os mesmos (Almeida, 2016).

Na definição do preço máximo (P_t) são considerados o preço do ano anterior (P_{t-1}), corrigido pela taxa de inflação (IPC), por um fator de eficiência (X) previsto para o ano em causa e, ainda, pelos custos fora do controlo da empresa (Z), formulando a inequação

$P_t \leq P_{t-1} \times (1 + IPC - X + Z)$. Um aspeto distintivo do *price cap* consiste na definição do fator de eficiência (X) para um período superior a 1 ano, de modo a que a empresa regulada tenha incentivos para levar a cabo uma redução de custos e adotar tecnologias inovadoras (Almeida, 2016).

Na opinião de Vogelsang (2002), o *price cap* tem sido bem-sucedido, porque combina incentivos para reduções de custos e para o reequilíbrio dos preços, o que faz aumentar o bem-estar dos consumidores. O facto de conseguirem apropriar-se desses ganhos até à nova revisão de preços, faz com que as empresas tenham incentivos em gerar ganhos de eficiência técnica e dinâmica (minimização de custos no curto e longo prazos) (Alexander e Shugart, 1999). Joskow (2006, citado em Bottasso e Conti, 2009) observou que as empresas reguladas registam maiores ganhos de eficiência no início do período regulatório. Com a aproximação do novo período de revisão de preços, os esforços para baixar os custos de atividade diminuem. Segundo Casarin (2014), a duração é relevante, uma vez que ciclos regulatórios longos reduzem a carga regulamentar e promovem o investimento em capital físico e humano, o que pode desencadear inovações que visam diminuir os custos de produção. Davis (2000) acrescenta que a aplicação de um preço máximo visa reduzir o risco regulatório de “captura” das agências reguladoras, por diminuir as situações de assimetria de informação.

Apesar do incentivo para a redução dos custos, têm sido discutidos possíveis problemas resultantes da aplicação do método de regulação *price cap*. Alexander e Irwin (1996) evidenciaram que as empresas tendem a elevar o seu custo de capital. Currier (2007) refere que o incentivo à redução dos custos pode conduzir à degradação da qualidade do produto. Loube (1995) argumenta que os problemas da regulação através da *price cap* se prendem com a subsidiação cruzada, por exemplo, no suporte de um serviço por outros serviços, ou quando um grupo de consumidores suporta maiores custos do que

aqueles que efetivamente gera, ao mesmo tempo que outro grupo suporta custos inferiores aos gerados. Além disso, é necessário algum cuidado com a frequência com que o regulador ajusta os preços máximos. Se o regulador proceder a um ajuste de preços cada vez que o lucro da empresa aumente, este mecanismo torna-se equivalente à regulação pela ROR, desaparecendo os incentivos à eficiência (Almeida, 2016). Este efeito é designado de *ratchet effect* e seria ultrapassado se o regulador se compromettesse a não usar a informação revelada pela empresa regulada (Bottasso e Conti, 2009).

Apesar destes problemas apontados, o certo é que a maioria dos autores e estudiosos mencionados concorda que a regulação *price cap* permite uma melhor previsão do futuro, apesar da sua complexidade e de não evitar a incorrência em custos elevados por parte das empresas. De facto, enquanto na regulação pela taxa de rentabilidade se tem em conta custos e comportamentos passados da procura, a regulação *price cap*, para além de ter em conta estas variáveis, procura promover uma eficiência dinâmica, ao incorporar fatores que consideram previsões de aumento de produtividade, inovações tecnológicas e mudanças comportamentais da procura (Beesley e Littlechild, 1989).

4.3. Yardstick Competition ou Regulação de Desempenho

Para além do *price cap*, também a *yardstick regulation* é um instrumento do regime por incentivos, uma vez que visa induzir eficiência alocativa à empresa regulada (Reinhold et al., 2010). Este método foi primeiramente abordado por Holmstrom (1982) e implementado em diversas áreas de diversos países, nomeadamente na indústria de abastecimento de água em Portugal (Marques, 2006 citado em Mizutani *et al.*, 2009). É geralmente apontado como eficaz nos casos de monopólio natural.

Baseia-se na comparação do comportamento da empresa regulada com o de outras empresas reguladas da mesma atividade noutros mercados. Ou seja, o regulador define os preços com base não só nos resultados passados das empresas, mas também nos custos

de empresas comparáveis mais eficientes (Façanha e Resende, 2004). Desta forma, o instrumento replica o mercado concorrencial, estimulando a eficiência económica e promovendo a simetria da informação. Muitas vezes recorre-se a análises de *benchmarking* na implementação do *yardstick competition*.

No entanto, alguns problemas foram levantados, como por exemplo a dificuldade de encontrar unidades produtivas comparáveis. Neste sentido, Mizutani et al. (2009), ao estudarem a eficácia da regulação pela *yardstick regulation*, aplicada desde 1997 nas empresas ferroviárias no Japão, chamou a atenção para a necessidade de existir homogeneidade entre as empresas. Também Reinhold et al. (2010) constatou que a utilização da *yardstick regulation* é mais avançada no sector da eletricidade e da água na Europa, uma vez que estes sectores fornecem produtos homogéneos. Além disso, para que este modelo funcione efetivamente, há a necessidade de se evitar o conluio entre as empresas monopolistas regionais (Ajodhia et al., 2003) e ter ainda em atenção a fatores como o clima ou a densidade populacional (Vogelsang, 2002).

Mais do que perceber em que consiste cada instrumento regulatório, importa perceber se, na prática, mediante todas as especificidades do setor e da sua envolvente, o mesmo efetivamente funciona.

5. Monopólio Natural e Economias de Escala

Um setor de atividade económica é considerado um monopólio natural quando a existência de uma só empresa conduz à minimização do custo de um determinado bem ou serviço (Joskow, 1973). Esta situação é normalmente caracterizada por custos fixos elevados e custos marginais próximos de zero, de tal forma que, para cobrir os custos de investimento, o preço de distribuição deve ser fixado (Puller e West, 2013).

A presença de monopólio natural tem sido, tradicionalmente, a principal justificação para a regulação de serviços básicos, como a energia, saneamento e as telecomunicações,

devido às suas economias de escala (Vogelsang, 2002). Andrade (2014) afirma que a regulação económica do mercado de gás natural se deve, principalmente, à existência de monopólios naturais nas diversas fases da cadeia de valor do setor, que permitem às empresas fornecer todo o mercado a um custo inferior ao obtido na presença de duas ou mais empresas.

Os setores mencionados são normalmente constituídos por indústrias de rede, com externalidades muito fortes, que devem ser tidas em conta nas decisões regulatórias, sob pena de se gerarem sobreposições de objetivos e falta de eficácia (Aubin et al., 2010). O mesmo autor, confirmou a possibilidade de surgir o confronto de estratégias e comportamentos nas indústrias de rede, sendo imprescindível a cooperação entre as diversas atividades que compõem estas indústrias, de forma a reduzir encargos administrativos e melhorar a aplicação e a responsabilidade da regulação.

Gordon e Pawluk (2003), ao estudarem o transporte de gás natural no Canadá, realçaram que a definição de monopólio natural exige a consideração do conceito de subaditividade da função custo de produção. Se um produto ou serviço pode ser produzido a um custo mais baixo por uma única empresa do que por um conjunto de pequenas empresas, então, a função custo da indústria diz-se subaditiva e o monopólio natural tende a prevalecer. A existência de economias de escala num monopólio natural pressupõe a existência de subaditividade, embora o contrário possa não se verificar (Viscusi et al., 2005, em Almeida, 2016). No caso de uma empresa com um único produto, basta a existência de economias de escala para que se comprove a presença de monopólio natural. No entanto, no caso de uma empresa multiproduto, é o conceito de subaditividade da função custo que permite definir o monopólio natural (Almeida, 2016).

Portanto, a ausência de regulação a monopólios naturais resulta em ineficiência alocativa, ou seja, preços mais elevados e menores quantidades transacionadas face à

solução concorrencial, originando uma perda de bem-estar social. Para além disso, a regulação dos monopólios deve-se às características intrínsecas ao sector, como elevados custos irreversíveis, que podem originar ineficiência produtiva, ou seja, produção não realizada ao mínimo custo unitário (Laffont, 1994).

O peso dos custos “irrecuperáveis” gera economias de escala significativas, que favorecem a concentração empresarial e, por conseguinte, dificultam a concorrência (Schmalensee e Joskow, 1986). A solução consiste na existência de uma empresa monopolista a atuar no mercado, o que conduz à situação de eficiência produtiva e de uma entidade reguladora que estipula um conjunto de regras que visam evitar os efeitos negativos da existência de uma única empresa. Estas regras consistem normalmente na fixação de tarifas, critérios de qualidade, definição das regras de entrada no mercado, entre outros mecanismos (Vale, 2014).

5.1. A Tarifa pelo Custo Marginal

Quando se regula uma empresa, a solução ótima é fixar o preço ao nível do custo marginal (custo de produzir uma unidade adicional) da empresa regulada, de forma a maximizar a soma do excedente do produtor e do consumidor, ou seja, de forma a maximizar o bem-estar. Contudo, esta solução não parece viável no caso em que as empresas apresentem custos fixos elevados, uma vez que o seu rendimento não cobre todos os seus custos.

A proposta avançada por Loeb e Magat (1979) seria subsidiar a empresa no montante do seu prejuízo, de modo a ter um lucro económico nulo, assumindo que o monopolista conhece perfeitamente os custos e a procura, mas a agência reguladora apenas conhece a procura. Contudo, apesar de esta solução ser economicamente eficiente, é questionável em termos redistributivos, uma vez que o monopolista se apropria de todo o excedente do consumidor. Desta forma, esta proposta também não é apontada como ótima, pois levaria

a uma perda de parte do excedente do consumidor (Viscusi et al., 2005, em Vale, 2014). Acresce que este subsídio desincentiva a empresa a minimizar os custos e a inovar. Por outro lado, como algumas empresas reguladas são privadas, poderia ser difícil aceitar que o Estado as subsidiasse.

Ainda assim, esta proposta estimulou pesquisas de vários economistas com o objetivo de melhorar o processo regulatório, em particular os mecanismos de incentivo dos monopolistas naturais, num contexto de informação assimétrica. Um exemplo foi o modelo desenvolvido por Loeb e Magat (1979), onde o regulador fornece um subsídio de montante idêntico ao excedente do consumidor. Desta forma, a empresa regulada escolherá o preço que maximiza o seu lucro, ou seja, o preço igual ao custo marginal. Assim, o excedente do consumidor é o máximo e a empresa receberá o subsídio máximo. No entanto, o modelo não diminui as assimetrias de informação entre as empresas e o regulador, sendo que a empresa beneficiaria dessa assimetria para aumentar o seu excedente, prejudicando o bem-estar social.

Outra solução seria fixar o preço ao nível do custo médio da empresa, sendo que assim a empresa deixaria de ter prejuízo, mas sim lucro económico nulo. Esta solução é designada na literatura, em homenagem ao seu criador, como regulação por preços Ramsey (Church e Ware, 2000). Desta forma, é maximizado o bem-estar (soma do excedente do consumidor e do excedente do produtor) sujeito à restrição de que as receitas da empresa deverão permitir uma receita justa. No entanto, a solução também não é ótima, pois fará perder uma parte do excedente do consumidor, conduzindo a uma perda de bem-estar social. Existe ainda alguma dificuldade na aplicação destes preços e a carga informativa sobre o regulador é elevada (Laffont, 1994). Na literatura, destaca-se o estudo de Melo e Neto (2007) que concluiu, ao estudar os preços de Ramsey para o preço-

quantidade de água para o setor de saneamento básico do Brasil, que seria necessária uma diminuição no preço de 28,5% para que se verificasse o equilíbrio financeiro.

5.2. Tarifas em Duas Partes

No caso particular da indústria do gás natural, é comum usar uma tarifa em duas partes, onde o preço é orientado para o nível do custo marginal (Puller e West, 2013). Os reguladores não fixam preços lineares, sendo permitido às empresas a prática de tarifas em duas partes. Uma parte variável, correspondente ao custo marginal em função do número de unidades consumidas e a outra fixa, associada ao montante das perdas para a empresa regulada quando pratica um preço ao nível do custo marginal.

Contudo, para que esta solução funcionasse, seria necessário conseguir apurar cada componente da tarifa em tempo real. Além disso os consumidores têm preferências diferenciadas e desconhecidas. O custo pode superar o benefício de alguns consumidores ao adquirir o produto, podendo conduzir à exclusão do mercado de outros consumidores com nível de rendimento mais baixo (Armstrong, Cowan e Vickers, 1994 em Pires e Picinni 1998). A solução pode passar pela parte variável da tarifa ser ligeiramente superior ao custo marginal e a parte fixa inferior às perdas, de modo a procurar equilibrar as perdas de eficiência mencionadas. Podem ser utilizadas tarifas de blocos decrescentes, isto é, tarifas segmentadas, que possibilitem aos consumidores auto selecionarem a tarifa bilateral preferida. Uma solução comum no setor elétrico é fixar-se preços *Peak-Load*, que variam ao longo do dia em proporção à variação do custo marginal (Neves, 2012).

6. A Regulação e o Bem-estar social – Estudos de Referência

Ao longo do tempo, surgiram vários estudos na literatura que verificam se os preços regulados de determinado serviço estão ao nível do custo marginal, o que revela que os objetivos da regulação em relação ao bem-estar nem sempre são alcançados.

Nos Estados Unidos da América, para o setor do gás natural, foram vários os autores a refletir sobre esta questão. Em 1986, Guldmann concebeu um modelo de preços orientados para o custo marginal do serviço de distribuição. Mais tarde, Arano e Blair (2008) analisaram o contributo para o bem-estar da regulação do mercado de gás natural de 1977 a 2000. Estudando o impacto da desregulação (utilizando um modelo de procura e oferta de mercado livre) e comparando com o período de regulação, os autores concluíram que as políticas regulatórias em vigor causavam uma perda de bem-estar total de aproximadamente 15,47 mil milhões de dólares. Mais tarde, foi publicado um estudo de Davis e Muehlegger (2010) na revista *RAND Journal of Economics*, que analisa o mercado de distribuição de gás natural nos EUA para o período 1991-2007, considerando como custo marginal das empresas o preço a que as empresas distribuidoras adquirem o gás natural vindo dos gasodutos (*city-gate prices*). Os autores concluíram que o preço se distanciava do custo marginal numa proporção de 40% no caso dos consumidores residenciais e comerciais de gás natural. Através da estimação da elasticidade procura-preço, encontraram uma perda de bem-estar anual no valor de 2.7 mil milhões de dólares, o que representa aproximadamente 3% dos 92 mil milhões de dólares das despesas totais com o gás natural nos EUA para o ano de 2008. Por último, Borenstein e Davis (2010) mediram o efeito de uma transição do preço formado por uma tarifa em duas partes para a fixação do preço ao nível do custo marginal, confirmando que as famílias que se encontram no nível de rendimento mais baixo iriam pagar uma média de mais 44 dólares de gás natural por ano, enquanto famílias situadas no nível de rendimento mais elevado pagariam uma média de 58 dólares a menos.

Puller e West (2013) estudaram as tarifas em duas partes na indústria de eletricidade e de gás natural no Texas, comprovando que os preços de retalho se distanciavam do custo marginal tanto antes como depois da desregulação da indústria. Naughton (1986)

debruçou-se sobre a análise da eficiência e equidade da tarifa regulada de eletricidade, em duas partes, nos EUA, concluindo que o preço não estava ao nível do custo marginal, encontrando-se os seguintes preços e custos marginais, expressos em dólares por kWh: 0.05 e 0.02 para a classe residencial, 0.064 e 0.02 para a classe comercial e 0.042 e 0.02 para a industrial, respetivamente. Em relação à subsidiação cruzada, o mesmo refere que não foi possível concluir a sua existência.

Também a Comissão Europeia tem revelado preocupação com a regulação dos mercados energéticos nos estudos que têm sido encomendados (Almeida, 2016).

Clastres e David (2009) estudaram o efeito que uma regulação assimétrica imposta aos operadores históricos provoca no bem-estar, no setor europeu do gás natural. A assimetria analisada consistiu na introdução de programas de libertação de determinada quantidade de gás de empresas incumbentes para empresas concorrentes, com duração limitada, dando, desta forma, acesso ao mercado por parte dos concorrentes. A análise dos autores baseou-se num modelo de *Cournot* com restrição de capacidade e concluíram que uma regulação assimétrica não provoca qualquer impacto no excedente do consumidor, no entanto, provoca uma diminuição do bem-estar total, pelo que seria preferível uma regulação simétrica. Susanna e Portatadino (2009) propõem a criação de regras de competitividade não discriminatórias e a organização de um mecanismo de controlo ativo de multas e sanções financeiras para os que não cumprem as metas de eficiência definidas, para combater a subaditividade no mercado de distribuição de gás em Itália.

Em 2002, um estudo realizado por Arriaga et al. (2002) para a Comissão Europeia, em parceria com a DG TREN, pretendeu descrever e analisar a pauta tarifária de transporte de eletricidade, para 17 países da União Europeia. Os autores concluíram que as tarifas de transporte não deveriam ser harmonizadas naquele momento, porque

existiam realidades diferentes em países diferentes, tanto ao nível regulatório como ao nível da definição das próprias variáveis energéticas. Ainda assim, não se opuseram ao processo de harmonização da tarifa a longo prazo. Em 2014, um estudo sobre as mesmas tarifas para o mercado interno de eletricidade, para 34 países europeus, coordenado pela ENTSOE (2014), refere que sistemas de tarifas diferentes coexistem na Europa, com disposições regulamentares diferentes, pelo que uma comparação pode não ser fidedigna. Em ambos os estudos, a Comissão Europeia revelava a necessidade de harmonizar, entre os diversos países, os critérios de regulação de tarifas, que, segundo Ascaris (2011), poderá ser alcançada através de um processo de acompanhamento.

De salientar ainda o estudo realizado por Zaei e Gudarzi Farahani (2013) que estudaram, recorrendo a um modelo de dados em painel, a relação entre o PIB e o grau de desenvolvimento da regulação para os chamados países euroasiáticos ECO (pertencentes à *Economic Cooperation Organization*) entre 1990 e 2011, concluindo que existe uma correlação evidente entre o nível de desenvolvimento económico desses países e a evolução da regulação durante esse período.

A nível nacional, Neves (2012), seguindo Davis e Muehlegger (2010) e por via de um modelo com dados em painel, analisou os proveitos permitidos às empresas distribuidoras de gás natural, de 2008 a 2012, concluindo que não só os preços não estavam ao nível do custo marginal como isso se refletia numa perda de bem-estar social média anual de 66 milhões de euros, correspondente a 7.6% dos proveitos anuais permitidos a toda a cadeia de gás natural. Por sua vez, Almeida (2016), realizou uma análise semelhante, para a única transportadora de gás natural portuguesa, concluindo igualmente, por via de uma regressão temporal, que os proveitos líquidos dependem das quantidades, não havendo evidência que o preço esteja ao nível do custo marginal. Magalhães (2010) estudou diferentes experiências de regulação aplicadas às estruturas de gás natural, em particular

no que compete às atividades de transporte e distribuição. Concluiu que o regulador português deverá aferir de forma cuidada a análise da procura de gás natural prevista, já que esta tem incidência na definição dos parâmetros regulatórios para o cálculo dos preços das várias tarifas. Acrescenta ainda que a análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determine a utilização racional das diversas infraestruturas do sistema de gás natural, proporcionando às empresas o sinal económico adequado para que estas conduzam os investimentos que permitam garantir a segurança de abastecimento.

CAPÍTULO III - GÁS NATURAL EM PORTUGAL

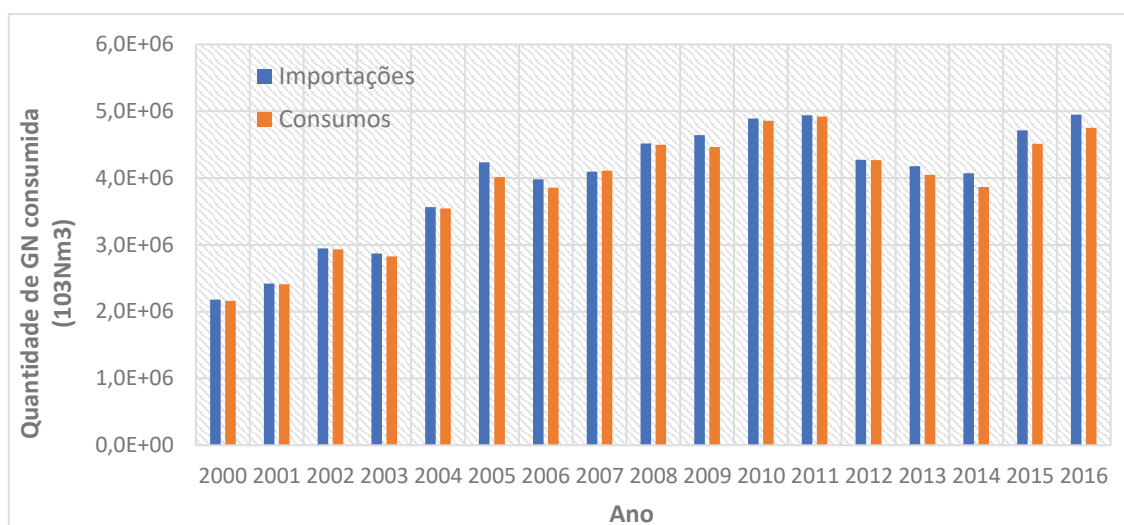
1. Importação de GN

Portugal é caracterizado por não ter jazidas de gás natural, ou seja, não há produção de gás natural em território nacional (ERSE, 2018). Atualmente todo o gás natural consumido em Portugal tem origem maioritária na Argélia, chegando ao território nacional por via terrestre através do gasoduto Magrebe-Europa, e na Nigéria, chegando via marítima em navios metaneiros ao porto de Sines. Nos últimos anos, a repartição das importações de gás natural por Portugal ronda os 55% de gás natural liquefeito (GNL) descarregado em Sines e os 45% de gás natural que chega ao país através da rede de gasodutos ibérica (REN, 2018).

O aprovisionamento de gás natural para o mercado português é efetuado através de contratos *take-or-pay* de longo prazo, em que os principais países fornecedores são a Argélia e a Nigéria. Nestes contratos, os compradores comprometem-se a adquirir sempre a mesma quantidade de gás, independentemente de ser vendida ou não. Desta forma, o fornecedor de gás está protegido de uma eventual situação em que o comprador se nega a aceitar o gás natural (ERSE, 2018).

Nas últimas décadas, as quantidades importadas de gás natural têm aumentado, o que traduz uma evolução dos hábitos dos consumidores no consumo deste recurso energético, em detrimento de outras fontes de energia. No entanto, conforme ilustra a Figura 2, a importação de gás natural tem registado uma ligeira diminuição desde 2011, o que se poderá justificar com a evolução recente das condições macroeconómicas. As mais recentes políticas de incentivo ao consumo elétrico também contribuem para esse decréscimo.

Figura 2. Evolução anual da importação e do consumo de gás natural em Portugal.



Fonte: Elaboração própria com dados obtidos de DGEG (2018), no anexo 4.

2. Receção, Armazenagem e Regaseificação de Gás Natural

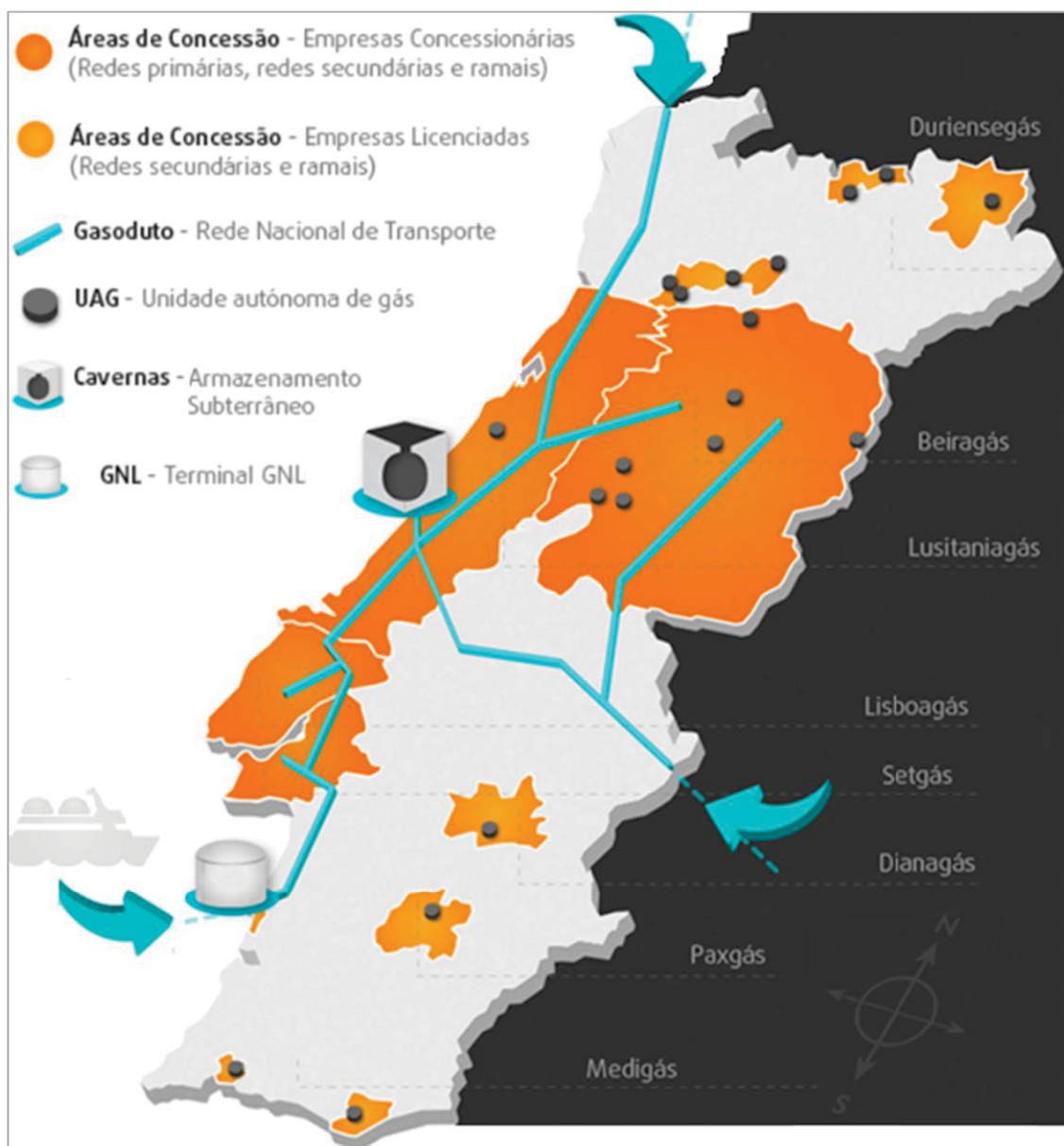
As atividades de receção, de armazenamento e regaseificação de GNL, de armazenamento subterrâneo e de transporte de gás natural são realizadas ao abrigo de contratos de concessão de 40 anos estabelecidos com o Estado Português. A REN ATLÂNTICO é a detentora da concessão para a receção, armazenamento e regaseificação de GNL no terminal de Sines. Esta atividade compreende: o recebimento e a injeção, o armazenamento subterrâneo, a extração, o tratamento e a entrega de gás natural na rede de transporte, associado à constituição e manutenção de reservas de segurança, bem como para fins operacionais e de natureza comercial. A REN ARMAZENAGEM é a detentora da concessão de armazenamento subterrâneo de gás natural situado no Concelho de Pombal que, por sua vez, compreende a construção, a manutenção, a operação e a exploração da infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço (REN, 2018).

3. Transporte

A REN GASODUTOS opera a Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), que recebe o gás natural na fronteira espanhola, na saída das instalações de

armazenagem (REN ARMAZENAGEM) e no terminal de regaseificação (REN ATLÂNTICO), com o objetivo de entregar aos distribuidores ou aos clientes finais de alta pressão. A concessão para o transporte de gás natural em alta pressão, inclui a gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás Natural (SGN), representado na Figura 3. Estamos por isso perante um monopólio natural nacional.

Figura 3. Representação do Sistema Nacional de Gás Natural.



Fonte: GALP, 2018.

A rede de transporte de gás natural é composta por sete gasodutos, englobando duas interligações da rede com a rede de transporte espanhola, designadamente, em Campo Maior (Badajoz) e em Valença do Minho (Tuy) (Almeida, 2016).

4. Distribuição

A distribuição de gás natural através de gasodutos de média e baixa pressão é realizada ao abrigo de concessões e licenças concedidas pelo Estado Português. O gás natural proveniente dos gasodutos de alta pressão da RNTGN é transferido para ramais de média pressão através de estações de regulação e medida, onde são medidas certas propriedades do gás, tais como poder calorífico superior (PCS), pressão e temperatura. Esses gasodutos e as redes de baixa pressão que deles derivam, pertencem a empresas de distribuição que entregam o gás natural aos clientes finais (REN, 2018). Essas empresas têm a incumbência de desenvolver e gerir as redes de distribuição de gás natural, numa determinada área geográfica nacional concessionada. Independentemente do comercializador, asseguram, na sua área de concessão, todos os serviços inerentes ao fornecimento de gás natural nos locais de consumo ligados à rede de distribuição.

Existem ainda redes de distribuição abastecidas a partir de Unidades Autónomas de Gaseificação (UAG) que recebem GNL proveniente do terminal de Sines através de camiões-cisterna. Em termos da sua organização, além da REN-Portgás, integrada na REN - Redes Energéticas Nacionais, existem mais dez distribuidoras ligadas à RNTGN, ou com distribuição através de UAGs. A sua atividade obedece ao estrito cumprimento dos regulamentos da entidade reguladora (ERSE) que definem o âmbito e as condições de atuação no mercado (REN, 2018).

5. Comercialização

A venda de gás natural aos consumidores finais é feita pelos comercializadores, que podem comprar e vender livremente o gás natural no mercado aberto, estando sujeitos a autorização concedida pelo Estado Português, ou através de contratos bilaterais. Em troca do pagamento de uma tarifa regulada, os comercializadores têm direito de acesso às instalações de armazenamento e terminais de GNL, às redes de transporte e às redes de distribuição (REN, 2018).

Depois de adquirida a licença, o comercializador tem obrigações de serviço público nas áreas abrangidas pela Rede Pública de Gás Natural, ficando sujeito à obrigação de fornecimento, a todos os clientes que o pretenderem, nas áreas abrangidas (ERSE, 2018). Desde 1 de janeiro de 2010, todos os consumidores de gás natural podem escolher o seu comercializador no mercado liberalizado.

6. Regulação e Definição de Proveitos e Tarifas

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) é responsável pela regulação dos setores do gás natural e da eletricidade em Portugal. É com base nos proveitos que são definidas as tarifas das atividades do sector. As tarifas são fixadas para cada ano gás através de determinados princípios de cálculo para determinação do sistema tarifário, que incluem mecanismos de ajustamento dos proveitos em função das diferenças entre os valores previstos e aqueles que, na realidade, se verificam. Estes ajustamentos são realizados com um e dois anos de diferimento (ERSE, 2018).

Os proveitos das empresas são estimados através da seguinte expressão:

$$\textit{Proveitos Permitidos} = \textit{Custos de Exploração} + \textit{Taxa de Remuneração de Ativos} \times (\textit{Ativo Líquido} + \textit{Amortizações} + \textit{Ajustamentos}) \quad (1)$$

Note-se que são aplicados dois instrumentos regulatórios. Por um lado, é aplicado o instrumento de regulação *price cap* aos custos de exploração controláveis, para incentivar

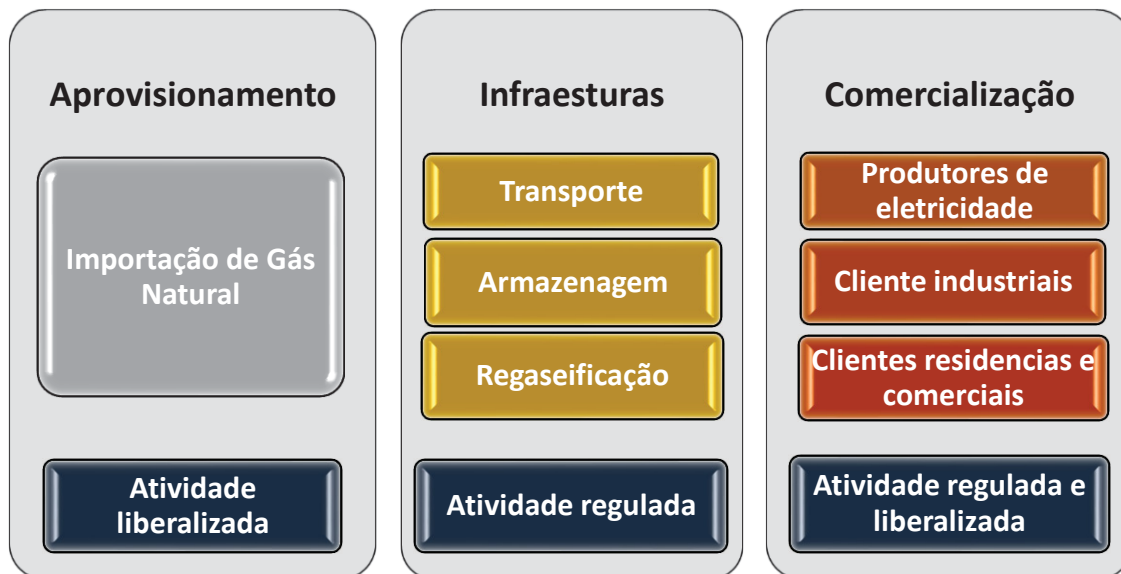
a eficiência das empresas e premiar as que conseguem ultrapassar as metas de eficiência impostas pelo regulador. Por outro lado, é aplicada a regulação *rate of return* através de uma remuneração dos ativos fixos em exploração.

O período de regulação mantém-se por três anos, mantendo-se também a taxa de remuneração a aplicar ao ativo líquido. Os custos com capital, dados pela soma das amortizações com a remuneração do ativo líquido, são atualizados anualmente, desde o primeiro ano de regulação até ao último ano da concessão. Os investimentos adicionais vão sendo adicionados ao valor global do ativo. Os custos operacionais (com exceção das amortizações) são aceites numa base anual com ajustamentos a dois anos (ERSE, 2018).

Note-se que todos os anos o cálculo do perfil dos proveitos permitidos é feito para o período em análise, tendo em conta as novas previsões da procura. Em suma, os pressupostos utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos são a taxa de inflação, a taxa de remuneração de ativos regulada, a taxa de juro para os ajustamentos, a taxa de juro para a margem de comercialização e o custo unitário da aquisição de gás natural (ERSEc, 2018).

Independentemente do segmento de mercado em que se insere, regulado ou liberalizado, o consumidor pagará sempre uma tarifa final correspondente ao somatório de todas as tarifas reguladas. A Figura 4 resume as atividades do setor de gás natural em Portugal.

Figura 4. Representação do Sistema Nacional de Gás Natural.



Fonte: Elaboração própria com base em informação presente em Galp, 2018.

Atualmente, para fornecimentos anuais superiores a 10.000 m³ o regime de preços é livre, sendo os preços negociados entre os clientes e os comercializadores no mercado. Para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m³ os clientes podem optar por escolher um fornecedor no mercado livre, negociando livremente os preços de gás natural, ou o fornecedor de último recurso da sua área geográfica, pagando as tarifas reguladas de venda a clientes finais (ERSE, 2018).

Além de regular o mercado, a ERSE tem a missão de proteger adequadamente os interesses dos consumidores em relação a preços, qualidade de serviço, acesso à informação e segurança de abastecimento procurando também fomentar a concorrência, estimular a eficiência energética e a defesa do meio ambiente. Além disso ainda arbitra e resolve litígios, fomentando a sua resolução extrajudicial.

CAPÍTULO IV - PROVEITOS PERMITIDOS ÀS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

1. Objeto do Estudo

A análise realizada neste capítulo é referente à atividade de distribuição de gás natural em Portugal, exercida por 11 empresas distribuidoras, cada uma desenvolvendo a sua atividade na sua área de concessão, praticando uma tarifa com dois termos: um termo fixo e outro variável (em função da quantidade). O objetivo deste estudo é verificar se os proveitos permitidos a estas empresas, e conseqüentemente o preço que daí resulta, estão fixados ao nível do seu custo marginal. Para isso utilizou-se o modelo explicado em seguida.

2. Os Modelos Estatísticos

Na análise efetuada, tal como feito por Neves (2012) e Davis e Muehlegger (2010), foi usado como base o Modelo de Dados em Painel. Com recurso ao teste de *Hausman* foi escolhido, de entre o modelo com efeitos fixos e o modelo com efeitos aleatórios, o modelo mais adequado à análise. Por fim recorreu-se ainda ao teste de *Pasaran CD* para verificar a dependência ao nível da *cross-sectional*, ou seja, a existência de correlação contemporânea entre as variáveis consideradas no modelo, e recorreu-se ao teste de *Breusch-Pagan / Cook-Weisberg* para verificar a existência de heterocedasticidade no modelo.

2.1. Modelo de Dados em Painel

Um painel de uma dada variável económica X é uma amostra (conjunto de observações) na qual os i indivíduos (ou empresas, indústrias, regiões, países) são observados ao longo de t períodos de tempo. Assim, os modelos em painel permitem realizar uma análise quantitativa das relações económicas, utilizando dados temporais

(*time-series*) e seccionais (*cross-section*), ou seja, permitem explorar, em simultâneo, variações das variáveis ao longo do tempo e entre diferentes indivíduos.

As principais vantagens da estimação de dados em painel são as seguintes (Hsiao, 2003):

1. Permite obter uma maior quantidade de informação;
2. Aumenta os graus de liberdade nas estimações, tornando as inferências estatísticas mais credíveis;
3. Reduz o efeito de multicolinearidade entre as variáveis, uma vez que os dados entre os indivíduos apresentam estruturas diferentes;
4. Permite analisar um conjunto de questões económicas que não poderiam ser analisadas com modelos de dados transversais ou séries temporais independentes;
5. Permite corrigir a heterogeneidade existente entre as entidades estudadas;
6. Aumenta a eficiência das estimativas econométricas.

A análise de dados em painel pode ser realizada usando dois tipos de modelos: i) modelo dos efeitos fixos e; ii) modelos de efeitos aleatórios.

O modelo de efeitos fixos permite o controle da heterogeneidade entre indivíduos que não variam com o tempo. Esse tipo de modelo extrai a componente do erro que é fixado ao longo do período de amostra (α_i). O modelo é, assim, especificado da seguinte forma:

$$Y_{it} = \beta_0 + \beta_1 X_{it} + \alpha_i + u_{it} \quad (2)$$

Onde i representa os diferentes indivíduos e t o período de tempo que está a ser analisado. Calculando a média de cada variável ao longo do período de amostragem, obtém-se:

$$\bar{Y}_i = \beta_0 + \beta_1 \bar{X}_i + \alpha_i + \bar{u}_i \quad (3)$$

O termo constante e o componente fixo (α_i) não variam dentro do período de amostragem. Subtraindo (3) de (2), obtemos:

$$Y_{it} - \bar{Y}_i = \beta_1(X_{it} - \bar{X}_i) + (u_{it} - \bar{u}_i) \quad (4)$$

Renomeando as variáveis, o modelo de efeitos fixos expressa-se da seguinte forma:

$$\dot{Y}_{it} = \beta_1 \dot{X}_{it} + \ddot{u}_{it} \quad (5)$$

O modelo de efeitos aleatórios, por outro lado, permite a presença de variáveis estáticas como explicativas. Pode ser escrito da seguinte forma,

$$Y_{it} - \lambda \bar{Y}_i = \beta_0(1 - \lambda) + \beta_1(X_{it} - \lambda \bar{X}_i) + \{(1 - \lambda)\alpha_i + (u_{it} - \lambda \bar{u}_i)\} \quad (6)$$

onde λ é uma função da variância de u e α .

A escolha entre os dois modelos é realizada pelo teste de Hausman, que verifica se os coeficientes de ambos os modelos são sistematicamente diferentes, o que equivale a testar a seguinte hipótese:

$$H_0: COV(\alpha_i, X_{it}) = 0 \quad (7)$$

$$H_{01}: COV(\alpha_i, X_{it}) \neq 0 \quad (8)$$

A não rejeição da hipótese nula significa que não rejeitamos a exogeneidade, o que significa que o modelo de efeitos aleatórios é o mais adequado. Se a hipótese nula for rejeitada, a exogeneidade não é assumida e o modelo de efeitos fixos é mais recomendável.

Os modelos de dados em painel foram estimados usando o STATA13.

3. Os Dados

A regulação da atividade de distribuição apenas se iniciou em 2008. Deste modo, a amostra é definida para os 10 anos gás seguintes, para as 11 empresas distribuidoras. A periodicidade dos dados é anual, pois não se obtiveram dados mensais. Os dados necessários para realização do estudo foram obtidos através de documentos disponibilizados pela ERSE.

1. Proveitos Permitidos por Empresa Distribuidora (PP_{it}): Os proveitos permitidos são ajustados e dizem respeito aos proveitos permitidos às empresas de distribuição constantes nos documentos da ERSE para cada ano gás (t), ou seja, são os proveitos a recuperar pelo operador (i) de rede de distribuição devido à atividade de distribuição de gás natural, ao custo do uso global do sistema e ao custo do uso da rede de transporte. Foram obtidos através dos documentos da ERSE relativos aos proveitos permitidos para cada ano gás das empresas reguladas do setor de gás natural. Anexo 7.
2. Quantidade de gás natural distribuído por empresa distribuidora i (Q_{it}): obtidos através dos documentos da ERSE relativos à caracterização da procura de gás natural para os diferentes anos gás (t). Anexo 7.
3. Número de clientes por empresa distribuidora i (N_{it}): obtidos através dos documentos da ERSE relativos à caracterização da procura de gás natural para os diferentes anos gás (t). Anexo 7.
4. Custos incrementais de energia das redes de distribuição (CI_t): representam neste estudo os custos marginais das empresas distribuidoras de gás natural. Foram obtidos através de ponderação entre o custo incremental e o respetivo consumo no vazio e fora do vazio para os vários tipos de utilização (baixa e média pressão de curta e média duração). O custo incremental foi obtido a partir dos documentos da

ERSE relativos à Determinação da Estrutura Tarifária para os diferentes anos gás.

Os consumos foram obtidos a partir dos documentos da ERSE relativos à caracterização da procura de gás natural para os diferentes anos gás. Anexo 5.

5. Custos totais de distribuição por empresa distribuidora i (CT_{it}): custos aceites pela ERSE, que incorporam custos com investimentos tecnológicos, de inovação, operacionais e ambientais. Os valores foram obtidos nos documentos da ERSE relativos às Tarifas e Preços de Gás Natural para cada ano gás (t). Anexo 7.
6. Taxa de inflação: as taxas de inflação consideradas foram obtidas a partir dos documentos da ERSE relativos às tarifas e preços de gás natural para cada ano gás. Anexo 6.

A ERSE não calcula os custos marginais, mas sim os incrementais. Neste estudo os custos incrementais assumem um papel importante pois são considerados custos marginais por serem os valores mais próximos disponíveis. Estes são calculados através da metodologia dos custos incrementais médios de longo prazo. O seu cálculo consiste no quociente entre o valor atualizado dos acréscimos de investimento (CAPEX), incluindo os respetivos custos de operação e manutenção (OPEX), e o valor atualizado dos acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos. O cálculo dos custos incrementais aplica-se em situações em que os investimentos são efetuados ao longo do tempo por forma a satisfazer os sucessivos acréscimos de procura. Designam-se por custos incrementais e não por custos marginais, dado se tratar da relação entre dois acréscimos e não da derivada do custo total em relação à procura total satisfeita. (ERSEb, 2017).

4. Modelo do Estudo

O rendimento bruto da empresa (RB) pode ser explicado em duas parcelas, uma tarifa fixa (f) e uma parte variável, dada por um preço (p), que será função da quantidade total de gás consumida (Q). A regulação é eficiente quando o rendimento da empresa correspondente à parte fixa iguala os custos fixos da empresa, repartidos pelos consumidores, e a parte variável iguala o custo marginal multiplicado pela quantidade consumida. Se ao rendimento se subtrair o custo marginal (cm) multiplicado pela quantidade total de gás consumida, obter-se-á o rendimento líquido (RL) desse custo marginal. De igual modo no outro lado da equação ter-se-á de se subtrair $cm \times Q$, pelo que, se conclui que, se o preço por unidade adicional estiver ao nível do custo marginal o rendimento líquido não dependerá da quantidade produzida. Assim, o rendimento líquido apenas representará os custos fixos da empresa. Ao contrário, se o rendimento líquido for função da quantidade, significa que o preço não está ao nível do custo marginal.

As Equações 9, 10 e 11 sintetizam o raciocínio supramencionado.

$$RB = f + p \times Q \quad (9)$$

Subtraindo $cm \times Q$ nos dois lados da equação obtemos:

$$RB - cm \times Q = f + p \times Q - cm \times Q \quad (10)$$

Sendo $RL = RB - cm \times Q$, substituindo no primeiro termo da equação anterior, ficamos com:

$$RL = f + p \times Q - cm \times Q \quad (11)$$

Se o preço por unidade adicional estiver ao nível do custo marginal, ou seja, se $p = cm$, então teremos $RL = f$. Caso o preço seja superior ao custo marginal, o rendimento líquido (do custo marginal) será função da quantidade. Teremos então $RL > f$.

Davis e Muehlegger (2010) consideraram uma regressão com variável dependente o rendimento líquido (dos custos marginais) mensal por consumidor e a variável independente a quantidade de gás natural mensal consumida por consumidor, formulando a análise no período entre 1991-2007 para clientes domésticos e entre 2001 e 2007 para clientes industriais. Neves (2012) utilizou uma regressão tendo como variável dependente os proveitos permitidos líquidos anuais por cliente e como variáveis independentes a quantidade anual de gás natural consumida por cliente e o número anual de clientes, justificando a inclusão desta última variável por condicionar valor da parte fixa, ou seja, o valor médio pago em taxas fixas por cliente. O estudo da autora foi realizado para 4 anos de regulação (2008-2009 a 2011-2012).

Na análise realizada neste capítulo são considerados mais anos de regulação e variáveis independentes mais relevantes para o estudo, melhorando assim a qualidade estatística dos resultados. Deste modo tornou-se o estudo mais robusto, obtendo-se conclusões mais fidedignas. Para isso, realizou-se uma estimação de dados em painel para as 11 empresas distribuidoras (i) durante os dez anos de regulação (t), entre 2008-2009 a 2017-2018, obtendo-se uma regressão onde a variável dependente são os proveitos permitidos líquidos anuais (dos custos marginais) por cliente (PPL_{it}) e as variáveis independentes a quantidade anual de gás natural consumida por cliente (Q_{it}), o custo incremental de energia por cliente (CI_t) e o custo total de distribuição por cliente (CT_{it}).

$$PPL_{it} = \alpha_0 + \alpha_1 Q_{it} + \alpha_2 CI_t + \alpha_3 CT_{it} + \varepsilon_t \quad (12)$$

Os proveitos permitidos líquidos de cada empresa distribuidora de gás natural foram calculados através da seguinte expressão:

$$PPL_{it} = PP_{it} - CI_t \times Q_{it} \quad (13)$$

Na Equação 12, a interceção na origem α_0 é a média do valor pago em taxas fixas anuais, α_1 representa o valor médio por unidade acima do valor do custo marginal, α_2 representa a relação entre os proveitos e a capacidade do sector em fazer face à procura de mercado, ou, dito de outra forma, a relação entre proveito do sector e o seu potencial de crescimento. Por fim, α_3 representa o seu nível de eficiência operacional.

Com o objetivo anteriormente descrito de verificar se estes proveitos líquidos são ou não função do nível de consumo de gás natural, testa-se a hipótese nula de α_1 ser zero.

5. Apresentação e Discussão dos Resultados

As estatísticas descritivas e as correlações entre as variáveis foram obtidas através do software IBM SPSS. Para o tratamento dos dados em painel foi utilizado o software STATA 13.

5.1. Estatísticas Descritivas

Na Tabela 1 estão os valores estatísticos descritivos das variáveis relevantes relativamente à amostra definida (11 empresas distribuidoras para os anos gás 2008-2009 a 2017-2018) para o estudo. Todos os valores em euros foram atualizados, com base na taxa de inflação, de forma a refletir preços de 2008.

Tabela 1. Estatísticas descritivas das variáveis em estudo.

	Mínimo	Máximo	Média	DP (σ)	Obliquidade		Curtose	
					Valor	σ	Valor	σ
PP_{it} (€ de 2008 /cliente)	95,19	656,08	277,54	127,60	1,17	,23	,68	,46
PPL_{it} (€ de 2008 /cliente)	71,65	646,53	257,91	128,72	1,15	,23	,86	,46
Q_{it} (MWh /cliente)	2,83	54,13	17,044	13,47	1,19	,23	,23	,46
CI_t (€ de 2008 /MWh)	,74	2,87	1,20	,83	1,52	,23	,31	,46

CT_{it} (€ de 2008 /MWh)	207,00	4,37E04	8,91E03	1,06E04	1,83 ,23	2,59 ,46
-------------------------------	--------	---------	---------	---------	----------	----------

A Tabela 2 apresenta a matriz dos coeficientes das correlações de *Pearson* (relações entre variáveis contínuas) entre as variáveis.

Tabela 2. Matriz de correlações de *Pearson* entre variáveis consideradas no modelo em estudo.

		PP_{it}	PPL_{it}	Q_{it}	CI_t	CT_{it}
PP_{it}	Correlação	1				
	Sig. (2-tailed)					
PPL_{it}	Correlação	,987**	1			
	Sig. (2-tailed)	,000				
Q_{it}	Correlação	,301**	,195*	1		
	Sig. (2-tailed)	,001	,042			
CI_t	Correlação	-,243*	-,332**	-,077	1	
	Sig. (2-tailed)	,011	,000	,424		
CT_{it}	Correlação	,354**	,424**	-,603**	-,026	1
	Sig. (2-tailed)	,000	,000	,000	,789	

** Correlation is significant at the 0.01 level (2-tailed)

* Correlation is significant at the 0.05 level (2-tailed)

De notar que o valor da correlação entre proveitos totais e proveitos líquidos é elevado, uma vez que o custo marginal da atividade de distribuição é reduzido. No entanto, isto em nada condiciona a análise feita, pois as duas variáveis são tratadas em regressões distintas. Os proveitos totais serão apenas usados para uma análise preliminar no estudo, como forma de validar a equação base do estudo, que sustenta que os proveitos totais dependem da quantidade distribuída.

5.2. Validação do Estudo

Antes de se realizar a análise da fixação dos preços ao nível do custo marginal, estimou-se a mesma regressão, considerando a variável dependente os Proveitos

Permitidos anuais por cliente (PP_t) das empresas de distribuição, sendo as variáveis independentes as mesmas da regressão em estudo. Esta estimação inicial foi realizada para garantir que os proveitos (antes de lhes retirar o custo marginal) dependem das variáveis independentes consideradas, ou seja, estamos a validar estatisticamente a Equação 9 apresentada anteriormente, que é a equação que serviu de base ao estudo principal. Assim, teremos um bom ponto de partida para a análise principal, que será o teste dos proveitos ao nível do custo marginal.

Na Tabela 3 estão os resultados desta primeira estimação, em dados em painel, para o modelo dos efeitos fixos e aleatórios.

Tabela 3. Modelo dos efeitos fixos e aleatórios com variável dependente PP_{it}

		Coef.	Desvio Padrão	T Statistic	Valor_p	R ²	Valor_p modelo	Correl. intraclasse
Modelo dos Efeitos Aleatórios	Q_{it}	6.736	1.291	5.220	0.000*	0.560	0.000	0.600
	CI_t	-26.202	6.938	-3.780	0.000*			
	CT_{it}	10.458	1.787	5.850	0.000*			
	α_0	103.115	40.652	2.540	0.011**			
Modelo dos Efeitos Fixos	Q_{it}	6.814	1.748	3.90	0.000*	0.542	0.000	0.594
	CI_t	-26.363	7.117	-3.70	0.000*			
	CT_{it}	9.446	2.099	4.50	0.000*			
	α_0	110.793	40.949	2.71	0.008**			

*p Value < 0.01, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 1%

** p Value < 0.05, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 5%

Nota: N° de Períodos: 10; N° de grupos: 11; N° de Observações: 110.

Os resultados obtidos em ambos os modelos comprovam, para um nível de significância de 1%, que os proveitos totais permitidos às empresas distribuidoras dependem da quantidade consumida por cliente.

De seguida foi realizado o teste de *Hausman* para escolher qual dos modelos, efeitos aleatórios ou de efeitos fixos, é o mais adequado. Neste teste a hipótese nula sustenta a hipótese de que o modelo dos efeitos aleatórios é adequado e consistente para o estudo. A Tabela 4 mostra o resultado obtido.

Tabela 4. Teste de *Hausman* para a validação da regressão em estudo com variável dependente PP_{it} .

	Coeficiente		Diferença	Valor_p
	Modelo dos EF	Modelo dos EA		
Q_{it}	6.814	6.736	0.078	
CI_t	-26.363	-26.202	-0.161	0.833
CT_{it}	9.446	10.458	-1.012	

Uma vez que o valor_p não é significativo, mesmo para um nível de significância de 10%, não podemos rejeitar a hipótese nula. Conclui-se que o modelo de efeitos aleatórios é a melhor opção para o painel de dados obtido, sendo neste modelo que se apoia a conclusão de que os proveitos totais por cliente das empresas dependem da quantidade consumida por cliente, para um grau de significância de 1%.

Em seguida realizou-se o teste de *Pasaran CD* para verificar se existe dependência transversal (*cross-sectional*) ou também chamada correlação contemporânea entre variáveis e resíduos dos painéis de valores. Sendo a hipótese nula de ausência de dependência transversal obtiveram-se os seguintes resultados mostrados na Tabela 5.

Tabela 5. Teste de *Pasaran CD* para a validação da regressão em estudo com variável dependente PP_{it} .

	Efeitos Fixos	Efeitos Aleatórios
Valor Pr.	0,284	0,228

Com os resultados obtidos conclui-se que não existe evidência estatística que permita rejeitar a hipótese nula, pelo que, não se rejeita a hipótese da ausência de dependência transversal, ou seja, ausência de correlação contemporânea.

Uma vez que no teste de *Hausman* não se rejeitaram os efeitos aleatórios, para verificar a existência de heterocedasticidade utilizou-se o teste de *Breusch-Pagan /Cokk-Weisberg*. A hipótese nula sustenta que os resíduos são homocedásticos. Apresentam-se os resultados na Tabela 6.

Tabela 6. Teste de *Breusch-Pagan /Cokk-Weisberg* para a validação da regressão em estudo com variável dependente PP_{it} .

	Estatística Qui-quadrado	Prob > χ^2
Teste de <i>Breusch-Pagan /Cokk-Weisberg</i>	28.87	0,000

O resultado permite concluir que não existe evidência estatística para rejeitar a hipótese de os resíduos serem homocedásticos, pelo que concluímos a existência de heterocedasticidade. Assim sendo, procedeu-se à estimação dos modelos robustos que controlam a heterocedasticidade dos resíduos. A Tabela 7 mostra os resultados obtidos.

Tabela 7. Modelo dos efeitos aleatórios robustos com variável dependente PP_{it} .

		Coef.	Desvio Padrão	T Stat.	P Value	R ²	Valor_p modelo	Correl. intraclasse
Modelo	Q_{it}	6.736	2.668	2.52	0.012*			
dos	CI_t	-26.202	5.496	-4.77	0.000*	0.560	0.000	0.600
Efeitos	CT_{it}	10.458	1.557	6.72	0.000*			
Aleatórios	α_0	103.115	63.286	1.63	0.103**			

*p Value < 0.01, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 1%.

**p Value < 0.05, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 5%.

*** p Value > 0.10, pelo que a variável não é significativa para um grau de significância de 10%.

Nota: N° de Períodos: 10; N° de grupos: 11; N° de Observações: 110.

A análise robusta do modelo dos efeitos aleatórios permite-nos concluir, com um nível de significância de 5%, que os proveitos totais permitidos às empresas distribuidoras dependem da quantidade consumida por cliente. De notar que a dependência dos proveitos totais do custo incremental e do custo total operacional também foi verificada, com nível de significância de 1%. O valor de R^2 evidencia que o modelo explica mais de 50 % do valor da variável dependente.

5.3. Teste à Fixação de Proveitos ao Nível do Custo Marginal

Após confirmar que os proveitos permitidos dependem da quantidade distribuída procede-se à verificação se os proveitos líquidos das empresas distribuidoras estão ao nível do custo marginal. Se os proveitos líquidos (do custo marginal multiplicado pela quantidade) por cliente dependerem da quantidade consumida por cliente, então rejeita-se a hipótese de o preço estar ao nível do custo marginal. Apresentam-se na Tabela 8 esses resultados.

Tabela 8. Modelo dos efeitos fixos e aleatórios com variável dependente PPL_{it} .

		Coef.	Desvio Padrão	T Stat.	P Value	R^2	Valor_p modelo	Correl. intraclasse
Modelo dos Efeitos Aleatórios	Q_{it}	6.236	1.309	4.760	0.000*	0.552	0.000	0.587
	CI_t	-40.814	7.085	-5.760	0.000*			
	CT_{it}	10.662	1.818	5.860	0.000*			
	α_0	107.778	41.202	2.620	0.009*			
Modelo dos Efeitos Fixos	Q_{it}	6.887	1.783	3.860	0.000*	0.502	0.000	0.612
	CI_t	-40.316	7.258	-5.560	0.000*			
	CT_{it}	9.439	2.149	4.410	0.000*			
	α_0	106.752	41.756	2.560	0.012**			

*p Value < 0.01, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 1%.

** p Value < 0.05, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 5%.

Nota: N° de Períodos: 10; N° de grupos: 11; N° de Observações: 110.

Os resultados obtidos em ambos os modelos comprovam, considerando um nível de significância de 1%, que os proveitos por cliente dependem da quantidade consumida por cliente. Deste modo, nesta primeira análise, rejeita-se a hipótese de o preço estar ao nível do custo marginal.

Para escolher entre o uso de efeitos aleatórios ou de efeitos fixos realizou-se novamente o teste de *Hausman*. A hipótese nula sustenta a hipótese de que o modelo dos efeitos aleatórios é adequado e consistente para o estudo.

Tabela 9. Teste de *Hausman* com variável dependente PPL_{it} .

	Coeficiente		Diferença	Valor_p
	Modelo dos EF	Modelo dos EA		
Q_{ti}	6.887	6.237	0.650	
CI_{it}	-40.316	-40.814	0.498	0.738
CT_{it}	9.439	10.662	-1.223	

Não sendo o valor_p significativo, não podemos rejeitar H_0 , o que significa que não se rejeita o modelo dos efeitos aleatórios na análise efetuada, sendo este o modelo que melhor suporta as conclusões obtidas.

Recorreu-se de igual forma ao teste de *Pesaran CD* para avaliar a dependência transversal ou também chamada correlação contemporânea entre variáveis e resíduos dos painéis de valores. A hipótese nula suporta a ausência de dependência transversal

Tabela 10. Teste de *Pesaran CD* com variável dependente PPL_{it} .

	Efeitos Fixos	Efeitos Aleatórios
Valor Pr.	0.397	0.394

Novamente conclui-se que não existe evidência estatística para rejeitar a hipótese nula, ou seja, não se rejeita a hipótese da ausência de dependência transversal ou correlação contemporânea.

Sendo o modelo dos efeitos aleatórios o que melhor suporta a análise aqui realizada, a existência de heterocedasticidade foi novamente verificada com recurso ao teste de *Breusch-Pagan /Cokk-Weisberg*, apresentam-se os respetivos resultados na Tabela 11. A hipótese nula sustenta que os resíduos são homocedásticos.

Tabela 11. Teste de *Breusch-Pagan /Cokk-Weisberg* com variável dependente PL_{it} .

	Estatística Qui-quadrado	Prob > χ^2
Teste de <i>Breusch-Pagan /Cokk-Weisberg</i>	29.53	0,000

Dado o valor_p encontrado, concluímos novamente que existe heterocedasticidade entre os resíduos. Assim sendo, procedeu-se à estimação dos modelos robustos, cujos resultados constam na Tabela 12. A utilização de modelos robustos controla este problema e permite encontrar resultados mais fidedignos.

Tabela 12. Modelo dos efeitos aleatórios robustos com variável dependente PPL_{it} .

		Coef.	Desvio Padrão	T <i>Statistic</i>	Valor_p	R^2	Valor_p modelo	Correl. intraclasse
Modelo dos Efeitos Aleatórios Robustos	Q_{it}	6.237	2.697	2.310	0.021**	0.552	0.000	0.587
	CI_t	-40.814	7.969	-5.120	0.000*			
	CT_{it}	10.662	1.526	6.980	0.000*			
	α_0	107.778	63.151	1.710	0.088**			

*p Value < 0.01, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 1%.

**p Value < 0.05, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 5%.

Nota: N° de Períodos: 10; N° de grupos: 11; N° de Observações: 110.

A análise robusta do modelo dos efeitos aleatórios permite-nos concluir, com um nível de significância de 5%, que os proveitos líquidos (do custo marginal multiplicado pela quantidade) por cliente dependem da quantidade consumida por cliente, rejeitando-se assim a hipótese de o preço da atividade de distribuição de gás natural estar ao nível

do custo marginal. De referir que o coeficiente é consistente em termos lógicos, pois indica que os proveitos aumentam com o aumento do consumo por cliente. O valor de R^2 evidencia que o modelo explica mais de 50 % do valor da variável dependente.

De notar que a dependência dos proveitos totais do custo incremental e dos custos totais também foi verificada, com nível de significância de 1%. Os coeficientes indicam que os proveitos diminuem de forma considerável com o aumento do custo incremental de energia, ou seja, quanto maior a dificuldade do sector (em termo de custos) em fazer face à procura de mercado, menores são os proveitos. Isto demonstra que a baixa capacidade de adaptação das empresas à sua procura de mercado tem consequências financeiras consideráveis. Avaliando também o coeficiente positivo da variável independente dos custos totais das empresas distribuidoras, concluímos que quanto mais eficientes forem as empresas (em termos operacionais) maiores serão os seus proveitos. Podemos assim concluir que o modelo de fixação de preços em vigor favorece e incentiva as empresas mais eficientes.

Em suma, para o nível de significância de 5%, os proveitos permitidos continuam a depender da quantidade quando lhes é retirado o montante relativo ao custo marginal, ou seja, além de suportarem os custos fixos das empresas, ainda proporcionam uma receita que é função da quantidade de gás natural consumida pelos clientes. Assim, admite-se a existência de uma perda de bem-estar social, uma vez que o preço resultante da atividade não está fixado no nível ótimo.

CAPÍTULO V - ANÁLISE DA PERDA DE BEM-ESTAR SOCIAL

O cálculo da perda de bem-estar social (DWL - *Deadweight Loss*) permite medir a perda monetária para uma determinada sociedade devido ao exercício do poder de mercado de uma empresa ou de uma indústria, representando a diferença entre a redução no excedente do consumidor e o aumento no excedente do produtor, perante a diferença entre dois níveis de preços.

No Subcapítulo 1 estima-se a possível perda de bem-estar social resultante do facto dos proveitos permitidos às empresas distribuidoras não estarem ao nível do custo marginal (como se concluiu no capítulo anterior) considerando que as empresas atuam em regime de monopólio. No Subcapítulo 2 é feita uma comparação com resultados obtidos para a atividade de transporte de gás natural e com o setor de distribuição de energia elétrica. Assim é possível comparar perdas de bem-estar entre atividades distintas do mesmo setor e entre atividades semelhantes de setores diferentes. No Subcapítulo 3 é estimada a perda de bem-estar considerando que as empresas de distribuição de gás natural atuam em regime de oligopólio, de modo a conjecturar possíveis benefícios de uma interação entre as empresas. No Subcapítulo 4 procurar-se-á estimar os efeitos que as variações de duas propriedades físicas do gás natural (temperatura e pressão) provocam na perda de bem-estar calculada. Desta forma será possível averiguar e medir as consequências da consideração inadequada e da ausência de controlo destas duas propriedades na regulação da indústria. Finalmente, no Subcapítulo 5 faz-se uma breve análise ao contexto da União Europeia, com o objetivo de posicionar Portugal na zona Euro no que diz respeito ao preço do gás natural.

1. Caso de Monopólio

Uma vez que as empresas da distribuição de gás natural estão sujeitas à sua respetiva área de concessão, é razoável considerar que não existe interação e concorrência entre as mesmas, constituindo, por isso, monopólios regionais.

Neste caso, a perda de bem-estar é obtida através da variação da quantidade de gás natural distribuída, que resulta da diferença entre o preço médio por unidade adicional e o custo marginal. Desta forma, torna-se necessário estimar o valor da elasticidade procura-preço relativa à atividade de distribuição.

Para o cálculo da elasticidade fez-se uma regressão de dados em painel, onde a variável dependente é o logaritmo da quantidade anual de gás natural consumida por cada empresa i em cada ano t e a independente o logaritmo dos preços de cada empresa i em cada ano, calculados através da divisão dos proveitos permitidos a cada empresa pela quantidade de gás natural distribuída.

$$\text{Log}(Q_{it}) = \alpha_0 + \alpha_1 \times \log(P_{it}) + \varepsilon \quad (14)$$

Com esta função do tipo *log-log* o coeficiente dos preços é interpretado como sendo a elasticidade. A Tabela 13 apresenta o valor estimado da elasticidade.

Tabela 13. Determinação da elasticidade Procura-Preço da distribuição de gás natural.

	Efeitos Fixos	Efeitos Aleatórios	Teste de <i>Hausman</i> H ₀ : Utilizar modelo dos efeitos aleatórios
Coeficiente	- 0.161	- 0.226	
Valor_p	0.016	0.003	0.000
R ²	0.755	0.755	

Optou-se pelo resultado com o modelo dos efeitos fixos devido ao resultado do teste de *Hausman*. O sinal negativo da elasticidade diz-nos que maiores preços conduzem a

menores consumos, como seria de esperar. O valor encontrado é estatisticamente significativo, para um nível de significância de 5%.

Através do valor da elasticidade procura-preço e da sua definição matemática é possível determinar a quantidade de gás distribuída Q_{it}^2 , caso o preço estivesse ao nível do custo marginal. A expressão para o seu cálculo é determinada da seguinte forma:

$$\varepsilon = \frac{\frac{\Delta Q_{it}}{Q_{it}^1}}{\frac{\Delta P_{it}}{P_{it}^1}} \Leftrightarrow \varepsilon = \frac{Q_{it}^2 - Q_{it}^1}{Q_{it}^1} \times \frac{P_{it}^1}{P_t^2 - P_{it}^1} \quad (15)$$

$$\Leftrightarrow Q_{it}^2 = Q_{it}^1 \times \left(\varepsilon \times \frac{P_t^2 - P_{it}^1}{P_{it}^1} + 1 \right) \quad (16)$$

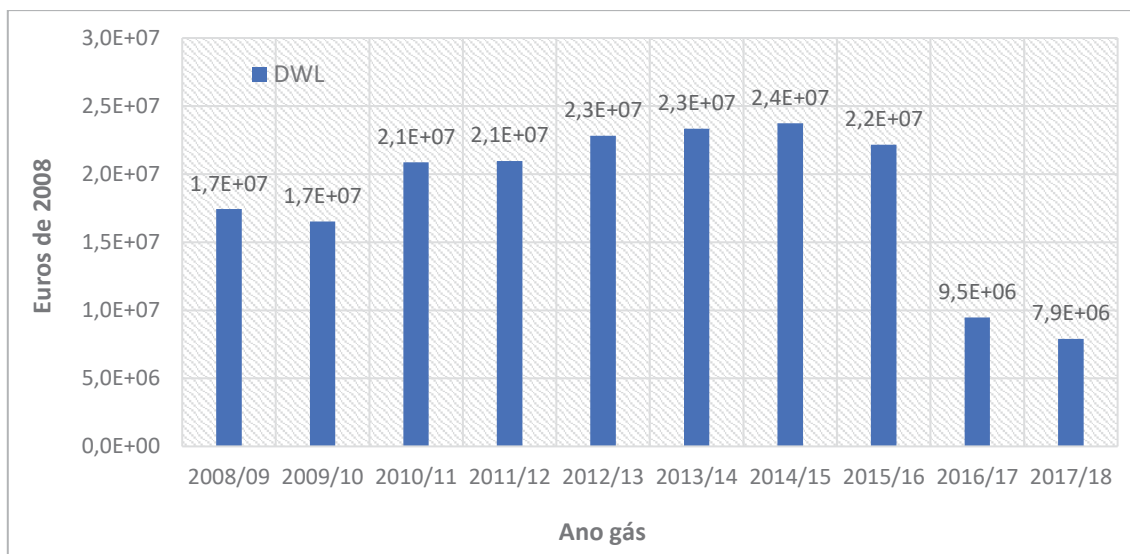
Sendo Q_{it}^1 é a quantidade de gás distribuída, Q_{it}^2 é a quantidade de gás distribuída com o preço ao nível do custo marginal e P_{it}^1 é o preço da distribuição. P_t^2 é o custo marginal em cada ano t .

Considerando a procura de gás natural linear face ao preço e considerando o custo marginal constante a longo prazo, o cálculo da perda de bem-estar expressa-se através da Equação 17 (Daskin, 1991).

$$DWL_{it} = \frac{(\Delta P_{it} \times \Delta Q_{it})}{2} \quad (17)$$

A Figura 5 ilustra os valores da perda de bem-estar ao longo da última década, obtidos somando os valores de DWL_{it} de todas as empresas i , em cada ano t .

Figura 5. Evolução da perda de bem-estar social do mercado de distribuição entre para os anos gás entre 2008/2009 e 2017/2018.

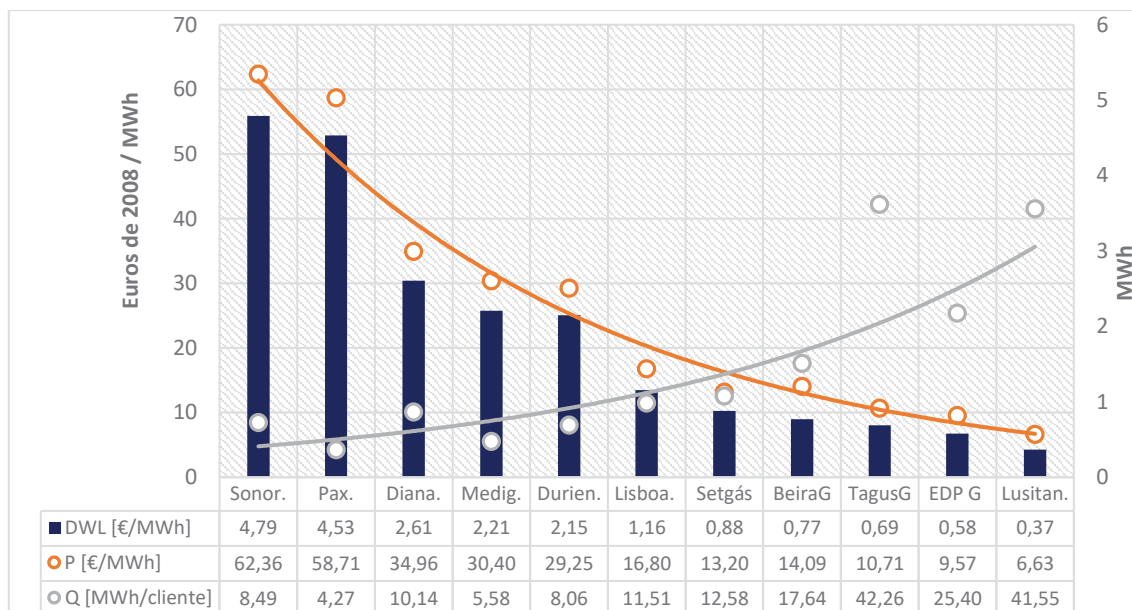


Fonte: Elaboração própria.

Note-se que a perda de bem-estar apresentou uma tendência crescente entre os anos gás 2008/2009 e 2014/2015, tendo tido, a partir desse ano, uma tendência decrescente, que se acentuou nos últimos dois anos gás. Esta diminuição deve-se principalmente aos valores de custo incremental destes dois últimos anos serem consideravelmente superiores aos demais anos estudados. Desta forma, é provável que os acréscimos de investimento (CAPEX), incluindo os respetivos custos de operação e manutenção (OPEX), tenham tido um aumento bastante considerável face ao valor atualizado dos acréscimos de procura.

A Figura 6 mostra a perda de bem-estar por MWh consumido no período em análise, por empresa distribuidora. É também representado o preço médio anual da última década por empresa, em euros de 2008 por MWh de gás natural, assim como a quantidade média anual consumida por cliente e por empresa distribuidora na última década. Recorde-se que o preço foi calculado com base nos proveitos permitidos e na quantidade consumida.

Figura 6 . Perda de bem-estar por empresa (DWL) / Preço do gás natural (P) / Quantidade consumida por cliente (Q) para os anos gás entre 2008/2009 e 2017/2018.



Fonte: Elaboração própria.

Note-se que a perda de bem-estar varia entre empresas distribuidoras. Além disso, é maior nas empresas com o preço mais elevado. Deste modo concluímos que a perda de bem-estar por MWh consumido é proporcional aos proveitos permitidos pela entidade reguladora, ou seja, depende do preço regulado, significando que é fruto de uma regulação não eficaz. É também interessante observar que as empresas que provocam maiores perdas de bem-estar social são as empresas com valor médio de consumo por cliente mais baixo, e vice-versa. Desta análise podemos concluir que a regulação é mais eficaz nas empresas com maiores consumos por cliente, ou seja, com uma estrutura de custos mais baixa.

Numa análise global constata-se que a perda de bem-estar média anual do sector na última década foi de 18,5 Milhões de Euros (6,47% dos proveitos totais), o que corresponde a uma perda de bem-estar média anual de 14,49 euros/consumidor ou 0,73 euros/MWh consumido.

2. Comparação entre Mercados

Neste Subcapítulo é feita uma comparação da perda de bem-estar calculada no Subcapítulo 1, com a perda de bem-estar das atividades de transporte de gás natural e de distribuição de energia elétrica.

A atividade de transporte de gás natural é exercida em regime de concessão de serviço público, atribuída à REN – Gasodutos, S.A, sendo o transporte feito através da exploração da rede nacional de transporte de gás natural (RNDGN). O operador da rede de transporte é também responsável pela gestão técnica global do sistema nacional de gás natural, garantindo a sua gestão eficiente, a coordenação do funcionamento das infraestruturas do sistema e a cooperação com o operador da rede de transporte interligada (ERSE, 2018). A regulação económica desta atividade baseia-se na regulação por incentivos do tipo *price-cap* no que aos custos de exploração diz respeito, para que as empresas tenham incentivos à eficiência. Em relação aos custos de investimento é aplicada a *rate-of-return* à taxa de remuneração do valor líquido dos ativos (ERSE, 2018).

A rede nacional de distribuição de energia elétrica é constituída pelas redes de distribuição de alta tensão, média tensão e baixa tensão. É operada através de uma concessão exclusiva atribuída pelo Estado Português a uma subsidiária do grupo EDP, a EDP Distribuição. Embora a EDP Distribuição tenha o maior número de concessões, existem dez outros operadores de rede de distribuição em baixa tensão (BT) com concessões de âmbito inframunicipal, que se desprezam neste estudo por representarem apenas 0,5% dos consumidores. Esta atividade é regulada por *price-cap* com uma evolução indexada à taxa de inflação, adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação (ERSEc, 2011). Este facto já indicia que a atividade de distribuição de gás natural tem um risco regulatório inferior ao da sua congénere do sector elétrico, por não se lhe aplicar uma metodologia do tipo *price-cap* no CAPEX. Porém, é

importante não esquecer que muitas empresas que exercem a atividade de distribuição de gás natural encontram-se ainda em fase de desenvolvimento da atividade.

Os dados necessários para esta análise foram obtidos na mesma fonte que os dados mencionados no Subcapítulo 3 do Capítulo V. Para o transporte de gás natural os dados foram retirados dos mesmos documentos da ERSE utilizados para a atividade de distribuição (anexo 8). Para a distribuição de eletricidade recorreram-se aos documentos homólogos aos utilizados para o gás natural, também obtidos no site da ERSE, para a setor elétrico em Portugal (anexo 9).

Uma vez que tanto no transporte de gás natural como na distribuição de energia elétrica apenas opera uma empresa, podemos tratar os dados destes setores através de uma regressão linear simples. A regressão foi a mesma considerada anteriormente na Equação 14 (desconsiderando o índice i por operar apenas uma empresa) e os resultados obtidos constam da Tabela 14. Note-se que quanto mais elástica for a procura, menor o poder de mercado das empresas. Ao contrário, quanto menos elástica for a procura, menor é o impacto para as empresas de alterações nos preços.

Tabela 14. Valores da elasticidade procura-preço para a distribuição de gás natural, transporte de gás natural e distribuição de energia elétrica em Portugal.

	Distribuição de GN (Efeitos Fixos)	Transporte de GN	Distribuição de Energia Elétrica
Coefficiente	- 0.161	-0.152	-0,370
Valor_p	0.016	0.095	0,068
R ²	0.755	0,310	0,400

Os valores obtidos para a elasticidade procura-preço são concordantes com o que seria de esperar. O transporte de gás natural, sendo uma atividade exercida em regime de monopólio isolado e sendo uma atividade mais “distante” do consumidor final, apresenta uma elasticidade 5,6% inferior à da distribuição de gás natural. No entanto a diferença

não é significativa, o que faz sentido, uma vez que ambas fornecem o mesmo produto, sendo até razoável considerarmos a mesma elasticidade. Relativamente à distribuição de energia elétrica o valor da elasticidade procura-preço (-0,370) é substancialmente superior ao obtido na distribuição de gás natural (- 0.161). Seria de facto de esperar um valor superior, uma vez que se trata de uma atividade com preço/kWh superior e com maior consumo por cliente, tendo por isso um maior peso nos orçamentos de famílias e empresas. É também mais fácil para o consumidor procurar equipamentos alternativos mais eficientes, procurar soluções tarifárias mais económicas, através das tarifas bi-horária e tri-horária, ou até mesmo alterar os seus hábitos de consumo de modo a baixar a sua fatura.

De qualquer forma, é importante referir que os valores de R^2 obtidos para as atividades de transporte de gás natural e distribuição de eletricidade são substancialmente inferiores, o que indica que o facto de termos apenas uma empresa operadora e consequentemente uma série de dados manifestamente reduzida faz com que a regressão linear utilizada não tenha a mesma percentagem explicativa da interação entre as variáveis. O mesmo se reflete no valor_p obtido para estas atividades, que é superior, embora os resultados permaneçam significativos para um nível de significância de 10%, tendo-se, por isso, dado seguimento à análise.

Obtidos os valores das elasticidades procura-preço, estimaram-se os valores para a perda de bem-estar nos sectores do transporte de gás natural e distribuição de energia elétrica recorrendo novamente às expressões 16 e 17. Os resultados estão indicados na Tabela 15.

Tabela 15. Valores da perda de bem-estar social (DWL) para a distribuição de gás natural, transporte de gás natural e distribuição de energia elétrica em Portugal.

Distribuição de Gás Natural	Transporte de Gás Natural	Distribuição de Energia Elétrica
-----------------------------	---------------------------	----------------------------------

DWL	1,85E+07	7,47E+06	8,16E+07
Tabela 15 (continuação)			
% Proveitos Totais	6,47 %	0,58 %	0,82 %
DWL/cliente	14,28	5,64	13,27
DWL/kWh	0,72	0,30	1,76

Analisando os resultados obtidos, verificamos que a perda de bem-estar social para a atividade de transporte de gás natural é consideravelmente inferior à encontrada para a atividade de distribuição. Uma das possíveis razões pode ser o facto de a rede de transporte ser mais estática que a rede de distribuição, pois não tem de se expandir e se adaptar constantemente à entrada e saída de consumidores. Desta forma, a atividade de transporte de gás natural tem uma variabilidade de custos muito menor, ou seja, os seus custos fixos sofrem menos variações ao longo dos anos e, sendo a regulação baseada nos custos, acaba por ter um nível de eficácia consideravelmente superior. Também o facto de existir apenas uma operadora beneficia o regulador, que pode mais facilmente controlar e verificar os dados que lhe são fornecidos. Por último, estando as empresas distribuidoras diretamente ligadas à entrega de gás ao consumidor final, ganha força a hipótese que possam existir propriedades do gás natural (como a pressão e temperatura) que não são controladas na contagem do consumo do consumidor final, o que poderá estar a prejudicar o bem-estar social.

Dada a dimensão do mercado elétrico e atendendo às suas características muito díspares relativamente ao mercado do gás natural, a comparação direta do valor de perda de bem-estar por kWh não faz sentido. Assim, optou-se por comparar os valores de perda de bem-estar por cliente. Note-se que o valor de perda de bem-estar social por cliente (13,27 euros/cliente) é 7,1% inferior ao valor obtido para a distribuição de gás natural. Também através da percentagem da perda de bem-estar (0,82%) é possível, em função dos proveitos da atividade, afirmar que a perda de bem-estar é muito menos significativa.

Este resultado é consistente com o facto de o mercado elétrico ser mais “maduro” e também com o facto das empresas que exercem a atividade de distribuição de gás natural se encontrarem ainda em fase de desenvolvimento da atividade, o que torna a sua regulamentação e, conseqüentemente, a sua regulação, mais difíceis. O resultado é também consistente com o facto de o valor da elasticidade procura-preço da distribuição de energia ser superior ao obtido para o gás natural, pois quanto mais elástica for a procura, menor o poder de mercado das empresas. Concluimos assim que a elasticidade é benéfica ao bem-estar social, ou seja, seria importante o regulador proporcionar mais flexibilidade ao consumidor, como por exemplo possibilitar a aplicação de tarifas bi etri-horárias para que o consumidor tivesse a possibilidade de mudar os seus hábitos de consumo em função das suas necessidades.

Analisando as metodologias de regulação utilizadas, podemos sugerir que a metodologia do tipo *price-cap* aplicada aos custos de capital no sector elétrico produz um resultado mais eficaz que a metodologia do *rate-of-return* aplicada aos custos de investimento das empresas que operam na distribuição de gás natural.

Por fim, convém ainda acrescentar que, ao longo da última década, tanto o sector elétrico como o sector de gás natural sofreram alterações profundas, sendo que a liberalização de vários setores é ainda relativamente recente, tanto em termos de modo operacional (muito em função das alterações constantes da legislação aplicada), como em termos da sua regulação.

3. Caso de Oligopólio

No Subcapítulo anterior estimou-se a perda de bem-estar social admitindo que as empresas distribuidoras de gás natural atuam segundo monopólios regionais, não havendo qualquer interação entre as mesmas. Neste Subcapítulo, pretende-se refazer esse cálculo assumindo um oligopólio e compará-lo com o resultado obtido anteriormente. Para o

cálculo, usar-se-ão os mesmos valores de preço médio verificado, custo marginal médio e elasticidade, já apresentados no cálculo anterior.

O cálculo da perda de bem-estar baseia-se em Daskin (1991). Abordagens mais recentes de outros autores foram tidas em conta, no entanto, com os dados disponíveis, a abordagem de Daskin (1991) foi a que mais se adequou.

Assumindo a procura com elasticidade constante (isoelástica) e sendo ε o valor absoluto da elasticidade procura-preço (já calculada), a quota de mercado de cada empresa i (num total de N empresas) em cada ano t é dada por $s_{it} = x_{it} / X_{it}$, onde x_{it} são os proveitos permitidos de cada empresa i em cada ano t e X_{it} são os proveitos permitidos do mercado em cada ano t . O poder de mercado de cada empresa é dado por $s_{it}/|\varepsilon|$. Seguidamente procedeu-se ao cálculo da margem preço-custo (m_{it}) para cada empresa em cada ano, dada por $m_{it} = (p_{it} - c_{it}) / p_{it}$, onde p_{it} são proveitos de cada empresa i em cada ano t e c_{it} são os custos anuais de cada empresa i em cada ano t (custos com capital afetos à atividade e custos de exploração).

Na Tabela 16 apresenta-se a média dos 10 anos gás analisados de quota e poder de mercado e da margem preço-custo de cada empresa distribuidora de gás natural, dos.

Tabela 16. Média dos valores anuais de quota de mercado, poder de mercado e margem preço-custo de cada empresa distribuidora de gás natural.

	Quota de Mercado (s_i)*	Poder de Mercado ($s_i/ \varepsilon $)*	Margem Preço-Custo m_i *
Beiragás	0,040	0,252	0,574
Dianagás	0,009	0,057	0,405
Duriensegás	0,022	0,134	0,511
Lisboagás GDL	0,337	2,094	0,601
Lusitaniagás	0,192	1,196	0,750
Medigás	0,011	0,067	0,509
Paxgás	0,003	0,021	0,448
EDP Gás Distribuição	0,221	1,373	0,706

Tabela 16 (continuação)

Setgás	0,089	0,555	0,659
Sonorgás	0,026	0,161	0,446
Tagusgás	0,049	0,307	0,663

*Valores médios dos 10 anos gás analisados.

Note-se que, na média dos dez anos analisados, o poder de mercado entre as empresas é bastante diferente. A Lisboa gás apresenta um poder de mercado muito superior às demais empresas, seguida da EDP gás e da Lusitaniagás, que também apresentam um poder de mercado bastante elevado. É igualmente relevante salientar que é assumido que todas as empresas sofrem as mesmas alterações conjeturais provocadas pela indústria.

A definição de perda de bem-estar consiste na redução do bem-estar provocada pela distorção da quantidade fornecida em oligopólio, relativamente ao equilíbrio do mercado em concorrência perfeita. Analiticamente, expressa-se da seguinte forma,

$$DWL = \int_{P_{cp}}^{P_o} [Q(P) - Cmg(P)]dP \quad (18)$$

sendo P_{cp} o preço de gás em concorrência perfeita e P_o o preço de gás em oligopólio. A primeira parte do integral refere-se ao excedente do consumidor (EC), enquanto a segunda parte se refere ao excedente do produtor (EP). Assumindo, tal como já mencionado, que a procura é isoelástica, EC e EP são obtidos através das seguintes expressões,

$$EP_{it} = R(Q_o) \times \sum_{i=1}^N m_{it} \times s_{it} \quad (19)$$

$$EC_t = \frac{R(Q_o)}{(1 - \varepsilon)} [1 - (1 - m_t^*)^{(1-\varepsilon)}] \quad (20)$$

onde $R(Q_o)$ é a receita total assumindo oligopólio que, no caso, corresponde aos proveitos totais permitidos e m_t^* é a margem preço-custo da empresa com menor custo marginal

em cada ano (t). Com a variação do excedente total obtém-se o excedente de bem-estar para cada empresa i em cada ano t , ou seja, $DWL_{it} = EC_t - EP_{it}$.

Somando as perdas de bem-estar de todas as empresas em cada ano, foi obtida uma perda de bem-estar média anual, para os 10 anos gás analisados, de 16,2 milhões de euros (5,65% dos proveitos totais), cerca de 12,6% inferior à obtida no caso de monopólio. Este decréscimo na perda de bem-estar social permite-nos concluir que, se a entidade reguladora conseguisse introduzir alguma interação ou concorrência entre as empresas distribuidoras, mesmo que fosse apenas nas empresas cujas áreas de concessão fazem fronteira, a perda de bem-estar social diminuiria, o que beneficiaria o consumidor. Importa referir que, se em caso de existência de alguma concorrência, o preço baixasse, o decréscimo da perda de bem-estar seria ainda mais significativo.

4. Efeito da Pressão e Temperatura do Gás Natural

Neste Subcapítulo pretende-se estimar a influência na perda de bem-estar social que advém do facto de não haver a correção do volume de gás medido, em função da pressão e temperatura, para todos os consumidores.

Na entrega de gás natural a clientes finais, este é contabilizado através de um contador. Para o uso doméstico e mesmo para grande parte dos clientes industriais, os contadores utilizados são de membrana ou digitais, sendo que estes últimos dispensam leitura física. Ambos os tipos de contadores contabilizam o gás em m^3 e não fazem qualquer tipo de medição de pressão e temperatura. Apenas quando se tratam de clientes com consumos iguais ou superiores a 100.000 m^3 /ano, a ERSE obriga a que sejam instalados contadores com sondas de pressão e temperatura e um sistema PTZ que é um equipamento que permite a correção de volume de acordo com a pressão e temperatura medidas (ERSEd, 2008). No ano gás 2017-2018, os clientes com consumos iguais ou

superiores a 100.000 m³/ano representaram apenas 4% do consumo global de gás natural a nível nacional.

De modo a dar cumprimento às diretrizes europeias, os consumos de Gás Natural passaram a ser faturados em unidade de energia - quilowatt-hora (kWh), em vez de unidade de volume - metro cúbico (m³) - que é medido pelos contadores.

Na obtenção do consumo faturado em kWh a partir de m³ aplica-se um fator de conversão (*FC*) que é calculado a partir da seguinte fórmula,

$$FC = PCS \times FCT \times FCP \quad (21)$$

onde *PCS* é o poder calorífico superior do gás natural (expresso em kcal.m⁻³) que, por definição, é a quantidade total de calor libertado na combustão completa de 1 kg de combustível quando o vapor de água originado na combustão está condensado e se contabiliza o calor desprendido na mudança de fase. O seu valor é obtido através da média aritmética dos valores de *PCS* mensal, relativos a todos os meses já concluídos e englobados no período de faturação que, por sua vez, são obtidos pela média aritmética dos valores de *PCS* diários correspondentes disponibilizados pelo operador de rede de transporte, REN. O *FCT* é o fator de correção por temperatura calculado pela fórmula $273,15 / (273,15 + T_{gás})$, em que *T_{gás}* corresponde à temperatura média, em °C e *FCP* é o fator de correção por pressão, calculado pela fórmula $(Pr + 1013,25) / 1013,25$, em que *Pr* é a pressão relativa de fornecimento em mbar.

A ERSE define qual a temperatura *T_{gás}* a considerar para cada empresa distribuidora, a ser utilizada no cálculo do *FCT*. Para determinar com mais precisão qual a temperatura de cada região a que está concessionada a cada empresa, foram obtidas as temperaturas médias anuais de cada região nos últimos 10 anos através da plataforma online PORTADA (Base de Dados Portugal Contemporâneo). Com base na diferença

entre a temperatura média encontrada e a temperatura definida pela ERSE, foi calculada a diferença no *FCT*, usando a respetiva fórmula. Os resultados estão na Tabela 17.

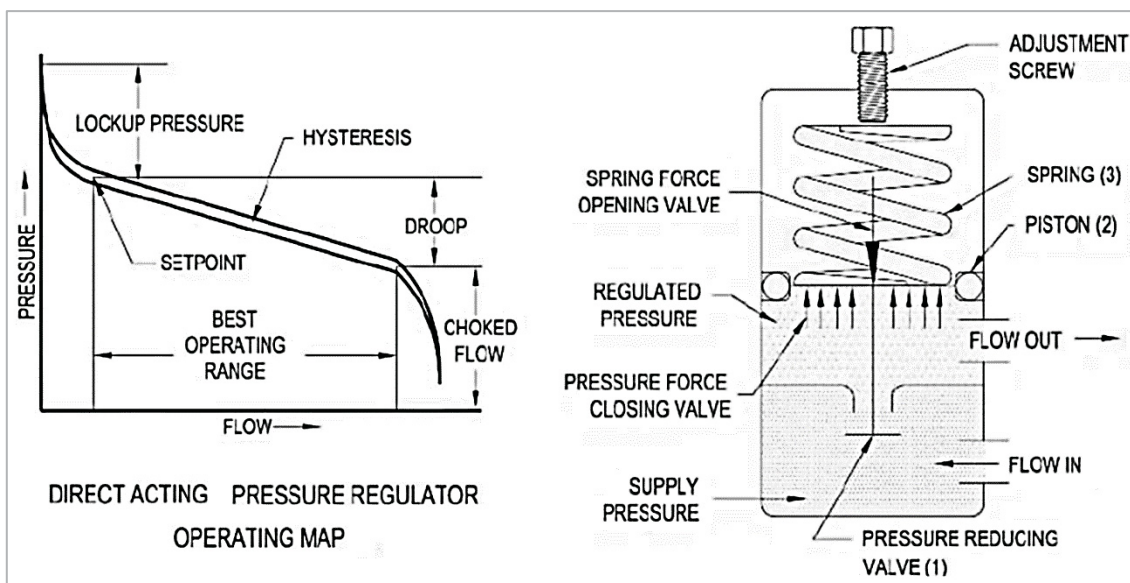
Tabela 17. Variação do *FCT* dos valores considerados pela ERSE face aos valores médios anuais de temperatura da base de dados PORTADA.

	Temperatura (ERSE,2018)	Temperatura média da última década (Portdata,2018)	Variação <i>FCT</i> (%)	Qte gás distribuída (MWh)
Lisboagás	15°	17,82	-0,97	5,85E+06
Setgás	15°	17,82	-0,97	1,94E+06
Lusitaniagás	15°	16,68	-0,58	8,32E+06
Medigás	15°	18,54	-1,21	9,88E+04
Paxgás	15°	17,37	-0,82	1,66E+04
Dianagás	15°	17,60	-0,89	7,38E+04
Tagusgás	15°	17,82	-0,97	1,32E+06
EDP Gás	11°	15,54	-1,57	6,80E+06
Duriensegás	11°	13,09	-0,73	2,12E+05
Dourogás	11°	14,735	-1,30	1,19E+05
Beiragás	11°	16,38	-1,86	8,40E+05
		Média Ponderada=	-1,03%	

Atendendo à média anual da quantidade de gás distribuída na última década, fez-se uma média ponderada da variação do *FCT*, obtendo-se o valor de -1,03%.

Relativamente à pressão, no consumo doméstico, o gás natural é abastecido a 20 mbar. O equipamento responsável por reduzir a pressão é o redutor e fica instalado a montante do contador. Os redutores cumprem uma certa gama de pressão, que é recomendada. No entanto, à medida que a velocidade do gás aumenta, em função da potência que os equipamentos requerem, a pressão à saída do redutor baixa, devido à reação da mola à energia cinética gerada pelo movimento do gás. A pressão de saída é a pressão medida no contador. A Figura 7 ilustra a curva típica de um redutor, assim como o esquema do seu funcionamento.

Figura 7 . Curva típica de um redutor de gás natural (esquerda) e o esquema do seu funcionamento (à direita).



Fonte: Beswick, 2018.

Para determinar qual a redução optou-se por fazer um ensaio prático numa instalação típica doméstica. Foi instalado um termómetro (que apenas serviu para confirmar que a diferença entre a temperatura ambiente e a temperatura do gás era praticamente nula) e um manómetro de pressão, com classe de precisão 1.6 e incerteza de $\pm 0,5$ mbar.

Figura 8. Instalação do termómetro e manómetro à saída de uma instalação de gás.



Fonte: Fotografia tirada pelo autor.

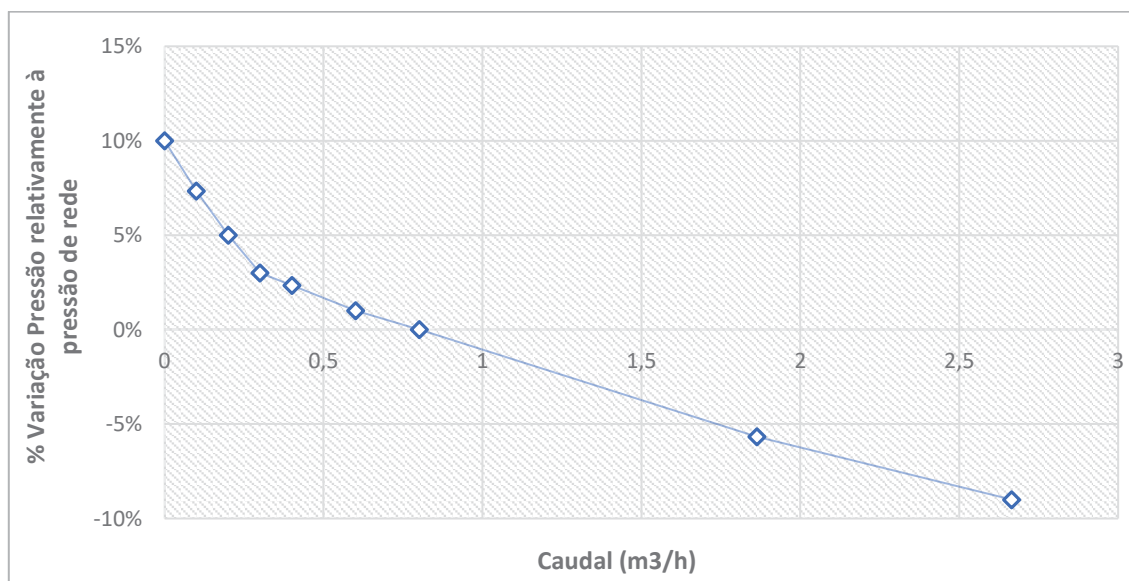
De seguida, com recurso a uma placa com 4 queimadores e a um esquentador a gás, fez-se variar a potência nominal dos equipamentos, ao mesmo tempo que se registava a pressão no mostrador do manómetro. Através da potência nominal de cada aparelho (kW) é possível calcular o caudal (Q) debitado de gás, através da Equação 22,

$$Q = \frac{P_{\text{aparelho}}}{PCI} \times 862 \times 1.055 \quad [m^3/h^{-1}] \quad (22)$$

Sendo PCI o poder calorífico inferior (expresso em kcal.m-3), que corresponde ao PCS subtraído do calor latente de vaporização da quantidade de água presente no combustível. Por convenção, foi adotado o valor 9054 kcal.m-3, valor recomendado para uso em projetos de redes de ramais de gás natural.

Desta forma, foi possível obter uma curva da percentagem da variação da pressão relativamente a 20 mbar de pressão de abastecimento (pressão convencional e considerada pelas distribuidoras), em função do caudal de gás em circulação. Na Figura 9 estão representados os resultados obtidos do ensaio prático realizado.

Figura 9. Variação percentual da pressão em função do caudal de gás.



Fonte: Elaboração própria.

Considerando uma potência média de uso de 18,6 kW, correspondente a 1,86 m³/h, obtemos uma variação na pressão estática de -5,67%, o que corresponde a uma variação no FCP de -0,163%.

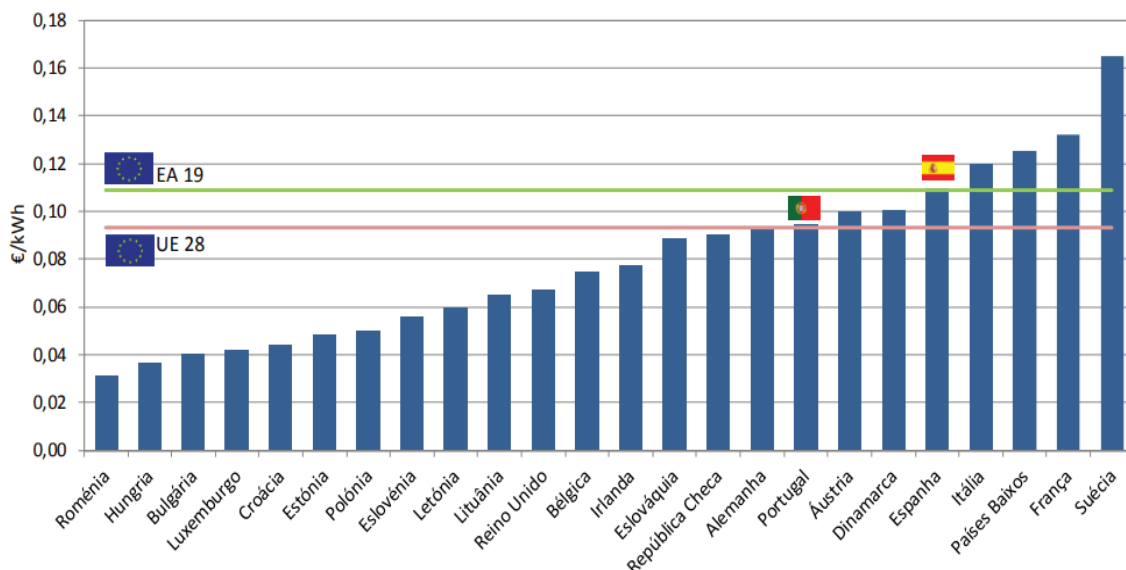
A pressão total do gás é o somatório da sua pressão estática (ou pressão termodinâmica) com a pressão dinâmica. Quando o gás entra em movimento, parte da pressão estática diminuiu, em função da variação da pressão dinâmica (Δp), que pode ser expressa como $\Delta p = \frac{1}{2} \rho_{gás} V^2$, sendo V a velocidade do gás e $\rho_{gás}$ a massa específica do gás (kg/m³), que no caso, considerando o gás natural como um gás perfeito, é igual ao fator de correção FC . Essa variação de pressão dinâmica é também refletida no gráfico da Figura 8, no entanto, após a sua estimativa, conclui-se que é responsável pela variação de 0,0056% do FCP , ou seja, uma variação muito pouco expressiva, face à variação provocada pelo redutor.

Resumindo, somando as variações do FCT com as do FCP , conclui-se que a pressão e a temperatura, no seu conjunto, caso fossem medidas em todos os contadores de todos os clientes, provocariam um decréscimo de 1,19% no valor do FC e, conseqüentemente, um decréscimo, na mesma proporção, do preço de gás, o que provocaria uma redução de 1,32% da perda de bem-estar social, que ficaria nos 18,3 milhões de euros anuais.

5. Comparação de Preços do Gás Natural na UE

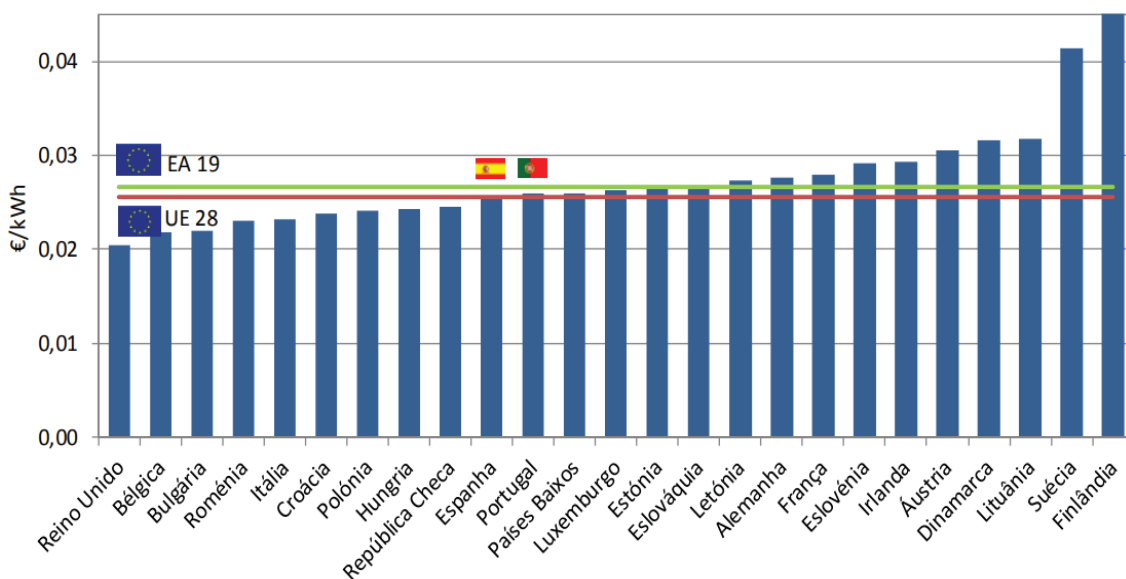
Nas Figura 10 e 11 apresentam-se os preços médios de gás natural para os consumidores domésticos e industriais, respetivamente, nos vários países da União Europeia, ponderados pelo consumo de cada país e de cada banda de consumo. A figura foi obtida em ERSEe (2017), baseando-se em informação da base de dados do EUROSTAT recolhida em 29 de maio de 2018,

Figura 10. Preços de gás natural nos países da UE para consumidores domésticos (preços com impostos).



Fonte: ERSEe (2017).

Figura 11. Preços de gás natural nos países da UE para consumidores industriais (preços com impostos).



Fonte: ERSEe (2017).

Verifica-se que os preços em Portugal, no 2º semestre de 2017, encontravam-se abaixo dos preços praticados em Espanha, alinhados com os preços médios da União Europeia e, de igual forma, alinhados com a média da Euro Área. Pode constatar-se que

é nos países de leste que se verificam preços inferiores, justificados em parte pela existência de preços subsidiados (ERSEe, 2017).

Portugal é um país com consumos unitários reduzidos comparativamente com os restantes países da Europa, uma vez que não existe uma grande penetração do gás natural para aquecimento. Este facto justificaria, em parte, a existência de preços médios mais elevados face a países com maiores consumos per capita e consequentemente com uma maior utilização das redes de distribuição com custos por unidade de energia consumida mais reduzidos (ERSEe ,2017). No entanto, tal como analisado, pode não ser esta única justificação para a prática de preços médios elevados.

Por último, é importante salientar que numa comparação mais robusta, seria importante ter em conta que o PIB per capita é diferente entre os diversos países, o que leva a que as estruturas de custos fixos e operacionais de empresas de diferentes países sejam também diferentes e, consequentemente, os preços terão de se ajustar aos custos. Também a origem do gás natural não é a mesma para todos os países da EU, existindo países produtores (ou até exportadores) e importadores, como é o caso da a Bulgária, Estónia, Lituânia, Letónia, Finlândia, Roménia ou Eslováquia, que dependem a 100% do gás russo, a Grécia, Áustria e Hungria, que registam dependências na ordem dos 80%, a Alemanha com 45%, a Itália com 37%, a França com 21%, ou, pelo contrário, a Espanha ou Portugal, que não possuem qualquer exposição à importação do mesmo (Aalto, 2008).

A regulação de preços em cada país, tem de ser sensível não só ao grau de dependência que o país tem do gás natural, mas também ao seu nível de procura, capacidade de reserva e grau de acessibilidade de aquisição deste recurso energético.

CAPÍTULO VI - CONCLUSÃO

Como base desta dissertação, foi realizada uma caracterização da regulação económica, desde a sua origem até à relevância e aos motivos da sua existência. Foram apresentadas as diversas teorias da regulação e analisados os vários instrumentos regulatórios, procurando fazer-se uma abordagem comparativa com base na literatura existente.

O objetivo principal deste estudo foi analisar a regulação do setor de gás natural, mais precisamente da atividade de distribuição, operada por onze empresas em Portugal, cada uma concessionada a uma área ou região, o que faz com que possamos admitir a existência de monopólios regionais. Perante este cenário surge a necessidade de regular economicamente o setor.

A ERSE, entidade responsável por essa regulação, fixa os proveitos permitidos às empresas com base nos seus custos, utilizando dois instrumentos regulatórios: a regulação *price-cap* aos custos de exploração controláveis, para incentivar a eficiência das empresas; a regulação *rate-of-return*, através de uma taxa de remuneração dos ativos fixos em exploração. Tudo assim indica que estamos perante uma teoria de regulação “inteligente”. No entanto, estará o preço resultante desta atividade ao nível do seu custo marginal? Estará a teoria da regulação “inteligente”, através dos dois instrumentos regulatórios aplicados, a surtir o resultado ótimo desejado? Ou estamos perante uma teoria de captura onde o regulador foi capturado pela indústria? Os resultados sugerem a confirmação desta última. A regulação favorece os interesses das empresas, em detrimento do bem-estar da sociedade.

Usando um painel de dados das 11 empresas distribuidoras para um período de 10 anos de regulação, e considerando o custo incremental de energia das redes de distribuição como sendo um valor aproximado do custo marginal das empresas, concluiu-

se que os proveitos não estão fixados ao nível do custo marginal, mas sim a um nível superior. Apesar disso, foi possível confirmar que o modelo de fixação de preços em vigor favorece e incentiva as empresas mais eficientes.

Após esta conclusão, achou-se pertinente calcular a perda de bem-estar social fruto desta situação e compará-la com outros setores e atividades, para que fosse possível encontrar e/ou sugerir os motivos da existência deste excedente empresarial. Para tal, procedeu-se ao cálculo dos valores da elasticidade procura-preço. A diferença entre a elasticidade da distribuição e do transporte de gás natural não foi significativa, pois ambas fornecem o mesmo produto. Relativamente à distribuição de energia elétrica, o valor da elasticidade procura-preço obtido foi substancialmente superior ao obtido na distribuição de gás natural. Além de se tratar de uma atividade com valor de preço/kWh superior e com maior consumo por cliente, é mais fácil para o consumidor procurar equipamentos alternativos mais eficientes, alternativas tarifárias mais económicas ou mesmo mudar hábitos de consumo.

A perda de bem-estar média anual obtida para a distribuição de gás natural na última década foi de 18,5 Milhões de Euros (6,47% dos proveitos totais). Para a atividade de transporte de gás natural obteve-se um valor anual de perda de bem-estar social consideravelmente inferior, o que suscitou a hipótese de poderem existir propriedades do gás natural (como a pressão e a temperatura), não controladas na contagem do consumo, que possam estar a prejudicar o consumidor.

Para a distribuição de energia elétrica, o valor da perda de bem-estar em função dos proveitos totais foi de apenas 0,82%. Este resultado é consistente com o facto de o mercado elétrico ser um mercado mais “maduro” e também consistente com o facto de que empresas que exercem a atividade de distribuição de gás natural encontram-se ainda em fase de desenvolvimento da atividade, o que torna a sua regulação mais difícil. Com

o resultado obtido confirmou-se o facto de que quanto mais elástica é a procura, menor o poder de mercado das empresas. Concluimos assim que a elasticidade é benéfica ao bem-estar social, ou seja, poder-se-ia estudar a possibilidade de aplicar tarifas bi e tri-horárias para que o consumidor tivesse a possibilidade de mudar os seus hábitos de consumo em função das suas necessidades. Comparando ainda as metodologias de regulação utilizadas em ambas as atividades, podemos sugerir que a metodologia do tipo *price-cap* aplicada aos custos de capital no setor elétrico produz um resultado mais eficaz que a metodologia do *rate-of-return* aplicada aos custos de investimento das empresas que operam na distribuição de gás natural.

Foi ainda estimada a perda de bem-estar social caso se assumisse a existência de um oligopólio. Neste caso foi obtida uma perda de bem-estar média anual, para os 10 anos-gás analisados, de 16,2 milhões de euros (5,65% dos proveitos totais), cerca de 12,6% inferior à obtida no caso de monopólio. Este decréscimo na perda de bem-estar social permite-nos concluir que, se a entidade reguladora conseguisse introduzir alguma interação concorrencial entre as empresas distribuidoras, a perda de bem-estar social diminuiria, beneficiando o consumidor.

A comparação entre a perda de bem-estar da distribuição e a do transporte de gás natural, levou a que se justificasse estimar a influência na perda de bem-estar social que advém do facto de não haver a correção do volume de gás medido em função da pressão e temperatura para todos os consumidores. Constatou-se que o resultado estimado seria uma diminuição de 1,19% do preço de gás natural, o que provocaria uma redução de 1,32% da perda de bem-estar social.

Por fim, foi feita uma breve contextualização do posicionamento português na Europa, no sector do gás natural. Portugal é um país com consumos unitários reduzidos comparativamente com os restantes países da Europa, o que justifica em parte a existência

de preços médios mais elevados face a países com maiores consumos per capita e, conseqüentemente, com uma maior utilização das redes de distribuição com custos por unidade de energia consumida mais reduzidos. No entanto, tal como estudado, pode não ser esta única explicação para a prática de preços médios elevados.

Em estudos futuros seria interessante aprofundar a comparação da prática de preços regulados no gás natural entre os países da Zona Euro, tendo em conta as diferenças de nível de procura (mediante a dependência de cada país deste recurso), a metodologia de regulação e as diferenças das conjeturas económicas e socioculturais entre os países. Seria igualmente interessante estudar a forma como a regulação económica dos setores energéticos em Portugal está alinhada com as políticas de baixo carbono e com as metas da UE para 2030. Pois, apesar de ser uma fonte de energia importada, o gás natural é a fonte de energia fóssil menos poluente, enquanto que, uma grande percentagem da energia elétrica, provém de centrais termoelétricas, que utilizam fontes de energia fóssil consideravelmente mais poluentes (como o fuelóleo e o gasóleo) para produção de energia.

ANEXOS

Anexo 1. Dados da procura de energia primária em bilhões de toneladas por setor.

Mil milhões TEP	1970	1980	1990	2000	2010	2020	2030	2040
Industria*	2 430	3 180	3 743	4 100	5 490	6 335	7 207	7 843
Outros	193	310	469	587	735	895	1 097	1 277
Edifícios	1 409	1 961	2 462	2 880	3 613	4 157	4 781	5 466
Transporte	880	1 191	1 468	1 824	2 333	2 890	3 232	3 398

*Exclui outros fins que não a combustão

Anexo 2. Dados da procura de energia primária em bilhões de toneladas por região.

Mil milhões TEP	1970	1980	1990	2000	2010	2020	2030	2040
China	202	417	683	1 008	2 491	3 387	4 017	4 319
India	65	103	195	316	537	880	1 365	1 921
Africa	74	145	222	274	389	509	710	1 002
Asia	87	168	294	496	750	1 038	1 359	1 671
OECD	3 529	4 276	4 787	5 499	5 658	5 718	5 709	5 583
Outros	954	1 535	1 961	1 799	2 345	2 746	3 158	3 487

Anexo 3. Dados da procura de energia primária em bilhões de toneladas por fonte primária de energia.

Mil milhões TEP	1970	1980	1990	2000	2010	2020	2030	2040
Petróleo	2 253	2 986	3 153	3 580	4 021	4 564	4 864	4 836
GN	890	1 291	1 767	2 182	2 874	3 534	4 148	4 707
Carvão	1 483	1 813	2 246	2 385	3 636	3 697	3 821	3 762
Nuclear	18	161	453	584	626	674	772	912
Hidro	266	385	487	601	779	1 015	1 160	1 241
Renov*	2	7	35	59	234	794	1 552	2 527

*Inclui eólica, solar, geotérmica, biomassa e biocombustíveis

Anexo 4. Importações e consumo de gás natural em Portugal entre 2000-2016.

Unidade: 10 ³ Nm ³	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Importação	2,18E+06	2,42E+06	2,95E+06	2,87E+06	3,56E+06	4,23E+06
Consumo	2,16E+06	2,41E+06	2,93E+06	2,83E+06	3,54E+06	4,01E+06
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Importação	3,98E+06	4,09E+06	4,52E+06	4,64E+06	4,89E+06	4,94E+06
Consumo	3,86E+06	4,11E+06	4,50E+06	4,47E+06	4,86E+06	4,92E+06
	2012	2013	2014	2015	2016	
Importação	4,27E+06	4,17E+06	4,07E+06	4,71E+06	4,95E+06	
Consumo	4,27E+06	4,05E+06	3,86E+06	4,51E+06	4,75E+06	

Anexo 5. Valores das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas e custos incrementais (*CI*) das redes de distribuição.

	Quantidades (MWh)		<i>CI</i> (Euros/MWh)	
2008-2009	Fora do Vazio	Vazio	Fora do Vazio	Vazio
URD MP	2,57E+07	1,63E+06	0,276	0,007
URD MP curtas utilizações	0,00E+00	0,00E+00	0,276	0,007
URD BP >	4,31E+06	2,67E+05	2,016	0,038
URD BP <	3,11E+06	1,36E+05	3,368	0,038
2009-2010	Fora do Vazio	Vazio	Fora do Vazio	Vazio
URD MP	2,64E+07	1,54E+06	0,282	0,007
URD MP curtas utilizações	5,88E+04	6,14E+04	0,282	0,007
URD BP >	5,00E+06	2,16E+05	2,065	0,038
URD BP <	3,36E+06	1,45E+05	3,450	0,038
2010-2011	Fora do Vazio	Vazio	Fora do Vazio	Vazio
URD MP	2,19E+07	1,20E+06	0,286	0,007
URD MP curtas utilizações	8,06E+04	2,94E+04	0,286	0,007
URD BP >	3,09E+06	1,34E+05	2,094	0,039
URD BP <	3,87E+06	1,49E+05	3,498	0,039
2011-2012	Fora do Vazio	Vazio	Fora do Vazio	Vazio
URD MP	2,45E+07	1,69E+06	0,286	0,007
URD MP curtas utilizações	0,00E+00	0,00E+00	0,286	0,007
URD BP >	4,81E+06	3,10E+05	2,094	0,039
URD BP <	4,36E+06	1,70E+05	3,498	0,039

Anexo 5. (continuação)

2012-2013	Fora do Vazio	Vazio	Fora do Vazio	Vazio
URD MP	2,39E+07	1,64E+06	0,286	0,007
URD MP curtas utilizações	0,00E+00	0,00E+00	0,286	0,007
URD BP >	4,75E+06	3,28E+05	2,094	0,039
URD BP > curtas utilizações	0,00E+00	0,00E+00	2,094	0,039
URD BP <	4,31E+06	1,66E+05	3,498	0,039
2013-2014	Fora do Vazio	Vazio	Fora do Vazio	Vazio
URD MP	2,37E+07	1,49E+06	0,286	0,007
URD MP curtas utilizações	2,46E+04	0,00E+00	0,286	0,007
URD BP >	3,58E+06	2,07E+05	2,094	0,039
URD BP > curtas utilizações	0,00E+00	0,00E+00	2,094	0,039
URD BP <	3,97E+06	1,53E+05	3,498	0,039
2014-2015	Fora do Vazio	Vazio	Fora do Vazio	Vazio
URD MP	2,25E+07	1,65E+06	0,286	0,007
URD MP curtas utilizações	3,51E+05	2,69E+03	0,286	0,007
URD BP >	3,29E+06	2,08E+05	2,094	0,039
URD BP > curtas utilizações	0,00E+00	0,00E+00	2,094	0,039
URD BP <	3,63E+06	1,40E+05	3,498	0,039
2015-2016	Fora do Vazio	Vazio	Fora do Vazio	Vazio
URD MP longas utilizações	2,17E+07	1,66E+06	0,286	0,007
URD MP curtas utilizações	1,21E+05	2,12E+03	0,286	0,007
URD BP > longas utilizações	3,46E+06	2,32E+05	2,094	0,039
URD BP > curtas utilizações	2,78E+03	0,00E+00	2,094	0,039
URD BP <	3,72E+06	1,45E+05	3,498	0,039
2016-2017	Fora do Vazio	Vazio	Fora do Vazio	Vazio
URD MP longas utilizações	2,18E+07	1,61E+06	0,610	0,010
URD MP curtas utilizações	4,26E+04	6,45E+03	0,610	0,010
URD BP > longas utilizações	3,41E+06	2,26E+05	10,050	0,390
URD BP > curtas utilizações	2,25E+03	1,76E+02	10,050	0,390
URD BP <	3,73E+06	1,61E+05	14,030	0,390
2017-2018	Fora do Vazio	Vazio	Fora do Vazio	Vazio
URD MP longas utilizações	2,21E+07	1,62E+06	0,611	0,013
URD MP curtas utilizações	4,24E+04	4,98E+03	0,611	0,013
URD BP > longas utilizações	3,53E+06	2,21E+05	10,049	0,391

Anexo 5. (continuação)

URD BP > curtas utilizações	2,98E+03	1,10E+02	10,049	0,391
URD BP <	3,95E+06	1,71E+05	14,032	0,391

Nota: URD – Utilização da Rede de Distribuição / BP-Baixa Pressão / MP-Média Pressão

Anexo 6. Taxas de inflação.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
2008-2009	2,7%	2,6%									
2009-2010		2,4%	2,5%								
2010-2011			1,0%	1,9%							
2011-2012				2,0%	2,0%						
2012-2013					1,4%	1,3%					
2013-2014						1,0%	0,8%				
2014-2015							0,9%	1,0%			
2015-2016								1,0%	1,4%		
2016-2017									1,5%	1,3%	
2017-2018										1,4%	1,4%

Anexo 7. Valores médio anuais e desvio padrão dos proveitos permitidos por cliente (*PP*), da quantidade consumida por cliente (*Q*), custos totais de distribuição (*CT*) e número de clientes (*N*) para a distribuição de gás natural.

	<i>PP</i> (Euros de 2008)		<i>Q</i> (MWh)		<i>CT</i> (10 ³ euros de 2008)		<i>N</i> (clientes)	
	Média	DP	Média	DP	Média	DP	Média	DP
2008/09	3,22E+05	1,41E+05	21,98	16,55	6,64E+03	8,81E+03	9,88E+04	1,36E+05
2009/10	2,89E+05	1,11E+05	20,06	14,82	6,89E+03	8,70E+03	1,03E+05	1,40E+05
2010/11	2,96E+05	1,34E+05	16,59	12,34	9,47E+03	1,21E+04	1,07E+05	1,41E+05
2011/12	2,70E+05	1,15E+05	16,70	13,46	9,13E+03	1,07E+04	1,17E+05	1,53E+05
2012/13	2,94E+05	1,00E+05	16,69	12,64	9,23E+03	1,12E+04	1,19E+05	1,54E+05
2013/14	2,87E+05	1,31E+05	16,50	13,72	9,30E+03	1,07E+04	1,22E+05	1,56E+05
2014/15	3,03E+05	1,29E+05	15,31	12,36	9,69E+03	1,07E+04	1,25E+05	1,59E+05
2015/16	2,85E+05	1,18E+05	15,06	11,43	9,46E+03	1,06E+04	1,26E+05	1,61E+05
2016/17	2,33E+05	1,19E+05	15,08	10,94	9,59E+03	1,07E+04	1,29E+05	1,63E+05
2017/18	2,00E+05	1,04E+05	15,98	12,46	9,34E+03	1,01E+04	1,32E+05	1,66E+05

Anexo 8. Valores médio anuais e desvio padrão dos proveitos permitidos por cliente (*PP*), da quantidade consumida por cliente (*Q*), custos totais de distribuição (*CT*) e número de clientes (*N*) para a transporte de gás natural.

	<i>PP</i> (Euros de 2008)	<i>Q</i> (MWh)	<i>CT</i> (10 ³ euros de 2008)	<i>N</i> (clientes)
2008/09	1,06E+05	2,86E+07	0,341	1,09E+06
2009/10	1,14E+05	2,81E+07	0,34	1,13E+06
2010/11	1,41E+05	2,33E+07	0,287	1,18E+06
2011/12	1,64E+05	2,62E+07	0,28	1,28E+06
2012/13	1,59E+05	2,56E+07	0,277	1,31E+06
2013/14	1,45E+05	2,52E+07	0,361	1,34E+06
2014/15	1,02E+05	2,45E+07	0,386	1,37E+06
2015/16	1,06E+05	2,45E+07	0,321	1,39E+06
2016/17	1,33E+05	2,46E+07	0,318	1,42E+06
2017/18	1,09E+05	2,49E+07	0,313	1,46E+06

Anexo 9. Valores médio anuais e desvio padrão dos proveitos permitidos por cliente (*PP*), da quantidade consumida por cliente (*Q*), custos totais de distribuição (*CT*) e número de clientes (*N*) para a distribuição de eletricidade.

	<i>PP</i> (Euros de 2008)	<i>Q</i> (MWh)	<i>CT</i> (euros de 2008)	<i>N</i> (clientes)
2008	1,06E+06	4,82E+07	0,98E+03	6,11E+06
2009	1,17E+06	4,80E+07	0,94E+03	6,20E+06
2010	1,17E+06	4,51E+07	0,94E+03	6,10E+06
2011	1,13E+06	4,90E+07	0,93E+03	6,30E+06
2012	1,12E+06	4,76E+07	1,11E+03	6,16E+06
2013	1,15E+06	4,54E+07	1,07E+03	6,22E+06
2014	1,12E+06	4,45E+07	1,05E+03	6,08E+06
2015	1,03E+06	4,46E+07	1,22E+03	6,09E+06
2016	1,06E+06	4,51E+07	1,21E+03	6,10E+06

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Dados da procura de energia primária em bilhões de toneladas por setor.....	72
Anexo 2. Dados da procura de energia primária em bilhões de toneladas por região.....	72
Anexo 3. Dados da procura de energia primária em bilhões de toneladas por fonte primária de energia.....	72
Anexo 4. Importações e consumo de gás natural em Portugal entre 2000-2016.....	73
Anexo 5. Valores das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas e custos incrementais das redes de distribuição.	73
Anexo 6. Taxas de inflação	75
Anexo 7. Valores médio anuais e desvio padrão dos proveitos permitidos por cliente (PP), quantidade consumida por cliente (Q), custos totais de distribuição (CT) e número de clientes (N) para a distribuição de gás natural.	75
Anexo 8. Valores médio anuais e desvio padrão dos proveitos permitidos por cliente (PP), quantidade consumida por cliente (Q), custos totais de distribuição (CT) e número de clientes (N) para a transporte de gás natural.	76
Anexo 9. Valores médio anuais e desvio padrão dos proveitos permitidos por cliente (PP), quantidade consumida por cliente (Q), custos totais de distribuição (CT) e número de clientes (N) para a distribuição de eletricidade.....	76

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aalto, P. (2008). *The EU-Russia Energy Dialogue*. London: Ashgate eBook.
- Afonso, A. e C. Scaglioni (2006). An Assessment of Telecommunications Regulation Performance in the European Union. *ISEG Economics Working Paper No. 07/2006/DE/UECE*.
- Ajodhia, S., K. Petrov e C. Scarsi (2003). Benchmarking and its applications. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Vol. 27, Nº 4, 261-274.
- Alexander, I. e C. Shugart (1999), “Risk, Volatility and Smoothing: Regulatory Options for Controlling Prices”. Última vez acedido em 5 maio 2018, disponível em: <http://www.regulationbodyofknowledge.org/documents/065.pdf>
- Alexander, I. e T. Irwin (1996). Price cap, rate-of-return regulation, and the cost of capital. *Public Policy for the Private Sector*, Vol. 87, 1-4.
- Almeida, E. (2016). O transporte de gás natural: estará o preço regulado próximo do custo marginal?. Tese de Mestrado em Economia, Faculdade de Economia do Porto.
- Andrade, T. (2014), The impact of regulation, privatization and competition on gas infrastructure investments. *Energy*, 69, 82-85.
- Arano, K. e B. Blair (2008). An ex-post welfare analysis of natural gas regulation in the industrial sector. *Energy Economics*, 30 (3), 789–806.
- Arriaga, I. J. P, F. P. Montero e F. J. R. Odériz (2002), “Benchmark of Electricity Transmission Tariffs. *Estudo*, Universidade Pontificia Comillas.
- Ascaris, S. (2011), “An American Model for the EU gas market?”, *Working Paper, Florence School of Regulation*.
- Aubin, D., K. Verhoest, E. Mathieu e J. Mattys (2010), “Non-binding coordination in regulation”, *Network Industries Quarterly*, 12 (2), 17-20.
- Averch, H. e L. Johnson (1962). Behavior of the firm under regulatory constraint. *The American Economic Review*, Vol. 52, Nº 5, 1052-1069.
- Baumol, W. J. e D. F. Bradford (1970). Optimal Departures From Marginal Cost Pricing. *The American Economic Review*, 60 (3), 265-283.
- Becker, G. (1983). A theory of competition among pressure groups for political influence. *Quarterly Journal of Economics*, 98 (3), 371-400.
- Beesley, M. e S. C. Littlechild (1989). The regulation of privatized monopolies in the UK. *Rand Journal of Economics*, 20 (3), 454-472.
- Beswick, The Basics of Pressure Regulators. Disponível em: <<http://www.beswick.com/basics-pressure-regulators>>. Acesso em: 1 setembro de 2018.

- Borenstein, S. e L. Davis (2010). The Equity and Efficiency of Two-Part Tariffs in U.S. Natural Gas Markets. *Energy Institute at Haas (EI @ Haas) Working Paper Series*.
- Bottasso, A. J. e M. Conti (2009), “Price cap regulation and the ratchet effect: a generalized index approach”, *Journal of Productivity Analysis*, 32, 191-201.
- BP Energy Outlook. 2018 Edition, Data Pack. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html>>. Acesso em: 15 setembro de 2018.
- Braeutigam, R.R. e J. C. Panzar (1993). Effects of the change from rate-of-return regulation to price-cap regulation. *The American Economic Review*, Vol. 83, Nº 2, 191-98.
- Callen, J., F. Mathewson e H. Mohring (1976). The Benefits and Costs of Rate of Return Regulation. *The American Economic Review*, Vol. 66, Nº. 3, 290-297.
- Cardoso, R., E. Saravia, F. Tenório e M. Silva (2009). Accounting regulation: theories and analysis of the Brazilian accounting standards convergence to IFRS. *Revista Administração Pública*, Rio de Janeiro. 43 (4),
- Casarin, A. A. (2014). Productivity throughout regulatory cycles in gas utilities. *Journal of Regulatory Economics*, 45, 115-137.
- Church, J R. e R. Ware (2000). *Industrial Organization: A Strategic Approach*. New York, McGraw-Hill.
- Clastres, C. e L. David (2009). The impact of asymmetric regulation on surplus and welfare: the case of gas release programmes. *OPEC Energy Review*, XXXIII (2), 97-110.
- Cruz, A. e M. Filho (2004). Regulação Económica e a relação Usuário-Agência Operador no Brasil. Papers do NAEA nº168.
- Currier, K. (2007). A practical approach to quality-adjusted price cap regulation. *Telecommunications Policy*, 31 (8-9), 493–501.
- Davis R. (2000). Acting on performance-based regulation. *The Electricity Journal*, vol. 13, Nº 4, 13-23.
- Daskin, A. J. (1991). Deadweight Loss in Oligopoly: A New Approach. *Southern Economic Journal*, 58 (1), 171-185.
- Davis, L. e E. Muehlegger (2010). Do Americans Consume Too Little Natural Gas? An Empirical Test of Marginal Cost Pricing. *RAND Journal of Economics*, 41 (4), 791-810.
- DGEG (2016), Caracterização Energética Nacional. Disponível em: <<http://www.dgeg.pt>>. Acesso em: 10 setembro de 2018.
- DGEG (2018), Importações de Gás Natural. Disponível em: <<http://www.dgeg.pt>>. Acesso em: 8 abril de 2018.

- ENTSOE (2014). Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2014. *Estudo*.
- ERSE. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Gás Natural. Disponível em: <<http://www.erse.pt/pt/gasnatural/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 26 maio 2018.
- ERSEa (2011a). Caracterização da Procura de Gás Natural no Ano Gás 2011-2012. Lisboa, 2011, 5.
- ERSEb. Estrutura Tarifária para o Ano Gás 2017-2018. Lisboa, 2017, 12-13.
- ERSEc. Proveitos Permitidos das Empresas Reguladas do Sector Eléctrico em 2011. Lisboa, 2010, 82.
- ERSEd. Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Sector do Gás Natural. 2008, 82.
- ERSEe. Comparação Internacional de Preços do 2º Semestre de 2017. Lisboa, 2017, 8-10.
- Estache, A. e M. Rossi (2008), “Regulatory Agencies: Impact on Firm Performance and Social Welfare”, *Policy Research Working Paper* 4509.
- Façanha, L. O. e M. Resende (2004). Price cap regulation, incentives and quality: The case of Brazilian telecommunications. *International Journal of Production Economics*, 92, 133-144.
- Galp: Sistema Nacional de Gás Natural. 2018. Disponível em: <<http://galpgasnaturaldistribuicao.pt/Gas-Natural/Sistema-Nacional-de-Gas-Natural>>. Acesso em: 10 jun. 2018.
- Gasmi, F., P. Nomba e L. Virto (2006). Political Accountability and Regulatory Performance in Infrastructure Industries: An Empirical Analysis. *World Bank Policy Research Working Paper* 4101.
- Gordon, D. V. e C. V. Pawluk (2003). A natural monopoly in natural gas transmission. *Energy Economics*, 25, 473-485.
- Gossum, P., B. Arts e K. Verheyen (2010). From “smart regulation” to “regulatory arrangements. *Policy Sciences*, Vol. 43, Nº 3, 245-261.
- Guldmann, J. M. (1986). A Marginal-Cost Pricing Model for Gas Distribution Utilities. *Informes*, 34 (6), 851-863.
- Harberger, A. C. (1954). Monopoly and Resource Allocation. *The American Economic Review*, 44 (2), 77-87.
- Holmstrom, B. (1982). Moral hazard in teams. *Bell Journal of Economics*, 13 (2), 324-340.
- Ibarzábal, J. (2011). Natural gas infrastructure investment, regulation and ownership: the Australian case. *Policy Studies*, 32 (3), 231-242.

- Joskow, P. L. (1973). Pricing decisions of regulated firms-Behavioral approach. *The Bell Journal of economics*, Vol. 4, Nº 1, 118-140.
- Keeler, E. T. (1984). Theories of regulation and deregulation movement. *Public Choice*, Vol. 44, 45-103.
- Kirkpatrick, C., D. Parker e Y. Zhang (2006). Foreign direct investment in infrastructure in developing countries: does regulation make a difference?. *Transnational Corporations*, 15 (1), 144-171.
- Klein, C. C. e G. H. Sweeney (1999). Regulator preferences and utility prices: evidence from natural gas distribution utilities. *Energy Economics*, 21, 1-15.
- Laffont, J. J. (1994). The New Economics of Regulation ten years after. *Econometrica*, 62 (3), 507-537.
- Lahiri S. e Y. Ono (1994). Industrial policy and national welfare in the presence of monopoly. *Japan and the World Economy*, Vol. 6, Nº 1, pp. 61-73.
- Loeb, M. e W. Magat (1979). A Decentralized Method for Utility Regulation. *Journal of Law and Economics*, 22 (2), 399-404.
- Loube, R. (1995). Price Cap Regulation: Problems and Solutions. *Land Economics*, 71 (3), 286-298.
- Magalhães, S. (2010). Regulação e Incentivos ao Investimento no Sector do Gás Natural: Que Soluções? Tese de Mestrado em Economia, Faculdade de Economia do Porto.
- Melo, J. e P. Neto (2007). Bem-estar Social, Regulação e Eficiência no setor de Saneamento Básico. *Documentos Técnico Científicos*, 41 (4), 763-780.
- Mizutani, F., H. Kozumi e N. Matsushima (2009). Does Yardstick regulation really work? Empirical evidence from Japan's rail industry. *Journal of Regulatory Economics*, 36 (3), 308-323.
- Naughton, M. (1986). The Efficiency and Equity Consequences of Two-Part Tariffs in Electricity Pricing. *Review of Economics and Statistics*, 68 (3), 406-414.
- Neves, M. (2012). A Regulação do Gás Natural: Estarão os proveitos permitidos às empresas distribuidoras acima do custo marginal? Uma análise da perda de bem estar. Tese de Mestrado em Economia, Faculdade de Economia do Porto.
- Newbery D. (1998). Rate-of-return regulation versus price regulation for public utilities. *The New Palgrave Dictionary of Economics and Law*, Vol.3.
- Peltzman, S. (1976). Toward a More General Theory of Regulation. *Journal of Law and Economics*, 19 (2), 211-240.
- Peltzman, S. (1989). The economic theory of regulation after a decade of deregulation. *Brookings Papers on Economic Activity*, 1-60.

- Pires, J. E M. Piccinini (1998), “Modelos de Regulação tarifária do setor elétrico”, Última vez acessado a 15 maio 2018, disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev907.pdf
- Portada, 2016, Temperatura média do ar (média anual). Disponível em: <[https://www.pordata.pt/Portugal/Temperatura+m%C3%A9dia+do+ar+\(m%C3%A9dia+anual\)-1067t](https://www.pordata.pt/Portugal/Temperatura+m%C3%A9dia+do+ar+(m%C3%A9dia+anual)-1067t)>. Acesso em: 3 setembro de 2018.
- Posner, R. A. (1971). Taxation by regulation. *The Bell Journal of Economics*, Vol. 2, Nº 1, 22-50.
- Posner, R. A (1972). Appropriate scope of regulation in cable television industry. *The Bell Journal of Economics*, Vol. 3, Nº 1, 98-130.
- Posner, R. A. (1974). Theories of economic regulation. *The Bell Journal of Economics*, Vol. 5, Nº 2, pp. 335-358.
- Puller, S. L. e J. West (2013). Efficient Retail Pricing in Electricity and Natural Gas Markets. *The American Economic Review*, 103 (3), 350-355.
- Reinhold, A., H. M. Niemeier, V. Kamp e J. Muller (2010). An evaluation of yardstick regulation for European airports. *Journal of Air Transport Management*, 16, 74-80.
- REN. Redes Energéticas Nacionais. Cadeia de Valor do Transporte, Armazenamento e Regaseificação. Disponível em: <https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/gas_natural/cadeia_de_valor_do_transporte_armazenamento_e_regaseificacao>. Acesso em: 06 jun. 2018.
- Román, J., T. Gómez, A. Mufioz e J. Peco (1999). Regulation of distribution network business. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, Nº 2, 662-669.
- Salgado, L. (2003). Agências regulatórias na experiência brasileira: um panorama do atual desempenho institucional. Brasília: IPEA (Texto para discussão nº 941).
- Sappington, D. E. M. e D. L. Weisman (2016). The disparate adoption of price cap regulation in the U.S. telecommunications and electricity sectors. *Journal of Regulatory Economics*, 49, 250-264.
- Schmalensee, R. e P. Joskow (1986). Estimated parameters as independent variables. An application to the costs of electric generating units. *Journal of Econometrics*, Vol. 31, nº 3, 275-305.
- Spulber, D. F. (1989). *Regulation and Markets*. Cambridge, Mass: The MIT Press.
- Stigler, G. J. (1971). The theory of economic regulation. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, Vol. 2, Nº 1, 3-21.
- Stiglitz, J. (1998). Private uses of public interests: incentives and institutions. *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 12, Nº 2, 3-22.

- Susanna D. and S. Portatadino, 2009. Natural gas distribution in Italy: When competition does not help the market. *Utilities Policy*, 17, 245–25.
- Tahvanainen, K., S. Honkapuro, J. Partanen e S. Viljainen (2012). Experiences of modern rate of return regulation in Finland. *Utilities Policy*, 21, 32-39.
- Train, K. E. (1997). *Optimal Regulation: The Economic Theory of Natural Monopoly*. Cambridge: The MIT Press.
- Vale, C. (2014). Regulação económica no setor elétrico: Discussão das metodologias de cálculo do custo de capital. Tese de Mestrado em Economia, Faculdade de Economia do Porto.
- Vogelsang, I. (2002). Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20-Year Perspective. *Journal of Regulatory Economics*, 22 (1), 5-27.
- Zaei, K. and Y. Gudarzi Farahani (2013). The Impact of Regulation according to International law on economic growth in ECO countries. *Journal of Law, Policy and Globalization*, Vol. 9, 1-12

UNIVERSIDADE DOS AÇORES
Faculdade de Economia e Gestão

Rua da Mãe de Deus
9500-321 Ponta Delgada
Açores, Portugal