

# Inquérito setorial ao fornecimento de gás natural a consumidores industriais

*Relatório – Versão Não Confidencial*



**Outubro 2017**

## Conteúdo

SUMÁRIO EXECUTIVO .....	6
1. Enquadramento.....	9
2. Caracterização do setor do fornecimento de gás natural a consumidores industriais, em Portugal .....	11
2.1. Evolução do setor.....	11
2.2. Mercados relevantes e estrutura da oferta .....	19
2.2.1 Mercado do fornecimento a distribuidores de gás natural/comercializadores de último recurso .....	20
2.2.2 Mercado do fornecimento a produtores de energia elétrica .....	21
2.2.3 Mercado do fornecimento a grandes clientes e clientes industriais .....	22
3. Análise dos preços a clientes finais industriais .....	25
3.1. Comparação internacional de preços a clientes industriais publicados pelo Eurostat .....	25
3.2. Decomposição dos preços a clientes finais em custos de rede e custos de energia ..	28
3.2.1 Caracterização dos preços médios faturados na amostra de clientes industriais ..	28
3.3 Evolução das tarifas de acesso às redes.....	36
4. Análise dos fatores justificativos dos preços a clientes finais.....	40
4.1 Custos de aquisição e importação do gás natural do importador histórico .....	40
4.2 Comparação dos custos de importação de gás natural entre Portugal e Espanha.....	45
4.3 Aplicação das tarifas de uso da rede de transporte no comércio transfronteiriço entre Portugal e Espanha (Pancaking tarifário) .....	51
4.4 Caracterização da concorrência no fornecimento a clientes industriais .....	54
4.4.1 Relações grossistas entre empresas fornecedoras .....	54
4.4.2 Duração dos contratos na amostra de clientes industriais .....	56
4.4.3 Preços e fórmulas contratos na amostra de clientes industriais .....	57
4.4.4 Dimensão média dos clientes por operador na amostra de clientes industriais ....	59
4.4.5 Mudança de fornecedor nos clientes industriais .....	59
4.4.6 Barreiras à entrada e à expansão.....	62
5. Conclusões.....	64
6. Recomendações .....	65
Anexo I – Comparação entre preços médios Eurostat e preços médios faturados na amostra de clientes industriais.....	69
Anexo II – Custos de armazenagem no acesso ao Terminal de GNL de Sines .....	73
Anexo III – Dados de <i>switching</i> por operador e nível de pressão .....	74
Anexo IV – Barreiras à entrada e à expansão identificados pelos comercializadores .....	78

## Índice de Figuras

Figura 1. Consumo final de gás natural em Portugal (excluindo consumos para produção de energia primária), por setor de atividade, em 2015 .....	9
Figura 2. Mapa das infraestruturas de gás natural em Portugal.....	12
Figura 3. Fornecimento de gás natural por setor, 1997-2015 .....	15
Figura 4. Saídas de Gás Natural da Rede Nacional de Transporte por destino, 2012-2017 .....	16
Figura 5. Preços <i>spot</i> nos mercados internacionais de gás natural e preço na fronteira em Espanha, em €/MWh, 2012-2016 .....	18
Figura 6. Entradas de Gás Natural na Rede Nacional de Transporte, por origem, 2012-2017... ..	19
Figura 7. Estrutura do fornecimento de gás natural a grandes clientes, em consumo, 2010-2015 .....	23
Figura 8. Estrutura do fornecimento de gás natural a clientes industriais (definição ERSE), em consumo, 2010-2015.....	24
Figura 9. Preços consumidores industriais escalão Eurostat I1 (Consumo < 1.000 GJ) entre 2007 e 2016, sem taxas e impostos .....	26
Figura 10. Preços consumidores industriais escalão Eurostat I2 (1.000 GJ < Consumo < 10.000 GJ) entre 2007 e 2016, sem taxas e impostos.....	26
Figura 11. Preços consumidores industriais escalão Eurostat I3 (10.000 GJ < Consumo < 100.000 GJ) entre 2007 e 2016, sem taxas e impostos.....	27
Figura 12. Preços consumidores industriais escalão Eurostat I4 (100.000 GJ < Consumo < 1.000.000 GJ) entre 2007 e 2016, sem taxas e impostos.....	27
Figura 13. Preços consumidores industriais escalão Eurostat I5 (1.000.000 GJ < Consumo < 4.000.000 GJ) entre 2007 e 2016, sem taxas e impostos.....	28
Figura 14. Amostra AdC - Preço médio total s/IVA para consumidores industriais vs produtores de energia elétrica PRO, 2010-2015.....	29
Figura 15. Amostra AdC - Preço médio total s/IVA por nível de pressão, 2010-2015 .....	30
Figura 16. Amostra AdC – Preço médio s/IVA Alta Pressão sem Produtores de Electricidade PRO, por componente, 2011-2015.....	31
Figura 17. Amostra AdC – Preço médio s/IVA Média Pressão, por componente, 2011-2015... ..	31
Figura 18. Amostra AdC – Preço médio s/IVA Baixa Pressão > 100 mil m <sup>3</sup> /ano, por componente, 2010-2015 .....	32
Figura 19. Amostra AdC – Preço médio s/IVA Baixa Pressão < 100 mil m <sup>3</sup> /ano, por componente, 2011-2015 .....	32
Figura 20. Amostra AdC – Preço médio s/IVA energia sem Produtores Electricidade PRO, por nível de pressão, 2010-2015 .....	33
Figura 21. Amostra AdC – Preço médio s/IVA energia com Produtores Electricidade PRO, por nível de pressão, 2010-2015 .....	33
Figura 22. Amostra AdC – Preço médio de acesso às redes s/IVA sem Produtores Electricidade PRO, por nível de pressão, 2010-2015 .....	34
Figura 23. Preço grossista CUR vs tarifas de energia reguladas a clientes finais, 2008-2016.....	35
Figura 24. Decomposição da tarifa aplicável aos consumidores do mercado regulado.....	36
Figura 25. Decomposição da tarifa aplicável aos consumidores do mercado livre .....	36
Figura 26. Evolução dos termos fixos e variáveis das tarifas de acesso entre 2009-2010 e 2015-2016, para opções tarifárias de curtas utilizações e diárias .....	38
Figura 27. Evolução dos termos fixos e variáveis das tarifas de acesso entre 2009-2010 e 2015-2016, para opções tarifárias mensais.....	39
Figura 28. Galp – Gás natural adquirido por fornecedor, em kWh, 2010-2014 .....	40

Figura 29. Galp – Gás natural adquirido por fornecedor, em %, 2010-2014 .....	40
Figura 30. Preço médio de aquisição de gás natural, por fornecedor, 2010-2014 .....	41
Figura 31. Galp – Gás natural importado por fornecedor, em kWh, 2010-2014 .....	42
Figura 32. Galp – Gás natural importado por fornecedor, em %, 2010-2014.....	42
Figura 33. Preço médio do gás natural adquirido, importado e do gás natural adquirido mas não importado, 2010-2014 .....	43
Figura 34. Preço médio de importação do Gás Natural por gasoduto e do Gás Natural Liquefeito, em Portugal, 1999-2016 .....	46
Figura 35. Custo médio de importação Gás Natural por gasoduto em Portugal e Espanha, 2008-2016.....	46
Figura 36. Custo médio de importação GNL em Portugal e Espanha, 2008-2016 .....	47
Figura 37. Custo médio de importação Gás Natural por gasoduto e GNL em Portugal e Espanha, 2008-2016 .....	48
Figura 38. Custo médio de importação (GN+GNL) em Portugal e custo médio de importação de GN na União Europeia 28, 2008-2016.....	49
Figura 39. Preços consumidores industriais escalão Eurostat I4 (100.000 GJ < Consumo < 1.000.000 GJ), sem taxas e impostos, e custo de importação (GN+GNL), para Portugal e Espanha, 2010-2016.....	50
Figura 40. Preços consumidores industriais escalão Eurostat I5 (1.000.000 GJ < Consumo < 4.000.000 GJ), sem taxas e impostos, e custo de importação (GN+GNL), para Portugal e Espanha, 2010-2016.....	50
Figura 41. Preço do termo tarifário de saída do gás natural na direção PT->ES, 2010-2015 .....	52
Figura 42. Preço do termo tarifário de saída do gás natural na direção ES->PT, 2011-2014 .....	52
Figura 43. Tarifas médias de entrada e saída da rede de transporte para o fornecimento de 1 GWh/dia/ano, em milhares de euros, Abril de 2016 .....	53
Figura 44. Preços da energia em contratos indexados, por operador, ao valor médio de 2014 do Brent (6,0,3) e da taxa de câmbio (EUR/USD).....	57
Figura 45. Brent (6,0,3) vs. custo de importação nacional e espanhol, 2010-2014.....	58
Figura 46. Transferências intra-grupo do Mercado Regulado (MR) para o Mercado Liberalizado (ML), entre 2009 e 2014.....	62

## Índice de Tabelas

Tabela 1. Balanço do número de clientes no SNGN para 2017-2018 .....	14
Tabela 2. Repartição do aprovisionamento por infraestrutura, 2012-2016.....	17
Tabela 3. Estrutura do fornecimento de gás natural às centrais de ciclo combinado de gás natural (PRO), 2010-2016.....	22
Tabela 4. Gás natural adquirido pela Galp por fornecedor, 2010-2014 .....	40
Tabela 5. Preço médio anual de aquisição de gás natural, por fornecedor, 2010-2014 .....	41
Tabela 6. Gás natural importado para Portugal pela Galp, por fornecedor, 2010-2014 .....	41
Tabela 7. Percentagem do gás natural adquirido por fonte de fornecimento que é importado para Portugal, 2010-2014.....	43
Tabela 8. Peso relativo de cada fornecedor no gás natural importado para Portugal, 2010-2014 .....	43
Tabela 9. Preço médio de importação de gás natural da Argélia / Sonatrach por componente, em €/kWh, 2010-2014 .....	44
Tabela 10. Preço médio de importação de gás natural da Argélia / Sonatrach por componente, em %, 2010-2014.....	44
Tabela 11. Custo anual dos gasodutos utilizados em importações de gás natural com origem na Argélia / Sonatrach, em valor absoluto (pagamentos anuais em USD, por gasoduto), 2010-2014 .....	44
Tabela 12. Antiguidade média da relação entre fornecedor e cliente medida a partir dos dados de faturação, entre 2010 e 2014.....	56
Tabela 13. Dimensão média dos clientes por operador em consumo anual, 2010-2014.....	59
Tabela 14. Clientes industriais por rede de distribuição de ligação, em 2014.....	60
Tabela 15. Clientes por fornecedor mais recente identificado na base da REN, em 2014 .....	61

## SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente relatório descreve o resultado da análise desenvolvida pela Autoridade da Concorrência (AdC) no âmbito do inquérito setorial ao fornecimento de gás natural a clientes industriais. O propósito da análise foi o de avaliar as condições de concorrência no mercado e identificar eventuais constrangimentos à concorrência que pudessem comprometer o desempenho e competitividade do fornecimento de gás natural à indústria portuguesa.

A existência de um mercado de gás natural concorrencial e eficiente é crucial para a competitividade da indústria portuguesa. Note-se que o setor da indústria é o principal comprador de gás natural (utilizado como *input* no processo produtivo), em Portugal, tendo representado, em 2015, cerca de 69% do consumo final de gás natural<sup>1</sup>.

Os custos energéticos têm um peso substancial na estrutura de custos das diversas atividades industriais. A competitividade dos custos de aquisição de gás natural é passível de se refletir nos preços dos produtos finais e contribuir para a competitividade das exportações da indústria portuguesa. Segundo dados do INE, em 2014, a indústria de fabrico de outros produtos minerais não metálicos, no qual se insere a indústria cerâmica e vidreira – que se destaca como um dos principais consumidores de gás natural –, representou cerca de 3,8% do total das exportações portuguesas e cerca de 0,8% do Produto Interno Bruto nacional.

Segundo dados do Eurostat, os preços de gás natural (antes de impostos e taxas) para a indústria nacional, até finais de 2015, posicionaram-se consistentemente entre os mais elevados dos 28 Estados-Membros da União Europeia (UE-28) em todos os escalões Eurostat. Em 2016, há a registar que os preços de gás natural nos escalões Eurostat de maior consumo (*i.e.*, escalões I3, I4 e I5) iniciaram uma trajetória de descida, aproximando-se dos preços médios da UE-28. Ainda assim, os preços de gás natural em Portugal continuam a ser dos mais elevados da UE-28 para os clientes industriais de menor dimensão – escalão Eurostat I1 e, ainda que menos acentuado, escalão Eurostat I2.

No sentido de avaliar os fatores subjacentes ao desempenho do mercado nacional de gás natural no fornecimento do setor industrial, a AdC desenvolveu um inquérito setorial, no âmbito do qual recolheu informação junto de *stakeholders* do setor.

Na análise desenvolvida, avaliou-se o impacto/contributo para a evolução do preço final de gás natural, por um lado, da componente de energia – livremente determinada –, e por outro, da componente de acesso às redes – regulada<sup>2</sup>.

Em termos de estrutura de mercado no fornecimento de gás natural a clientes industriais, a Galp é o operador com maior quota, seguida da EDP. O Relatório da AdC mostra que o segmento dos clientes industriais tem um grau de concentração elevado, com um índice *Herfindahl-Hirschman* (IHH)<sup>3</sup>, avaliado em junho de 2015, de 3 484 pontos<sup>4</sup>, tendo os dois maiores operadores neste segmento fornecido cerca de 73,5% do mercado.

O presente relatório identifica um conjunto de fatores e barreiras à entrada no mercado passíveis de terem impacto nas condições de concorrência neste segmento, e de fragilizar a probabilidade

---

<sup>1</sup> DGEG – Energia em Portugal (2015).

<sup>2</sup> Na recolha de dados, e de forma a aferir individualmente cada uma destas componentes, a AdC construiu uma amostra exploratória de clientes industriais de gás natural.

<sup>3</sup> O IHH calcula-se pela soma do quadrado das quotas de cada operador. O valor máximo do IHH, correspondente à situação de monopólio, é de 10 000 pontos.

<sup>4</sup> Valor superior ao limiar a partir do qual se considera que um mercado é muito concentrado: 2 500 pontos no caso dos Estados Unidos [*cfr.* U.S. Department of Justice & FTC, *Horizontal Merger Guidelines* § 5.2 (2010)] e 2 000 pontos no caso da Comissão Europeia - *cfr.* “Orientações para a apreciação das concentrações horizontais nos termos do Regulamento do Conselho relativo ao controlo das concentrações de empresas” (Jornal Oficial C 31 de 05.02.2004) e da Autoridade da Concorrência - *cfr.* “Linhas de Orientação para a análise económica de operações de concentração horizontais”.

de surgirem ofertas mais competitivas que disciplinem os preços praticados aos clientes industriais. As principais barreiras identificadas foram: (i) o domínio do operador histórico quer na importação de gás natural (por gasoduto e por terminal), quer no mercado secundário de gás natural; (ii) a insuficiente integração de mercados ao nível ibérico, nomeadamente ao nível grossista (extensão da negociação de produtos no MIBGAS<sup>5</sup> com entrega em Portugal); (iii) as condições de acesso ao Terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL) de Sines; e (iv) a dupla aplicação das tarifas de uso da rede de transporte no comércio transfronteiriço entre Portugal e Espanha (*i.e.*, o denominado *Pancaking* tarifário).

Os fatores e barreiras à entrada *supra* identificados são particularmente relevantes em contextos marcados por uma contração da procura de gás natural e, em particular, do consumo das centrais de ciclo combinado de gás natural.

Com efeito, em períodos de quebra da procura, a utilização do Terminal de GNL de Sines no aprovisionamento de gás natural é menor, tornando a interligação por gasoduto em Campo Maior, que é penalizada pela existência do *pancaking* tarifário, como a principal entrada do gás natural em Portugal. A evolução da procura de gás natural influencia ainda o peso da componente de acesso às redes (regulada) nos preços finais de gás natural, na medida em que a maioria dos proveitos a recuperar nas tarifas de gás natural são de natureza fixa.

No âmbito da análise, foi possível esclarecer, ao nível da atividade de fornecimento de gás natural a clientes industriais, que a duração da maioria dos contratos de fornecimento é de 1 ano, não se identificando barreiras relevantes à mudança de fornecedor associadas à duração dos contratos.

Por outro lado, a evolução dos custos de acesso às redes, em particular nas redes de média e baixa pressão, e os fatores de penalização imputados às tarifas transitórias de venda a clientes finais dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CURR), introduzidas para promover a migração para o mercado liberalizado, contribuem também para a menor competitividade dos preços de gás natural a clientes industriais em Portugal, face à média da União Europeia.

Paralelamente, identificam-se um conjunto de fatores e aspetos estratégicos passíveis de comprometer as condições de concorrência e de contribuir para o nível de preços registado, nomeadamente i) o aumento do custo de importação de gás natural para Portugal, em 2013 e 2014, que coincidiu com o reforço da atividade de *trading* de GNL pelo importador histórico e com uma alteração da gestão do seu *portfolio* de aprovisionamento, e ii) práticas contratuais grossistas, nomeadamente no que respeita às relações de compra e venda por grosso de gás natural entre empresas que concorrem nos mercados de retalho à indústria, passíveis de reduzir os incentivos a concorrer.

O relatório apresenta, por fim, um conjunto de recomendações, tendo em vista a promoção da concorrência e a mitigação de barreiras à entrada.

Destaca-se, desde logo, a importância de se evoluir no sentido da concretização do mercado interno de gás natural europeu<sup>6</sup> e, em particular, de uma maior integração do mercado grossista ao nível ibérico, cuja concretização está ainda pendente da implementação de regulamentação específica em Portugal e Espanha<sup>7</sup>. Neste sentido, seria importante, no contexto da cooperação intergovernamental entre Portugal e Espanha, promover a adoção de medidas que garantam a concretização do desenvolvimento do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS) e a eliminação

---

<sup>5</sup> Entidade reconhecida pelo governo português através da Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto, como entidade gestora do mercado organizado de gás natural a contado.

<sup>6</sup> Conforme objetivo estipulado na Diretiva 2009/72/CE do Parlamento e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE, transposta para o direito nacional pelos Decretos-Lei n.ºs 230/2012 e 231/2012, ambos de 26 de outubro.

<sup>7</sup> Conforme sinalizado pela ERSE no documento “*Self-assessment of the current state of wholesale market functioning – Portugal*”, de 2017.

do *pancaking* tarifário nas importações por gasoduto em Campo Maior (sentido Espanha-Portugal).

Por outro lado, sugere-se que sejam consideradas, complementarmente a outras soluções promovidas pelo regulador setorial, as seguintes medidas:

- i. A concretização de leilões de GNL com ponto de entrega no Terminal de GNL de Sines, garantindo que os operadores de menor dimensão tenham possibilidade de contratar GNL em condições competitivas;
- ii. A adoção de soluções regulamentares que permitam trocas de gás natural entre diferentes pontos do Sistema Nacional de Gás Natural (*swaps* no espaço<sup>8</sup>), nomeadamente entre o Terminal de GNL de Sines e a interligação por gasoduto entre Portugal e Espanha, em Campo Maior, garantindo dessa forma que os operadores possam aumentar os graus de liberdade em relação ao destino a dar ao gás natural recebido no Terminal de GNL de Sines.

As medidas recomendadas poderão viabilizar o acesso aos novos entrantes a importações mais competitivas e reduzir os custos com a utilização das infraestruturas de entrada no sistema (Terminal de GNL de Sines e interligação com Espanha).

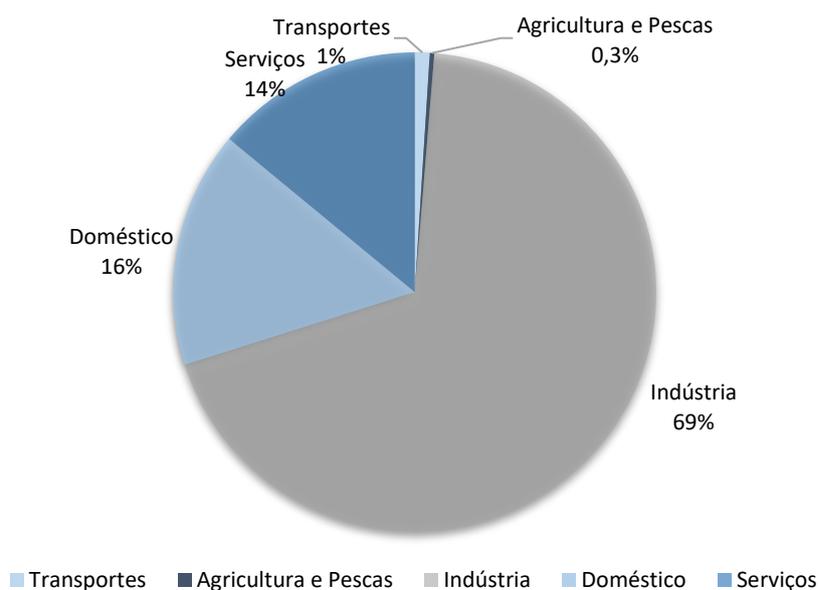
---

<sup>8</sup> *Swaps* no espaço são, conforme se detalha *infra* na secção 235, intercâmbios com gás natural proveniente do sistema Espanhol e que diferem dos *swaps* no tempo, já definidos pela ERSE no passado e que consistem em receber uma quantidade de gás natural num momento por troca de uma devolução num momento posterior.

## 1. Enquadramento

1. O presente relatório descreve a análise e os resultados desenvolvidos pela AdC no âmbito do inquérito setorial ao fornecimento de gás natural a clientes industriais. A análise desenvolvida ao longo do inquérito setorial procurou avaliar as condições de concorrência no setor, e o seu potencial para contribuir para o desempenho relativo pouco favorável dos preços finais de gás natural para esta gama de clientes em Portugal face à média da União Europeia.
2. Com efeito, e sem prejuízo de uma maior aproximação, em 2016, dos preços em Portugal em relação à média da UE-28, os preços de fornecimento de gás natural a clientes industriais em Portugal (sem taxas e impostos) têm-se situado consistentemente, na última década, entre os mais elevados da UE-28, tendo aliás sido os mais elevados entre 2013 e o final de 2015.
3. Este posicionamento relativo das condições de preço a que os clientes industriais, em Portugal, adquirem o *input* gás natural pode fragilizar a competitividade da indústria portuguesa, em particular a intensiva em energia. Note-se que o setor da indústria é o principal comprador de gás natural em Portugal, tendo representado, em 2015, cerca de 69% do consumo final de gás natural (*vide* Figura 1)<sup>9</sup>.

**Figura 1. Consumo final de gás natural em Portugal (excluindo consumos para produção de energia primária), por setor de atividade, em 2015**



Fonte: DGEG – A Energia em Portugal (2015).

4. Em determinadas indústrias, os custos energéticos têm um peso muito substancial na estrutura de custos das empresas. No caso da indústria cerâmica, por exemplo, que se destaca como um dos principais consumidores de gás natural (representou, em 2014, cerca de 18,5% do consumo de gás natural da indústria transformadora), os custos com energia chegam a atingir valores na ordem dos 25% a 30% da estrutura de custos das empresas<sup>10,11</sup>.
5. A Associação Portuguesa da Indústria Cerâmica Portuguesa (APICER) estimou, em 2012, que os custos de gás natural seriam passíveis de ascender a cerca de €100 milhões, e que uma

<sup>9</sup> Não inclui o consumo de gás natural para produção de energia primária – eletricidade e cogeração.

<sup>10</sup> Para além dos custos com o gás natural, que representam a grande fatia dos custos de energia da indústria cerâmica, estão ainda incluídas outras fontes energéticas utilizadas no processo produtivo (e.g., eletricidade, gasóleo).

<sup>11</sup> APICER (Associação Portuguesa da Indústria de Cerâmica), A Energia na Indústria Cerâmica, Custo Energético.

diminuição no preço do gás natural de 10% se poderia traduzir numa poupança de custos entre 6 e €19 milhões, a valores de 2012, para o horizonte de 5 anos<sup>12</sup>.

6. Com efeito, a competitividade dos custos de aquisição de gás natural é passível de se refletir nos preços dos produtos finais e contribuir para a competitividade das exportações da indústria portuguesa. Segundo dados do INE, em 2014, a indústria de fabrico de outros produtos minerais não metálicos, no qual se insere a indústria cerâmica e vidreira, representou cerca de 3,8% do total das exportações portuguesas e cerca de 0,8% do Produto Interno Bruto nacional.
7. O desempenho e a competitividade do fornecimento do gás natural a consumidores industriais esteve na génese da exposição da Associação Empresarial de Portugal (AEP) apresentada junto do Governo e reenviada à AdC pelo Secretário de Estado da Energia, do Ministério da Economia e Emprego, em julho de 2013. Nessa exposição, a AEP referiu a existência de um *“comportamento exagerado dos principais operadores do sector da energia”*.
8. A exposição sustentava que a liberalização do mercado de gás natural não produziu os efeitos desejados, suportando essa posição a partir de uma análise comparativa de preços dessa fonte de energia entre Portugal e três outros países onde o setor cerâmico – forte consumidor de gás natural – tem expressão relevante, nomeadamente, Espanha, França e Itália.
9. A análise comparativa apresentada na exposição da AEP sustentava que:
  - Portugal, juntamente com Espanha, apresenta importações de gás natural, seja por gasoduto, seja por navio metaneiro, mais competitivas (*i.e.*, mais baratas) que em Itália e França<sup>13</sup>;
  - No entanto, essa vantagem competitiva no custo médio de importação não se tem refletido no nível dos preços de venda praticados no sector industrial;
  - O diferencial entre o preço de venda a clientes finais (no escalão Eurostat I3) e o custo de importação médio nacional é o mais elevado entre os 4 países analisados. A AEP apura que o preço de venda, sem impostos, face ao custo de importação, identifica uma margem de 43,3% em Portugal, mais elevada que em Espanha (35,3%), França (26,6%) e Itália (12,9%).
10. A exposição da AEP associa o comportamento do mercado nacional a problemas de concorrência, alegando que a posição de destacada liderança do principal comercializador, a Galp Energia, *“tem tido como resultado a penalização dos consumidores industriais através dos elevados preços de venda praticados e, por outro lado, a obtenção de margens de comercialização claramente superiores às praticadas noutros países e perante empresas que são nossas concorrentes”*.
11. Em agosto de 2013, a AdC informou o Secretário de Estado da Energia e o Ministro da Economia que iria proceder à abertura de um inquérito setorial à atividade de fornecimento de gás natural a consumidores industriais. A AdC procedeu à recolha e análise de informação no âmbito do inquérito setorial para analisar as preocupações identificadas<sup>14</sup>. Refira-se, ainda, que no âmbito do inquérito setorial, a AdC partilhou com o Regulador Setorial (ERSE), para comentários, os resultados preliminares do inquérito setorial e promoveu um conjunto

---

<sup>12</sup> APICER (2012), Cooperação entre empresas no Sector da Cerâmica – A Agregadora de Energia.

<sup>13</sup> A fonte utilizada pela AEP para avaliar o custo médio das importações são as estatísticas do comércio externo do Eurostat.

<sup>14</sup> Os pedidos de elementos da AdC às empresas foram enviados em finais de maio de 2015 e tiveram resposta entre julho e agosto de 2015.

de interações com *stakeholders* do setor do gás natural, nomeadamente, comercializadores de gás natural e consumidores industriais, no sentido de transmitir e discutir as principais conclusões alcançadas.

12. O estudo apresenta os principais elementos que caracterizam o setor e a sua estrutura da oferta, em particular nos mercados relevantes associados ao fornecimento de gás natural a consumidores industriais. Procede-se, depois, a uma comparação internacional de preços do gás natural para consumidores industriais, utilizando, para o efeito, as estatísticas publicadas pelo Eurostat, que confirma as preocupações apresentadas pela AEP.
13. Tendo em conta a comparação de preços em Portugal face à média da UE-28, desenvolve-se uma análise dos fatores passíveis de justificar o desempenho relativo desfavorável das estatísticas de preços do gás natural para a indústria, em Portugal.
14. Em particular, analisam-se os i) custos de importação do gás natural, ii) o custo de utilização das infraestruturas de rede e iii) caracterizam-se as condições de concorrência no fornecimento de gás natural à indústria.
15. A análise das componentes de custo do fornecimento de gás natural a consumidores industriais, segmentando entre o custo de acesso às redes e o custo de energia, exigiu a construção de uma amostra de clientes, a partir da qual se desenvolveu um conjunto de indicadores com base em dados de faturação.
16. A análise da evolução dos custos de importação teve em conta a informação coligida sobre o custo médio de importação por origem e o modo como o importador histórico geriu o respetivo *portfolio* de contratos de longo prazo *take-or-pay* (cláusulas de consumo mínimo), herdados do contexto prévio à liberalização do mercado. Nessa análise também se consideraram os custos de transporte por gasoduto e, em particular, os custos de utilização da interligação por gasoduto entre Portugal e Espanha.
17. A avaliação das condições de concorrência no mercado partiu da caracterização das relações contratuais que titulam a compra e venda de gás natural ao nível grossista e ao nível retalhista, cobrindo aspetos como a duração dos contratos e os mecanismos de formação de preços.
18. Neste âmbito, considerou-se também uma caracterização da mudança de comercializador (*switching*), analisando, em particular, a evolução da posição dos operadores históricos verticalmente integrados face à entrada de novos concorrentes e as barreiras à entrada e à expansão passíveis de comprometer as condições de concorrência e contestabilidade.
19. Por fim, identificam-se as principais conclusões e as recomendações a ponderar tendo em vista melhorar o desempenho concorrencial do mercado.

## **2. Caracterização do setor do fornecimento de gás natural a consumidores industriais, em Portugal**

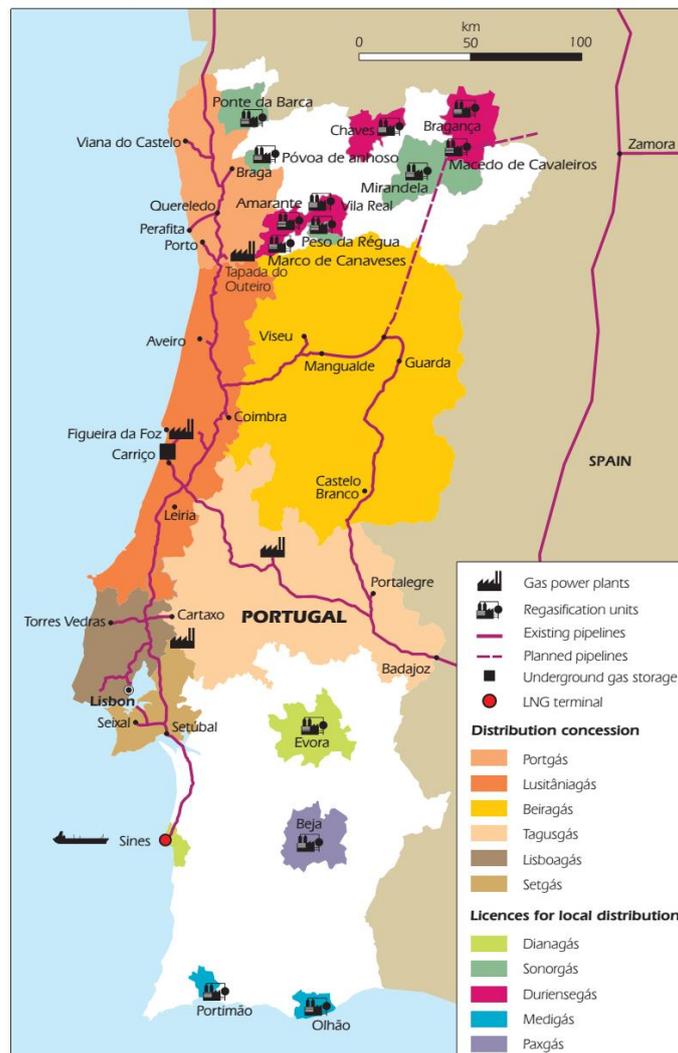
### **2.1. Evolução do setor**

20. O projeto do gás natural em Portugal arrancou no final da década de 90. O setor elétrico foi fator de viabilização inicial desse projeto, garantindo desde logo consumos de gás natural elevados, nomeadamente através da então recém-construída central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro (também conhecida por Turbogás) e da reconversão para gás natural de grupos da central a fuelóleo do Carregado.
21. Paralelamente, fez-se a reconversão da rede de gás de cidade em Lisboa para gás natural. A expansão do consumo de gás natural foi garantida pela expansão das redes e a reconversão

de consumos de outros combustíveis alternativos (v.g., fuelóleo, gasóleo, GPL, biomassa) para gás natural<sup>15</sup>.

22. A organização do **Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN)** assenta fundamentalmente na exploração da rede pública de gás natural, constituída pela *i) Rede Nacional de Transporte*, *ii) Instalações de Armazenamento e Terminal de GNL*, e pela *iii) Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural*.
23. Existem **duas interligações com o sistema Espanhol (Valença do Minho e Campo Maior)**, um **Terminal de GNL em Sines**, e uma **armazenagem subterrânea no Carricho (Pombal)**, conforme se evidencia na figura seguinte.

**Figura 2. Mapa das infraestruturas de gás natural em Portugal**



This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries, and to the name of any territory, city or area.

Fonte: International Energy Agency, Portugal Review 2016, Figura 7.3, pág.106.

24. Na medida em que Portugal não é um produtor de gás natural, a **negociação e o aprovisionamento constituem o primeiro segmento da cadeia de valor do SNGN**.
25. O aprovisionamento de gás natural para o mercado português assenta historicamente:

<sup>15</sup> Para um enquadramento mais aprofundado sobre o projeto de introdução de gás natural em Portugal vide <http://www.erse.pt/pt/espacoconhecimento/DocumentoseapresentacoesPapersBoletins/KB/Attachments/161/res197FB62A1E534C52A75F8D14DC5E8FA2.pdf>

- Num contrato *take-or-pay* de longo prazo entre a Sonatrach (Argélia) e o Comercializador do SNGN (Galp)<sup>16</sup>, fornecido por gasoduto, sendo o gás natural transportado desde a Argélia até à fronteira em Campo Maior; e
- Em contratos *take-or-pay* de longo prazo entre o Comercializador do SNGN (Galp) e a Nigeria NLG Limited, fornecidos por navio metaneiro, sendo o gás natural (na forma liquefeita)<sup>17</sup> transportado desde a Nigéria até ao Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines (“Terminal de GNL de Sines” ou “TGNL”).

#### Caixa 1. Os contratos de longo prazo em regime de *take-or-pay*

O comercializador do SNGN (Galp) é a entidade titular dos contratos de longo prazo em regime de *take-or-pay* celebrados em data anterior à entrada em vigor da Diretiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de junho, nos termos definidos no artigo 39.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 65/2008, de 9 de abril, 66/2010, de 11 de junho, e 231/2012, de 26 de outubro.

Existem 4 contratos de longo prazo em regime de *take-or-pay*:

<i>Contratos</i>	<i>País</i>	<i>Quantidade (mm<sup>3</sup>/ano)</i>	<i>Duração (anos)</i>	<i>Início</i>
<i>NLNG I (GNL)</i>	Nigéria	420	20	2000
<i>NLNG II (GNL)</i>	Nigéria	1.000	20	2003
<i>NLNG + (GNL)</i>	Nigéria	2.000	20	2006
<i>Sonatrach (GN)</i>	Argélia	2.300	23	1997

Fonte: Galp, sítio na internet

As cláusulas de *take-or-pay* definem uma quantidade mínima anual a adquirir, independentemente de serem consumidas pela contraparte, permitindo transferir quantidades de um ano para o outro, dentro de determinados limites, caso a procura seja inferior aos níveis mínimos anuais estabelecidos. Estes contratos preveem a possibilidade de renegociação ao longo da vigência do contrato, de acordo com as regras neles definidos. A fórmula do preço de compra do gás natural nestes contratos prevê o seu ajustamento periódico com base nas variações de elementos como o preço do crude (Brent), a inflação e as taxas de câmbio.

O comercializador do SNGN fornece gás natural às seguintes entidades:

- Comercializador de Último Recurso Grossista (Galp), no âmbito da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (Galp, EDP Gás, Sonorgás e Tagusgás);
- Centros electroprodutores com contrato de fornecimento outorgado em data anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho; e
- Outras entidades, sem prejuízo dos fornecimentos anteriores.

O preço de aquisição de gás natural pelo comercializador do SNGN é estabelecido de acordo com o Regulamento Tarifário e deve corresponder à média ponderada, pelas quantidades contratuais, dos preços dos 4 contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime *take-or-pay*.

Com o objetivo de promover a entrada de novos agentes no mercado de gás natural, o Regulamento de Relações Comerciais (RRC) pode prever a realização pelo comercializador do SNGN de leilões anuais de gás natural para satisfação de consumos nacionais de comercializadores em regime de mercado (artigo 39.º-B do Decreto Lei n.º 231/2012).

<sup>16</sup> Nos termos definidos no artigo 39.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 65/2008, de 9 de abril, 66/2010, de 11 de junho, e 231/2012, de 26 de outubro.

<sup>17</sup> O GNL que entra no terminal por navio metaneiro é posteriormente regaseificado para a rede nacional de transporte.

26. Para além dos contratos *take-or-pay* de longo prazo com a Argélia e a Nigéria, o aprovisionamento de gás natural para o mercado nacional é efetuado através de contratos bilaterais e compras em mercados *spot*<sup>18</sup>.
27. O crescimento do consumo não elétrico fez-se à medida que expandiram as redes de distribuição, primeiro as ligadas à rede principal e posteriormente as baseadas em sistemas autónomos (Unidades Autónomas de GNL), ligados a um reservatório abastecido por camião cisterna desde o Terminal de GNL de Sines.
28. Os clientes nas redes de distribuição identificados na Tabela 1 *infra* pertencem ao grupo Galp, à exceção da Portgás/EDPgás<sup>19</sup>, Tagusgás e Sonorgás.
29. **A Galp e a EDP são os dois principais operadores históricos.** O grupo Galp é o principal distribuidor de gás natural, com cerca de 1 milhão de clientes ligados às respetivas redes<sup>20</sup>, seguido da EDP Gás Distribuição, com cerca de 354 mil clientes.
30. **A Sonorgás é um pequeno distribuidor independente**, com cerca de 18 mil consumidores ligados à respetiva rede, que pertence a um grupo económico do qual também faz parte a comercializadora Goldenergy.

**Tabela 1. Balanço do número de clientes no SNGN para 2017-2018**

Unidades: n. clientes

Número de clientes	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	0	19	19
Centros electroprodutores			4	4
Clientes Industriais			15	15
Cientes nas redes de distribuição	0	250.883	1.205.509	1.456.392
Beiragás	0	10.845	42.771	53.616
Dianagás	0	1.911	8.226	10.137
Sonorgás	0	1.948	16.094	18.042
Duriensegás	0	6.717	23.177	29.894
Lisboagás	0	107.398	426.077	533.476
Lusitaniagás	0	41.726	181.965	223.691
Medigás	0	4.656	17.354	22.010
Paxgás	0	1.469	4.661	6.130
Portgás/EDPgás	0	37.509	316.908	354.417
Setgás	0	30.560	137.265	167.826
Tagusgás	0	6.145	31.011	37.156
Total de consumidores de GN	0	250.883	1.205.528	1.456.411

Fonte: ERSE

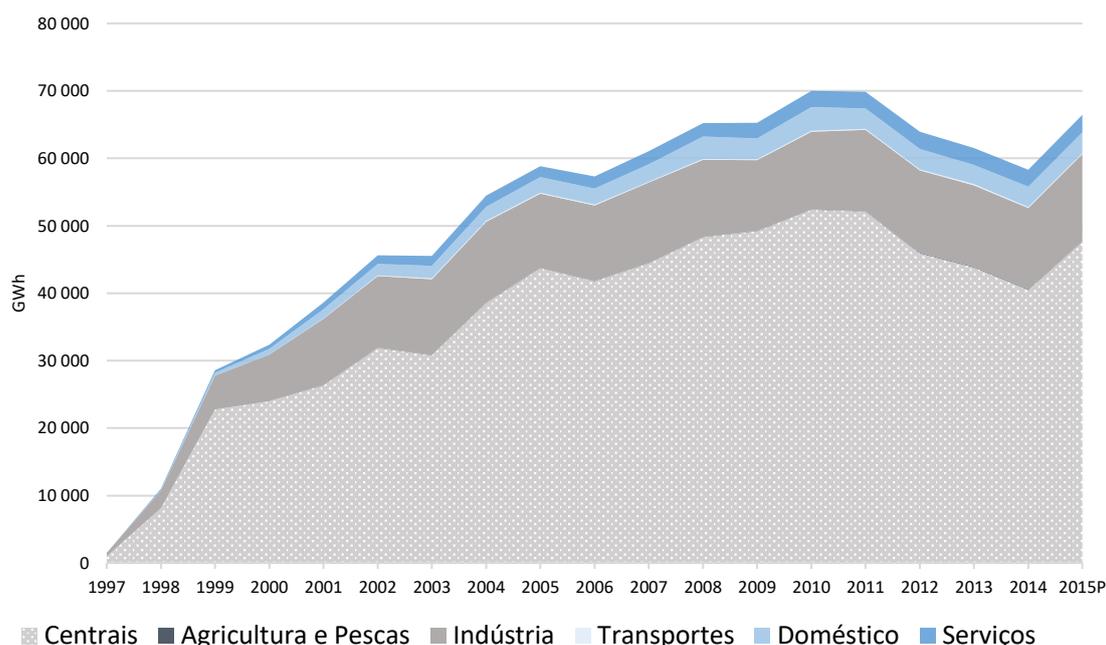
31. A expansão da procura foi inicialmente rápida, com grande impulso do consumo elétrico, mas veio a atingir a maturidade em final da década de 2000, com a estagnação do consumo ligado às redes de distribuição (clientes domésticos e PME) – *vide* Figura 3.

<sup>18</sup> Para este efeito, é usual considerar-se ainda a constituição de reservas de segurança como outra necessidade de aprovisionamento de gás natural.

<sup>19</sup> Refira-se que, no dia 7 de abril de 2017, a EDP – Energias de Portugal, S.A. chegou a um acordo com a REN Gás, S.A. para a venda de 100% da EDP Gás S.G.P.S., S.A., abandonando o negócio de distribuição de gás natural na Península Ibérica.

<sup>20</sup> Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás e Setgás.

**Figura 3. Fornecimento de gás natural por setor, 1997-2015**



Notas:

Valores apresentados em GWh, utilizando o fator de conversão da DGEG (1 GWh = 86 tep)

O setor "Centrais" inclui as centrais de ciclo combinado a gás natural e as centrais de cogeração

O setor "Indústria" inclui Indústria Extrativa, Indústria Transformadora e Construção e Obras Públicas

Dados de 2015 devem ser considerados provisórios

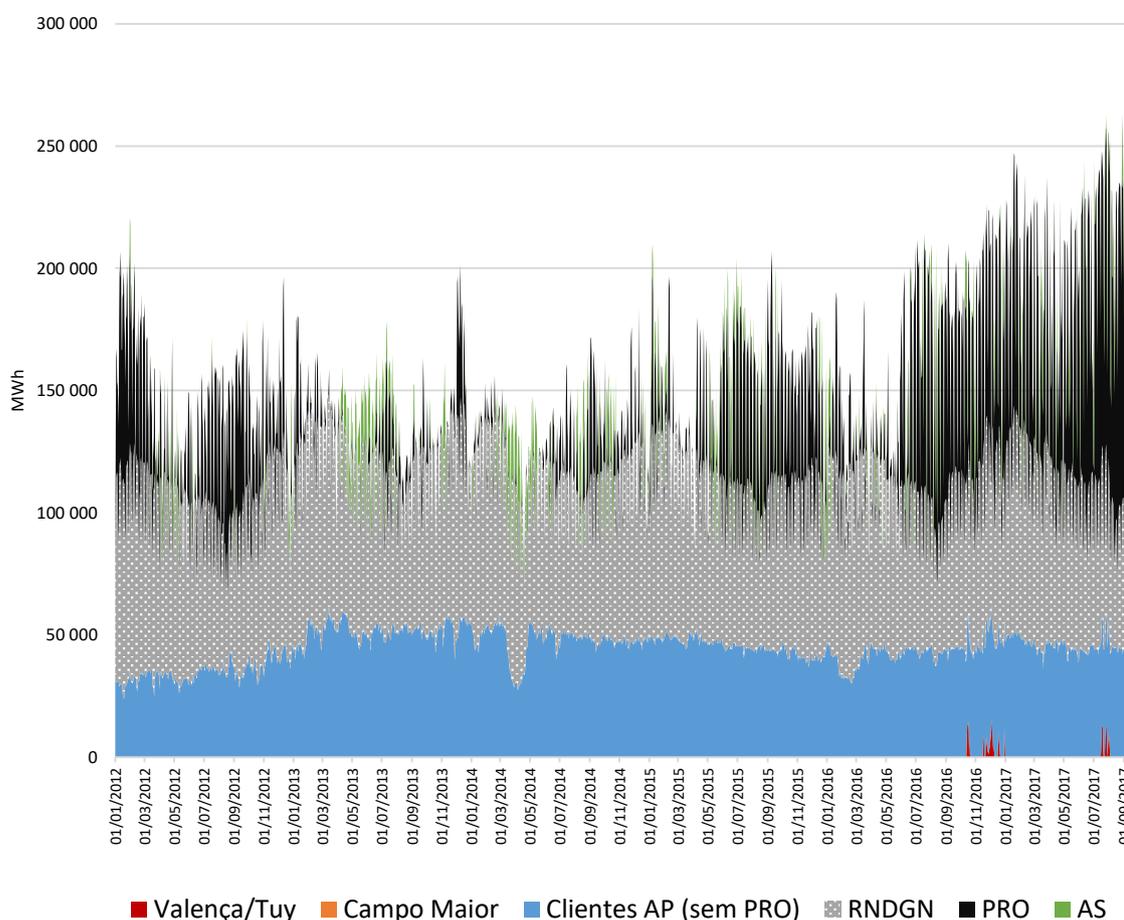
Fonte: DGEG – tratamento AdC

32. O consumo industrial, em particular na área do Vidro e Cerâmicas, atingiu o seu pico em 2015 alavancado pela recuperação da economia portuguesa e do setor exportador.
33. Conforme se evidencia na Figura 3, a partir de 2011 regista-se uma forte quebra do consumo de gás natural para a produção de eletricidade em mercado (setor "Centrais"). Esta redução resulta da quebra da procura de energia elétrica, a par da expansão das fontes de energia renovável de produção de eletricidade abrangidas pelo denominado regime subsidiado (com especial enfoque para a energia eólica), que reduziram a frequência com que as centrais de ciclo combinado a gás natural estiveram em funcionamento.
34. A utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural na produção de energia elétrica passou a ser inconstante e concentrada nos períodos de escassez das fontes hídricas ou eólicas (tipicamente, em horas de ponta).
35. Por outro lado, o consumo de gás natural pelas centrais de cogeração, que atingiu o seu pico em 2011 por força do investimento da Galp nas cogerações das suas refinarias (Sines e Matosinhos), entrou em lento declínio à medida que as cogerações mais antigas vão perdendo o acesso aos tarifários mais favoráveis praticados nos 10 primeiros anos de operação<sup>21</sup>.
36. A Figura 4 ilustra a distribuição do destino dado ao gás natural em Portugal, em função das saídas da rede de transporte, nomeadamente, para a *i) Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural* (onde se encontram os clientes ligados em Média e Baixa pressão), para os *ii) Produtores de Energia Elétrica em Regime Ordinário (PRO)*, para os *iii) clientes ligados em Alta Pressão* (excluindo os produtores PRO), para *iv) armazenamento subterrâneo* e para *v)*

<sup>21</sup> Nos termos do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, que estabelece o regime jurídico e remuneratório aplicável à energia elétrica e mecânica e de calor útil produzidos em cogeração, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto.

**exportação** via as duas interligações de gás natural entre Portugal e Espanha (Valença/Tuy e Campo Maior).

**Figura 4. Saídas de Gás Natural da Rede Nacional de Transporte por destino, 2012-2017**



Notas:

Valença/Tuy e Campo Maior: Interligações de gás natural entre Portugal e Espanha.

Clientes AP – Clientes ligados em Alta Pressão.

RNDGN – Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural.

PRO – Produtores de energia elétrica em Regime Ordinário.

AS – Armazenamento Subterrâneo.

Fonte: REN Gasodutos, tratamento AdC

37. A análise da Figura 4 permite confirmar a volatilidade do consumo de gás natural para os Produtores de Energia Elétrica em Regime Ordinário (PRO).
38. A quebra de consumo de gás natural nos últimos anos, *supra* descrita e ilustrada na Figura 3, traduziu-se numa redução da utilização do Terminal de GNL de Sines de forma mais que proporcional, conforme se pode verificar na tabela *infra*.

**Tabela 2. Repartição do aprovisionamento por infraestrutura, 2012-2016**

MWh	Interligações	TGNL Sines	AS	Total
2012	27 100 816	22 372 792	796 183	50 269 790
2013	27 549 823	19 514 126	1 719 442	48 783 391
2014	30 972 888	12 857 088	2 360 043	46 190 018
2015	35 234 680	16 188 678	1 635 203	53 058 562
2016	36 455 314	18 239 585	1 996 282	56 691 181
2017*	23 206 704	29 546 310	1 125 769	53 878 782

Notas:

Interligações - Entradas por Valença/Tuy e por Campo Maior

TGNL Sines - Entradas pelo Terminal de GNL de Sines

AS – Entradas por Armazenamento Subterrâneo

\* O ano de 2017 inclui dados até 30 de setembro

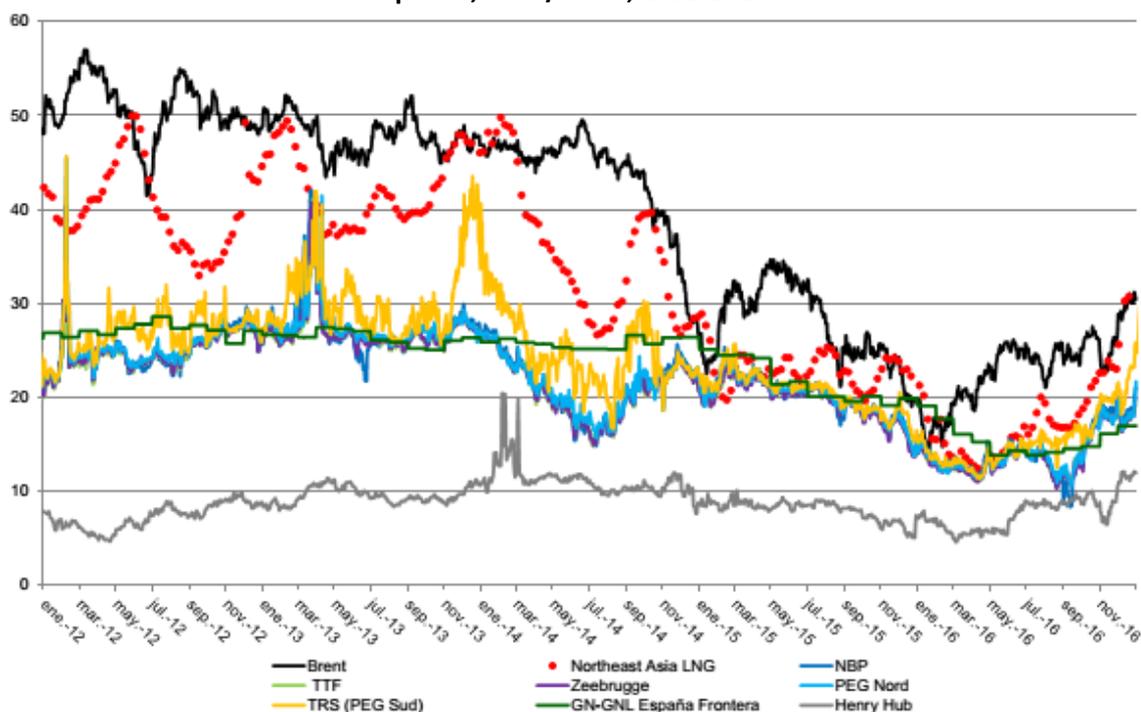
Fonte: REN Gasodutos, tratamento AdC

39. A repartição do aprovisionamento de gás natural depende, em grande medida, das condições climáticas, nomeadamente as hidrológicas. A maior utilização das centrais de ciclo combinado de gás natural em anos secos, como está a ser 2017, reflete-se na maior utilização do Terminal de GNL de Sines. A título ilustrativo, refira-se que a quantidade de GNL recebida no TGNL, por navio metaneiro, até finais de setembro de 2017, mais do que duplicou em relação ao mesmo período do ano passado (11 397 788 MWh), marcando ainda um novo valor máximo desde 2012.
40. As origens de gás natural por gasoduto mantêm-se mais estáveis, ao passo que as origens por navio apresentam maior volatilidade, refletindo a maior flexibilidade do Terminal de GNL de Sines para acomodar as variações na procura nacional.
41. As origens por navio foram também incentivadas por oportunidades de *trading* para a Ásia, na qual o importador histórico nacional também esteve envolvido, conforme se reporta nas apresentações de resultados da Galp Energia<sup>22</sup> (*vide* capítulo em que se analisam os custos de importação do operador histórico).
42. De facto, no mercado internacional de gás natural, há a registar a subida da procura e preço do GNL localizada na região asiática, associada ao desastre nuclear de Fukushima ocorrido no início de 2011 e à paralização das restantes centrais nucleares no Japão, substituídas por fontes de produção baseadas em gás natural e carvão.
43. Conforme se evidencia na Figura 5, os preços *Northeast Asia LNG* – cotação do GNL na região asiática – apresentaram durante alguns anos um diferencial significativo face à cotação do gás natural noutras zonas geográficas, que apenas recentemente se atenuou, por via da arbitragem do comércio internacional.

---

<sup>22</sup> Cfr. Relatório & Contas 2011, página 45.

**Figura 5. Preços *spot* nos mercados internacionais de gás natural e preço na fronteira em Espanha, em €/MWh, 2012-2016**



Notas:

Brent: cotação de crude Brent

Northeast Asia LNG: preço do GNL no mercado *spot* Asiático.

NBP (*National balancing Point*): preço do gás natural no mercado *spot* do Reino Unido.

TTF (*Title Transfer Facility*): preço do gás natural no mercado *spot* da Holanda.

Zeebrugge: preço do gás natural no mercado a curto prazo da Bélgica.

PEG Nord/Sud: preço do gás natural nos mercados *spot* Norte e Sul de França.

GN-GNL Espanha Fronteira: custo de aprovisionamento de gás natural em Espanha, calculado a partir dos dados de alfândegas publicados pela Agência Tributária.

Henry Hub: preço do gás natural no mercado *spot* dos Estados- Unidos.

Para efeitos comparativos todos os preços estão ilustrados em €/MWh.

Fonte: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), Informe de Supervisión del Mercado Mayorista y Aprovisionamiento de Gas – Período de diciembre de 2016 (pág. 19)

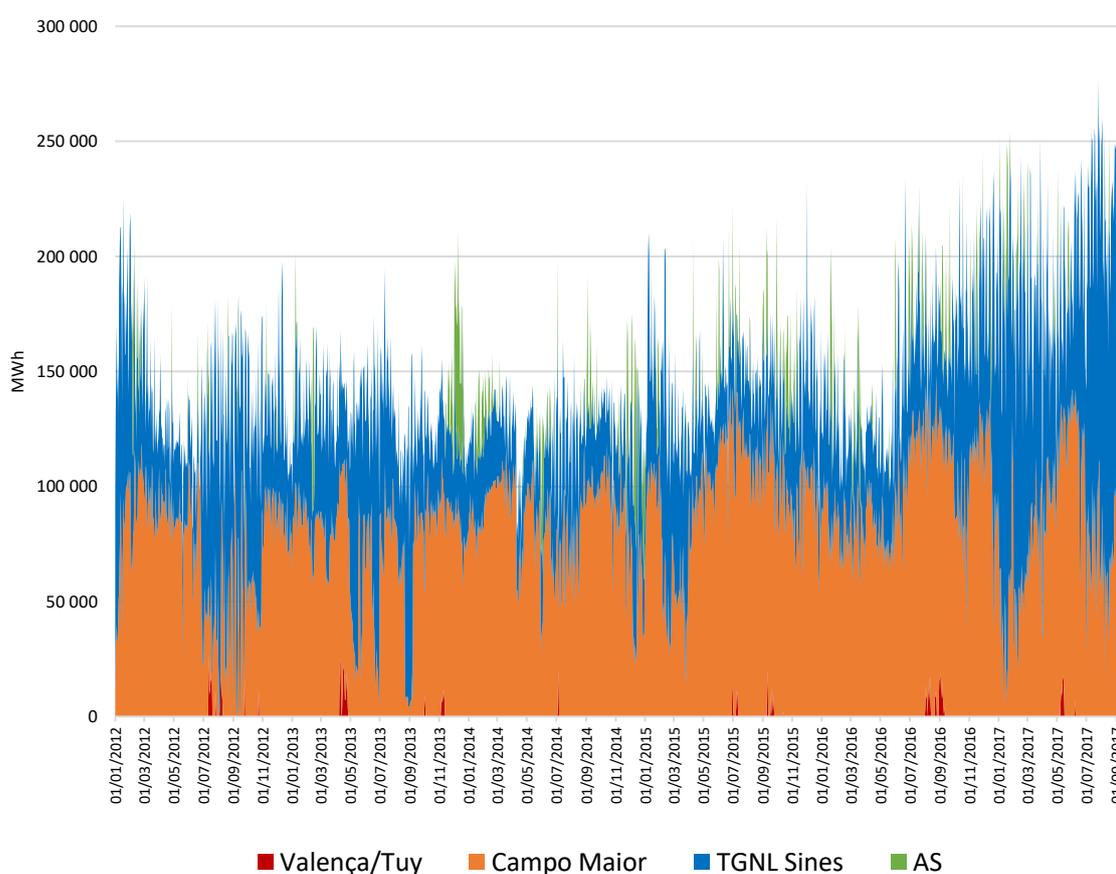
44. A menor utilização do terminal de GNL de Sines justifica-se também pela preferência dos novos entrantes pela entrada por gasoduto terrestre, não obstante a **utilização da interligação enfrentar o custo de saída da rede espanhola e o pagamento da entrada no sistema nacional (i.e., o *pancaking* no trânsito de gás natural transfronteiriço**, de que resulta a aplicação duplicada de termos tarifários da rede de transporte espanhola e da portuguesa).
45. Com efeito, vários operadores reportaram à AdC, nas respostas submetidas a pedidos de elementos no decorrer do inquérito setorial (*cf.* Anexo IV), que **a utilização do terminal de GNL de Sines representa custos elevados para pequenos operadores**, uma vez que:
- o custo de armazenamento comercial em terminal é elevado para garantir a disponibilidade da infraestrutura, o que desincentiva armazenamentos longos do gás natural descarregado em terminal. O gás natural descarregado em terminal tem que ser expedido de forma relativamente rápida para a rede; e
  - para pequenos operadores, com reduzida quota de mercado, o gás natural descarregado numa carga típica de GNL transportada em navio metaneiro supera largamente as respetivas necessidades de abastecimento no curto prazo.

46. Os custos de utilização do terminal para pequenos operadores resultam numa barreira à sua utilização, o que acaba por definir uma importante barreira à entrada no mercado nacional. Tal como refere a [confidencial – segredo de negócio]<sup>23</sup>:

*“um navio-tanque de GNL transporta aproximadamente 900 GWh de gás natural pelo que é necessário ter em carteira um conjunto de clientes finais suficientemente significativo ou ter a possibilidade de partilhar a sua carga com outros operadores em situação similar tal que esta vantagem não seja anulada pelos custos de armazenagem subsequentes.”*

47. Neste contexto, as entradas por gasoduto, em particular pelo ponto de entrada de Campo Maior, predominam sobre as entradas por Terminal de GNL de Sines, como melhor se pode observar na Figura 6.

**Figura 6. Entradas de Gás Natural na Rede Nacional de Transporte, por origem, 2012-2017**



Notas:

Valença/Tuy e Campo Maior: Interligações de gás natural entre Portugal e Espanha.

TGNL Sines – Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines.

AS – Armazenamento Subterrâneo.

Fonte: REN Gasodutos, tratamento AdC

## 2.2. Mercados relevantes e estrutura da oferta

48. Na prática decisória da Comissão Europeia<sup>24</sup>, a exploração e produção de petróleo e gás natural integram o mesmo mercado de produto relevante, dada a dificuldade de determinar,

<sup>23</sup> Cfr. resposta da [confidencial – segredo de negócio] a pedido de elementos da AdC.

<sup>24</sup> Vide Decisão da Comissão Europeia nos casos No COMP/M.1383, Exxon / Mobil (1999) e No COMP/M.4934 Kazmunaigaz / Rompetrol (2007).

na fase inicial de exploração, se a descoberta será de um ou outro produto (ou os dois em simultâneo).

49. Todavia, ao nível grossista, os segmentos do petróleo e do gás natural distinguem-se em mercados de produto distintos. Em ambos os casos, ao nível da exploração e produção, a dimensão geográfica dos mercados relevantes é tipicamente supranacional.
50. No mercado grossista de gás natural, no nível *upstream* (i.e., na sua dimensão supranacional), os produtores/exportadores definem a oferta e operadores grossistas/importadores definem a procura<sup>25</sup>.
51. Ao nível nacional, nos segmentos *downstream*, segundo a prática da Comissão Europeia aplicada a Portugal em 2004<sup>26</sup>, identificavam-se os seguintes mercados relevantes, todos de dimensão geográfica correspondente ao território nacional:
  - *Fornecimento de gás natural a distribuidores de gás natural*<sup>27</sup>;
  - *Fornecimento de gás natural a produtores de energia elétrica*;
  - *Fornecimento de gás natural a grandes consumidores industriais*; e
  - *Fornecimento de gás natural a pequenos consumidores* (pequenos negócios e consumidores domésticos).
52. A investigação da AdC desenvolvida no presente estudo indicia a existência de um outro mercado adicional, correspondente a um mercado grossista de dimensão geográfica nacional, em resultado das barreiras ao comércio entre Estados-Membros suscitado pelo sistema de preço da rede de transporte nos trânsitos de gás natural entre Portugal e Espanha, o qual agrava o preço do gás natural proveniente de Espanha. Este mercado grossista de dimensão nacional já foi igualmente identificado noutras decisões da Comissão Europeia relativa a outros países<sup>28</sup>.
53. O mercado grossista envolve transações de grandes volumes de gás natural entre importadores e outros comercializadores de gás natural no denominado *Virtual Trading Point*. Saliente-se que não existe informação pública sobre este mercado e que o mesmo se organiza em contratos bilaterais de natureza confidencial.

### **2.2.1 Mercado do fornecimento a distribuidores de gás natural/comercializadores de último recurso**

54. O fornecimento a distribuidores/CUR é um mercado em declínio em resultado da liberalização da atividade, atualmente com carácter praticamente residual. Segundo dados da ERSE, no final de 2016, cerca de 96% do total do consumo (com exceção dos centros eletroprodutores) foi assegurado por comercializadores em mercado e cerca de 76% do número de clientes já se encontrava no mercado livre<sup>29</sup>.
55. O fornecimento de gás natural a este grupo de clientes era enquadrado nos contratos que deram suporte a esta atividade, tal como os celebrados entre o importador histórico (a Transgás, pertencente ao grupo Galp) e os operadores de distribuição concessionados. Posteriormente, com a separação de atividades (*unbundling*), as responsabilidades de

---

<sup>25</sup> Vide Decisão da Comissão Europeia nos Casos No COMP/M.5585 Centrica / Venture Production (2009), No COMP/M.1532 BP Amoco / Arco (1999) e No COMP/M.5220 ENI / Distrigaz (2008).

<sup>26</sup> Vide Decisão da comissão Europeia no Caso No COMP/M.3440 ENI / EDP / GDP (2004).

<sup>27</sup> No passado, destinava-se ao fornecimento retalhista a clientes finais, tendo essa responsabilidade sido posteriormente transmitida aos CUR no processo de *unbundling* do setor.

<sup>28</sup> Vide Decisão da Comissão Europeia no Caso No COMP/39.315 – ENI (2010).

<sup>29</sup> Vide ERSE – “Relatório anual sobre os mercados de eletricidade e de gás natural em 2016 em Portugal” (julho de 2017).

fornecimento a clientes finais passaram para os CUR, mantendo-se o fornecimento pelo importador histórico.

56. O regime de aprovisionamento dos CUR, conforme o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, subsequentemente alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 65/2008, de 9 de abril, 66/2010, de 11 de junho, e 231/2012, de 26 de outubro, associa o custo de aquisição de gás natural à média ponderada, pelas quantidades contratuais, dos preços dos 4 contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime *take-or-pay* (3 contratos com a Nigéria e 1 contrato com a Argélia).
57. Para além do custo de aquisição de energia, são ainda considerados os designados “Outros custos”, que contemplam a utilização das infraestruturas de gás natural (Terminal de GNL de Sines, Armazenamento Subterrâneo de gás natural e Transporte de gás natural), os custos associados à imobilização de gás natural em reservas estratégicas e obrigatórias e os custos de exploração da atividade de comercializador do SNGN<sup>30</sup>.
58. Este regime veio ainda permitir, nos termos do respetivo artigo 42.º, a compra direta ou por leilão ao comercializador do SNGN (a entidade titular dos contratos *take-or-pay* celebrados em data anterior à entrada em vigor da Diretiva n.º 2003/55/CE), *i.e.* a Galp.

### **2.2.2 Mercado do fornecimento a produtores de energia elétrica**

59. Conforme a prática decisória da Comissão Europeia<sup>31</sup>, confirmada em tribunal<sup>32</sup>, o fornecimento de gás natural a produtores de energia elétrica constitui um mercado autónomo. Segundo a definição adotada pela Comissão Europeia, os cogeneradores, que produzem simultaneamente calor para processos industriais e energia elétrica, para venda a terceiros, foram excluídos deste mercado e, ao invés, incluídos nos grandes consumidores industriais. A decisão sobre se os cogeneradores devem ser incluídos no mercado de fornecimento a produtores de energia elétrica é passível de suscitar entendimentos diversos. Contudo, mesmo que se opte por incluir os cogeneradores no mercado, a posição da Galp não se altera significativamente (a Galp tem nas refinarias as maiores cogerações nacionais, que são por esta autoabastecidas).
60. A Transgás/Galp é o fornecedor histórico da Turbogás (central da Tapada do Outeiro, em Gondomar) e [confidencial – relações contratuais dos operadores]<sup>33</sup>, no quadro de contratos *take-or-pay* de longa duração.
61. A [confidencial – segredo de negócio], por sua vez, fornece a [confidencial – segredo de negócio].
62. Se considerarmos apenas o fornecimento a produtores de energia elétrica em regime ordinário PRO (*i.e.*, excluindo cogeneradores), a estrutura de mercado é ilustrativa da preponderância da Galp no mercado – a Galp tem uma quota muito elevada, que em alguns anos se aproxima dos 100% (*vide* Tabela 3).

---

<sup>30</sup> Nas Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2017-2018, esta componente representou cerca de 8% do custo de aquisição de gás natural (*Vide* <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/20172018/Documents/Tarifas%20GN%202017-2018.pdf>)

<sup>31</sup> *Vide* nota de rodapé 26

<sup>32</sup> *Cfr.* Acórdão T-87/05 EDP vs Comissão, do Tribunal de Primeira Instância, de 21 de setembro de 2005.

<sup>33</sup> Refira-se, a este respeito, que desde [confidencial – segredo de negócio].

**Tabela 3. Estrutura do fornecimento de gás natural às centrais de ciclo combinado de gás natural (PRO), 2010-2016**

	Quota Galp	Quota [confidencial – segredo de negócio]
<b>2010</b>	[90-100]%	[0-10]%
<b>2011</b>	[80-90]%	[10-20]%
<b>2012</b>	[70-80]%	[20-30]%
<b>2013</b>	[90-100]%	[0-10]%
<b>2014</b>	[90-100]%	[0-10]%
<b>2015</b>	[80-90]%	[10-20]%
<b>2016</b>	[80-90]%	[10-20]%

Notas:

<sup>(1)</sup> As quotas ilustradas foram aferidas utilizando como *proxy* a energia produzida por centrais a gás natural, assumindo por hipótese que todas consomem a mesma quantidade de gás natural para produzir 1 MWh. Contudo, a Turbogás, por ser mais antiga, poderá ser menos eficiente que as restantes centrais a gás natural, pelo que, sendo a Turbogás fornecida pela Galp, as quotas que se apresentam poderão subestimar a posição da Galp neste mercado.

<sup>(2)</sup> Para efeitos do cálculo da quota da Galp, considerou-se toda a energia produzida pelas centrais a gás natural nas quais a Galp é o fornecedor predominante.

Fonte: REN, tratamento AdC

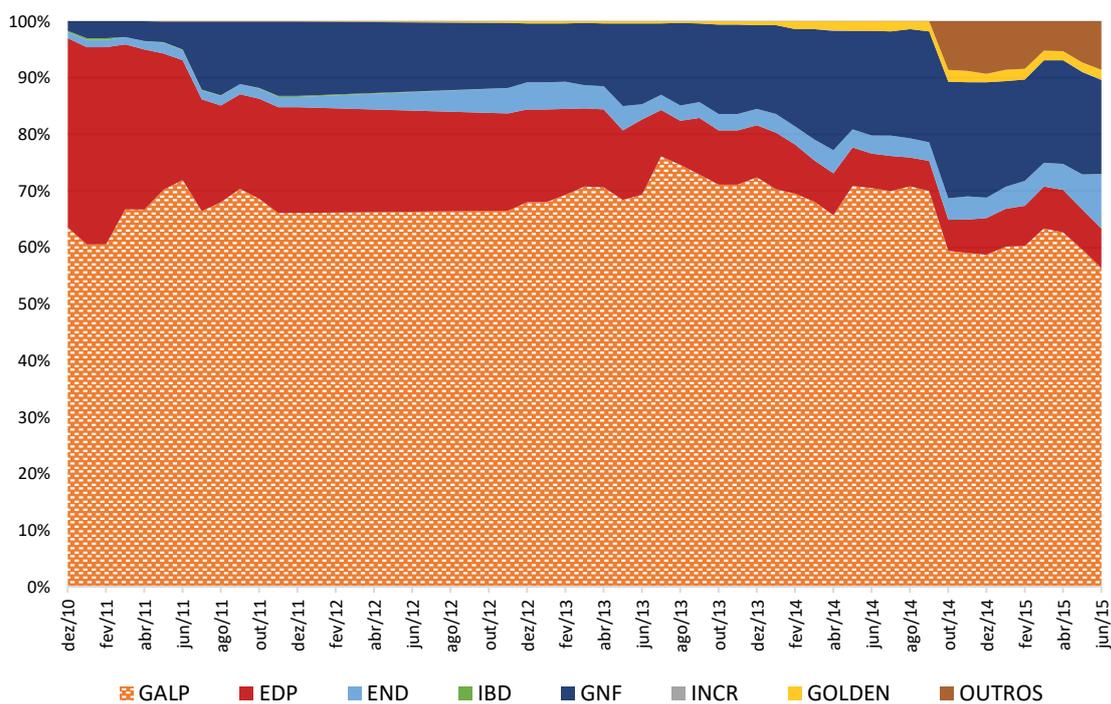
63. Esta estrutura de mercado, conjugada com o contexto contratual *supra* referido, é passível de suscitar preocupações ao nível de um potencial efeito de encerramento do mercado associado aos contratos em vigor.

### **2.2.3 Mercado do fornecimento a grandes clientes e clientes industriais**

64. A presente análise segue a classificação da ERSE, que distingue os “grandes clientes” dos “clientes industriais”<sup>34</sup>. Do ponto de vista da definição de mercados relevantes adotadas pela AdC e pela Comissão Europeia, ambas as classificações integram um mesmo mercado relevante.
65. No segmento dos grandes clientes, a Galp é destacadamente o maior fornecedor (*vide* Figura 7). A EDP adquiriu algum peso no fornecimento de grandes clientes, todavia a entrada da Gas Natural Fenosa (“GNF”) neste segmento veio erodir significativamente a posição da EDP, ao passo que a Galp manteve o seu peso na ordem dos 60% de quota de fornecimento a grandes clientes.

<sup>34</sup> O segmento “grandes clientes” respeita ao grupo de clientes com um consumo anual superior a 1 milhão de m<sup>3</sup> (excluindo Produtores em Regime Ordinário), enquanto o segmento “clientes industriais” respeita ao grupo de consumidores com um consumo anual entre 10 mil e 1 milhão de m<sup>3</sup>.

**Figura 7. Estrutura do fornecimento de gás natural a grandes clientes, em consumo, 2010-2015**

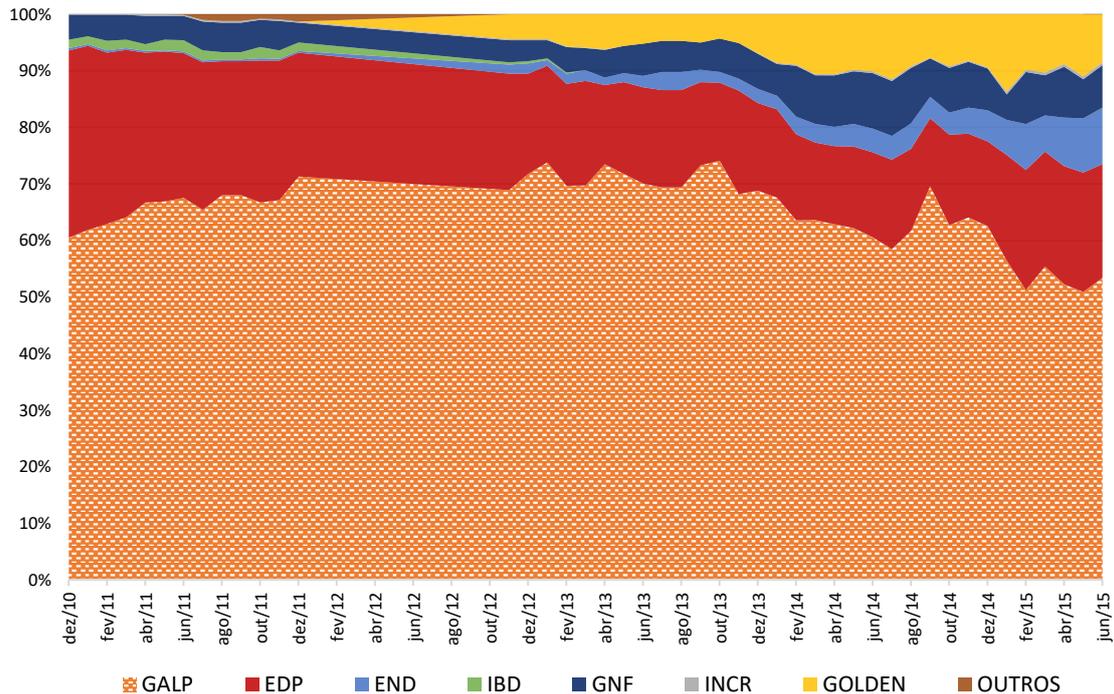


Nota: Os dados dos primeiros anos da série analisada apresentam erros de medição de quota, tendo estes sido publicamente identificados pela ERSE em resultado de erros no reporte de informação pelas distribuidoras da Galp e da Tagusgás, e que deram origem a auditorias a essas distribuidoras.

Fonte: Boletins informativos – ERSE

66. No segmento industrial (conforme a nomenclatura adotada pela ERSE), a posição da Galp sofreu uma certa erosão em 2014 e 2015, tendo registado um peso de 53,4% desse segmento industrial em junho de 2015. A EDP também sofreu uma erosão de quota, mas conseguiu ainda assim manter uma posição relevante, com 20% do total do segmento industrial (*vide* Figura 8).

**Figura 8. Estrutura do fornecimento de gás natural a clientes industriais (definição ERSE), em consumo, 2010-2015**



Nota: Os dados dos primeiros anos da série analisada apresentam erros de medição de quota, tendo estes sido publicamente identificados pela ERSE em resultado de erros no reporte de informação pelas distribuidoras da Galp e da Tagusgás, e que deram origem a auditorias a essas distribuidoras.

Fonte: Boletins informativos - ERSE

67. Em conjunto, Galp e EDP forneceram 73,5% do mercado em junho de 2015. A Goldenergy (“GOLDEN”) forneceu 8,5% do segmento industrial.
68. O índice *Herfindahl-Hirschman* (IHH), que mede a concentração do mercado, avaliado em junho de 2015, foi de 3 676 pontos no segmento dos grandes clientes e de 3 484 pontos no segmento dos clientes industriais, em ambos os casos superior ao limiar a partir do qual se considera que um mercado é muito concentrado (2 500 pontos no caso dos Estados Unidos<sup>35</sup> e 2 000 pontos na União Europeia<sup>36</sup>).
69. Refira-se, a título ilustrativo, que em Espanha o número de operadores ativos na comercialização de gás natural a clientes industriais era, no final de 2015, de 25 operadores, sendo que esse número sobe para 50 operadores (40 grupos económicos) quando se alarga o espetro aos comercializadores com vendas a todos os clientes finais<sup>37</sup>. Nesse universo, salienta-se a presença de alguns produtores *upstream* (Sonatrach e BP), o incumbente francês (GDF Suez) e os incumbentes portugueses (a Galp e a EDP).

<sup>35</sup> Segundo as *U.S. Department of Justice & FTC, Horizontal Merger Guidelines § 5.2* (2010), os mercados com IHH entre 1 500 e 2 500 pontos classificam-se como moderadamente concentrados e acima dos 2 500 pontos classificam-se como muito concentrados.

<sup>36</sup> Segundo a Comissão Europeia - “*Orientações para a apreciação das concentrações horizontais nos termos do Regulamento do Conselho relativo ao controlo das concentrações de empresas*” (Jornal Oficial C 31 de 05.02.2004) e a Autoridade da Concorrência - “*Linhas de Orientação para a análise económica de operações de concentração horizontais*”, as preocupações concorrenciais estabelecem-se para mercados com IHH a partir dos 2 000 pontos.

<sup>37</sup> Refira-se, contudo, que o número de comercializadores com um volume de vendas de gás natural superior a 5% é de apenas 5 operadores.

70. Em 2015, o grupo Gas Natural Fenosa (operador histórico em Espanha) detinha uma quota de mercado de cerca de 46% no consumo e de 57% no número de clientes<sup>38</sup>.
71. A comparação com a estrutura da oferta em Espanha revela que o número de operadores ativos na comercialização de gás natural é significativamente mais elevado do que em Portugal<sup>39</sup> e que o operador histórico espanhol tem uma menor dimensão do que o operador histórico português<sup>40</sup>.

### **3. Análise dos preços a clientes finais industriais**

#### **3.1. Comparação internacional de preços a clientes industriais publicados pelo Eurostat**

72. Nesta secção procede-se a uma análise comparativa do preço do gás natural para consumidores industriais em Portugal face à média europeia, para efeitos de *benchmarking*.
73. O Eurostat publica estatísticas sobre os preços médios do gás natural para consumidores industriais, nos países da União Europeia, com periodicidade semestral, considerando consumidores tipo, em função de bandas de consumo.
74. No caso dos consumidores industriais, existem 6 consumidores tipo, com consumos que variam entre menos de 1.000 GJ (Giga joules) ano – escalão Eurostat I1 - e consumos superiores a 4 milhões de GJ ano – escalão Eurostat I6 - , sendo que neste último caso Portugal não está representado. Os preços coletados pelo Eurostat são avaliados em três registos diferentes: (i) sem taxas e impostos, (ii) sem IVA e outras taxas recuperáveis, e (iii) com todos os impostos.
75. A comparação de preços que se obtém das estatísticas do Eurostat é um referencial importante para avaliar o desempenho relativo de cada mercado nacional. Para esse efeito, consideram-se os preços sem taxas e impostos nos escalões Eurostat I1 a I5, por forma a evitar que a avaliação seja perturbada por diferenças de fiscalidade entre Estados-Membros da União Europeia.
76. A análise comparativa revela que, no período entre o 2.º semestre de 2007 e o 2.º semestre de 2015, se registou um contínuo agravamento da posição competitiva dos preços do gás natural para consumidores industriais portugueses (em todos os escalões Eurostat) face ao resto da Europa. Em 2016, registou-se alguma aproximação dos preços do gás natural para consumidores industriais em Portugal face ao preço médio da EU-28, especialmente visível nos escalões Eurostat de maior consumo (*i.e.*, escalões I3 a I5).
77. Nos consumidores industriais Eurostat I1 e Eurostat I2, *i.e.* os de menor consumo, os preços nacionais mantiveram-se, ao longo do período analisado, entre os mais elevados da Europa, notando-se também, em geral, uma crescente divergência face à média dos 28 Estados-Membros da União Europeia, especialmente visível no escalão Eurostat I1 (*vide* Figura 9 e Figura 10).

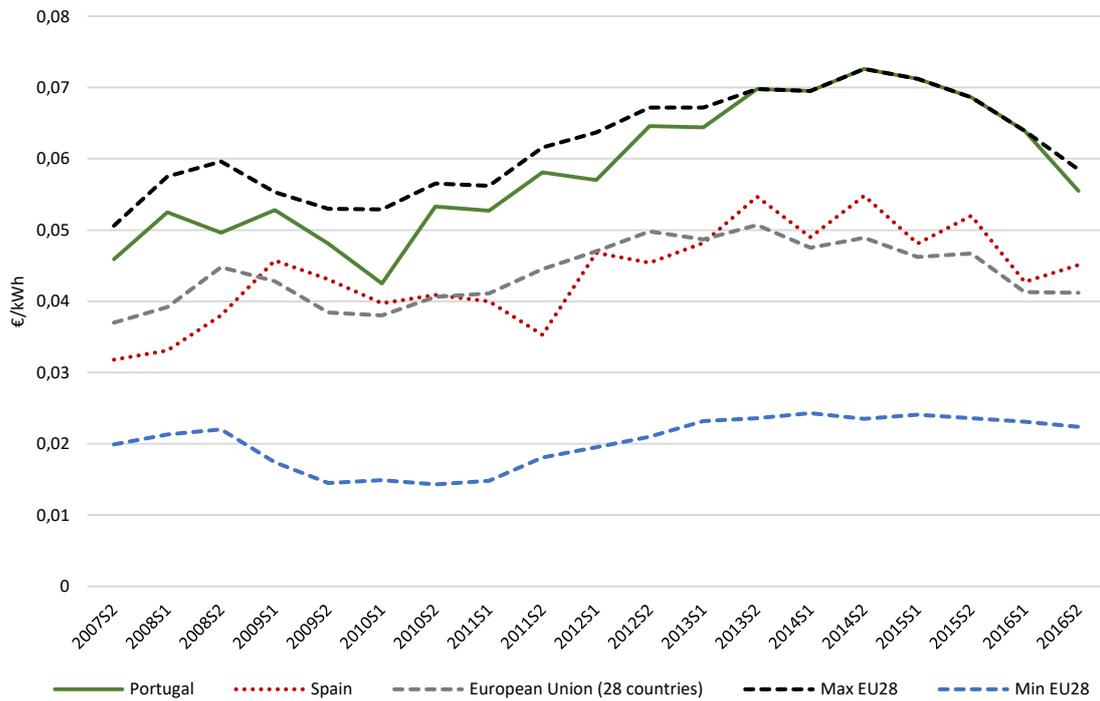
---

<sup>38</sup> *Vide* Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), Informe de supervisión del mercado de gas natural en España, Periodo: año 2015.

<sup>39</sup> Segundo dados da ERSE, no final de 2016, estavam presentes no mercado livre de gás natural 11 comercializadores, sendo que 10 encontravam-se a operar no segmento dos consumidores domésticos (*vide* ERSE – Relatório anual sobre os mercados de eletricidade e de gás natural em 2016, pág. 83).

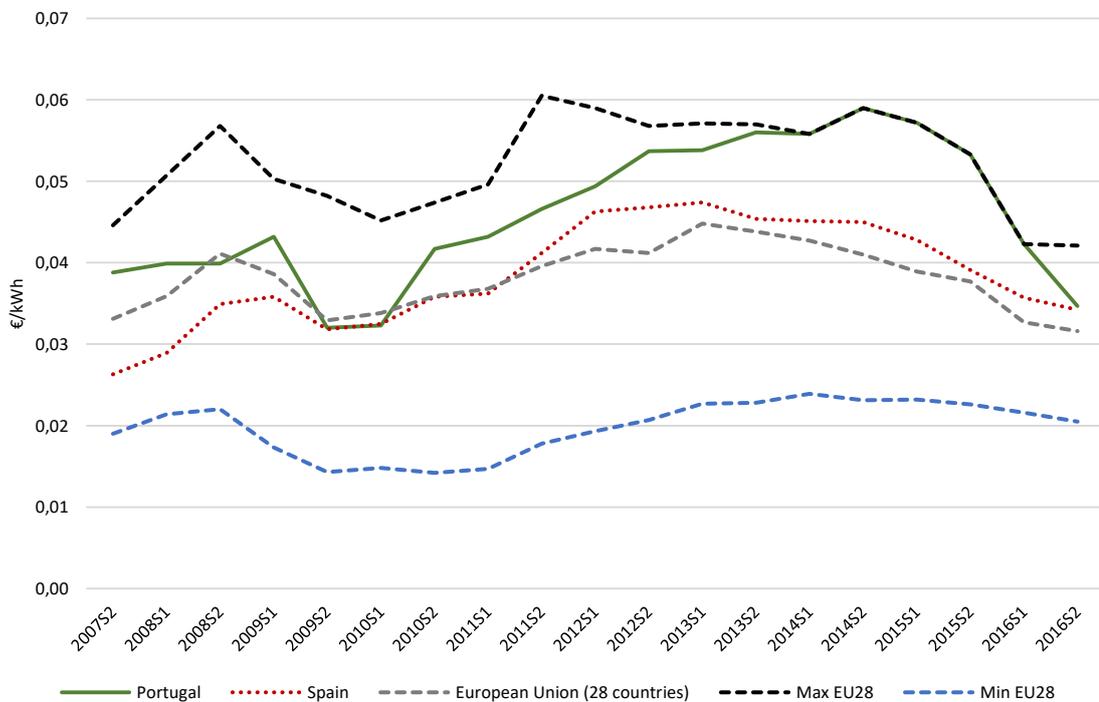
<sup>40</sup> Apesar de a sua quota de mercado ter vindo a decrescer desde 2013 (70%), a Galp registou uma quota nos fornecimentos (consumo) em mercado liberalizado de 55% em 2016 (*vide* ERSE – Relatório anual sobre os mercados de eletricidade e de gás natural em 2016, Figura 4.9, pág. 91).

**Figura 9. Preços consumidores industriais escalão Eurostat I1 (Consumo < 1.000 GJ) entre 2007 e 2016, sem taxas e impostos**



Fonte: Eurostat - tratamento AdC

**Figura 10. Preços consumidores industriais escalão Eurostat I2 (1.000 GJ < Consumo < 10.000 GJ) entre 2007 e 2016, sem taxas e impostos**

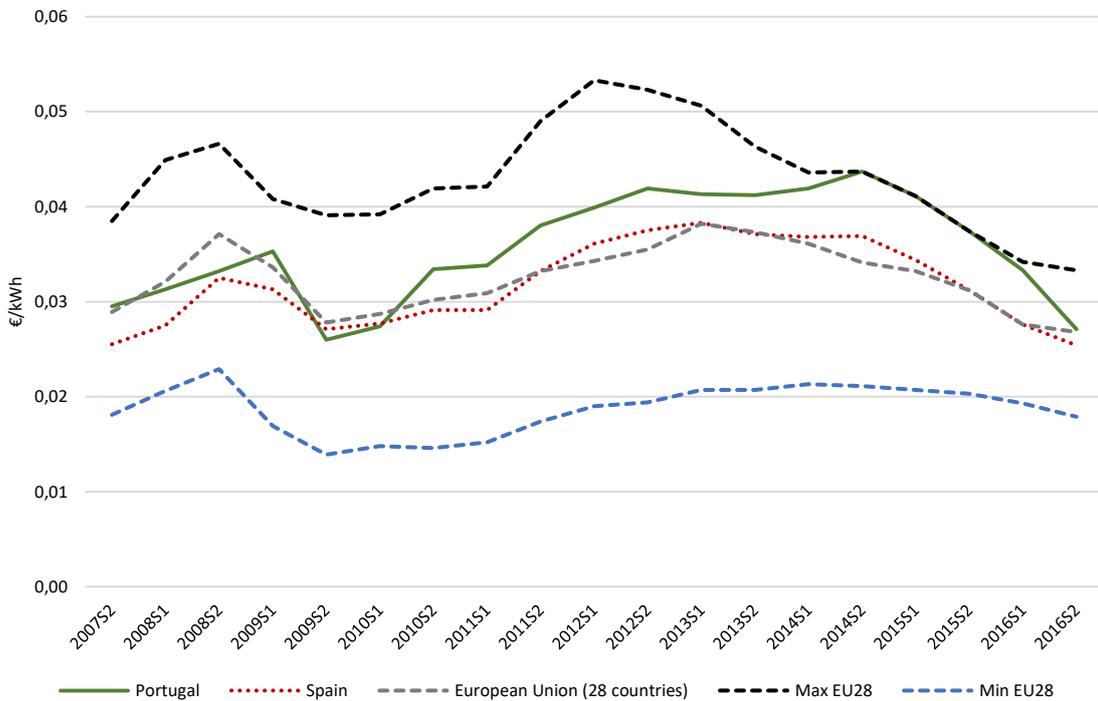


Fonte: Eurostat - tratamento AdC

78. O agravamento da posição competitiva dos preços nacionais no contexto da UE 28 foi ainda mais notório nos segmentos I3, I4 e I5 (grandes consumidores), que em 2007 se encontravam próximos ou mesmo abaixo da média europeia, para em 2015 se posicionaram

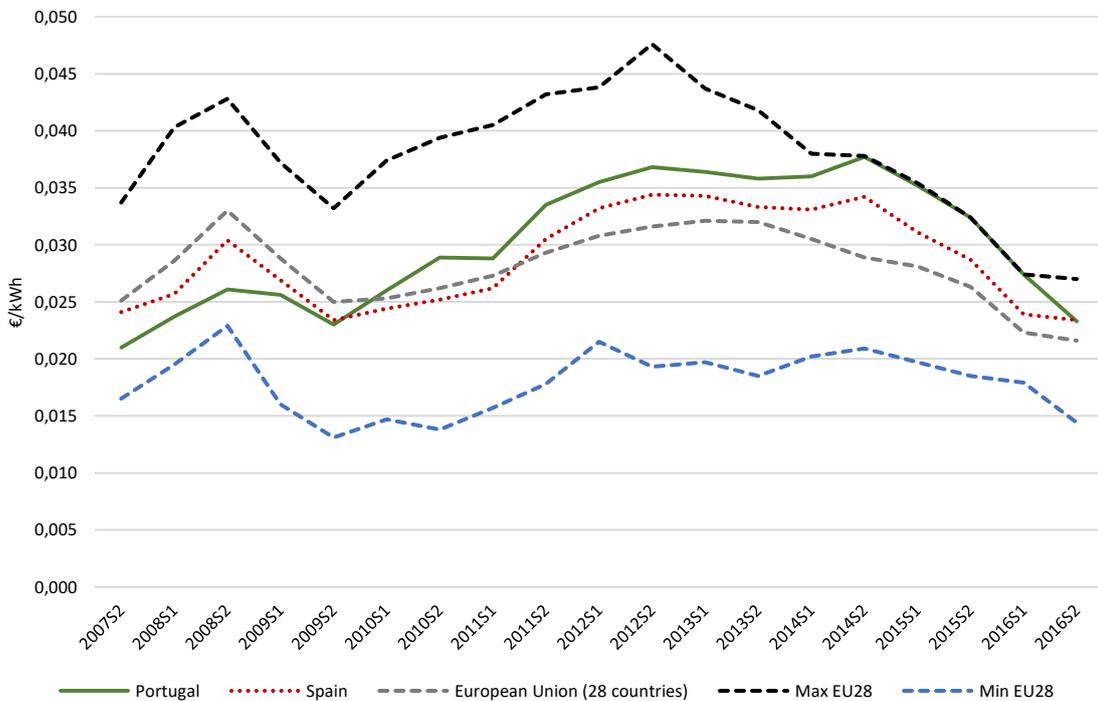
no topo da comparação Europeia, como ilustram os gráficos seguintes, ainda que recentemente esta situação se tenha em certa medida atenuado.

**Figura 11. Preços consumidores industriais escalão Eurostat I3 (10.000 GJ < Consumo < 100.000 GJ) entre 2007 e 2016, sem taxas e impostos**



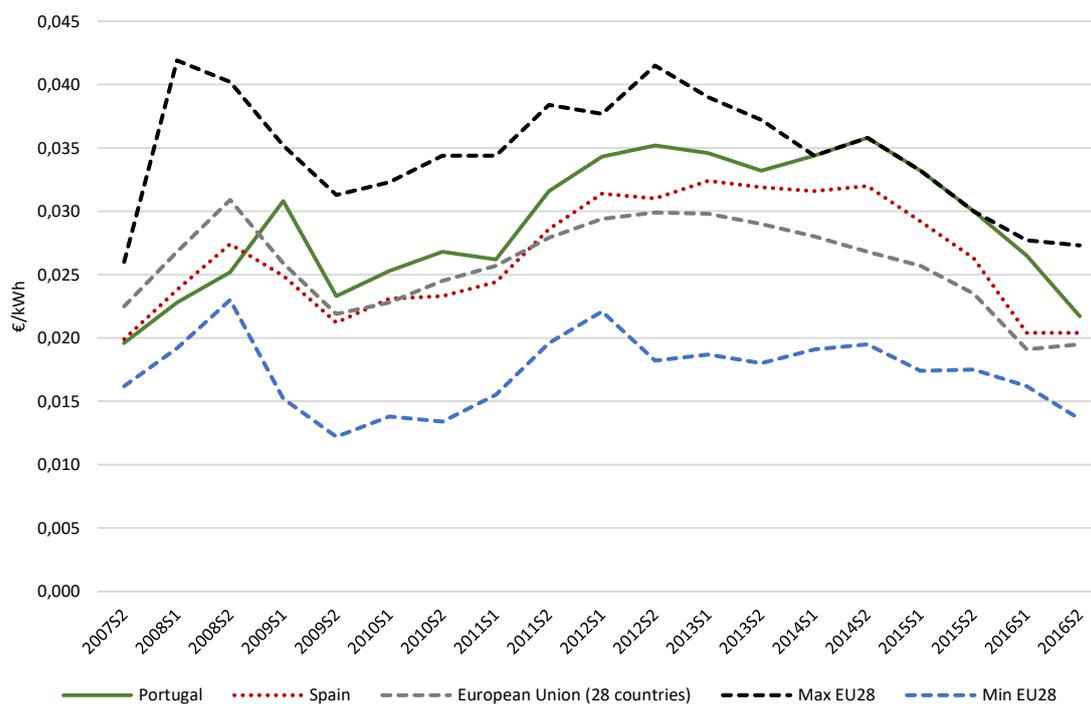
Fonte: Eurostat - tratamento AdC

**Figura 12. Preços consumidores industriais escalão Eurostat I4 (100.000 GJ < Consumo < 1.000.000 GJ) entre 2007 e 2016, sem taxas e impostos**



Fonte: Eurostat - tratamento AdC

**Figura 13. Preços consumidores industriais escalão Eurostat I5 (1.000.000 GJ < Consumo < 4.000.000 GJ) entre 2007 e 2016, sem taxas e impostos**



Fonte: Eurostat - tratamento AdC

79. **O nível e evolução dos preços analisados nos parágrafos *supra* pode ser influenciado tanto pelo custo de utilização das redes e restantes infraestruturas, como pelo custo do gás natural.** Uma das limitações das estatísticas do Eurostat em relação aos preços do gás natural deve-se ao facto de não ser possível desagregar os preços por componente, nomeadamente entre a componente de redes e a componente de energia.
80. De forma a analisar de forma mais aprofundada os fatores explicativos da degradação do posicionamento competitivo dos preços nacionais face à UE, constituiu-se uma amostra de clientes, que se analisa no capítulo seguinte.

### 3.2. *Decomposição dos preços a clientes finais em custos de rede e custos de energia*

#### 3.2.1 *Caracterização dos preços médios faturados na amostra de clientes industriais*

81. Para melhor caracterizar a evolução dos preços do gás natural segundo as componentes de energia e acesso às redes, constituiu-se uma amostra exploratória a partir de dados de faturação, mediante pedido de elementos junto dos comercializadores.
82. A amostra obtida caracterizou-se nos seguintes termos:
- Metodologia: dirigida, exploratória, não aleatória uma vez que foram selecionados os 5 maiores e 5 mais pequenos clientes por escalão de acesso à rede (AP, MP, BP<100.000 m<sup>3</sup> anuais, BP>100.000 m<sup>3</sup> anuais) em cada comercializador;
  - Dimensão: 175 empresas incluídas – com informação relativa a contratos, faturação (consideraram-se valores sem IVA), custos de acesso e consumo mensal;
  - Limitações: a existência de acertos de faturação, por vezes negativos, levou à necessidade de se considerar como período de referência o semestre ao invés do

mês; a longevidade de cada cliente em cada comercializador é variável e não uniforme: há clientes que permanecem menos que um semestre num dado fornecedor, pelo que a caracterização da evolução ao longo do tempo das tarifas médias é prejudicada pela ausência de um número suficiente de observações em alguns períodos;

- Validade: o método de seleção é não aleatório pelo que não se encontram reunidos os critérios de representatividade; o que limita as inferências para o universo total de clientes industriais.
83. No caso dos clientes em alta pressão (AP), diferenciaram-se os produtores de energia elétrica em regime ordinário (PRO) dos demais clientes finais industriais ligados nesse nível de pressão.
84. Em primeiro lugar, segundo a metodologia do Eurostat, *“quantidades de gás natural que são utilizadas para processos químicos ou eletricidade e/ou geração combinada de calor e eletricidade são excluídos deste questionário [...]”*<sup>41</sup> (tradução nossa). De forma a permitir a comparabilidade com os valores do Eurostat, excluíram-se estes consumidores para efeitos de cálculo de média.
85. Em segundo lugar, conforme a prática decisória da Comissão Europeia<sup>42</sup>, confirmada em tribunal<sup>43</sup>, o fornecimento de gás natural a produtores de energia elétrica constitui um mercado distinto do fornecimento de gás natural a grandes consumidores industriais.
86. Por fim, a comparação de preços entre os clientes industriais em AP e os produtores de energia elétrica revela também níveis de preços médios diferentes (*cfr.* Figura 14). A existência de [confidencial – relações contratuais entre operadores] impõe, em geral, condições menos competitivas no aprovisionamento desses consumidores no contexto da redução de consumos que se operou a partir de 2011.

**Figura 14. Amostra AdC - Preço médio total s/IVA para consumidores industriais vs produtores de energia elétrica PRO, 2010-2015**

[Confidencial – segredo de negócio]

Fonte: Fornecedores inquiridos - tratamento AdC

87. O preço médio total, sem IVA, por nível de pressão apurado na amostra revela a **estrutura típica dos preços, cujo nível médio é hierarquizado em função do nível de pressão de ligação à rede (com uma relação inversa)**, conforme se documenta na figura seguinte.

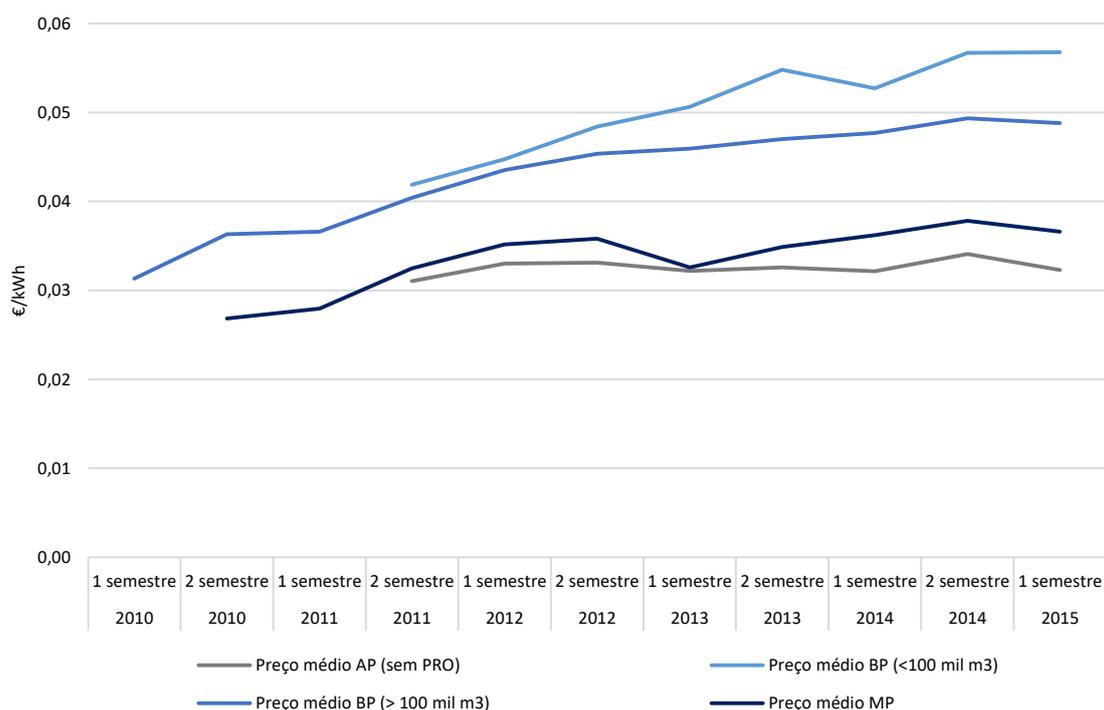
---

<sup>41</sup> Cfr. [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural\\_gas\\_price\\_statistics&oldid=336230](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_price_statistics&oldid=336230).

<sup>42</sup> Cfr. Decisão da Comissão Europeia no caso COMP/M.3440 ENI / EDP / GDP, de 09 de dezembro de 2004.

<sup>43</sup> Acórdão T-87/05 EDP vs Comissão, do Tribunal de Primeira Instância, de 21 de setembro de 2005.

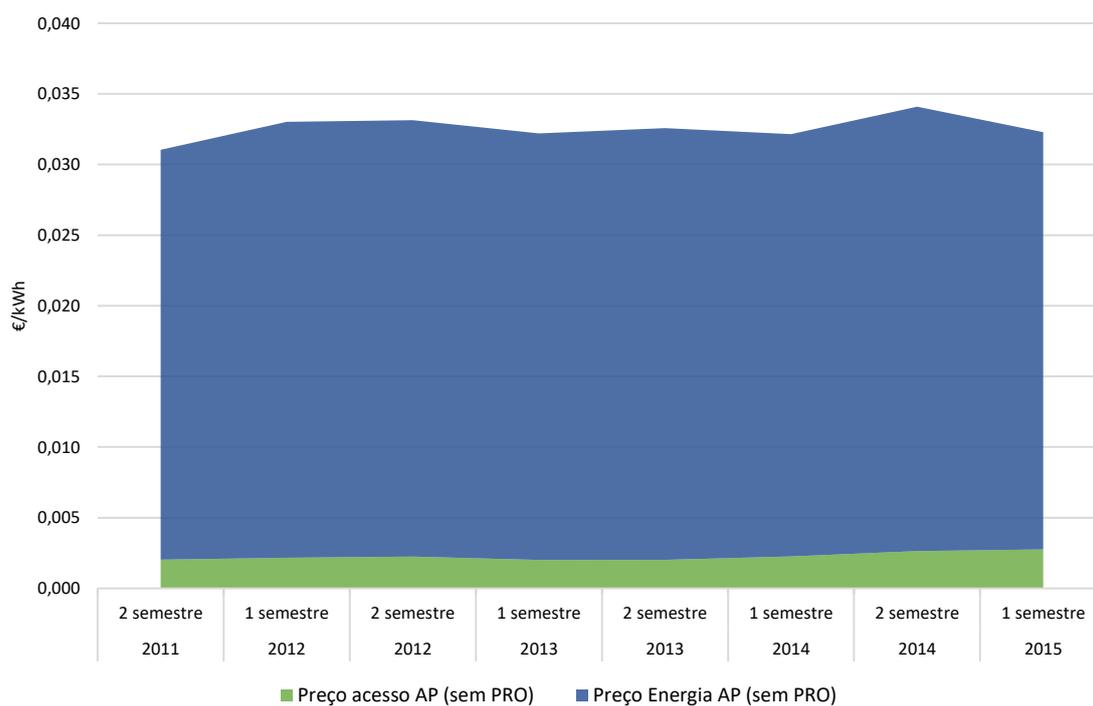
**Figura 15. Amostra AdC - Preço médio total s/IVA por nível de pressão, 2010-2015**



Fonte: Fornecedores inquiridos - tratamento AdC

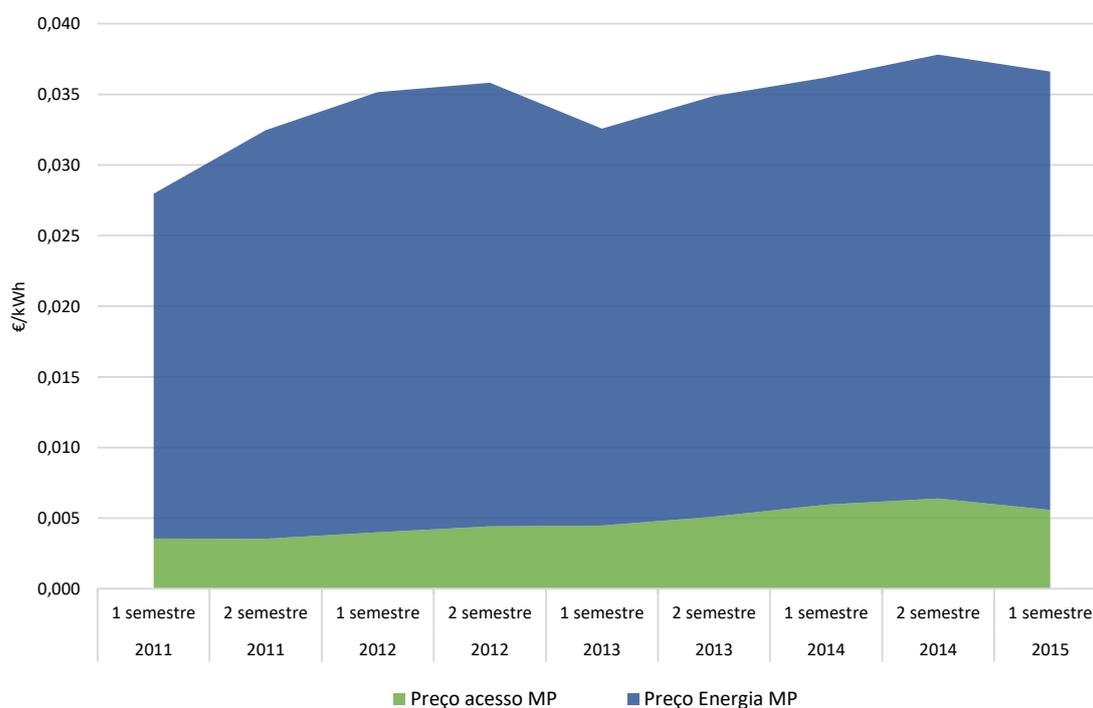
88. Nas figuras seguintes ilustra-se a decomposição dos preços médios totais, sem IVA, para os diferentes níveis de pressão (Alta Pressão, Média Pressão e Baixa Pressão). A evolução dos preços no período 2010-2015, considerando o contributo separado das componentes de energia e de redes, permite verificar **o crescimento da componente de acesso às redes, com maior significado nos acessos em Baixa Pressão**, seja no escalão entre 10.000 m<sup>3</sup> e 100.000 m<sup>3</sup> anuais (BP<100 mil m<sup>3</sup>) ou entre 100.000 m<sup>3</sup> e 1 milhão de m<sup>3</sup> anuais (BP>100 mil m<sup>3</sup>).
89. Entre 2010 e 2015, a componente de acesso às redes, na amostra analisada, registou um crescimento nos acessos em Baixa Pressão de 74% no escalão entre 10.000 m<sup>3</sup> e 100.000 m<sup>3</sup> e de 109% no escalão entre 100.000 m<sup>3</sup> e 1 milhão de m<sup>3</sup>.
90. Nos níveis de pressão mais altos, registou-se um crescimento de 57% no acesso em Média Pressão e de 36% no acesso em Alta Pressão (sem Produtores de Eletricidade PRO).

**Figura 16. Amostra AdC – Preço médio s/IVA Alta Pressão sem Produtores de Electricidade PRO, por componente, 2011-2015**



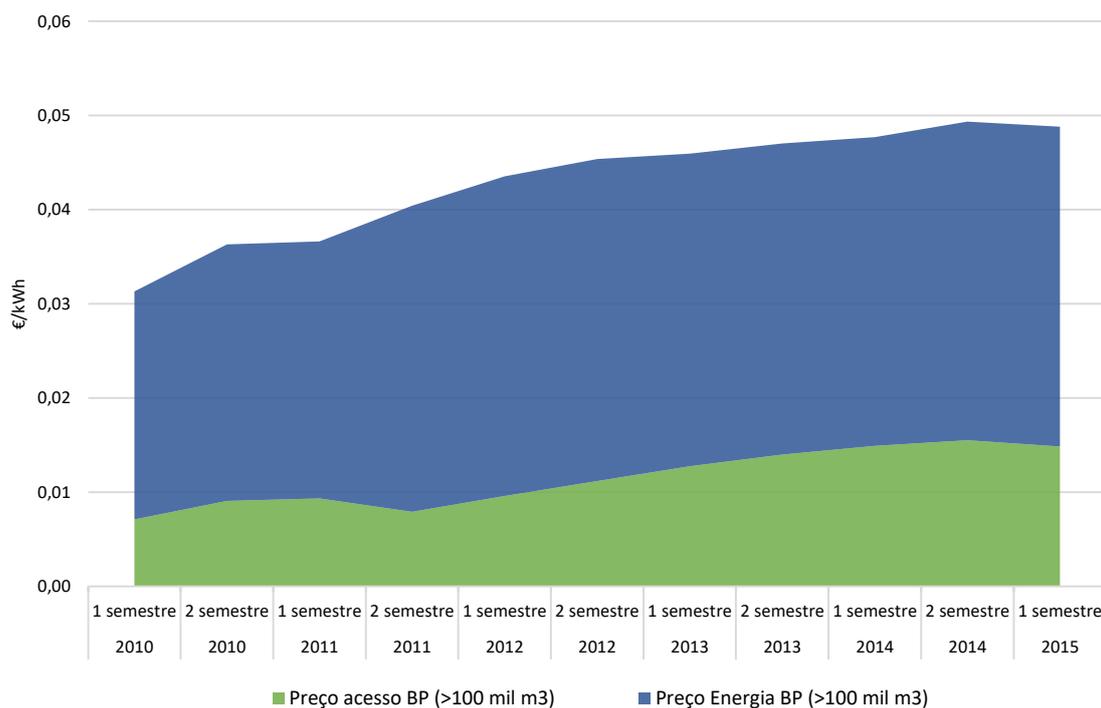
Fonte: Fornecedores inquiridos - tratamento AdC

**Figura 17. Amostra AdC – Preço médio s/IVA Média Pressão, por componente, 2011-2015**



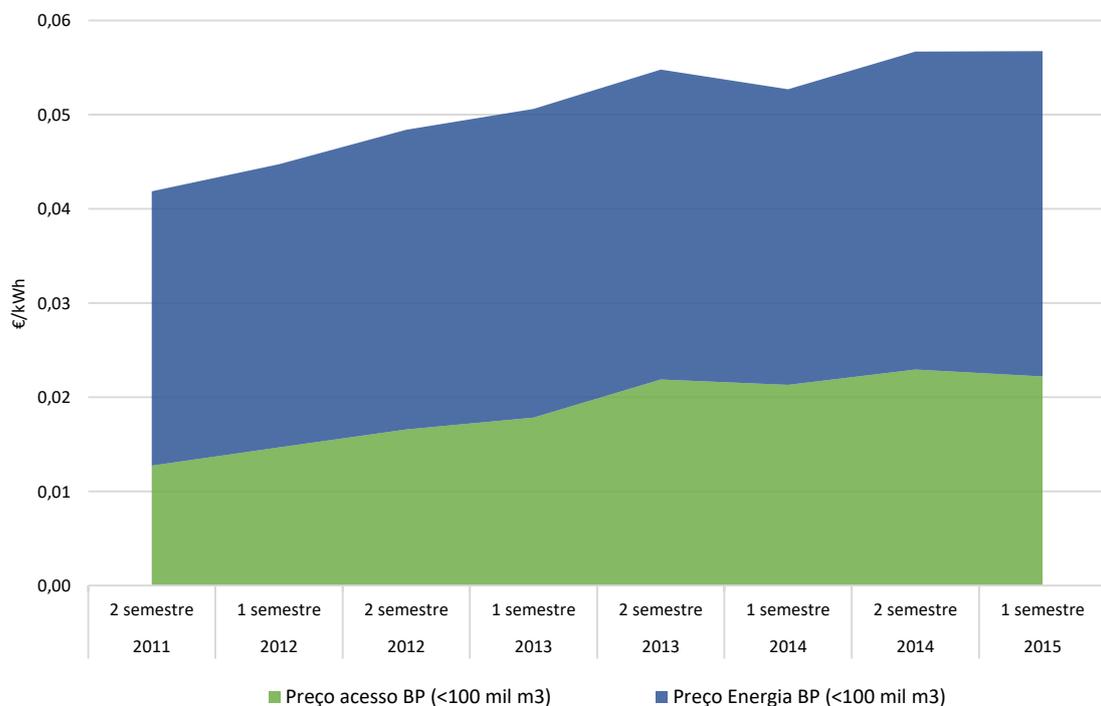
Fonte: Fornecedores inquiridos - tratamento AdC

**Figura 18. Amostra AdC – Preço médio s/IVA Baixa Pressão > 100 mil m<sup>3</sup>/ano, por componente, 2010-2015**



Fonte: Fornecedores inquiridos - tratamento AdC

**Figura 19. Amostra AdC – Preço médio s/IVA Baixa Pressão < 100 mil m<sup>3</sup>/ano, por componente, 2011-2015**



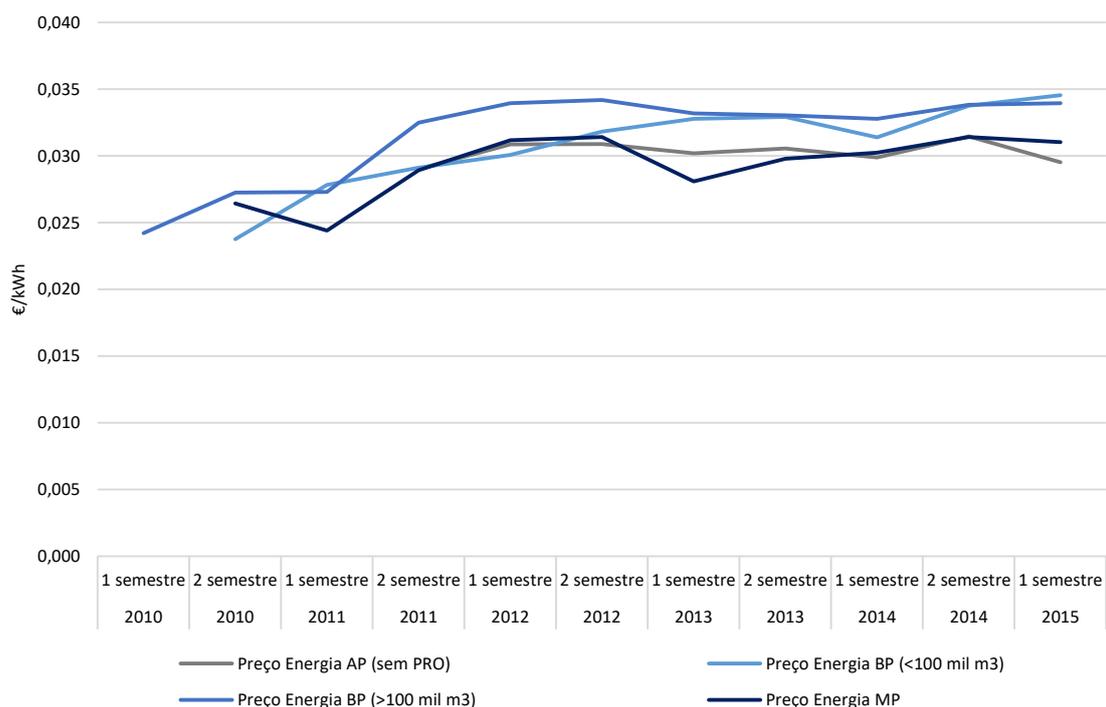
Fonte: Fornecedores inquiridos - tratamento AdC

91. As figuras anteriores permitem ainda verificar que o peso da componente de acesso às redes no preço médio total, sem IVA, varia em função do consumo e do nível de pressão à rede. O custo de acesso às redes nos clientes industriais ligados em Baixa Pressão (escalão entre

10.000 m<sup>3</sup> anuais e 100 mil m<sup>3</sup> anuais), por exemplo, representou, na amostra, em média, 37% do preço médio total, sem IVA, sendo que nos clientes industriais ligados em Alta Pressão, a mesma componente representou apenas 7% do preço médio total, sem IVA.

92. Os preços médios da energia, sem IVA, por escalão de acesso à rede revelam que, em geral, aos maiores consumos se associam, em média, preços mais baixos, refletindo um efeito de escala na contratação. Todavia, se se considerassem agregadamente os preços dos produtores de energia elétrica PRO (como visto anteriormente, menos competitivos), com os consumidores industriais em Alta Pressão, o segmento de Alta Pressão teria, em geral, preços entre os mais altos por escalão de acesso à rede, conforme resulta da Figura 20 e da Figura 21.

**Figura 20. Amostra AdC – Preço médio s/IVA energia sem Produtores Electricidade PRO, por nível de pressão, 2010-2015**



Fonte: Fornecedores inquiridos - tratamento AdC

**Figura 21. Amostra AdC – Preço médio s/IVA energia com Produtores Electricidade PRO, por nível de pressão, 2010-2015**

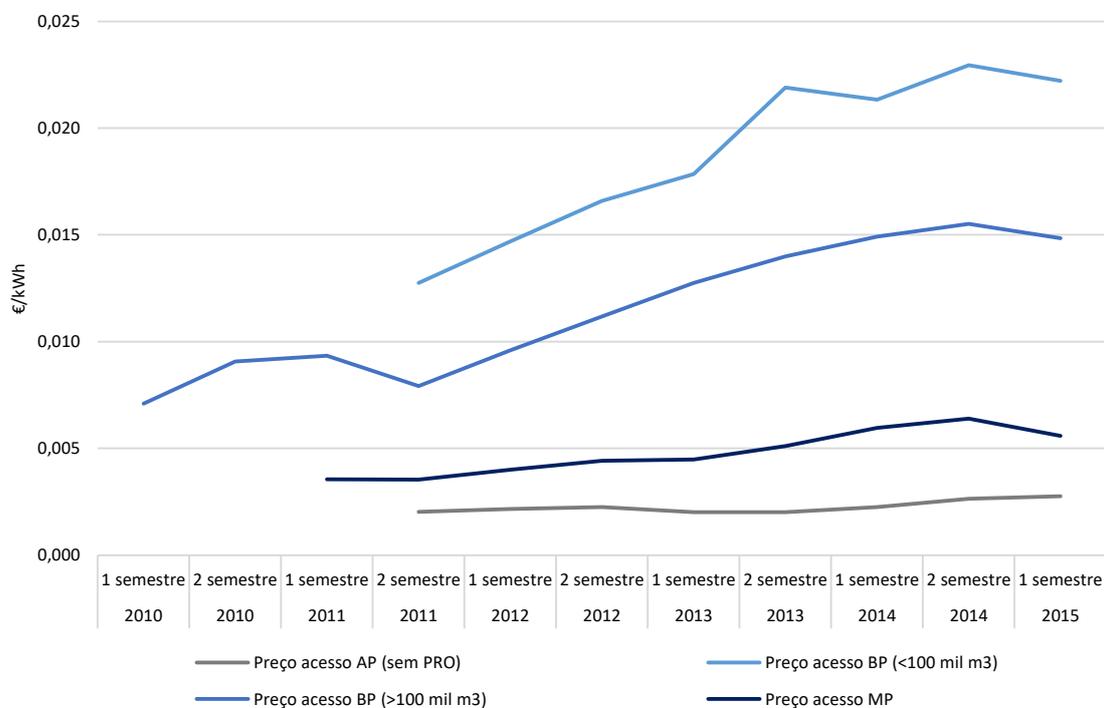
[Confidencial – segredo de negócio]

Fonte: Fornecedores inquiridos - tratamento AdC

93. Os preços da energia para os clientes ligados em média pressão (MP) revelam uma quebra acentuada em 2013, que se aferiu estar associada ao preço inicial de uma relação contratual de um grande cliente industrial com um operador não incumbente ([confidencial – relações contratuais dos operadores]).
94. Os preços da energia em Baixa Pressão com consumo anual inferior a 100.000 m<sup>3</sup> (BP<100 mil m3) revelam-se também inferiores a segmentos de consumo mais elevado (BP>100 mil m3), pela mesma razão (o preço inicial de um consumidor de maior dimensão nesse segmento, também nesse caso fornecido pela [confidencial – relações contratuais dos operadores]).

95. No que respeita às tarifas de acesso às redes, a Figura 22 mostra que **os maiores incrementos absolutos se registam nos acessos à rede em Baixa Pressão, enquanto o acesso à rede em Alta Pressão se manteve relativamente estável** ao longo do período analisado.

**Figura 22. Amostra AdC – Preço médio de acesso às redes s/IVA sem Produtores Electricidade PRO, por nível de pressão, 2010-2015**



Fonte: Fornecedores inquiridos - tratamento AdC

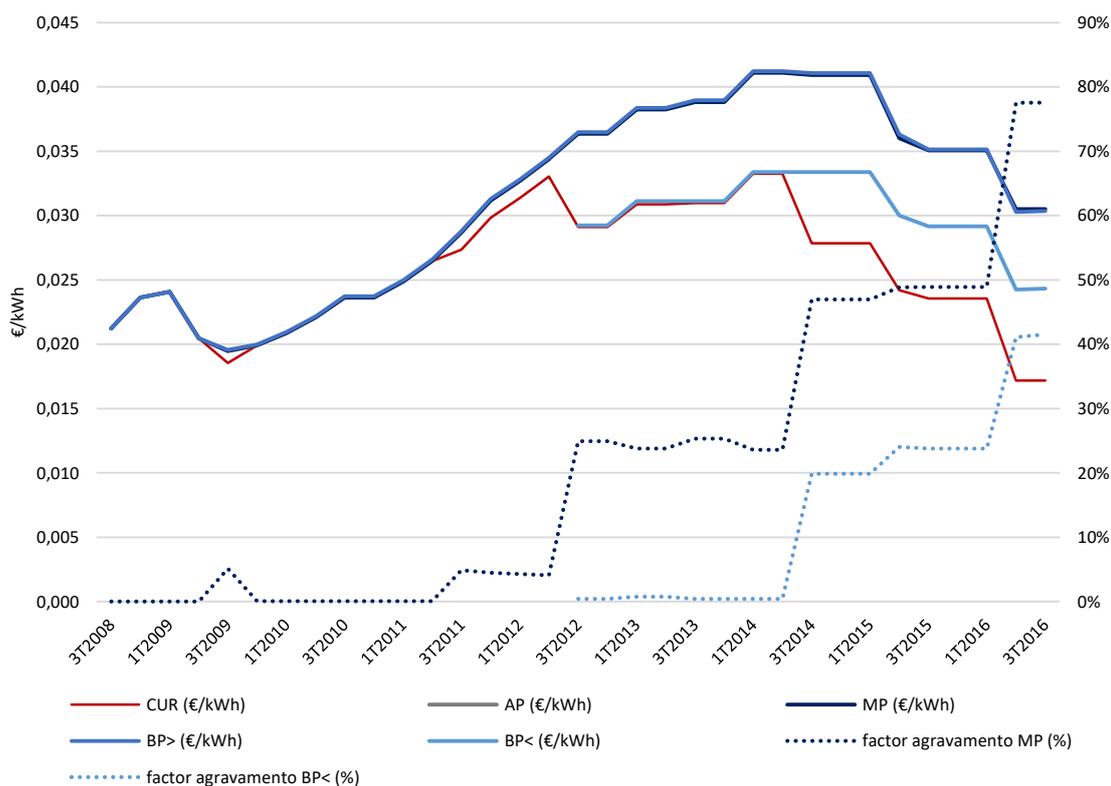
96. Os resultados obtidos têm uma validade limitada à amostra, não sendo necessariamente representativos do universo dos consumidores. No entanto, procurou-se comparar os preços médios obtidos na amostra com os preços médios publicados pelo Eurostat, conforme a análise constante no Anexo I. Dessa comparação concluiu-se que os preços médios da amostra são relativamente aproximados, em nível e evolução, aos verificados nos consumidores Eurostat I3 a I5. Para esses consumidores tipo, os resultados apurados na amostra deverão fornecer uma aproximação razoável dos verificados na realidade.
97. Os preços médios da amostra são substancialmente inferiores aos publicados pelo Eurostat para os consumidores-tipo I1 e I2, podendo tal justificar-se pelo facto de a amostra não integrar clientes fornecidos pelos CUR. O número total de clientes nos CUR é ainda significativo, especialmente naqueles com consumos anuais de menor volume (correspondente ao segmento ERSE “Pequenos negócios e residenciais”)<sup>44</sup>. A estes clientes, no período representado, era cobrado um preço regulado, composto por uma tarifa transitória acrescido de um fator de penalização que visa incentivar a migração destes clientes para o mercado livre.
98. Estes fatores de penalização elevados podem justificar os preços elevados nesses consumidores (*vide* Figura 23). Refira-se, a este respeito, que apesar das penalizações muito significativas das tarifas transitórias, um largo número de consumidores industriais não está

<sup>44</sup> Em 2016, a totalidade do consumo de “grandes clientes” (classificação ERSE) foi assegurada por comercializadores em mercado, o mesmo acontecendo a mais de 91% do consumo de “clientes industriais” (classificação ERSE). No segmento “Pequenos negócios e residenciais”, cerca de 30% do consumo ainda é abastecido pelos CUR (*vide* ERSE – Relatório anual sobre os mercados de eletricidade e de gás natural em 2016, Figura 4.8, pág. 90).

a reagir aos incentivos à mudança para o mercado livre<sup>45</sup>, pelo que os fatores de penalização das tarifas transitórias podem ter o efeito potencial de penalizar os clientes com reduzida mobilidade à mudança de fornecedor. Com efeito, haverá sempre consumidores menos propensos à mudança de comercializador (ou à mudança de tarifário dentro de um mesmo fornecedor) e em mercados com discriminação de preços esses serão sempre prejudicados. A investigação recente da *Competition and Market Authority* do Reino Unido aponta justamente para esse facto<sup>46</sup>.

99. As tarifas transitórias podem também ter um efeito sobre o mercado liberalizado, constituindo um ponto focal para colusão, *i.e.* de alinhamento de preço entre os comercializadores em regime livre<sup>47</sup>.

**Figura 23. Preço grossista CUR vs tarifas de energia reguladas a clientes finais, 2008-2016**



Fonte: ERSE - tratamento AdC

100. Em conclusão, a evolução dos custos com redes justificam parcialmente a perda de competitividade dos preços nacionais, especialmente nos níveis de acesso em Média Pressão e em Baixa Pressão. Adicionalmente, os fatores de penalização aplicados nas tarifas

<sup>45</sup> Uma parte das empresas industriais ainda fornecidas nos CUR poderá corresponder a empresas com problemas financeiros, o que limita a respetiva mobilidade, dado que o gás natural é vendido a crédito.

<sup>46</sup> Vide Competition and Markets Authority (CMA), *Competition – press release, “CMA sets out energy market changes, 10 March 2016”*. A CMA concluiu: “Apesar de a concorrência ter beneficiado os consumidores que mudaram para contratos de termos fixos com preços mais competitivos, cerca de 70% dos consumidores domésticos dos 6 maiores operadores ainda se encontram na tarifa variável standard “default”, mais onerosa. A análise mais recente conduzida pela CMA revela que o potencial de poupança para estes consumidores subiu substancialmente nos últimos dois anos, sendo que o consumidor médio poderia poupar mais de £300 ao mudar para a alternativa mais competitiva. A análise da CMA também demonstrou que, no total, os consumidores poderiam estar a pagar mais cerca de £1,7 mil milhões ao ano do que pagariam num mercado competitivo” (tradução nossa).

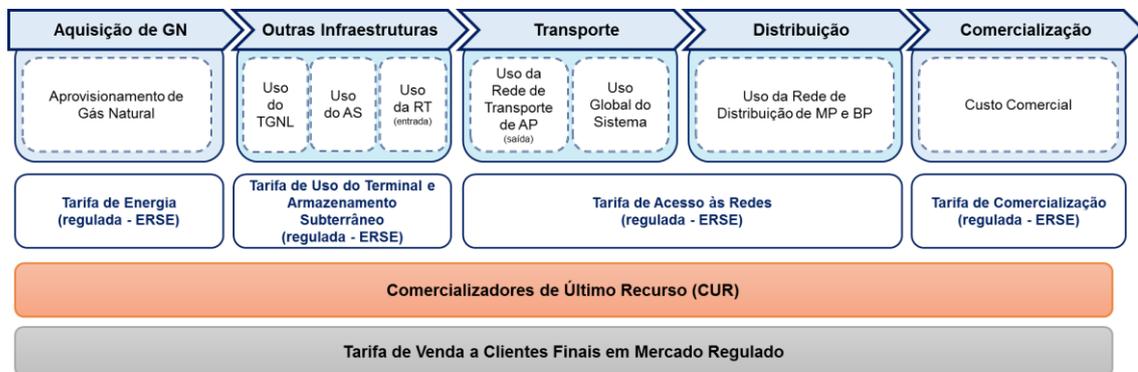
<sup>47</sup> A regularidade de atualização das tarifas transitórias pode também ter impacto no mercado liberalizado – as tarifas transitórias têm sido revistas numa base anual, apesar de poderem ser atualizadas trimestralmente (existem tarifários livres de comercializadores baseados em tabelas de preços com revisão trimestral).

transitórias dos clientes industriais contribuem potencialmente para a perda de competitividade nos níveis tarifários do escalão industrial Eurostat I1 e eventualmente no escalão industrial Eurostat I2, correspondentes aos industriais tipo de menor consumo.

### 3.3 Evolução das tarifas de acesso às redes

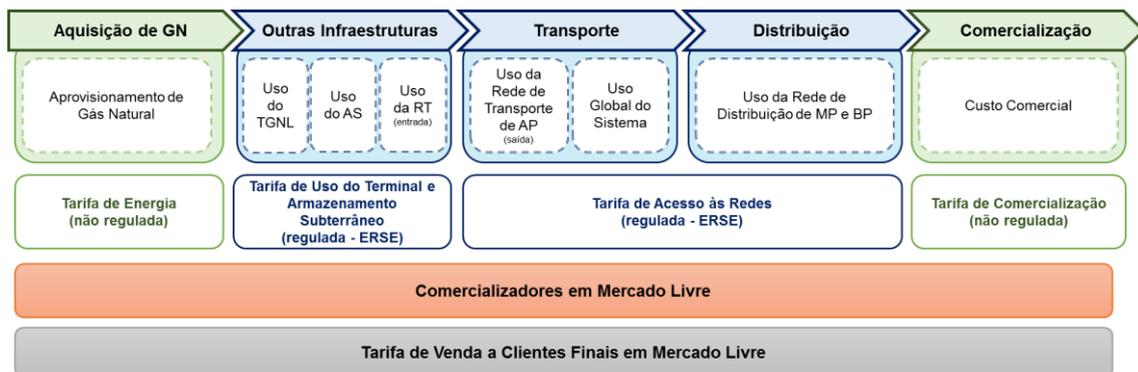
101. No âmbito das suas competências, a ERSE define anualmente as tarifas e preços de gás natural a praticar pelas empresas reguladas do SNGN.
102. As tarifas reguladas estabelecem o pagamento pela utilização das infraestruturas e atividades reguladas do setor do gás natural. As duas figuras seguintes esquematizam a composição das várias tarifas e atividades para:
  - A tarifa regulada, aplicável a consumidores que ainda se encontram no mercado regulado; e
  - A tarifa “não regulada”, aplicável a consumidores que já transitaram para o mercado liberalizado.

**Figura 24. Decomposição da tarifa aplicável aos consumidores do mercado regulado**



Fonte: ERSE – adaptado AdC

**Figura 25. Decomposição da tarifa aplicável aos consumidores do mercado livre**



Fonte: ERSE – adaptado AdC

103. A Tarifa de Acesso às Redes resulta da adição das tarifas de Uso da Rede de Transporte (componente de saída), Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Distribuição. Esta tarifa é paga por todos os consumidores, independentemente de serem fornecidos por um comercializador em mercado livre ou por um CUR.

104. A tarifa de venda a clientes finais<sup>48</sup> a aplicar pelos CUR aos seus clientes (regulados) é obtida pela adição das tarifas reguladas de acesso às redes, de comercialização de último recurso e de energia (incluindo a tarifa de uso do terminal e armazenamento subterrâneo).
105. O Regulamento Tarifário define, entre outros aspetos, a forma de determinação da estrutura de cada uma das tarifas reguladas.
106. As tarifas de acesso às redes decompõem-se num termo fixo, de capacidade, e num termo variável, de energia, que por sua vez variam de acordo com o nível de pressão e o tipo de utilização da rede. Assim, as opções tarifárias de acesso às redes são as seguintes:
- *Tarifa de longas utilizações*: a capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses;
  - *Tarifa de curtas utilizações*: a capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses, sendo o preço da capacidade desta opção inferior ao preço da opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia que apresenta valores mais elevados;
  - *Tarifa flexível diária* (apenas disponível para os clientes ligados em Alta Pressão): a capacidade diária corresponde ao máximo consumo diário registado, ficando o preço da capacidade desta opção sujeita a um fator de agravamento em relação ao preço da capacidade da tarifa de longas utilizações consoante se esteja nos meses de verão (abril a setembro) ou inverno (outubro a março);
  - *Tarifa flexível mensal*: a capacidade base anual é nula. Por sua vez, a capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura, ficando o preço da capacidade desta opção sujeita a um fator de agravamento em relação ao preço da capacidade da tarifa de longas utilizações consoante se esteja nos meses de verão (abril a setembro) ou inverno (outubro a março);
  - *Tarifa flexível mensal e anual*: a capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (outubro a março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita, sendo o preço desta capacidade igual ao preço mensal de capacidade da tarifa de longas utilizações. A capacidade mensal adicional dos meses de verão (abril a setembro) corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual contratada, ficando o preço desta capacidade sujeita a um fator de agravamento em relação ao preço da capacidade da tarifa de longas utilizações nos meses de verão (abril a setembro).
107. **Dada a existência de termos fixos, o custo médio de acesso depende do consumo de cada cliente.**
108. Para facilitar a análise, apresenta-se em esquema *infra* a **evolução ao longo do tempo dos preços de acesso, nas suas componentes fixa e variável**. No ano base (2009-2010), o rácio é igual a um. A partir do ano base, registam-se as evoluções, em índice de cada uma das componentes:
- *Quando ambos os termos sobem*, com um índice em ambos os termos superior à unidade, *i.e.*, no quadrante superior direito do gráfico, regista-se uma subida dos custos médios de acesso.
  - *Quando uma componente sobe e a outra desce*, *i.e.*, uma componente inferior à unidade e outra superior à unidade, a evolução do custo médio é ambígua.

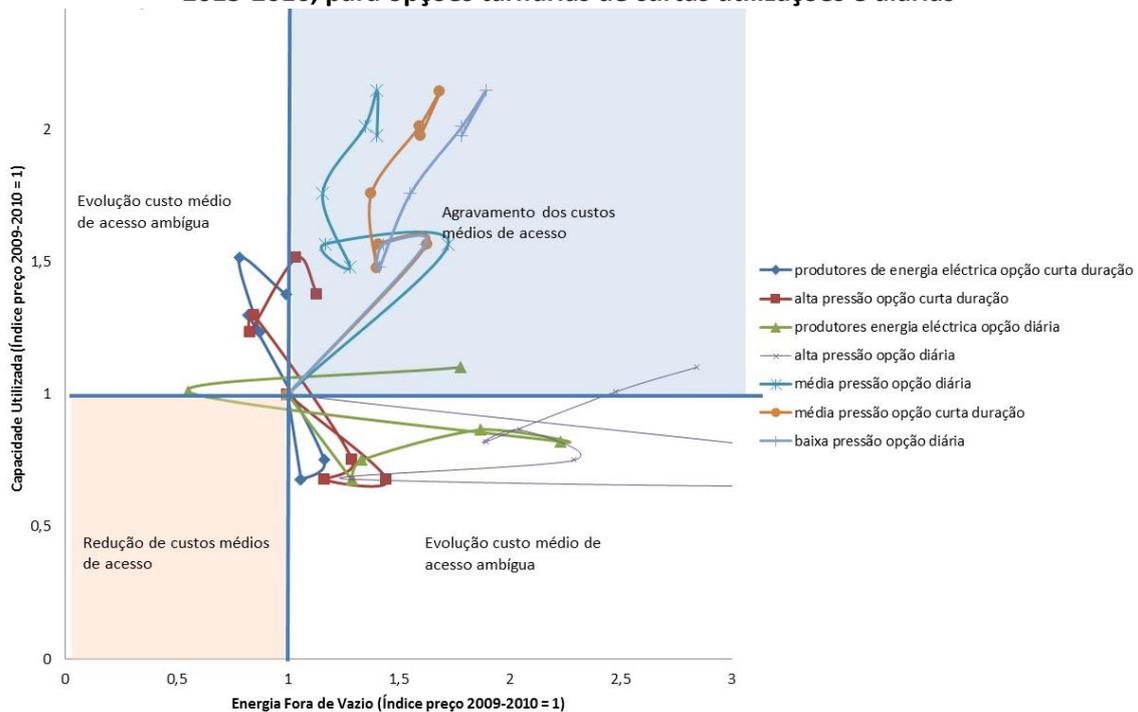
---

<sup>48</sup> Excluindo taxas (e.g., taxa de ocupação do subsolo) e impostos (e.g., IVA e ISP – Imposto sobre Produtos Petrolíferos).

- Quando ambas as componentes descem, i.e., ambas as componentes inferiores à unidade, no quadrante inferior esquerdo, os custos médios do acesso descem.

109. A evolução das tarifas entre 2009-2010 e 2015-2016 permite assinalar **crescimentos muito significativos nos acessos em Média Pressão e nos acessos em Baixa Pressão**, tanto nas opções diária como mensal, com a duplicação dos termos de capacidade e a quase duplicação dos termos de energia.

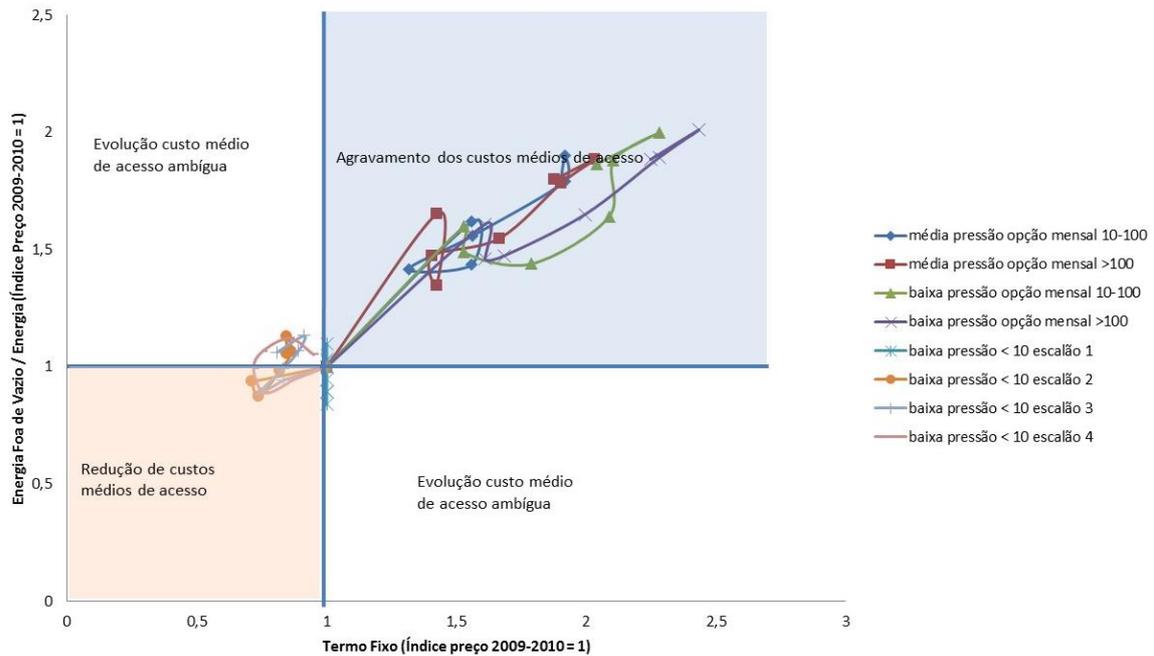
**Figura 26. Evolução dos termos fixos e variáveis das tarifas de acesso entre 2009-2010 e 2015-2016, para opções tarifárias de curtas utilizações e diárias**



Fonte: ERSE - tratamento AdC

110. Em Alta Pressão a evolução revela alguma volatilidade dos termos, com variações **contrárias** (subida do termo de capacidade e descida do termo de energia e *vice-versa*), o mesmo se verificando para os tarifários de acesso dos produtores de energia eléctrica.

**Figura 27. Evolução dos termos fixos e variáveis das tarifas de acesso entre 2009-2010 e 2015-2016, para opções tarifárias mensais**



Fonte: ERSE - tratamento AdC

111. Os gráficos anteriormente apresentados **confirmam os acessos em média pressão e em baixa pressão superior a 10.000 m<sup>3</sup> anuais como aqueles em que se verificaram maiores incrementos**, corroborando os resultados apurados na amostra de consumidores industriais constituída pela AdC.
112. Refira-se, contudo, que no período regulatório que teve início no ano gás 2016-2017<sup>49</sup>, as tarifas de acesso às redes registaram uma descida acentuada em todos os níveis de acesso (AP, MP, BP > 10 mil m<sup>3</sup>/ano e BP < 10 mil m<sup>3</sup>/ano)<sup>50</sup>.
113. Esta evolução resultou, em grande medida, (i) da revisão em baixa da taxa de remuneração dos ativos regulados do gás natural, o que provocou uma descida nos custos de capital a recuperar nas tarifas; (ii) da introdução de metas de eficiência (parâmetro X) mais exigentes, o que contribuiu para a descida dos custos de exploração a recuperar nas tarifas; e (iii) da afetação da Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE) aos custos do SNGN<sup>51</sup>.
114. Adicionalmente, um outro fator que teve influência nesta recente descida da componente regulada foi o crescimento da procura de gás natural em 2016/2017, que fez diluir por uma base maior os custos fixos do SNGN.
115. A *supra* referida descida das tarifas de acesso às redes a partir do ano gás 2016-2017 poderá ter contribuído, ainda que parcialmente, para o movimento de aproximação dos preços finais de gás natural a consumidores industriais, registado nomeadamente para os escalões Eurostat de maior consumo, analisado na secção 3.1 do presente relatório.

<sup>49</sup> Por ano gás entenda-se o período compreendido entre 1 de julho do ano *n* e 30 de junho do ano *n+1*. As tarifas de gás natural são aprovadas pela ERSE, no quadro das suas competências e nos termos do Regulamento Tarifário, para vigorarem a cada ano gás.

<sup>50</sup> Vide ERSE, Tarifas e Preços de Gás Natural para os anos gás 2016-2017 e 2017-2018

<sup>51</sup> Nos termos da Lei n.º 33/2015, de 27 de abril e da Portaria n.º 157-B/2015, de 28 de maio.

#### 4. Análise dos fatores justificativos dos preços a clientes finais

##### 4.1 Custos de aquisição e importação do gás natural do importador histórico

116. A Transgás (atualmente inserida no grupo Galp) é o importador histórico, ao qual foi atribuído o exclusivo da importação de gás natural para Portugal antes da abertura do mercado à concorrência.
117. **A Galp tem contratos de longa duração com a Nigéria**, nomeadamente **três contratos com a sociedade Nigeria NLG Limited (NIG I, NIG II e NIG +)** e **um contrato com a Argélia (sociedade Sonatrach)**<sup>52</sup>.
118. **Os contratos assinados preveem a existência de quantidades mínimas a serem consumidas**, assegurando-se o direito ao vendedor de reclamar o pagamento dessa quantidade – a que se designa geralmente por **cláusula take or pay**. **O risco de cumprimento dos consumos mínimos contratualizados é, neste contexto, transferido para o consumidor** – seja de gás natural, seja, indiretamente, o consumidor de eletricidade<sup>53</sup>.
119. **O contrato de take-or-pay com a Nigéria tem por base fornecimentos de gás natural liquefeito (GNL) por navio metaneiro** para entrega no Terminal de GNL de Sines, enquanto que **o contrato com a Argélia assenta em fornecimentos de gás natural por gasoduto** para entrega na fronteira luso-espanhola, em Campo Maior.
120. **A Galp adquire também GNL em contratos spot de curta e média duração, com outras origens** ([confidencial – segredo de negócio]) e **fornecedores** ([confidencial – relações contratuais dos operadores]) (cfr. Tabela 4).

**Tabela 4. Gás natural adquirido pela Galp por fornecedor, 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

GWh	Entradas por GNL				Pipeline	Total
	NIG +	NIG I	NIG II	Outro	Sonatrach	
2010	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2011	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2012	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2013	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2014	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fonte: Galp - tratamento AdC.

121. Nas figuras seguintes caracterizam-se as compras da Galp por fornecedor, em valores absolutos e em percentagem, de onde se destaca que **a Argelina Sonatrach e a Nigeriana NLG Limited são os maiores fornecedores da Galp**.

**Figura 28. Galp – Gás natural adquirido por fornecedor, em kWh, 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

Fonte: Galp - tratamento AdC

**Figura 29. Galp – Gás natural adquirido por fornecedor, em %, 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

Fonte: Galp - tratamento AdC

<sup>52</sup> Vide ERSE, Caracterização do Sector do Gás Natural em Portugal, 2003.

<sup>53</sup> Vide Comunicado ERSE, Avaliação dos ganhos comerciais com os contratos de gás natural, 2 de novembro de 2016.

122. **As compras globais de gás natural decresceram no período 2010-2014**, assinalando-se ainda uma **recomposição das fontes de fornecimento**, decrescendo as aquisições provenientes [confidencial – segredo de negócio] e crescendo as outras fontes de [confidencial – segredo de negócio].
123. A Figura 30 e a Tabela 5 ilustram o preço médio de aquisição do gás natural por fornecedor e contrato. No período 2010-2014, de entre as fontes de fornecimento da Galp, o contrato com preço de aquisição mais elevado é, em geral, [confidencial – segredo de negócio] e os contratos [confidencial – relações contratuais dos operadores] são os mais competitivos, em particular [confidencial – segredo de negócio]. Os contratos [confidencial – relações contratuais dos operadores] têm, em geral, preços mais elevados que [confidencial – relações contratuais dos operadores], embora possam pontualmente apresentar preços mais baixos, como se observou em 2011.

**Figura 30. Preço médio de aquisição de gás natural, por fornecedor, 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

Fonte: Galp - tratamento AdC

**Tabela 5. Preço médio anual de aquisição de gás natural, por fornecedor, 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

€/kWh	Entradas por GNL				Pipeline
	NIG +	NIG I	NIG II	Outro	Sonatrach CIF Portugal
2010	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2011	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2012	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2013	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2014	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fonte: Galp - tratamento AdC

124. Parte do gás natural que a Galp adquire no âmbito dos contratos de aprovisionamento *supra* não é importado para Portugal, mas antes destinada a *trading* para outros locais do mundo.
125. Entre 2010 e 2014, as importações de gás natural para Portugal da Galp decresceram de [confidencial – segredo de negócio] TWh em 2010 para [confidencial – segredo de negócio] TWh em 2014, estando esta redução em parte relacionada com a quebra na procura interna de gás natural, em particular no segmento de produção de eletricidade (*vide* Tabela 6, Figura 31).

**Tabela 6. Gás natural importado para Portugal pela Galp, por fornecedor, 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

GWh	Entradas por GNL				Pipeline	Total
	NIG +	NIG I	NIG II	Outro	Sonatrach	
2010	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2011	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2012	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2013	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2014	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fonte: Galp, tratamento AdC

**Figura 31. Galp – Gás natural importado por fornecedor, em kWh, 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

Fonte: Galp - tratamento AdC

**Figura 32. Galp – Gás natural importado por fornecedor, em %, 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

Fonte: Galp - tratamento AdC

126. A redução de consumos de gás natural aconteceu em paralelo com um forte crescimento da procura noutras geografias, em especial no Japão (após o desastre nuclear de Fukushima, em início de 2011), com o correspondente aumento dos respetivos preços. O GNL, sendo transportado por via marítima, é mais facilmente reorientado em função da geografia da procura<sup>54</sup>.
127. O súbito aumento da procura de gás natural no mercado asiático, conjugado com a redução do consumo nacional, possibilitou à Galp reforçar a sua atividade de *trading* internacional<sup>55</sup>. Os excedentes de gás natural, sobretudo o GNL dos contratos com origem na Nigéria, foram vendidos nos mercados internacionais onde o preço era mais elevado<sup>56</sup>.
128. A Tabela 7 evidencia a quantidade relativa de gás natural importada para Portugal, por fonte de fornecimento e contrato de aprovisionamento. Nota-se que a maior parte do gás natural adquirido [confidencial – segredo de negócio] tem sido dirigido a Portugal, embora em 2011 e 2012, as importações tenham decrescido cerca de [confidencial – segredo de negócio]% face ao gás natural adquirido a esse fornecedor.
129. O *trading* efetua-se na sua maioria em GNL, transportado por navio metaneiro, e incide essencialmente [confidencial – segredo de negócio]. A maior parte do GNL que a Galp adquire [confidencial – segredo de negócio], é destinado ao mercado nacional.
130. Em 2011 e 2012, o *trading* fazia-se com GNL adquirido a [confidencial – segredo de negócio], e o GNL [confidencial – segredo de negócio] era importado para Portugal.
131. Em contrapartida, em 2013 e 2014, o GNL com [confidencial – segredo de negócio] adquirido pela Galp foi essencialmente utilizado para *trading*, sendo substituído por outras fontes de abastecimento de [confidencial – segredo de negócio], nomeadamente [confidencial – segredo de negócio] (conforme resulta da e Figura 32 e da leitura integrada da Tabela 6 e da Tabela 7).
132. Como tal, nas importações de gás natural para Portugal, registou-se um reforço do peso [confidencial – segredo de negócio].

---

<sup>54</sup> Vide nota da ERSE *supra* referida nas notas de rodapé 53.

<sup>55</sup> Em 2016, o negócio de *trading* internacional da Galp representava cerca de metade de todo o seu negócio de venda de gás. Em 2010, antes do desastre nuclear de Fukushima, a atividade de *trading* valia somente 10% de todas as vendas de gás do grupo (*cf.* Relatórios e Contas da Galp dos anos em causa).

<sup>56</sup> A ERSE estima que o valor das margens comerciais de GNL, obtidas com os contratos de longo prazo titulados entre a Galp Gás Natural, S.A., do Grupo Galp, se situe em torno de 1.158 milhões de euros, entre 2010 e o final de 2026 (*Vide* nota da ERSE *supra* referida nas notas de rodapé 53).

**Tabela 7. Percentagem do gás natural adquirido por fonte de fornecimento que é importado para Portugal, 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

% importado/ adquirido	<i>Entradas por GNL</i>				<i>Pipeline</i>	Total
	NIG +	NIG I	NIG II	Outro	Sonatrach	
2010	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2011	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2012	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2013	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2014	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fonte: Galp - tratamento AdC

133. Resulta, assim, da análise de toda a informação e figuras *supra*, uma alteração, em 2013 e 2014, do padrão de importação. Note-se que, em 2014, apesar de o consumo nacional ter sido inferior ao registado em anos anteriores, o que justificaria a necessidade de identificar outros destinos para o gás natural adquirido aos seus fornecedores, a Galp [confidencial – segredo de negócio] (*vide* Tabela 4).
134. Em 2014, [confidencial – segredo de negócio] do *portfolio* de contratos de aprovisionamento da Galp, assumiu um maior peso no fornecimento nacional relativamente a anos anteriores, a par também de um aumento do peso [confidencial – segredo de negócio] (*vide* Tabela 8).

**Tabela 8. Peso relativo de cada fornecedor no gás natural importado para Portugal, 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

	<i>Entradas por GNL</i>				<i>Pipeline</i>	Total
	NIG +	NIG I	NIG II	Outro	Sonatrach	
2010	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
2011	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
2012	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
2013	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
2014	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%

Fonte: Galp - tratamento AdC

135. Em suma, da análise desenvolvida pela AdC aos dados submetidos pela Galp, relativos a fontes de abastecimento de gás natural e sua utilização, regista-se uma alteração no padrão de gestão do *portfolio* de contratos de aprovisionamento da Galp em 2013/2014, [confidencial – segredo de negócio], conforme se observa na Figura 33 *infra*.

**Figura 33. Preço médio do gás natural adquirido, importado e do gás natural adquirido mas não importado, 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

Fonte: Galp - tratamento AdC

136. Na análise dos fatores passíveis de influenciar o custo de importação, há que ter em consideração que o preço de importação do gás natural proveniente da Argélia enfrenta também uma importante componente de custo de transporte. No que se segue, analisa-se o impacto dessa componente.

137. As perdas, a [confidencial – segredo de negócio] e a utilização dos gasodutos a montante (EMPL+ El-Andaluz + Extremadura), representam entre [10-20]% e [10-20]% do custo médio na fronteira PT/ES do gás natural importado da Argélia. [Confidencial – segredo de negócio].

**Tabela 9. Preço médio de importação de gás natural da Argélia / Sonatrach por componente, em €/kWh, 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

	Preço médio na origem	Custo médio EMPL *	Custo Al Andaluz + Extremadura *	Perdas+ [...]*	Custo médio transporte **	Preço médio na fronteira PT/ES
2010	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2011	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2012	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2013	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2014	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

\* Medido à entrada do sistema nacional

\*\* Custo médio transporte = Custo médio EMPL + Custo Al Andaluz + Extremadura + Perdas + [...]

Fonte: Galp - tratamento AdC.

**Tabela 10. Preço médio de importação de gás natural da Argélia / Sonatrach por componente, em %, 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

	Preço médio na origem	Custo médio EMPL *	Custo Al Andaluz + Extremadura *	Perdas+ [...] *	Custo médio transporte **	Preço médio na fronteira PT/ES
2010	[...]%	[...]%	[...]%	[...]%	[...]%	100%
2011	[...]%	[...]%	[...]%	[...]%	[...]%	100%
2012	[...]%	[...]%	[...]%	[...]%	[...]%	100%
2013	[...]%	[...]%	[...]%	[...]%	[...]%	100%
2014	[...]%	[...]%	[...]%	[...]%	[...]%	100%

\* Medido à entrada do sistema nacional

\*\* Custo médio transporte = Custo médio EMPL + Custo Al Andaluz + Extremadura + Perdas + [...]

Fonte: Galp - tratamento AdC.

138. No gás natural proveniente da Argélia/Sonatrach, os custos de transporte por gasoduto (EMPL + El-Andaluz + Extremadura), assumem um [confidencial – segredo de negócio] (Tabela 11).

**Tabela 11. Custo anual dos gasodutos utilizados em importações de gás natural com origem na Argélia / Sonatrach, em valor absoluto (pagamentos anuais em USD, por gasoduto), 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

	EMPL	Al-Andaluz	Extremadura	Total	Var. anual %
2010	[...]	[...]	[...]	[...]	
2011	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]%
2012	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]%
2013	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]%
2014	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]%

Fonte: Galp - tratamento AdC.

139. Da análise da evolução dos custos de transportes totais associados aos preços de gás natural por gasoduto, resulta que se registou [confidencial – segredo de negócio].
140. A análise da evolução do custo de importação de gás natural revelou um agravamento do custo médio de importação a partir de 2013, que poderá ter contribuído para o desempenho menos favorável dos preços de gás natural a consumidores finais industriais na sua comparação com os preços da UE 28. Contudo, a extensão do impacto no preço de gás natural praticados aos consumidores finais dependerá, essencialmente, do grau de transmissão a jusante (*pass-through*) dos custos de importação.
141. No caso das relações tituladas por contratos de longo prazo em regime *take-or-pay*, esse *pass-through* poderá não ser imediato dado que:
- os contratos [confidencial – relações contratuais dos operadores] dependem de condições de preço reguladas por contratos que não têm, necessariamente, em conta a origem do gás natural importado em cada momento, mas antes se relacionam com índices de preços exógenos; e
  - no fornecimento de gás natural da atividade regulada aos CUR, os preços são definidos pela ERSE com base na média ponderada, pelas quantidades contratuais, dos preços do cabaz de aprovisionamento dos quatro contratos *take-or-pay* da Galp e não com base nos preços efetivos de importação<sup>57</sup>, sendo que os desvios (positivos ou negativos) decorrentes da diferença entre os preços de aquisição de gás natural definidos nas tarifas pela ERSE e os preços reais são incorporados nos proveitos do CUR dos dois anos gás seguintes.
142. Todavia, dada a quota de mercado elevada que a Galp detém no fornecimento aos consumidores industriais, o *pass-through* do agravamento dos custos de importação aos preços de fornecimento a este tipo de consumidores pode refletir-se, mesmo que parcialmente, ao nível das revisões de preços no termo dos contratos ou em novos contratos.
143. Na amostra de clientes industriais *infra* analisada (secção 4.4.3), apura-se que os contratos a clientes industriais têm tipicamente a duração de 1 ano, sendo que a maioria desses contratos têm um preço fixo. Mesmo nos contratos com preço variável, indexados, na grande maioria dos casos, ao Brent (6,0,3), existem graus de liberdade para, em sede de revisão anual dos parâmetros da fórmula de indexação, refletir a evolução dos custos de importação.

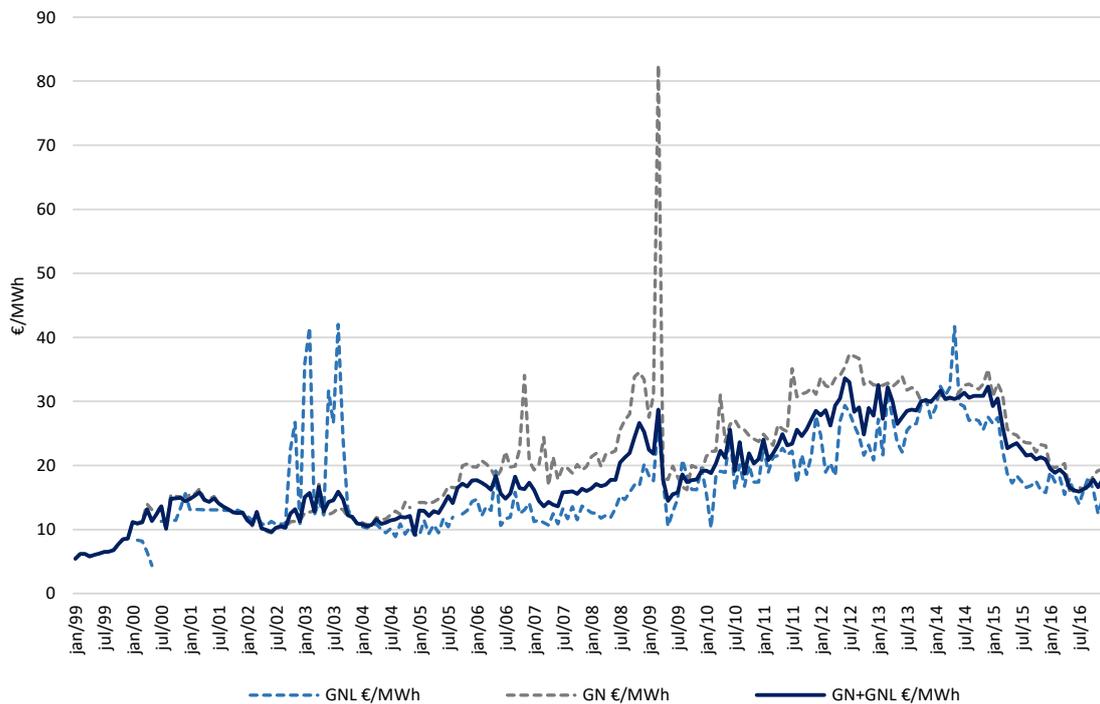
#### **4.2 Comparação dos custos de importação de gás natural entre Portugal e Espanha**

144. As estatísticas relativas aos custos e volumes de importação de gás natural, sob a forma liquefeita e em estado gasoso, são disponibilizadas pelo Eurostat no âmbito das estatísticas do comércio externo.
145. A informação disponibilizada pelo Eurostat relativa a Portugal permite verificar que o gás natural por gasoduto, aquela que foi a primeira origem de importação, tem vindo a perder competitividade face ao GNL (conforme ilustra a Figura 34), [confidencial – segredo de negócio].

---

<sup>57</sup> Vide artigo 42.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

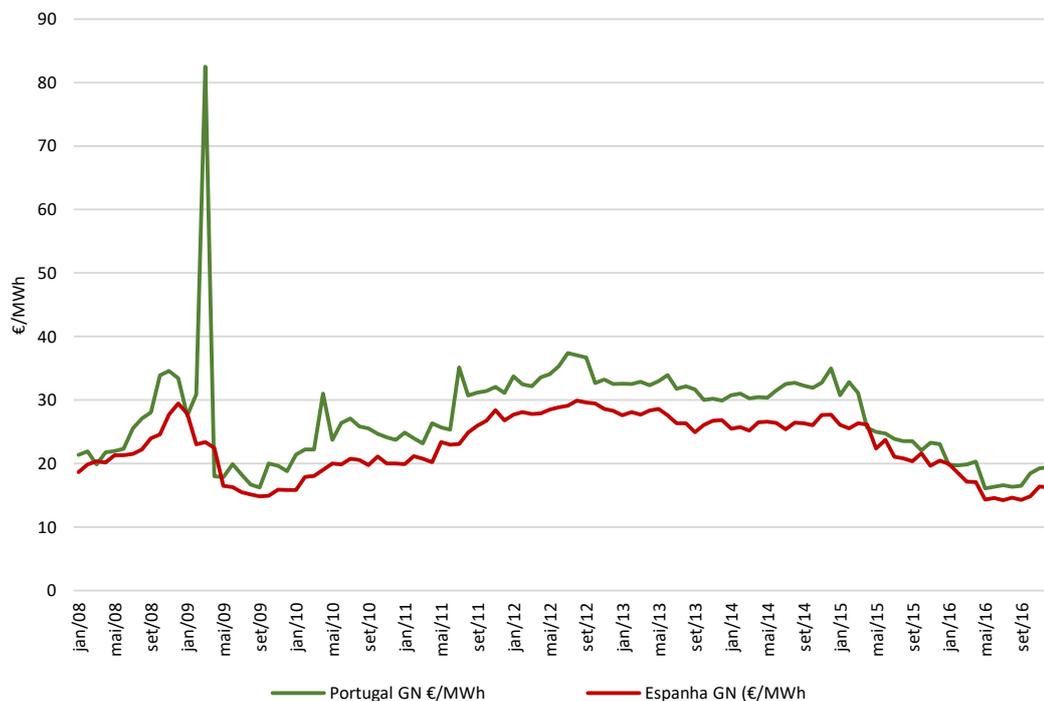
**Figura 34. Preço médio de importação do Gás Natural por gasoduto e do Gás Natural Liquefeito, em Portugal, 1999-2016**



Fonte: Eurostat - tratamento AdC

146. A comparação dos preços médios de importação em Espanha e em Portugal permite verificar que, em média, Portugal tem sistematicamente custos de importação mais elevados, conforme ilustra a Figura 35.

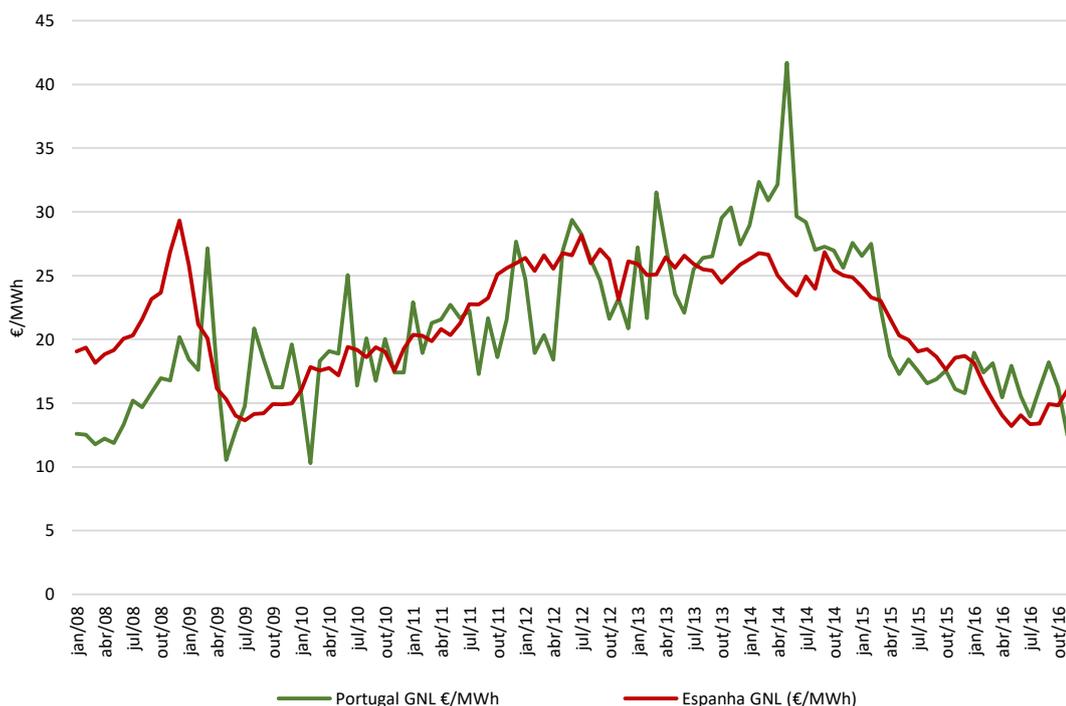
**Figura 35. Custo médio de importação Gás Natural por gasoduto em Portugal e Espanha, 2008-2016**



Fonte: CNMC, Eurostat - tratamento AdC

147. No caso do gás natural com origem por gasoduto, a diferença sistemática entre Portugal e Espanha pode potencialmente relacionar-se com os custos de transporte mais altos, que se devem à utilização adicional, comparativamente a Espanha, dos gasodutos Al-Andaluz e Extremadura, quando se importa por via terrestre.
148. A comparação dos custos de importação de GNL entre Portugal e Espanha não exhibe um padrão sistemático. Em geral, o custo de importação de GNL será mais baixo em Portugal, exceto no período entre meados de 2013 e 2014 e parte de 2016, em que a importação de GNL em Portugal foi mais cara (*vide* Figura 36). Este aumento comparativo de preço do GNL importado coincidiu com o período em que o importador histórico aumentou a atividade de *trading* de gás natural.

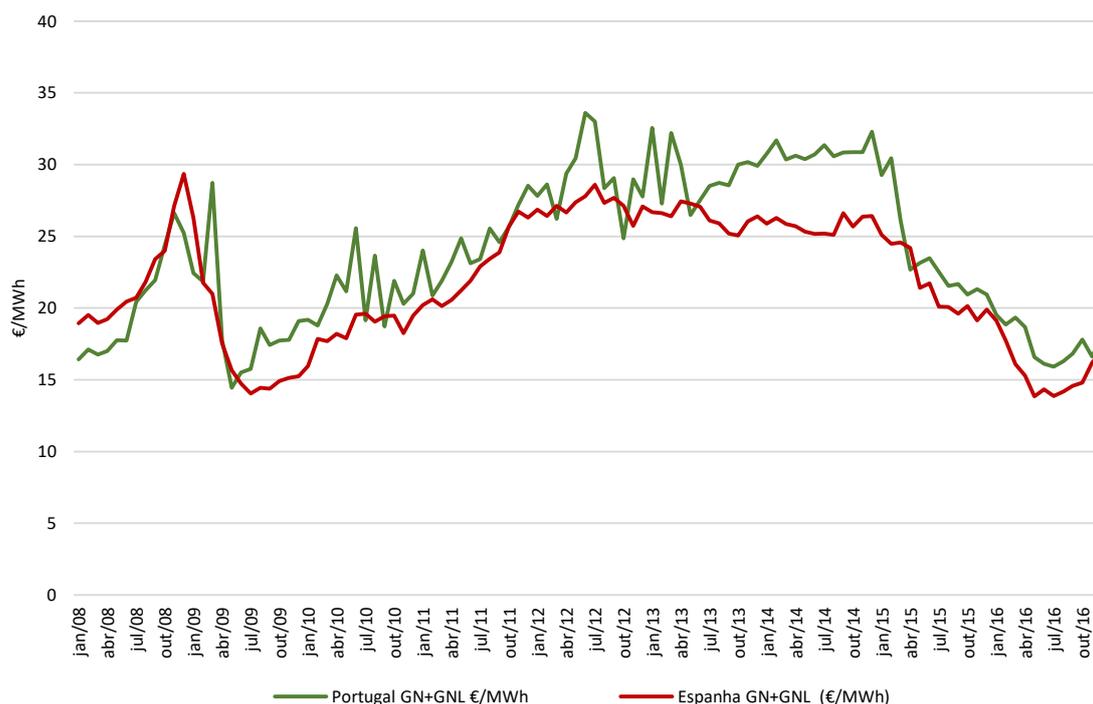
**Figura 36. Custo médio de importação GNL em Portugal e Espanha, 2008-2016**



Fonte: CNMC, Eurostat - tratamento AdC

149. A Figura 37 permite observar que as diferenças globais nos custos médios de importação de gás natural e GNL entre Portugal e Espanha foram mais acentuadas nos anos de 2013 e 2014, registando-se uma aproximação gradual durante o ano de 2015 e no final de 2016. Nesse período, contribuem para estas diferenças mais acentuadas, o custo de importação do GNL, em parte relacionada com a estratégia de *trading* do importador histórico, enquanto o custo de importação por gasoduto manteve um preço sistematicamente mais elevado que o observado em Espanha.

**Figura 37. Custo médio de importação Gás Natural por gasoduto e GNL em Portugal e Espanha, 2008-2016**

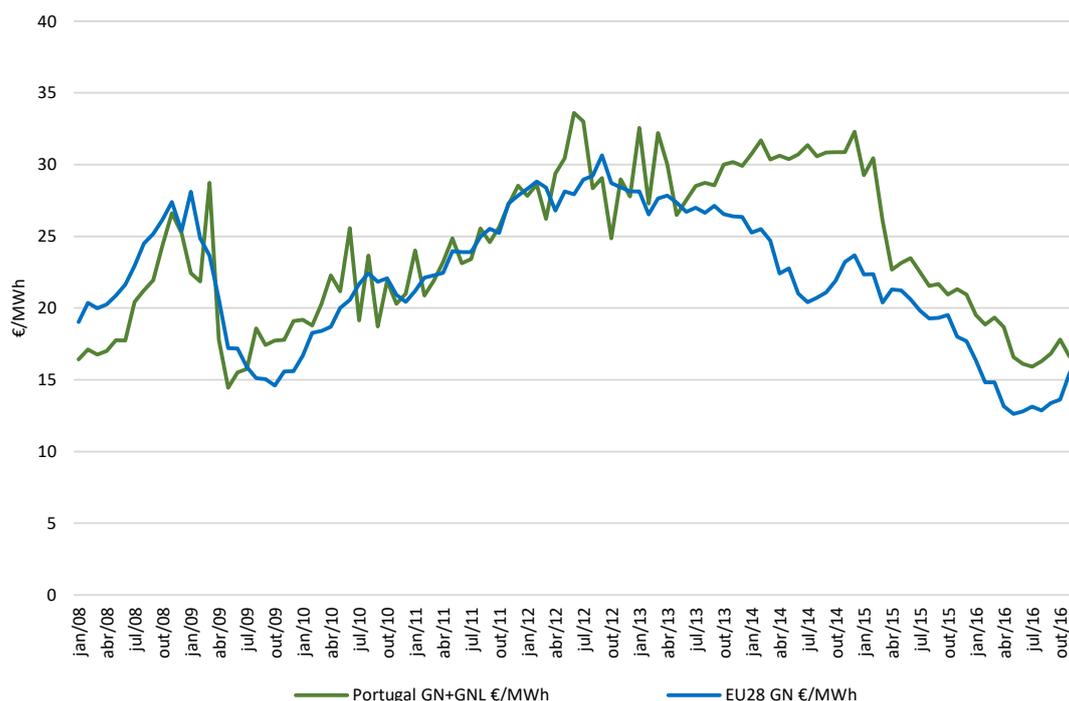


Fonte: CNMC, Eurostat - tratamento AdC

150. Na Figura 38 ilustra-se a evolução do custo médio de importação (GN+GNL) em Portugal e custo médio de importação de gás natural no referencial da União Europeia 28<sup>58</sup>. A comparação desenvolvida confirma o desfasamento significativo nos anos de 2013 e 2014, com o custo médio nacional a revelar-se significativamente superior ao da restante União Europeia, mas a aproximar-se do referencial europeu em 2015 e no final de 2016.

<sup>58</sup> Vide nota à Figura 37 para enquadrar a razão pela qual não é possível desenvolver uma comparação direta entre os custos médio de importação de GN e GNL entre Portugal e a EU 28.

**Figura 38. Custo médio de importação (GN+GNL) em Portugal e custo médio de importação de GN na União Europeia 28, 2008-2016**



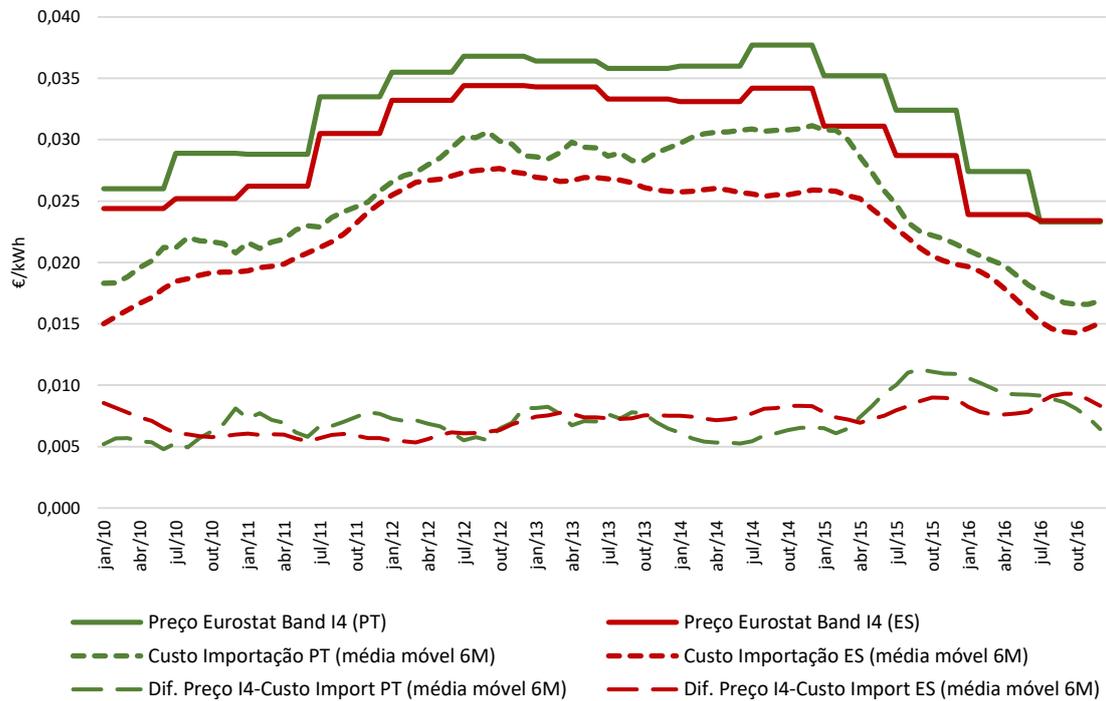
Nota:

No referencial da União Europeia 28 (“EU28 GN €/MWh”) optou-se por não incluir o custo do GNL uma vez que os dados reportados pelo Eurostat apresentavam inconsistências. Apesar dos fornecimentos por GNL nos restantes países da União Europeia a 28 (excluindo Espanha) terem um peso relativamente reduzido, os dados deverão ser interpretados com a devida cautela.

Fonte: Eurostat - tratamento AdC.

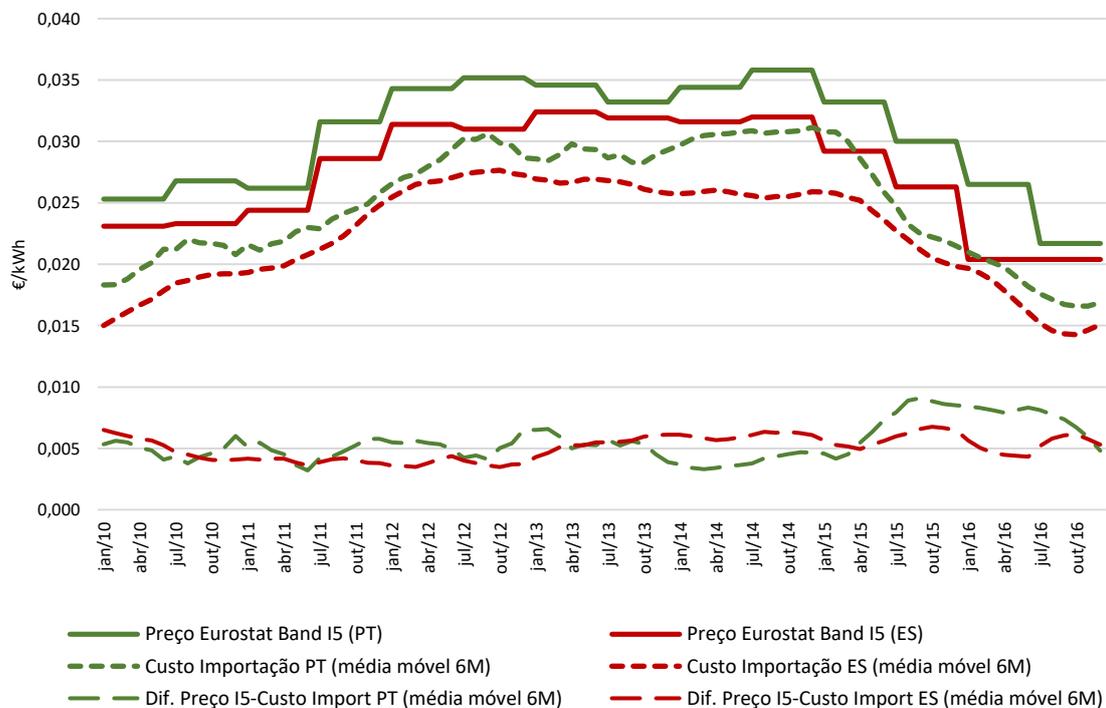
151. A análise comparativa dos custos de importação de gás natural para Portugal face a Espanha e UE 28 corroboram o agravamento, em termos relativos, dos custos de importação, passível de ter contribuído para a deterioração das condições de preço relativas de gás natural a consumidores industriais em Portugal face à média da UE 28, nomeadamente a partir de 2013.
152. Nas figuras seguintes, ilustra-se a evolução dos custos de importação e dos preços Eurostat nas bandas I4 e I5, em Portugal e Espanha.
153. A análise da evolução destas variáveis permite, dentro das limitações destacadas no ponto 154, analisar o nível de *pass-through* dos custos de importação para o preço daquele tipo de cliente.
154. Uma vez que as estatísticas do Eurostat não permitem isolar as componentes de acesso às redes e de energia, optou-se por ilustrar os preços das bandas I4 e I5, de maior consumo, já que nestas bandas a representatividade dos custos de acesso às redes é menor (*cfr.* se analisa na secção 3.2.1), permitindo assim isolar, em certa medida, o fator custo de energia nos preços finais.
155. Note-se que o contexto de relacionamento contratual descrito anteriormente, *i.e.*, contratos tipicamente com duração de 1 ano e com preços fixos e/ou indexados ao Brent, poderá introduzir algum desfasamento em termos de *pass-through* de variações nos custos de importação para os preços a consumidores industriais.
156. A evolução dos preços a consumidores industriais é ainda influenciada pela evolução dos custos de acesso às redes.

**Figura 39. Preços consumidores industriais escalão Eurostat I4 (100.000 GJ < Consumo < 1.000.000 GJ), sem taxas e impostos, e custo de importação (GN+GNL), para Portugal e Espanha, 2010-2016**



Fonte: Eurostat - tratamento AdC.

**Figura 40. Preços consumidores industriais escalão Eurostat I5 (1.000.000 GJ < Consumo < 4.000.000 GJ), sem taxas e impostos, e custo de importação (GN+GNL), para Portugal e Espanha, 2010-2016**



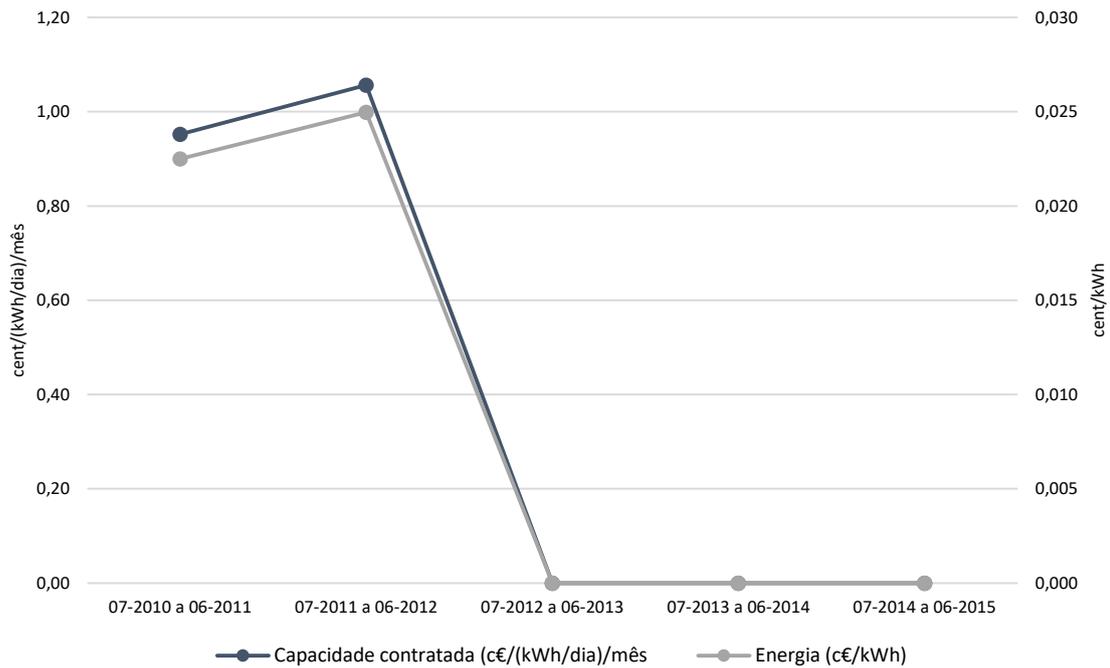
Fonte: Eurostat - tratamento AdC.

157. As figuras *supra* sugerem a existência de algum *pass-through* dos custos de importação (tal como seria, à partida, de esperar), ainda que não total/imediato – como ilustra o alisamento (apesar de uma tendência ligeiramente crescente), do diferencial entre preço a clientes banda I4 e I5 e custo de importação.
158. Adicionalmente, a Figura 39 e a Figura 40 *supra* evidenciam o aumento dos custos de importação em Portugal em 2013 e 2014, que não encontra paralelo na evolução do custo de importação espanhol, que decresceu ligeiramente nesse período.
159. Com efeito, no final de 2013/início de 2014, os custos de importação e os preços para clientes industriais em Portugal aumentaram, ao passo que em Espanha diminuíram. Posteriormente, quando os custos de importação em Portugal iniciam uma trajetória decrescente (a partir de abril, 2015), aumenta significativamente o diferencial entre os preços a clientes industriais e os custos de importação.
160. Em suma, registou-se entre 2013 e 2014, um aumento dos custos de importação de gás natural, em Portugal, e um desfasamento face à evolução dos custos de importação em Espanha e na média UE 28, que poderá ter contribuído, mesmo que parcialmente, para a deterioração das condições relativas de preços de gás natural a clientes industriais em Portugal face à média da UE 28.

#### **4.3 Aplicação das tarifas de uso da rede de transporte no comércio transfronteiriço entre Portugal e Espanha (Pancaking tarifário)**

161. O tarifário de uso da rede de transporte, aplicado em Portugal, define separadamente um preço para a entrada na rede nacional de transporte e um preço para a saída da rede nacional de transporte (diretamente para um grande consumidor em Alta Pressão, para a rede de distribuição, para o terminal de GNL ou para a interligação com o sistema vizinho).
162. Quando o gás natural passa na interligação, paga a saída de um sistema nacional e a entrada do sistema nacional vizinho. Nessa medida, por exemplo, o gás natural importado da Argélia via gasoduto (por Espanha) pagará duas entradas (a entrada de cada sistema nacional) e duas saídas (a saída de cada sistema nacional).
163. A tarifa de saída decompõe-se num termo fixo, por capacidade utilizada, e um termo variável, por energia movimentada.
164. O preço de saída de Portugal, tanto no termo de capacidade, como no termo de energia, foi reduzido a zero pela ERSE nas tarifas do ano gás 2012-2013, conforme ilustrado na Figura 41. Assim, no sentido Portugal – Espanha, já não existe *pancaking* tarifário na saída de sistema.

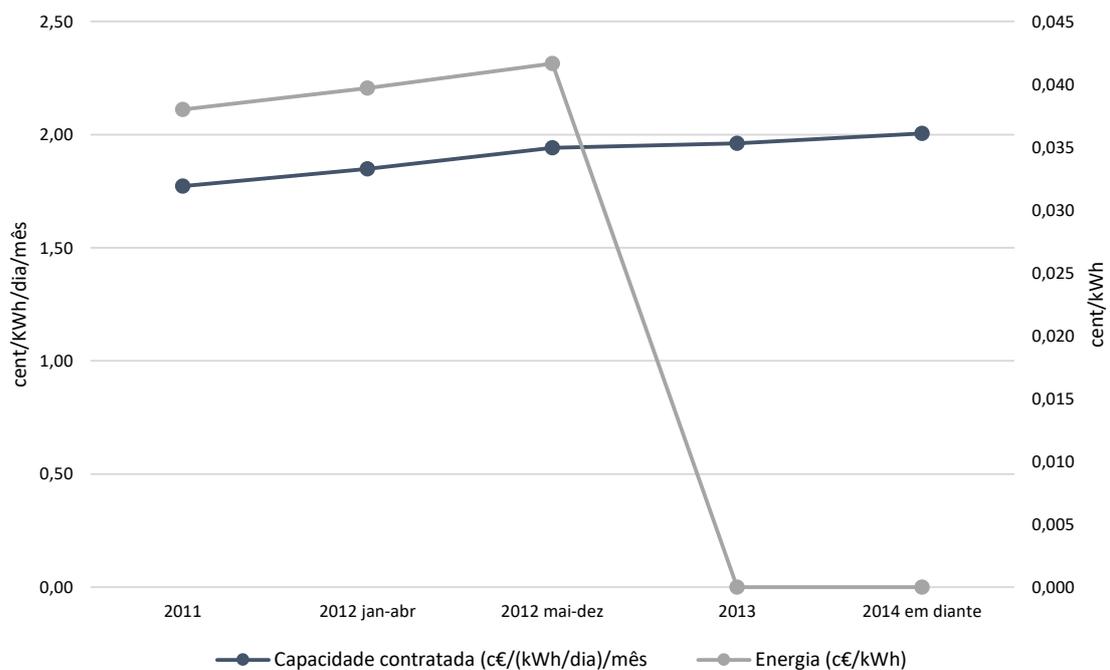
**Figura 41. Preço do termo tarifário de saída do gás natural na direção PT->ES, 2010-2015**



Fonte: ERSE

165. O preço de saída de Espanha para Portugal é determinado pelo Governo espanhol e corresponde a 70% do valor da tarifa da rede de transporte em Espanha. Em 2013, o Governo espanhol anulou o valor do termo de energia, mas manteve o valor do termo de capacidade (*vide* Figura 42). O valor do termo de capacidade tem subido em linha com a evolução da tarifa de saída da rede nacional de transporte espanhola.

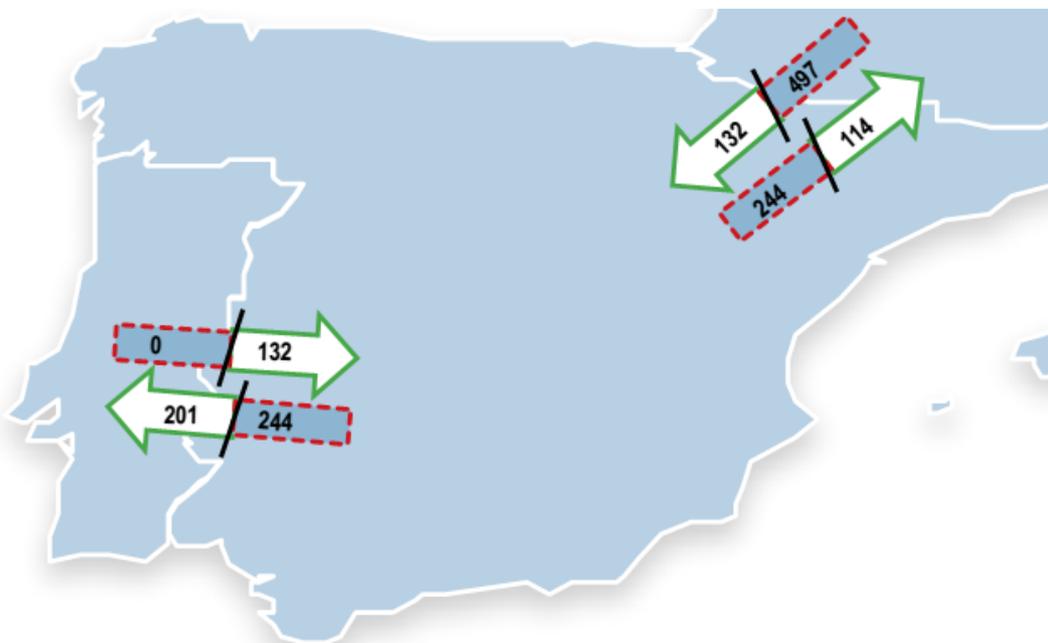
**Figura 42. Preço do termo tarifário de saída do gás natural na direção ES->PT, 2011-2014**



Fonte: CNMC

166. Assim, o gás natural que transite de Espanha para Portugal vê o seu custo acrescido pelo duplo pagamento de tarifas de trânsito na rede de transporte (*pancaking* tarifário) – pagará 70% do custo da rede nacional de transporte em Espanha, a tarifa de entrada em Portugal (valor maior que zero, dado que a ERSE anulou somente a tarifa de saída de Portugal para a rede espanhola), e a tarifa de saída nacional, em Portugal (*vide figura seguinte*).

**Figura 43. Tarifas médias de entrada e saída da rede de transporte para o fornecimento de 1 GWh/dia/ano, em milhares de euros, Abril de 2016**



Fonte: ACER, Market Monitoring Report 2015 – GAS<sup>59</sup> – tratamento AdC

167. Num modelo sem *pancaking* tarifário, pagar-se-ia a entrada num sistema e a saída do sistema vizinho.

168. Acresce que, até 2015, a Galp utilizava a rede espanhola no quadro de acordos de partilha dos gasodutos em Espanha celebrados aquando da introdução do gás natural por gasoduto em Portugal e Espanha, com origem na Argélia. No âmbito desses acordos (acordos de *shipping*) a Galp detinha uma reserva de capacidade exclusiva sobre uma parte da capacidade de gasodutos em Espanha, sem obrigação da concessão de acesso a terceiros. Na saída de Espanha/ entrada em Portugal, por via desses acordos, a Galp detinha 2/3 da capacidade do gasoduto.

169. A Galp não pagaria o regime espanhol de acesso de terceiros à rede (ATR), que se aplicava no restante 1/3 do gasoduto, mas antes os termos dos acordos de *shipping* que governavam a utilização dos 2/3 no ponto de entrada da rede nacional.

170. A partir de 2015, a Galp passou a utilizar os gasodutos em Espanha em condições idênticas às dos restantes comercializadores, eliminando assim um elemento de distorção da concorrência que derivava de condições assimétricas de acesso ao mercado nacional<sup>60</sup>.

<sup>59</sup> O *pancaking* tarifário é uma realidade transversal a vários países na Europa (*vide* ACER, *Market Monitoring Report 2015 – GAS*, Figure 36).

<sup>60</sup> A AdC identificou em diversas instâncias a distorção à concorrência resultante destes direitos exclusivos da GALP sobre a capacidade dos gasodutos em causa (*vide*, por exemplo, parecer da AdC no âmbito da consulta pública ao PDIR GN 2013, disponível em: [http://www.erse.pt/consultaspublicas/consultas/Documents/45\\_2/Autoridade%20Concorr%C3%Aancia.pdf](http://www.erse.pt/consultaspublicas/consultas/Documents/45_2/Autoridade%20Concorr%C3%Aancia.pdf)).

171. O efeito do *pancaking* tarifário, conjugado com a ausência de um mercado ibérico grossista de gás natural (MIBGAS), resultam em importantes barreiras à entrada e à expansão passíveis de afetar a competitividade do Sistema Nacional de Gás Natural e, como tal, os preços de gás natural a clientes nacionais industriais.

#### 4.4 Caracterização da concorrência no fornecimento a clientes industriais

##### 4.4.1 Relações grossistas entre empresas fornecedoras

172. No âmbito da informação requerida às empresas, procurou-se identificar os contratos que davam suporte à importação ou aquisição de gás natural e as eventuais relações grossistas entre operadores de mercado, no sentido de aferir relações de interdependência com potencial impacto no processo concorrencial a clientes finais.

173. Com efeito, as ligações grossistas ao nível do *input* comercializado por concorrentes no nível retalhista podem ter implicações estratégicas importantes para o nível de concorrência no retalho, nomeadamente nos incentivos a concorrer e no nível de intensidade concorrencial entre operadores<sup>61</sup>.

174. A informação coligida permitiu identificar as seguintes relações estruturais ao nível dos contratos de aprovisionamento de gás natural:

- A **Galp** dispõe de contratos de longo prazo em regime *take-or-pay* com a Argelina Sonatrach e a Nigeriana NLG Limited, mas pontualmente celebra outros contratos [confidencial – relações contratuais dos operadores];
- A **Endesa** refere [confidencial – segredo de negócio] como os seus fornecedores;
- A **Gas Natural Fenosa** refere que a origem dos respetivos fornecimentos [confidencial – segredo de negócio];
- A **EDP** abastece-se <sup>62</sup>[confidencial – relações contratuais dos operadores];
- A **Goldenergy** abastece-se junto [confidencial – segredo de negócio]. Os preços de fornecimento [confidencial – relações contratuais dos operadores].
- A **CEPSA** abastece-se com base num contrato [confidencial – segredo de negócio].
- A **Incrygas**, entre 2010 e 2014, adquiriu o gás natural [confidencial – segredo de negócio]. Em 2015, a Incrygas comprou o gás natural [confidencial – relações contratuais dos operadores].
- A **Molgás** tem um contrato [confidencial – segredo de negócio].

175. Em síntese:

- A **Endesa**, a **Gas Natural Fenosa** e a **Goldenergy** aprovisionam o seu gás natural sem relações estruturais com outros operadores no mercado nacional.
- Existem relações estruturais entre operadores no mercado nacional e o importador histórico, nomeadamente baseadas em contratos de longo prazo com condições de consumos mínimos do tipo *take-or-pay*, passíveis de reduzir a intensidade concorrencial no mercado retalhista: a [confidencial – relações contratuais dos operadores].
- [Confidencial – segredo de negócio], o que contribui para a predominância do gás natural por gasoduto de origem Argelina no fornecimento a Portugal.

---

<sup>61</sup> Vide Duarte Brito, D., Pereira, P., *Access to Bottleneck Inputs under Oligopoly: A Prisoners' Dilemma?*, *Southern Economic Journal* 2010, 76(3), 660–677 e Duarte Brito, D., Pereira, P., *Product differentiation when competing with the suppliers of bottleneck inputs*, *Regional Science and Urban Economics* 39 (2009) 43–53.

<sup>62</sup> [Confidencial – segredo de negócio].

176. Analisaram-se também os intercâmbios de gás natural no mercado secundário. Por mercado secundário entendem-se as trocas de gás natural entre operadores no *Virtual Trading Point (VTP)*, que visam *i)* resolver os desequilíbrios diários na rede nacional de transporte (por excesso ou por defeito) entre o aprovisionamento (entradas) e o abastecimento a clientes finais (saídas); *ii)* reduzir os custos com a utilização dos terminais de GNL (nesta última função corresponde a uma forma de cooperação horizontal entre concorrentes, bastante comum no mercado espanhol, em especial entre pequenos operadores, com vista a reduzir os custos com a utilização dos terminais de GNL).
177. As trocas de gás natural com vista à redução de custos com a utilização dos terminais de GNL tomam a forma de *swaps* de quantidades de curto prazo e são comumente praticadas nos terminais de GNL em Espanha. Quando um importador/comercializador recebe uma carga de GNL, distribui essa carga por outros importadores/comercializadores, em contrapartida do direito de receber uma quantidade equivalente quando esse outro importador/comercializador receber a respetiva carga. Por via destas operações, os operadores conseguem rapidamente expedir para a rede as quantidades descarregadas em terminal e assim reduzem o custo com o armazenamento em terminal (tipicamente caro, para desincentivar armazenamentos longos em terminal, que comprometam a disponibilidade da infraestrutura para receber novas cargas).
178. Em Portugal, **o acesso ao Terminal de GNL de Sines é muito sensível à escala. O acesso ao Terminal constitui uma barreira à entrada e à expansão, sobretudo de pequenos operadores**, na medida em que os custos de armazenamento são proporcionais ao volume e tempo médios de armazenamento do GNL, independentemente do volume anual de importações.
179. Nas condições atuais, **um agente que contrate, por hipótese, 3 navios de GNL por ano, suportará um custo unitário de armazenamento aproximadamente 6 vezes superior ao de um agente que contrate 19 navios de GNL por ano** (perfil aproximadamente idêntico ao do importador histórico) (*vide* Anexo II).
180. **A ausência de um mercado secundário líquido significa maiores dificuldades no acesso ao terminal de Sines.** Um operador que queira aceder ao terminal de GNL de Sines terá a Galp como único provável parceiro para operações de *swaps*, dado que a Galp é o utilizador dominante desta infraestrutura.
181. À partida, a Galp não terá incentivos a fazer *swaps* com terceiros concorrentes em Sines, razão pela qual a **ERSE instituiu um regime obrigatório de trocas reguladas com terceiros utilizadores interessados.**
182. Com efeito, se a Galp fizer *swaps* com um terceiro concorrente, estará a facilitar a sua entrada no mercado nacional de gás natural. Por outro lado, a Galp não necessita de fazer *swaps* com terceiros operadores já que *i)* tem uma carteira de consumo suficientemente grande (CUR, centrais de gás natural da Turbogás e [confidencial- segredo de negócio] e clientes industriais) para consumir rapidamente o gás natural proveniente de um navio metaneiro (cerca de 1 TWh) e; *ii)* tem ainda a flexibilidade do fornecimento por gasoduto, com origem na Argélia. O fornecimento por gasoduto pode ser modulado de modo a acomodar a eventual necessidade de despachar rapidamente o GNL descarregado para a rede.
183. A caracterização do mercado secundário nacional revela:
- Relativamente poucas transações e menos liquidez do que a verificada em Espanha;
  - A Galp realiza intercâmbios de gás natural (*swaps* no terminal de Sines) com operadores seus concorrentes - [confidencial – segredo de negócio];

- A Galp e o operador seu concorrente - [confidencial – segredo de negócio – relações contratuais] para este tipo de transações;
  - A Galp parece ser parceiro incontornável para operações de intercâmbio de gás natural de curto prazo. [Confidencial – segredo de negócio];
  - [Confidencial – relações contratuais dos operadores].
184. Em conclusão, a reduzida liquidez do mercado secundário de gás natural em Portugal (ou a sua falta de integração com o mercado espanhol) impõe dificuldades aos agentes de menor dimensão, na correção de desequilíbrios na rede nacional de transporte e no acesso ao terminal de Sines. Nessa medida, **a reduzida liquidez do mercado secundário de gás natural em Portugal (ou a sua falta de integração com o mercado espanhol) constituem importantes barreiras à entrada e à expansão no mercado nacional.**

#### 4.4.2 Duração dos contratos na amostra de clientes industriais

185. No âmbito do presente inquérito setorial, analisou-se a duração dos contratos, no sentido de avaliar da existência de eventuais restrições à concorrência, relacionadas com a duração dos contratos com clientes finais.
186. Refira-se, a título de exemplo, que no caso No COMP/B-1/37966 Distrigaz, decidido em 11/10/2007, a Comissão Europeia apurou que a longa duração dos contratos com clientes finais industriais no mercado belga era suscetível de produzir um efeito de encerramento do mercado, *i.e.* uma situação em que a entrada de novos concorrentes seria limitada pelo facto de uma parte substancial dos clientes não estar disponível para contratar um novo fornecedor, por efeito da longa duração dos respetivos contratos.
187. **No caso nacional, não se identificam preocupações jusconcorrenciais relacionadas com a longa duração dos contratos com consumidores industriais.** De facto, a duração dos contratos mais frequente é de um ano (81% dos contratos para os quais foi possível identificar uma duração – 157 no total). Existem também contratos com duração inferior a 1 ano (6% dos contratos com identificação de duração) e 12% dos contratos teriam duração superior a 1 ano. O contrato com duração máxima que se apurou na amostra atinge 3 anos.
188. **A antiguidade média da relação cliente/fornecedor**, medida a partir dos dados de faturação e ilustrada na Tabela 12, **também não é muito elevada, situando-se em geral próxima dos dois anos**, atendendo ao processo de migração para o mercado ser ainda relativamente recente.

**Tabela 12. Antiguidade média da relação entre fornecedor e cliente medida a partir dos dados de faturação, entre 2010 e 2014**

N.º médio de semestres de antiguidade	
EDP	[confidencial]
Endesa	[confidencial]
Galp	[confidencial]
Gas Natural	[confidencial]
Goldenergy	[confidencial]
Incrygas	[confidencial]

Nota: A antiguidade das relações cliente fornecedor na amostra mediu-se em semestres, dado ter sido essa a unidade de referência adotada para o cálculo dos indicadores de faturação (preço médio, custo médio de acesso e custo médio da energia).

Fonte: Fornecedores inquiridos - tratamento AdC

#### 4.4.3 Preços e fórmulas contratos na amostra de clientes industriais

189. No âmbito do inquérito, pretendeu-se compreender os mecanismos de formação dos preços do gás natural.
190. **Na amostra, identificaram-se contratos de preço fixo, contratos de preço indexado e contratos mistos** (preço fixo até uma determinada quantidade/data e indexado depois de atingido esse limite temporal/quantidade).
191. Em 182 contratos identificados, 105 (57%) tinham preço fixo, seja um preço fixo na duração do contrato ou o preço fixo estabelecido em tabelas revistas trimestralmente. Os preços fixos são mais comuns nos pequenos clientes mas também existem grandes clientes com preços fixos, que podem ser tanto ou mais competitivos que os preços indexados.
192. Os contratos com preço variável ascendem a 77 (42,3% do total).
193. **O indexante mais comum, na grande maioria dos casos, é o Brent (6,0,3)**, *i.e.* a média aritmética das médias mensais dos preços do Brent (Dated), em USD, publicadas mensalmente pela Platts na publicação "*Platts Oilgram Price Report - Average Supplement*", na secção "*Spot Crude Assessments, International, Brent (Dated)*" para os 6 meses imediatamente precedentes ao trimestre de aplicação da respetiva fórmula de preço. Apenas raramente se utiliza um indexante de um *hub* de gás natural, neste caso o TTF (Holanda), e apenas por um fornecedor ([confidencial- segredo de negócio]).
194. A generalidade dos contratos indexados, seja da [confidencial – relações contratuais das empresas], adotam uma estrutura de preços composta por:
- [confidencial – relações contratuais dos operadores]<sup>63</sup>.
195. **A concorrência nos preços baseados em indexantes opera-se nos parâmetros da fórmula.** Nos contratos em que o indexante é o Brent (6,0,3), os valores do fator multiplicativo sobre o indexante são muito próximos entre operadores, mas existem variantes em que o valor deste fator é muito reduzido (*i.e.*, traduzindo uma menor sensibilidade à variação do Brent (6,0,3)), refletindo níveis variados de partilha de risco, como se verifica em alguns contratos [confidencial – relações contratuais dos operadores].
196. Na Figura 44, ilustra-se o valor calculado para o preço da energia em contratos indexados, considerando a cotação média do Brent (6,0,3) e do câmbio médio Euro/Dólar em 2014.
197. **Entre os operadores com maior dimensão, a [confidencial – segredo de negócio] destaca-se com um preço mais alto que os seus concorrentes** ([confidencial – segredo de negócio]). **A [confidencial – segredo de negócio] são os operadores com os preços indexados mais caros.** Os preços médios são, no entanto, muito semelhantes entre operadores.

**Figura 44. Preços da energia em contratos indexados, por operador, ao valor médio de 2014 do Brent (6,0,3) e da taxa de câmbio (EUR/USD)**

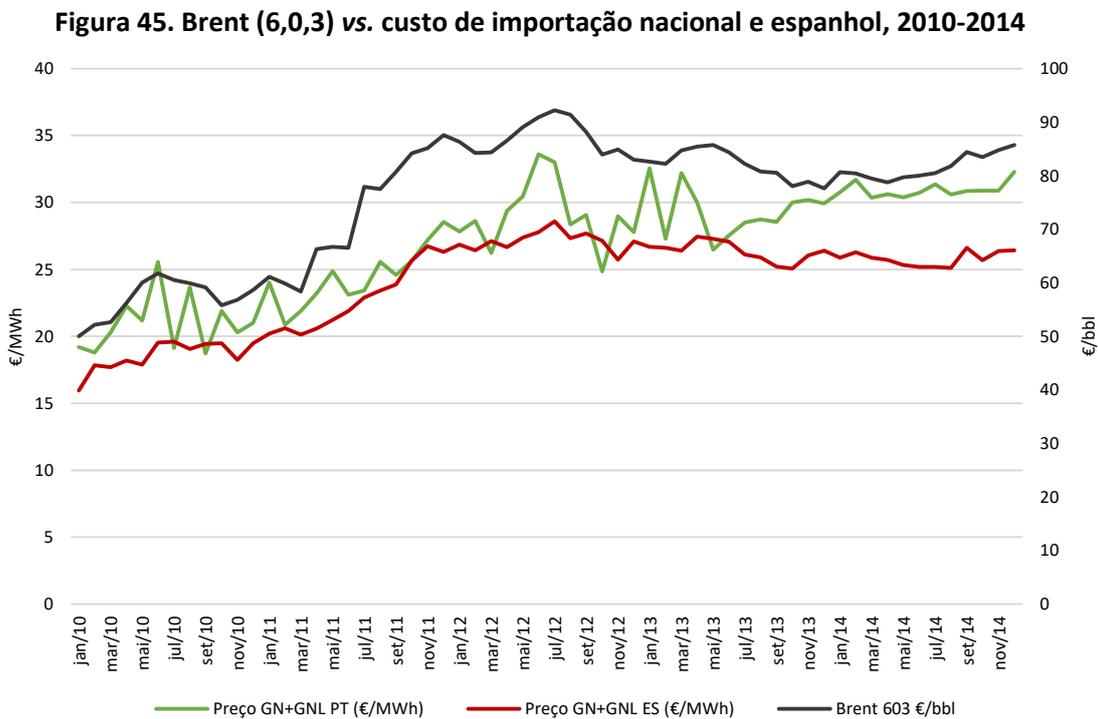
[Confidencial – segredo de negócio]

Fonte: Fornecedores inquiridos - tratamento AdC

198. O uso predominante do Brent (6,0,3) pode ser explicado pela falta de um preço de referência na Península Ibérica (só recentemente foi criado um *hub* ibérico, sendo que os mercados não estão integrados). Em todo o caso, o Brent (6,0,3) aparenta estar correlacionado quer com o custo de importação nacional publicado nas estatísticas do Eurostat (índice de correlação de 85%), quer com o custo de importação espanhol publicado

<sup>63</sup> A fórmula do [confidencial - relações contratuais dos operadores].

nos dados da CNMC (índice de correlação de 98%), pelo que, conforme também ilustra graficamente a Figura 45, o custo de importação espanhol tem acompanhado de forma mais sistemática o preço do Brent.



Fonte: Fornecedores inquiridos, Eurostat, CNMC - tratamento AdC

199. O facto de o Brent (6,0,3) ser também utilizado no contrato por grosso [confidencial – relações contratuais dos operadores] contribui igualmente para o efeito de cristalização do mercado de retalho em torno de um único indexante, dado que [confidencial – segredo de negócio].
200. De facto, nota-se que a Goldenergy se abastece por grosso com o [confidencial – relações contratuais dos operadores].
201. No contexto do mercado nacional, o contrato por grosso [confidencial – relações contratuais dos operadores] também contribui para definir um preço focal para o mercado de retalho.
202. **A cristalização em torno de um único indexante, num mercado de produto homogéneo, como o gás natural, é um fator que promove uma evolução semelhante dos preços dos diversos fornecedores.** Este aspeto já havia sido identificado no inquérito sectorial do gás natural da Comissão Europeia de 2007<sup>64</sup>, mas permanece ainda atual. De facto, no parágrafo 285 do referido inquérito, a Comissão refere:

*“(285) Uma vez que a prática continuada de indexar o gás natural ao preço do petróleo e derivados de petróleo é generalizada na Europa, os **preços contratuais pagos por diferentes produtores a diferentes fornecedores evoluem de forma quase idêntica ao longo do tempo.** Em resultado, os preços pagos pelos adquirentes ao abrigo de contratos de longo prazo não reagem de forma suave (ou não reagem de todo) a variações na oferta e procura nos mercados de gás natural. **Este efeito é exacerbado pelo facto de a indexação em contratos de longo prazo estar usualmente associada a variáveis calculadas com “trailing averages”,** reduzindo ainda mais a resposta a sinais de preço.*

<sup>64</sup> Vide DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, 10 janeiro, 2007.

*Nesta fase, não se observa nenhuma tendência no sentido de mecanismos de preço mais baseados em mecanismos de mercado, com menos efeitos de distorção. (...)” (tradução e destaques nossos).*

203. A predominância da escolha de um indexante ligado ao petróleo e não a um *hub* de gás natural também se deve ao fornecedor predominante na Península Ibérica (dois gasodutos ligam a Península Ibérica à Argélia). De facto, tal como havia notada a Comissão no inquérito setorial do gás natural em 2006:

*“(…) (290) No que diz respeito às outras três regiões, o inquérito permitiu verificar que o gás natural argelino estava ainda mais diretamente relacionado com o preço do petróleo, sendo quase 70% das variações do nível de preços determinadas pelos preços do petróleo bruto, e uns 25% adicionais pelo fuelóleo, pesado e leve” (tradução e destaques nossos)<sup>65</sup>.*

#### 4.4.4 Dimensão média dos clientes por operador na amostra de clientes industriais

204. Para efeitos da caracterização da dimensão média dos clientes por operador na amostra de clientes industriais, calculou-se o volume médio de consumo por cliente, nível de pressão do acesso à rede e operador na amostra para o período considerado (2010-2014).
205. A análise da Tabela 13 revela que os operadores [confidencial – segredo de negócio] e [confidencial – segredo de negócio] são aqueles que evidenciam os clientes com maior dimensão média, enquanto que a [confidencial – segredo de negócio] e a [confidencial – segredo de negócio] tipicamente têm clientes de menor dimensão. A [confidencial – segredo de negócio] é o operador que tem maiores clientes em AP, em virtude de fornecer por grosso [confidencial – segredo de negócio].

**Tabela 13. Dimensão média dos clientes por operador em consumo anual, 2010-2014**

[Confidencial – segredo de negócio]

MWh	EDP	Endesa	Galp	GNFenosa	Goldenergy	Incrygas
AP	[...]	[...]	[...]*	[...]	[...]	[...]
BP< 100m	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
BP> 100m	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
MP	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Total			[...]	[...]	[...]	[...]

\*Tem em conta [confidencial – relações contratuais dos operadores].

Fonte: Fornecedores inquiridos - tratamento AdC.

206. Do exposto, pode concluir-se que os principais novos entrantes focaram a sua atuação em clientes [confidencial – segredo de negócio], enquanto os operadores independentes se têm concentrado em consumidores de [confidencial – segredo de negócio], embora no caso da [confidencial – segredo de negócio] se verifique também a capacidade de alcançar alguns clientes de maior dimensão.

#### 4.4.5 Mudança de fornecedor nos clientes industriais

207. Com o propósito de compreender os comportamentos de mudança de fornecedor nos clientes industriais, analisou-se a base de dados de mudança de comercializador gerida, no

<sup>65</sup> Vide [http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/2005\\_inquiry/full\\_report\\_part1.pdf](http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/2005_inquiry/full_report_part1.pdf).

período reportado, pela REN Gasodutos, no quadro das funções que esta exercia como gestor da mudança de comercializador no setor do gás natural<sup>66</sup>.

208. O grupo Galp e a EDP Gás Distribuição são os principais distribuidores a que se encontram ligados os clientes industriais. A Sonorgás apresenta uma dimensão muito inferior à daqueles dois distribuidores (*vide* Tabela 14).

**Tabela 14. Clientes industriais por rede de distribuição de ligação, em 2014**

	N.º Clientes
Dist. EDP	586
Dist. Univ. Galp (inclui Transgás e Tagusgás)	1.959
Dist. Univ. Goldenergy (Sonorgás)	60

Fonte: REN Gasodutos - tratamento AdC.

209. **A liberalização significou a entrada de novos operadores, em particular a Gas Natural Fenosa e a Endesa, e o crescimento da Goldenergy**, do grupo económico a que também pertence a Sonorgás, que se expandiu significativamente face à sua base regional de partida. A Gas Natural Fenosa e a Endesa mostraram uma preferência por clientes [confidencial – segredo de negócio] (*vide* Anexo III).
210. **A EDP e o grupo Galp reduziram a sua expressão em termos de clientes servidos na comercialização por comparação à sua posição na distribuição**, que herdaram do cenário prévio à liberalização.
211. **Contudo, estes dois operadores mantêm-se destacadamente como os principais fornecedores em número de clientes, com aproximadamente 80% do total.**
212. **A Goldenergy expandiu significativamente, fornecendo mais de 4 vezes mais clientes do que aqueles que teria na base de partida** do grupo económico a que pertence. De notar que a base de clientes da Goldenergy inclui também clientes em AP (*vide* Anexo III).
213. Em síntese:
- **A Goldenergy conseguiu manter a maior parte dos clientes do distribuidor do mesmo grupo** (a Sonorgás), revelando que a entrada no seu território original por terceiros comercializadores foi pouco significativa.
  - **A EDP perdeu clientes na sua rede de distribuição** mas conseguiu expandir para outros territórios.
  - **O grupo Galp manteve a sua posição como principal fornecedor a consumidores industriais.**
214. A Tabela 15 mostra a distribuição dos clientes de gás natural por comercializador, com base nos dados da REN em 2014. **O grupo Galp, a EDP e a Goldenergy detêm mais de 90% dos clientes de gás natural.**

---

<sup>66</sup> O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, estabeleceu o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), incumbindo a ADENE - Agência para a Energia de exercer essas funções.

**Tabela 15. Clientes por fornecedor mais recente identificado na base da REN, em 2014**

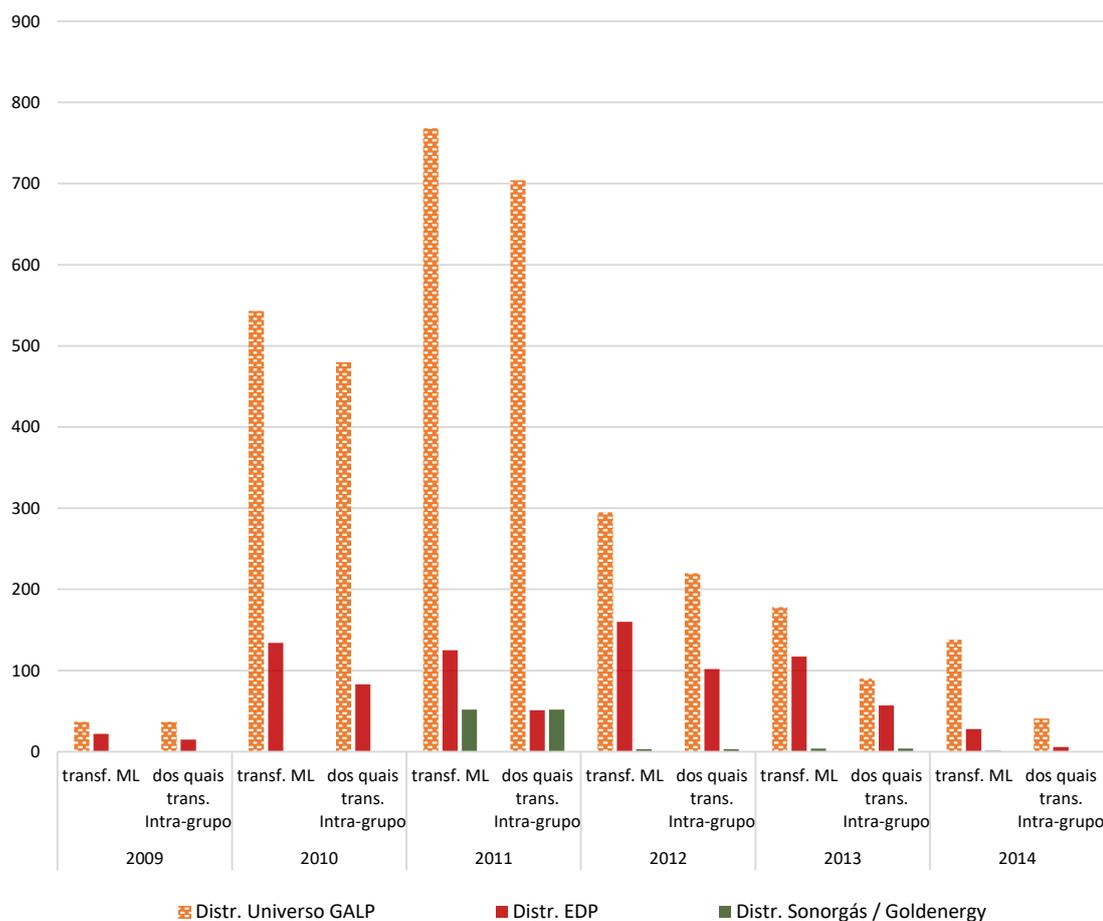
[Confidencial – segredo de negócio]

	Fornecedor mais recente (n.º clientes)	%
<b>EDP</b>	[...]	[...]%
<b>Endesa Energia</b>	[...]	[...]%
<b>Galp</b>	[...]	[...]%
<b>Gas Natural</b>	[...]	[...]%
<b>Goldenergy</b>	[...]	[...]%
<b>Iberdrola</b>	[...]	[...]%
<b>Outro</b>	[...]	[...]%
<b>Incrygas</b>	[...]	[...]%
<b>Total Geral</b>	[...]	[...]%

Fonte: REN Gasodutos - tratamento AdC.

215. Na base de dados de mudança de comercializador, identificam-se 3.902 mudanças de comercializador desde 2009, incluindo mudanças do mercado regulado para o mercado livre, até 2014, para 2.708 clientes industriais. **O rácio entre o número de mudanças de fornecedor durante o período analisado e o número de clientes é de 1,4.**
216. Muitas das transferências do mercado regulado para o mercado livre corresponderam a mudanças intra-grupo. As distribuidoras do grupo Galp, que abarcam o maior número de clientes, são aquelas em que a dimensão absoluta das transferências intra-grupo foi mais elevada. As transferências intra-grupo do mercado regulado para o mercado livre têm todavia vindo a diminuir, reflexo do facto de a maior parte dos clientes já ter migrado para o mercado livre (*vide* Figura 46).

**Figura 46. Transferências intra-grupo do Mercado Regulado (MR) para o Mercado Liberalizado (ML), entre 2009 e 2014**



Nota: As distribuidoras aqui identificadas como pertencendo ao universo Galp incluem a Transgás e a Tagusgás.  
Fonte: REN Gasodutos - tratamento AdC.

217. Em suma, identificam-se alguns movimentos de mudança de fornecedor pelos consumidores industriais no período analisado. Refira-se, contudo, que a maioria das mudanças de fornecedor registadas foram intra-grupo, *i.e.*, associadas à migração do mercado regulado para o mercado liberalizado, pelo que os movimentos de mudança, neste contexto, não serão por si ilustrativos de dinâmica concorrencial.

#### 4.4.6 Barreiras à entrada e à expansão

218. Conforme resulta da análise desenvolvida ao longo do presente inquérito setorial, é possível identificar um conjunto de barreiras à entrada e à expansão de concorrentes no fornecimento de gás natural a consumidores industriais, relacionadas com a importação e expansão da atividade no mercado nacional. Estas barreiras foram sendo analisadas no âmbito das diversas seções do presente relatório:

- ***O pancaking tarifário no comércio transfronteiriço de gás natural entre Portugal e Espanha***

A dupla aplicação de tarifas de entrada e saída das redes nacionais de transporte nos trânsitos transfronteiriços aumenta o custo de importação dos operadores que utilizam a interligação terrestre para fornecer a sua carteira de clientes em Portugal.

- **Os custos de utilização do terminal de GNL de Sines para pequenos operadores**

O volume elevado de descarga em terminal de um navio metaneiro de GNL e a necessidade de expedir esse elevado volume de GNL rapidamente para a rede de transporte, para garantir a disponibilidade do terminal, provocam dificuldades e custos elevados para operadores com quotas de mercado mais reduzidas.

A utilização desta infraestrutura como ponto de entrada no sistema nacional de gás natural é assim limitada e os pequenos operadores são incentivados a utilizar a interligação terrestre, mesmo que a mesma também implique custos potencialmente elevados, associados ao *pancaking* tarifário no comércio transfronteiriço de gás natural.

- **A reduzida liquidez do mercado secundário de gás natural**

O mercado secundário serve para gerir desequilíbrios de abastecimento/consumo na rede de transporte ou para reduzir custos com a utilização do armazenamento no terminal de Sines, através de trocas de quantidades entre utilizadores dessa infraestrutura. A reduzida liquidez deste mercado pode criar maiores dificuldades/custos aos pequenos comercializadores na gestão de desequilíbrios e no acesso ao terminal de Sines.

- **A reduzida dimensão do mercado nacional**

A reduzida dimensão do mercado foi identificada como uma condicionante à entrada/expansão no mercado. Na sua resposta a pedido de elementos da AdC, a [confidencial – segredo de negócio]<sup>67</sup> refere que “*o mercado industrial português de gás natural apresenta múltiplos desafios como são a falta de dimensão, dispersão geográfica dos consumidores e pressão dos incumbentes. Segundo os dados da ERSE tornados públicos aquando da recente publicação das tarifas para o ano gás 2015-2016, existem 4.707 pontos de consumo de clientes industriais (fornecimentos em baixa pressão > 10.000 m3 ou superior) sendo que destes apenas 423 são correspondentes a fornecimentos de média pressão ou superior. Num mercado tão reduzido, cada negociação é uma batalha que pode significar o sucesso ou insucesso de toda a operação anual. Num mercado tão reduzido, atingir a escala mínima de competitividade é extremamente difícil de conseguir, mas mais ainda garantir a sua sustentabilidade no longo prazo*”.

219. O custo transfronteiriço do *pancaking* conjugado com a reduzida dimensão do mercado significam que **o mercado nacional não se encontra suficientemente integrado com o mercado espanhol**. O Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS) encontra-se ainda insuficientemente concretizado.
220. Ao contrário do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), no qual a insuficiente capacidade de interligação afetou inicialmente a integração de mercados, no caso do gás natural, a deficiente integração não se associa à capacidade das infraestruturas, antes se associa às barreiras ao comércio transfronteiriço de gás natural.
221. As respostas dos comercializadores de gás natural a pedido de elementos enviado pela AdC no âmbito do presente inquérito setorial identificaram, ainda, um conjunto de matérias menos relevantes do ponto de vista jusconcorrencial. As respostas fornecidas pelos comercializadores estão resumidas no Anexo IV.

---

<sup>67</sup> Cfr. resposta da [confidencial – segredo de negócio] a pedido de elementos da AdC.

## 5. Conclusões

222. **A observação das estatísticas dos preços de gás natural publicados pelo Eurostat relativa a consumidores industriais permitiu confirmar que os preços médios em Portugal, excluindo impostos e taxas, são dos mais elevados na União Europeia a 28**, sem prejuízo da trajetória de descida iniciada em 2016 que aproximou os preços nacionais dos escalões Eurostat de maior consumo (I3 a I5) aos praticados na média UE-28. Ainda assim, os preços de gás natural em Portugal continuam a ser dos mais elevados da UE-28 para os clientes industriais de menor dimensão – escalão Eurostat I1 e, ainda que menos acentuado, escalão Eurostat I2.
223. A estrutura e desempenho do mercado nacional de fornecimento de gás natural a consumidores industriais é influenciada por um conjunto de fatores. A análise conduzida no presente relatório permitiu caracterizar o desempenho do mercado nacional e a estrutura do mercado e identificar os aspetos estruturais que contribuem para o desempenho dos preços do gás natural para os industriais face à comparação europeia.
224. **A quebra de consumos de centrais elétricas a par do contexto contratual para abastecimento por grosso de gás natural teve um impacto negativo nas condições de concorrência no mercado de fornecimento de gás natural ao segmento industrial** e na capacidade de operadores concorrentes do importador histórico para concorrer no mercado retalhista.
225. O fornecimento de gás natural a centros eletroprodutores, ao abrigo de contratos de longo prazo com cláusulas *take-or-pay*, para concorrer no mercado elétrico, pode restringir a sua flexibilidade para aceder a alternativas de abastecimento potencialmente mais eficientes/competitivas disponíveis a outros operadores de eletricidade do mercado ibérico com maior flexibilidade de abastecimento.
226. **No mercado de fornecimento a produtores de energia elétrica PRO, a existência de contratos de longa duração com cláusulas *take-or-pay* é ainda passível de ter um efeito potencial de encerramento do mercado**, na medida em que limite a entrada de comercializadores com escala eficiente no mercado industrial. De facto, um operador que forneça gás natural a produtores elétricos PRO pode mais facilmente conseguir escala para fornecer eficientemente a clientes industriais. A posição preponderante da Galp no fornecimento de gás natural a produtores de energia elétrica PRO reduz a escala do mercado nacional contestável, limitando dessa forma a concorrência no mercado industrial. Todavia, o fator escala do fornecimento de centrais a gás natural perde importância com a reduzida utilização de centrais elétricas a gás natural.
227. **Existem importantes barreiras à entrada e à expansão**, relacionadas com a importação e expansão da atividade no mercado nacional, nomeadamente i) o ***pancaking tarifário*** - dupla aplicação de tarifas de entrada e saída das redes nacionais de transporte nos trânsitos transfronteiriços de gás natural entre Portugal e Espanha - que onera o custo de importação por interligação terrestre; ii) os **elevados custos de utilização do terminal de GNL de Sines para pequenos operadores**; iii) a **reduzida liquidez do mercado secundário de gás natural**, que pode criar maiores dificuldades/custos aos pequenos comercializadores na gestão de desequilíbrios e no acesso ao terminal de Sines; e iv) a **reduzida dimensão do mercado nacional**. Estas barreiras determinam, no seu conjunto, **uma insuficiente integração do mercado nacional com o mercado espanhol** e condicionam a concretização do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS).
228. **A importação grossista é dominada pelo operador histórico, a Galp**. Contribuem para essa posição o estatuto de importador histórico, o facto de ser o utilizador dominante do Terminal de GNL de Sines, o facto de ter detido até finais de 2014 direitos históricos sobre a

utilização do gasoduto na principal entrada a partir de Espanha, em Campo Maior, o facto de ser parceiro inevitável para trocas de gás natural de curto prazo (*swaps*) no terminal de Sines (a utilização por terceiros desse terminal é esporádica e depende de *swaps* de quantidades de gás com a Galp para ser viabilizada) e de ser fornecedor de terceiros concorrentes nos mercados retalhistas industriais.

229. **Alguns operadores abastecem-se junto da Galp, i.e. não importam o gás natural de forma independente, para concorrer no mercado retalhista.** As ligações grossistas ao nível do *input* comercializado por concorrentes no nível retalhista limitam a diversificação de fontes de abastecimento e podem também ter implicações estratégicas para o nível de concorrência no retalho, nomeadamente nos incentivos a concorrer.
230. **Desde o início da liberalização, assinala-se a entrada de apenas dois novos entrantes de grande dimensão – a Endesa e a Gas Natural Fenosa** (o operador histórico em Espanha e o maior importador de gás natural na Península Ibérica), focados nos clientes de maior dimensão<sup>68</sup>. **Em contrapartida, a Iberdrola, um dos principais concorrentes no fornecimento de energia elétrica a clientes industriais, terá optado por sair do fornecimento de gás natural à indústria.**
231. Os operadores independentes de menor dimensão, potencialmente limitados em termos de escala suficiente para viabilizar uma logística/contratação competitiva, conseguem ainda assim ter um peso relevante no mercado.
232. **Os custos de rede (nomeadamente de Baixa Pressão e Média Pressão) tiveram um crescimento significativo nos últimos anos**, em razão da quebra de consumo para geração de energia elétrica, da estagnação do consumo industrial e do crescimento dos custos de capital das redes de distribuição.
233. **Identificou-se uma reduzida diversificação de origens do gás natural e uma redução do peso do GNL no aprovisionamento nacional.** Em anos recentes, a Argélia tornou-se destacadamente a principal origem do gás natural consumido em Portugal Continental. Alguns dos principais novos entrantes também importam da Argélia, contribuindo para a reduzida diversificação de origens do gás natural.
234. **O mercado nacional encontra-se cristalizado em torno de um indexante** trimestral ao petróleo bruto do noroeste europeu desfasado de 6 meses em relação ao trimestre em causa (*i.e.*, Brent (6,0,3)), que se relaciona com as práticas contratuais dos principais fornecedores *upstream* (Argélia e Nigéria) do mercado nacional.
235. **Da análise desenvolvida pela AdC aos dados do Eurostat e aos dados submetidos pela Galp, verificou-se que, em 2013 e 2014, o custo de importação nacional se agravou em comparação com o observado em Espanha e a média da UE 28, o que coincidiu com um reforço da atividade de *trading* do importador histórico, após o desastre de Fukushima e com uma alteração da gestão do seu *portfolio* de aprovisionamento em função das condições de arbitragem no mercado mundial de GNL.**

## 6. Recomendações

236. Para superar as barreiras à entrada e à expansão identificadas no presente relatório, **considera-se que o SNGN beneficiaria da concretização do desenvolvimento do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS) e da eliminação do *pancaking* tarifário nas importações de gás natural por via terrestre.**

---

<sup>68</sup> Conforme resulta da posição destes dois operadores no fornecimento a grandes clientes, clientes industriais e clientes residenciais, “Resumo Informativo do Mercado Liberalizado de Gás Natural”, ERSE, 2ºT, 2015, disponível em [http://www.erse.pt/pt/gasnatural/liberalizacaodosector/InfoMercadoLiberalizado/Documents/Relatorio\\_ML\\_GN\\_2\\_T\\_2015.pdf](http://www.erse.pt/pt/gasnatural/liberalizacaodosector/InfoMercadoLiberalizado/Documents/Relatorio_ML_GN_2_T_2015.pdf).

237. O efeito conjunto destas barreiras limita a capacidade dos comercializadores a atuar no mercado nacional para importar gás natural por via terrestre a preços competitivos, penalizando a competitividade do SNGN e, conseqüentemente, os preços finais a clientes industriais.
238. Destaca-se, desde logo, a importância de se evoluir no sentido da concretização do mercado interno de gás natural europeu e, em particular, de uma maior integração do mercado grossista ao nível ibérico, sem *pancaking* tarifário no comércio transfronteiriço entre Portugal e Espanha, que poderia contribuir para:
- **O preço do gás natural passe a ser determinado de forma mais competitiva**, nomeadamente pelo encontro, em cada momento, de intenções de compra e venda numa plataforma organizada por um operador independente (MIBGAS);
  - **Aumento do número de comercializadores a atuar no SNGN**, nomeadamente dos comercializadores que atuam no mercado espanhol, conduzindo a um aumento da concorrência nos mercados grossista e retalhista;
  - **Maior diversificação das origens do gás natural**, contribuindo para a menor dependência da Argélia e da Nigéria enquanto principais fornecedores de gás natural; e
  - **Maior diversificação das fontes de aprovisionamento de gás natural**, aumentando a flexibilidade dos comercializadores na gestão dos desequilíbrios diários na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN).
239. **Propõe-se, assim, o reforço da cooperação intergovernamental entre Portugal e Espanha no sentido da implementação de medidas que garantam a concretização do desenvolvimento do Mercado Ibérico de Gás Natural e a eliminação do *pancaking* tarifário.**
240. Por outro lado, e em linha com as posições publicamente assumidas pela AdC em consultas públicas promovidas pela ERSE, **considera-se que seria importante ponderar medidas adicionais para fomentar a utilização do terminal de Sines por mais utilizadores.**
241. Em termos de custo/eficiência, e enquanto não se concretizar o desenvolvimento do MIBGAS, o acesso ao terminal de GNL de Sines é a opção fundamental a estudar para o fomento da concorrência em Portugal no mercado do gás natural, porque não se encontra sujeito à dupla aplicação das tarifas de rede transporte no trânsito de gás natural entre países.
242. **Quanto maior for o número de utilizadores do terminal de GNL de Sines, maior será o número de operadores que atuam no mercado grossista nacional.** Quanto maior for o número de utilizadores do terminal de GNL de Sines, em particular utilizadores que operem também em Espanha, também maior será o nível de integração de mercados entre Portugal e Espanha.
243. Este tema tem aliás merecido, da parte do regulador setorial, uma especial atenção ao longo dos últimos anos, comprovada pela introdução de várias medidas regulamentares (*e.g.*, mecanismo de trocas reguladas). Em março de 2017, a ERSE colocou em consulta pública uma proposta de alteração ao Procedimento n.º 5 do Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas, onde propõe um novo mecanismo de acesso ao Terminal de GNL de Sines.
244. O novo mecanismo proposto pretende mitigar precisamente a barreira à entrada no SNGN relacionada com o elevado custo logístico que os agentes de mercado de menor dimensão enfrentam no acesso ao Terminal de GNL. Sem prejuízo do mérito que a presente proposta encerra, subsistem alguns aspetos que carecem de esclarecimento, desde logo se

a proposta será suficientemente atrativa para suscitar o interesse dos agentes de menor dimensão.

245. Dessa forma, **propõe-se que se estudem, complementarmente ao novo mecanismo, as seguintes medidas alternativas:**

- **Impor ao comercializador do SNGN** (a entidade titular dos contratos de longo prazo em regime de *take-or-pay* celebrados em data anterior à entrada em vigor da Diretiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de junho) **a obrigação de leiloar parte da programação anual de navios metaneiros dos contratos *take-or-pay* com ponto de entrega em Sines** (leilão anual).

O desenho do leilão deve assegurar um **preço base equivalente ao preço de compra do contrato *take-or-pay*** e os eventuais lucros que se venham a registar nesses leilões (diferença entre o preço do leilão e o preço base) devem reverter para o sistema e ser refletidos na redução das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito; e

- **Imposição, ao comercializador do SNGN, de intercâmbios/*swaps* — sem custos — para trocar gás natural entre o Terminal de GNL de Sines (receber) por contrapartida de gás natural no sistema Espanhol (entrega).**

Os comercializadores entregam o gás natural ao comercializador do SNGN à saída do TGNL (já regaseificado) e a Galp entrega, simultaneamente, a mesma quantidade de gás natural na interligação de Campo-Maior (proveniente do contrato *take-or-pay* de longo prazo com a Sonatrach). Os custos de entrada seriam por conta de cada operador, *i.e.*, a entrada do gás natural em Espanha seria suportado pelo comercializador do SNGN enquanto que os custos de entrada na RNTGN seriam suportados pela contraparte.

246. De notar que as medidas que se propõem têm enquadramento regulamentar. Por um lado, os leilões de gás natural têm previsão no artigo 39.º-B do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro. Por outro lado, os princípios do mecanismo de incentivo às trocas reguladas de GNL entre o comercializador do SNGN e os agentes de mercado encontram-se previstos no artigo n.º 111 do Regulamento Tarifário.

247. No passado, a ERSE já implementou leilões de gás natural, embora não tenham suscitado o interesse esperado nos agentes de mercado. A presente proposta de leilões de gás natural define um ponto de entrega específico, ao contrário do que sucedia no passado, para além de se desenvolver num contexto de mercado diferente, com a entrada de novos comercializadores no SNGN.

248. No que diz respeito aos intercâmbios/*swaps*, o atual mecanismo de trocas reguladas de GNL em vigor, obrigatório ao operador histórico, consiste num *swap* no tempo, *i.e.* receber uma quantidade de gás natural num momento por troca de uma devolução num momento posterior. Na presente proposta, pretende-se que exista uma nova opção de intercâmbio adicional — *swap* no espaço -, neste caso, com gás natural proveniente do sistema Espanhol, propriedade do comercializador do SNGN (contrato *take-or-pay* de longo prazo com a Sonatrach).

249. **Os leilões e intercâmbios/*swaps* que se propõem visam (i) atrair a entrada de mais comercializadores, nomeadamente aqueles que apenas operam no mercado espanhol; (ii) aumentar estruturalmente o número de utilizadores do TGNL; e (iii) aumentar a flexibilidade de utilização desta infraestrutura**, nomeadamente os destinos a dar ao gás natural recebido (expedir para rede para clientes finais, trocar com outro utilizador —*swap*

no tempo —, facilidade que aumenta com o número de utilizadores do terminal, — e expedir para Espanha — *swap* no espaço).

250. Por último, pretende-se que **os adjudicatários nos leilões sejam tomadores das quantidades adquiridas, por forma a estimular a entrada nos mecanismos de correção de desequilíbrios** enquadrados no código de rede de balanço.
251. Em matéria de regulação de preços a clientes finais e aos impactes que a mesma introduz sobre a concorrência e os preços finais, considera-se que os mecanismos de regulação das tarifas transitórias de venda a clientes finais merecem ser reponderados.
252. **Considera-se, em particular, que o funcionamento concorrencial do mercado de gás natural poderia beneficiar com o fim das tarifas transitórias**<sup>69</sup>.
253. As penalizações das tarifas transitórias já não estão a ser eficazes na promoção da mudança para o mercado livre, podendo estar a penalizar os clientes com reduzida mobilidade à mudança de fornecedor e a contribuir para o agravamento da posição competitiva das estatísticas de preços em Portugal face à Europa no que diz respeito aos industriais tipo de menor consumo (no escalão industrial Eurostat I1 e eventualmente no escalão industrial Eurostat I2). Adicionalmente, as tarifas transitórias podem também ter um efeito sobre o mercado liberalizado, constituindo um ponto focal para colusão, *i.e.* de alinhamento de preço entre os comercializadores em regime livre.
254. Note-se que a extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais (com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m<sup>3</sup>), prevista para 31 de dezembro de 2017, foi adiada por mais três anos, *i.e.*, até 31 de dezembro de 2020<sup>70</sup>.

---

<sup>69</sup> Segundo a ACER - *Market Monitoring Report 2015 - ELECTRICITY AND GAS RETAIL MARKETS (Figure 24)*, os países que ainda têm preços regulados (numa proporção igual ou menor a 95% dos consumidores domésticos de gás natural), como é o caso de Portugal, tendem a apresentar, comparativamente à categoria de países com mercados retalhistas totalmente liberalizados, (i) maiores níveis de concentração; (ii) menores entradas líquidas no mercado (em média); (iii) uma maior percentagem de consumidores domésticos fornecidos pelo incumbente; e (iv) maiores margens anuais (em média).

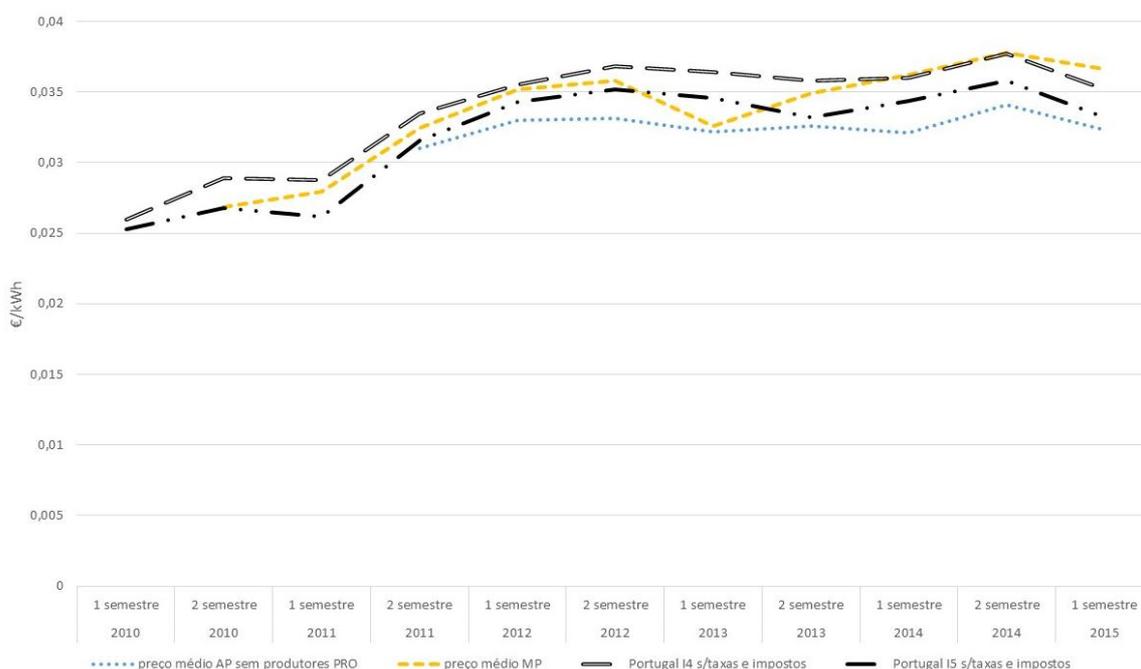
<sup>70</sup> Vide Lei do Orçamento de Estado de 2017 (Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro)

## Anexo I – Comparação entre preços médios Eurostat e preços médios faturados na amostra de clientes industriais

No presente Anexo comparam-se os preços médios da amostra e as estatísticas de preços dos consumidores industriais do Eurostat para Portugal.

Os preços médios da amostra em AP, sem IVA, se descontarmos o efeito dos consumos para produção de energia elétrica, estão abaixo dos valores reportados pelo Eurostat para consumidores industriais, conforme ilustra a figura seguinte. O preço em AP encontra-se ligeiramente abaixo do preço Eurostat do consumidor tipo I5.

**Figura I.1: Preços médios industriais Eurostat I4 e I5 e preços médios amostra AP (sem produtores de energia elétrica PRO) e MP, 2010-2015**

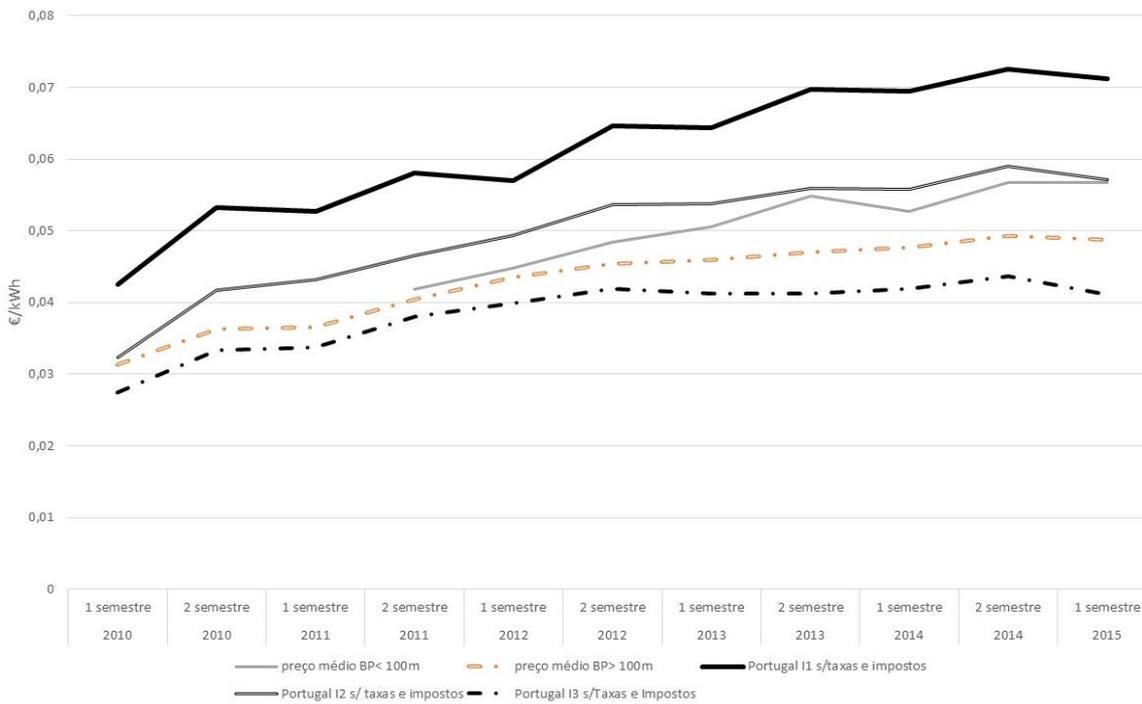


Fonte: Eurostat, Fornecedores inquiridos, tratamento AdC

Os valores do escalão de consumo MP estão muito próximos do consumidor tipo I4, exceto no primeiro semestre 2013, pelo efeito do preço inicial de um grande cliente em MP na amostra.

A figura seguinte ilustra os preços médios Eurostat I1, I2 e I3, assim como os preços médios da amostra construída para efeitos do presente inquérito setorial, para os clientes de BP. Os preços em BP>100m e BP<100m encontram-se em posição intermédia entre os consumidores tipo I3 e I2.

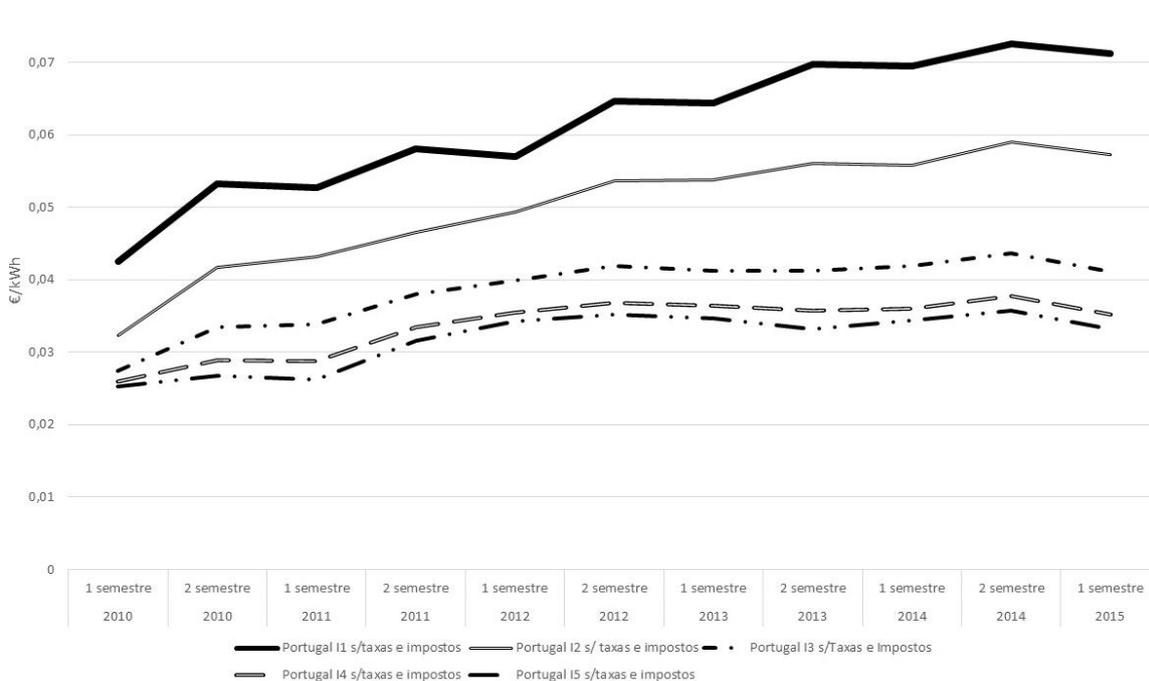
**Figura I.2: Preços médios Eurostat I1, I2 e I3, e amostra BP>100m e BP<100m, 2010-2015**



Fonte: Eurostat, Fornecedores inquiridos, tratamento AdC

Os preços do consumidor tipo I1 não se encontram representados na amostra e os preços dos consumidores tipo I2 estão acima dos preços médios apurados na amostra. Importa notar que, segundo as estatísticas do Eurostat, os preços a consumidores industriais em Portugal revelam que os consumidores tipo I1 e I2 são aqueles para os quais os preços apresentam pior desempenho relativo à média da EU 28 e apresentam crescimentos acentuados no período 2010-2015, conforme é possível evidenciar na figura seguinte.

**Figura I.3: Preços Eurostat Industriais em Portugal, 2010-2015**



Fonte: Eurostat, tratamento AdC

O facto de não estar assegurada a representatividade estatística da amostra coligida pela AdC no âmbito do presente inquérito setorial (*cf.* ponto 82, iv<sup>o</sup>) poderá contribuir para as diferenças que se apuram entre os resultados da amostra e as estatísticas do Eurostat.

Estas diferenças poderão ainda ser parcialmente explicadas pelo facto de a amostra da AdC integrar apenas clientes dos comercializadores em regime livre, enquanto as estatísticas do Eurostat correspondem aos preços médios do mercado total (integrando tanto os clientes dos CUR como os clientes dos comercializadores em regime livre). Ao excluir os clientes dos CUR, a amostra não integra diretamente os impactes das tarifas transitórias na formação dos preços nos clientes de menor consumo. Como tal, os preços médios Eurostat deverão refletir as penalizações das tarifas transitórias, em particular no consumidor tipo I1 e também no consumidor tipo I2.

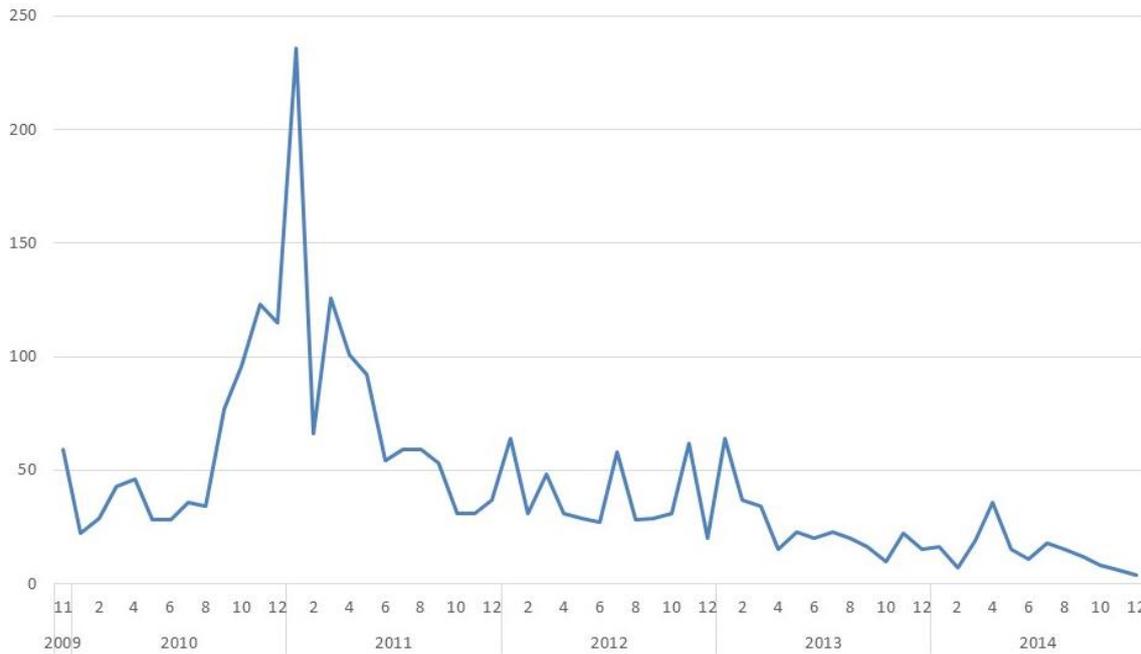
De facto, o número de clientes industriais servidos pelos CUR era, em 2015, ainda significativo, na sua grande maioria pequenos clientes e com pouca representatividade no consumo global. Na publicação das tarifas de gás natural para 2015-2016 a ERSE estimou em 4.702 o número de clientes industriais (clientes com consumos anuais acima dos 10.000 m<sup>3</sup>). Segundo a informação do mercado liberalizado publicada pela ERSE referente ao 2.<sup>o</sup> trimestre de 2015, em junho de 2015, encontravam-se ativos no mercado livre um total de 3.529 clientes com consumos anuais superiores a 10.000 m<sup>3</sup>. Estimavam-se assim mais de 1.100 clientes com consumos superiores a 10.000 m<sup>3</sup> que não mudaram para o mercado. Nas tarifas de gás natural de 2015-2016 a ERSE estimava que o número de clientes nos CUR se reduzisse a 697 e nas tarifas para 2016-2017 estimou que esse número descesse para 460.

As tarifas transitórias têm fortes penalizações para os clientes que permanecem na tarifa regulada, os quais poderão oferecer uma explicação para a crescente divergência dos consumidores tipo I1 e I2 face à média Europeia.

O fator de agravamento aumentou para 20% no 2.<sup>o</sup> semestre de 2012, para 50% no 2.<sup>o</sup> semestre de 2014 e para mais de 70% no segundo semestre de 2016 (o que é explicado pela descida do custo do gás natural para o CUR, dado o valor em termos absolutos do fator de penalização ter permanecido relativamente constante) (*vide* Figura 23).

Apesar dos fatores de penalização muito elevados a partir do 2.<sup>o</sup> semestre de 2012, o ritmo de transferência dos clientes remanescentes nos CUR para o mercado não se alterou significativamente (*cf.* figura *infra*).

**Figura I.5: Total de saídas de clientes industriais do mercado regulado, entre 2009 e 2014**



Fonte: REN Gasodutos, gestor de mudança de comercializador, tratamento AdC

Os dados apurados parecem indicar que:

- Nem os comercializadores em mercado procuraram os clientes remanescentes nos CUR de forma muito ativa;
- Nem os clientes remanescentes nos CUR procuraram os comercializadores em mercado;
- A reduzida divulgação do fator de penalização dificulta aos clientes ainda nos CUR a avaliação dos seus custos de fornecimento e da oportunidade de transitarem para o mercado;
- O facto de os comercializadores em mercado não procurarem os clientes ainda nos CUR é potencialmente revelador de um desinteresse em fornecer clientes industriais de menor dimensão, seja porque a dimensão dos mesmos é reduzida, seja por eventuais questões relacionados com riscos de crédito/não pagamento, potencialmente mais altos em clientes dessa dimensão. Uma parte das empresas industriais ainda fornecidas nos CUR poderão corresponder a empresas com problemas financeiros, o que limita a respetiva mobilidade entre fornecedores, dado que o gás natural é vendido a crédito. Sendo assim, os factores de penalização prejudicam os clientes com menor mobilidade à mudança de fornecedor;
- Os factores de penalização são potencialmente pouco eficazes no seu propósito e penalizadores dos consumidores.

Em conclusão, os factores de penalização não estimularam decisivamente a transferência para o mercado liberalizado. Paralelamente, os factores de penalização podem ter agravado o posicionamento relativo das estatísticas de preço em Portugal na sua comparação Europeia.

O impacto global das tarifas transitórias sobre os preços a clientes finais em mercado livre beneficiaria de uma análise mais aprofundada. Todavia, atendendo à análise das estatísticas *supra* desenvolvida, o balanço entre os prós (estimular a migração para o mercado) e contras (prejudicar preço dos consumidores com menor mobilidade à mudança de fornecedor) de apresentar factores de penalização elevados não aparenta ser, atualmente, positivo.

## Anexo II – Custos de armazenagem no acesso ao Terminal de GNL de Sines

O acesso ao Terminal de GNL de Sines foi identificado pela maioria dos comercializadores como sendo uma importante barreira à entrada e à expansão no Sistema Nacional de Gás Natural.

A Tabela II.1 ilustra os custos que dois agentes (agente A e agente B) com perfis (de contratação) e escala diferentes enfrentam no acesso ao Terminal de GNL de Sines:

**Tabela II.1: Custos de acesso ao Terminal de GNL de Sines (ano gás 2016-2017)**

	Agente A	Agente B
N.º de navios contratados [ano]	19	3
Volume GNL por navio [MWh]	900.000	900.000
Preço do GNL [€/MWh]	20	20
Custo do GNL importado [anual, M€]	342	54
Tarifa de armazenagem [€/(MWh/dia)/dia]*	0,03453	0,03453
Custo de armazenagem [anual, M€] **	5,7	5,7
Peso da armazenagem no GNL importado	1,7%	10,5%
Custo unitário da armazenagem [€/MWh]	0,3	2,1

\* De acordo com as tarifas publicadas pela ERSE para o ano gás 2016-2017

\*\* Considerou-se uma taxa de regaseificação diária para a RNTGN constante durante 365 dias

Fonte: REN Gasodutos, ERSE, tratamento AdC

A tabela *supra* confirma a existência de uma vantagem competitiva para os grandes agentes. Apesar de os volumes de GNL importados no ano serem bastante diferentes entre os agentes A e B, o volume médio de GNL armazenado é equivalente, tornando o custo de armazenagem num custo fixo suscetível de gerar economias de escala a quem contrate quantidades de GNL elevadas.

Como resultado, o agente A, que contratou 19 navios anuais, enfrenta um custo unitário pela armazenagem aproximadamente 6 vezes menor do que o agente B, que contratou apenas 3 navios no ano.

Esta análise permite perceber a preferência, por parte dos agentes com uma carteira de clientes com consumos relativamente modestos, pela importação de gás natural por *pipeline* (suportando o *pancaking tarifário*), independentemente do preço do GNL poder ser mais competitivo que o preço do gás natural transportado por gasoduto.

### Anexo III – Dados de *switching* por operador e nível de pressão

A Galp é o operador histórico com maior expressão geográfica e tem sido relativamente bem-sucedida a proteger a sua posição de incumbente, conseguindo reter mais de [70-80]% dos clientes nas suas redes de distribuição.

#### Galp – Síntese movimentos de mudança de comercializador 2009-2014

##### Por nível de pressão

- AP: Galp ganhou [confidencial] clientes e perdeu [confidencial]
- MP: Galp ganhou [confidencial] clientes e perdeu [confidencial]
- BP: Galp ganhou [confidencial] clientes e perdeu [confidencial]

##### Por rede de distribuição

- A Galp ganhou [70-80]% dos clientes da sua rede de distribuição
- [80-90]% dos clientes da Galp proveem da sua rede de distribuição

A EDP parece ter adotado uma postura relativamente passiva em relação à defesa do seu território de origem (Portgás/EDP Gás) – *i.e.* só conseguiu reter [50-60]% dos clientes da sua rede de distribuição – e expandiu para outros territórios. A EDP [confidencial – segredo de negócio].

#### EDP – Síntese movimentos de mudança de comercializador 2009-2014

##### Por Nível de pressão

- AP: EDP ganhou [confidencial] clientes e perdeu [confidencial]
- MP: EDP ganhou [confidencial] clientes e perdeu [confidencial]
- BP: EDP ganhou [confidencial] clientes e perdeu [confidencial]

##### Por rede de distribuição

- A EDP ganhou [50-60]% dos clientes da sua rede de distribuição
- [50-60]% dos clientes da EDP proveem da sua rede de distribuição

A Goldenergy tem conquistado [confidencial – segredo de negócio]. Este operador preservou o seu mercado geográfico de origem e expandiu para outros territórios.

#### Goldenergy – Síntese movimentos de mudança de comercializador 2009-2014

##### Nível de pressão

- AP: Goldenergy ganhou [confidencial] cliente em AP
- MP: Goldenergy ganhou [confidencial] clientes e perdeu [confidencial]
- BP: Goldenergy [confidencial] clientes e perdeu [confidencial]

##### Por rede de distribuição

- Goldenergy ganhou [90-100]% dos clientes da sua rede de distribuição
- [10-20]% dos clientes da Goldenergy proveem da sua rede de distribuição

A Endesa está em Portugal [confidencial – segredo de negócio] e aparenta preferência pelo fornecimento de [confidencial – segredo de negócio].

#### **Endesa – Síntese movimentos de mudança de comercializador 2009-2014**

##### **Nível de pressão**

- AP: Endesa ganhou um cliente [confidencial]
- MP: Endesa ganhou [confidencial] clientes e perdeu [confidencial]
- BP: Endesa ganhou [confidencial] clientes e perdeu [confidencial]

A Gas Natural Fenosa, o operador histórico em Espanha, aparenta colocar o enfoque em fornecer [confidencial – segredo de negócio], mas também disputa [confidencial – segredo de negócio], ainda que com menor expressão do que qualquer um dos incumbentes nacionais (Galp, EDP ou Goldenergy/Sonorgás).

#### **Gas Natural Fenosa – Síntese movimentos de mudança de comercializador 2009-2014**

##### **Nível de pressão**

- AP: Gas Natural ganhou [confidencial] clientes e perdeu [confidencial]
- MP: Gas Natural ganhou [confidencial] clientes e perdeu [confidencial]
- BP: Gas Natural ganhou [confidencial] clientes e perdeu [confidencial]

#### **Síntese movimentos de mudança de comercializador em 2009**

- **EDP** só capta [60-70]% dos clientes da distribuição
- **Galp** faz o pleno (*i.e.* ganha [90-100]% dos clientes da sua rede transferidos para o mercado)

#### **Síntese movimentos de mudança de comercializador em 2010**

- **EDP** capta [60-70]% dos seus clientes distribuição que migraram para o mercado
- **Galp** capta [80-90]% dos seus clientes distribuição que migraram para o mercado

#### **Síntese movimentos de mudança de comercializador em 2011**

- **EDP** capta [40-50]% dos seus clientes distribuição que migraram para o mercado
- **Galp** capta [90-100]% dos seus clientes distribuição que migraram para o mercado
- **Goldenergy** capta [90-100]% dos seus clientes distribuição que migraram para o mercado
- **EDP** ganha [confidencial] clientes, a maioria da sua rede de distribuição e perde [confidencial] clientes no ML, a maioria para a [confidencial]
- **Galp** ganha [confidencial] clientes e perde [confidencial] clientes no ML

#### **Síntese movimentos de mudança de comercializador em 2012**

- **EDP** capta [60-70]% dos seus clientes distribuição que migraram para o mercado
- **Galp** capta [70-80]% dos seus clientes distribuição que migraram para o mercado

- **Goldenergy** capta [90-100]% dos seus clientes distribuição que migraram para o mercado
- **EDP** ganha [confidencial] clientes, a maioria no universo regulado, e perde [confidencial] clientes, a maioria para a [confidencial]
- **Endesa** ganha [confidencial] clientes e perde [confidencial] clientes para a [confidencial]
- **Galp** ganha [confidencial] clientes, a maioria no seu universo de distribuição, e perde [confidencial] clientes, para a [confidencial]
- **Gas Natural** ganha [confidencial] clientes e perde [confidencial]
- **Goldenergy** ganha [confidencial] clientes, sendo que [confidencial] vêm da [confidencial], [confidencial] da [confidencial] e os restantes do MR ([confidencial]). Perde [confidencial] clientes

### Síntese movimentos de mudança de comercializador em 2013

- **EDP** capta [40-50]% dos seus clientes distribuição que migraram para o mercado
- **Galp** capta [50-60]% dos seus clientes distribuição que migraram para o mercado
- **Goldenergy** capta [90-100]% dos seus clientes distribuição que migraram para o mercado
- **EDP** ganha [confidencial] clientes, a maioria à [confidencial] (regulado e não regulado) e ao mercado regulado, e perde [confidencial] clientes, a maioria para a [confidencial]
- **Endesa** ganha [confidencial] clientes e perde [confidencial], [confidencial] dos quais para a [confidencial]
- **Galp** ganha [confidencial] clientes, a maioria à [confidencial] (regulado e não regulado) e perde [confidencial] clientes, a maioria para a [confidencial]
- **Gas Natural** ganha [confidencial] clientes, a maioria à [confidencial], e perde [confidencial]
- **Goldenergy** ganha [confidencial] clientes e perde [confidencial]

### Síntese movimentos de mudança de comercializador em 2014

- **EDP** capta [20-30]% dos seus clientes distribuição que migraram para o mercado
- **Galp** capta [20-30]% dos seus clientes distribuição que migraram para o mercado
- **Goldenergy** capta [0-10]% dos seus clientes distribuição que migraram para o mercado
- **EDP** ganha [confidencial] clientes, a maioria à [confidencial], e perde [confidencial] clientes, a maioria para a [confidencial]
- **GALP** ganha [confidencial] clientes e perde [confidencial], a maioria para [confidencial]
- **Goldenergy** ganha [confidencial] clientes, a maioria à [confidencial] e perde [confidencial], a maioria à [confidencial]
- **Gas Natural** ganha [confidencial] clientes, a maioria provenientes da [confidencial], e perde [confidencial] clientes, a maioria para a [confidencial]

- **Endesa** ganha [confidencial] clientes, a maioria à [confidencial], e perde [confidencial], para a [confidencial]

Da análise da informação *supra* apresentada, é possível constatar que, por ano, as transições dentro do mercado livre têm vindo a crescer.

A Goldenergy conseguiu manter a maior parte dos clientes do distribuidor do mesmo grupo (a Sonorgás), revelando que a entrada no seu território original por terceiros comercializadores foi pouco significativa.

A EDP perdeu clientes na sua rede de distribuição mas conseguiu expandir para outros territórios.

A Galp conseguiu defender a sua posição como principal fornecedor a consumidores industriais.

#### **Anexo IV – Barreiras à entrada e à expansão identificados pelos comercializadores**

No pedido de elementos enviado no âmbito do inquérito setorial, a AdC solicitou aos comercializadores que identificassem as barreiras à entrada e à expansão no Sistema Nacional de Gás Natural. As respostas enviadas pelos comercializadores encontram-se resumidas infra:

**i) Falta de integração dos mercados Português e Espanhol de gás natural**

[Comercializador 1]

*“a não existência de um mercado único ibérico resulta que qualquer gás que entre em Portugal via Espanha tenha que assumir os custos de entrada e saída na rede espanhola assim como os custos de entrada na rede portuguesa. Contudo, até 2015 houve um regime de exceção para alguns operadores, fruto dos contratos de exploração celebrados anteriormente à liberalização do setor do gás natural, que os isentava do pagamento dos custos de acesso à rede de transporte espanhola.”*

[Comercializador 2]

*“Enquanto no setor elétrico existe um mercado ibérico de eletricidade (MIBEL) plenamente desenvolvido, materializado num mercado diário (OMIE) e outro a prazo (OMIP), que publicam referências de custo únicas, no caso do gás natural o mercado ibérico (MIBGAS) ainda se encontra em fase de desenho e desenvolvimento, não existindo ainda uma referência clara de mercado.*

*O aprofundamento do desenvolvimento do MIBGAS poderá contribuir para que o custo deste gás natural seja uma referência mais clara, nomeadamente quando os mercados existentes de futuros europeus são pouco influenciados pelos custos grossistas verificados na Península Ibérica.*

*Acresce que o gás natural transitado a partir de Espanha vê o seu custo acrescido pelo duplo pagamento de tarifas de trânsito na rede de transporte, tanto na saída do sistema espanhol, como na entrada no sistema português. Esta dupla tarifação do trânsito do gás natural (vulgo “Pancaking”), que já foi eliminada no setor elétrico há mais de 15 anos, leva a que o custo do aprovisionamento logístico do gás natural seja distinto, conforme a sua origem, e meramente por efeito de custo de acesso à infraestrutura.”*

[Comercializador 5]

*“Como principais barreiras, identificamos os altos custos tarifários vigentes em Portugal e a dupla tarifa a que está sujeito um comercializador português em regime de mercado livre que pretenda importar produto de Espanha e/ou colocar produto em Espanha, sendo que esta dupla tarifa não tem correspondência no ordenamento jurídico espanhol para os comercializadores registados em Espanha.”*

**ii) Reduzida dimensão do mercado nacional**

[Comercializador 1]

*“Segundo os dados da ERSE tornados públicos aquando da recente publicação das tarifas para o ano gás 2015-2016, existem 4.707 pontos de consumo de clientes industriais (fornecimentos em baixa pressão >10.000 m<sup>3</sup> ou superior) sendo que*

destes apenas 423 são correspondentes a fornecimentos de média pressão ou superior.

*Num mercado tão reduzido, cada negociação é uma batalha que pode significar o sucesso ou insucesso de toda a operação anual. Num mercado tão reduzido, atingir a escala mínima de competitividade é extremamente difícil de conseguir, mas mais ainda garantir a sua sustentabilidade no longo prazo.”*

**iii) Distorção dos contratos de take-or-pay de longo prazo**

[Comercializador 1]

*“O gás que chega à Península Ibérica por força dos contratos bilaterais de compra de gás natural com a Argélia tem que ser consumido na região. As cláusulas de take-or-pay associadas a estes contratos, não havendo alternativa de escoamento noutros mercados, potenciam distorções competitivas a nível retalhista.”*

**iv) Dificuldade de importação a preços competitivos para pequenos operadores**

[Comercializador 4]

*“Somos por vezes confrontados, através de informações que nos são referidas pelos nossos clientes, com o facto de alguns concorrentes da [Comercializador 4] apresentarem propostas de preço, com valores de preço de venda da energia abaixo daqueles que são os nossos preços de compra.*

*É pois, clara a dificuldade de um [Comercializador 4] que, recorre ao mercado Europeu para a sua actividade de “supply”, conseguir contratualizar quantidades pequenas de gás com preços competitivos.*

*A existência de leilões de gás promovidos pelo SNGN, ou o funcionamento de um mercado Ibérico de Gás Natural constituindo uma plataforma de negociação, seriam formas de aumentar a liquidez do mercado, beneficiando os pequenos comercializadores e, em última instância, o próprio cliente final.”*

**v) Barreiras ao acesso ao Terminal de Sines**

[Comercializador 3]

*“Em concreto o terminal de Sines é uma infraestrutura que está totalmente infra-utilizada ainda que em ocasiões pontuais se tenha chegado a contratar a interconexão com Espanha na sua totalidade.”*

[Comercializador 1]

*“A alternativa menos onerosa do ponto de vista de custos de transporte para venda do gás em Portugal é a introdução do mesmo na rede portuguesa através de Sines. No entanto, um navio-tanque de GNL transporta aproximadamente 900 GWh de gás natural pelo que é necessário ter em carteira um conjunto de clientes finais suficientemente significativo ou ter a possibilidade de partilhar a sua carga com outros operadores em situação similar tal que esta vantagem não seja anulada pelos custos de armazenagem subsequentes.”*

[Comercializador 4]

*“Não existe um real acesso ao Terminal de Sines para importação de pequenas ou médias quantidades de GNL, ajustadas a [Comercializador 4].”*

**vi) Preços de acesso às redes elevados**

[Comercializador 3]

*“Os utilizadores do sistema de gás português têm que enfrentar tarifas mais elevadas que os utilizadores do sistema gasista espanhol. Esta situação leva a que os agentes que operam nos dois países possam ser mais competitivos em Espanha e, em consequência, que os clientes portugueses paguem o gás mais caro. Ao ter um preço de gás mais elevado, existe uma diminuição do consumo e cria-se um ciclo vicioso pelo qual, ao ter que suportar os custos fixos com menos procura, aumentam significativamente as tarifas (...).*

*(...) Pela parte da [Comercializador 3] consideramos necessário rever o modelo de tarifas com o objectivo de incentivar o uso de infra-estruturas e por forma a que o gás seja mais competitivo para o cliente final.”*

**vii) Ineficiências nos processos de mudança de comercializador**

[Comercializador 2]

*“(...) a ainda visível debilidade nos processos de mudança de comercializador e a multiplicidade de processos e interações necessárias entre os vários agentes (com recurso a interações manuais, pouco estruturadas e não standardizadas), criam limitações que surgem em diferentes fases da atividade de contratação e fornecimento.*

*Estas ineficiências no setor do gás natural acabam por se refletir em situações de elevada complexidade na mudança de comercializador ou prazos mais alargados para a mesma, o que, por exemplo, em clientes que procuram um produto dual (eletricidade e gás natural), pode inclusive afetar a experiência de contratação de eletricidade, criar dificuldades de faturação e gerar menor transparência nos referenciais de preço (...)*

*(...) A coexistência de sistemas distintos para articulação com os diversos ORD do setor do gás natural, sem uniformização de processos e formatos, cria naturalmente uma maior complexidade na operação do lado dos comercializadores, que se vêm confrontados com a constante necessidade de adaptarem os seus processos às alterações feitas por cada um dos ORD e aos próprios formatos e processos, diferentes de operador para operador.*

*Os comercializadores devem repercutir (...) a TOS nos seus clientes, através da faturação por si emitida para os mesmos. Estas taxas são alteradas nos websites dos ORD, idealmente, sempre que recebam indicação de um município nesse sentido, não existindo porém qualquer obrigação de o ORD informar diretamente o comercializador dessa atualização. Por outro lado, também não existe obrigação de os ORD manterem um histórico destas "tarifas" da TOS no seu website, com as respetivas datas de atualização e aplicação (por vezes retroativas).*

*Tais situações criam algumas limitações aos comercializadores, que acabam por ter de solicitar aos ORD o envio da atualização destas taxas (já que existe a possibilidade de nem sempre estarem atualizadas no website respetivo), e consultar*

frequentemente os websites de todos os ORD para assegurar a atualização destes valores.

Adicionalmente, a inexistência de dados históricos publicados, no website dos ORD ou de forma centralizada no website da ERSE (por exemplo), com as taxas por município e respetivas datas de atualização e aplicação, cria também limitações às auditorias anuais da TOS previstas na regulamentação do setor.”

viii) **Coexistência no operador “histórico” da atividade regulada, numa quota substancial do mercado e atividade não-regulada.**

[Comercializador 4]

“Esta constatação possibilita a criação de condições de discriminação, desfavorecendo outros comercializadores.”

ix) **Clientes com dívidas, no processo e Mudança de Comercializador.**

[Comercializador 4]

O cliente tem a possibilidade de contratualizar sequencialmente com diferentes comercializadores, mantendo dívidas substanciais (3 ou mais faturas em atraso de valores de fornecimento de gás e de tarifas de acesso às redes) no seu comercializador anterior.

Estamos convencidos de que esta situação que origina incobráveis e custos financeiros substanciais, a médio e longo prazo irá originar que as empresas comercializadoras terão de incorporar este risco nas suas margens de comercialização. Esta medida afetará todos os clientes, incluindo os cumpridores, através de um agravamento de preços que desfavorecerá todos os intervenientes do sector.

x) **Distribuidoras com direito de preferência para a instalação de Unidades Autónomas de Gás Natural Liquefeito (UAG) nas regiões concessionadas, impedindo que os clientes finais custeiem as suas UAG privadamente e operem fora do quadro do sistema de acesso às redes.**

[Comercializador 6]

“Para fábricas de consumo elevado sem acesso ao Sistema de Gás Natural, o cliente não pode instalar uma UAG sem antes comunicar com a distribuidora a operar no local, que tem preferência em instalar a sua própria UAG e/ou conduta, utilizando o trabalho técnico e comercial realizado pela comercializadora.”

[Comercializador 7]

“Concorrência desproporcionada por parte das Concessionárias locais. Num mercado liberalizado, apesar de existir por parte de Clientes vontade de contratar directamente UAGs com o Agente de Mercado assumindo o Cliente/Comercializador integralmente os custos de construção das infraestruturas, as concessionárias onerando o SNGN (os custos de construção de UAG são reconhecidos pela ERSE) não autorizam os Clientes a construir a sua própria instalação, exigindo que o Cliente se tenha de ligar a uma UAG construída pela concessionária e com custos reconhecidos pela ERSE para o SNGN (bastante mais onerosa pelas características técnicas que envolvem uma UAG de sistema). Estas unidades autónomas, contruídas pelas

*concessionárias locais, na generalidade das vezes destinam-se a ligar apenas um Cliente.”*

**xi) Procedimentos administrativos**

[Comercializador 5]

*“Outra barreira são os procedimentos administrativos, complexos e burocráticos para que se consiga obter em Portugal o registo de comercializador em mercado livre: desde documentos, formulários, e declarações, é necessário ainda que o potencial candidato solicite a intervenção de diversas entidades, a saber: DGEG, REN e ERSE. Acaba por não haver um procedimento administrativo único e articulado, mas diversos procedimentos, prévios e necessários, ao início da atividade de comercializador em regime de mercado livre.”*