

**FUNCIONAMENTO DO MERCADO
DE GÁS NATURAL**

ANÁLISE NA PERSPETIVA CONCORRENCIAL

Julho 2019

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	ÂMBITO E MOTIVAÇÕES.....	1
2	MERCADO GROSSISTA DE GÁS NATURAL	3
2.1	Procura e oferta de gás natural	6
2.2	Portugal e o Contexto Europeu	14
2.2.1	Evolução dos preços do Gás Natural nos principais hubs de referência para Portugal.....	24
2.3	A Gestão da capacidade VIP nas Interligações na Ibéria.....	32
2.4	Mercados organizados e integração de mercado.....	36
2.4.1	Liquidez e competitividade	36
2.5	Mobilização de gás natural nas Infraestruturas do SNGN	36
3	MERCADO RETALHISTA DE GÁS NATURAL.....	43
3.1	Caracterização do mercado retalhista de gás natural.....	43
3.2	Oferta de gás natural a retalho.....	46
3.2.1	Comercializadores ativos.....	46
3.2.2	Quotas de mercado.....	46
3.3	Intensidade concorrencial	49
3.3.1	Peso relativo do ML.....	50
3.3.2	Concentração de Mercado.....	51
3.4	Switching e desenvolvimento de mercado.....	55
4	CONCLUSÕES E REFLEXÕES	59

1 ÂMBITO E MOTIVAÇÕES

O funcionamento do mercado de gás natural em Portugal suscita um interesse que é, em certa medida, superior ao que se suporia pela dimensão relativa do mercado nacional. Com efeito, o mercado português é um mercado de dimensão reduzida quando comparado, em termos proporcionais, com outros mercados do centro da Europa. Nas geografias do centro da Europa observa-se que, por um lado, o consumo de gás natural é uma realidade mais sustentada no tempo e, por outro lado, tem, por fatores específicos de entorno próprio (ambientais e até culturais), consumos *per capita* mais elevados.

Pese embora a existência de óbvias diferenças no processo de desenvolvimento do mercado de gás natural à escala europeia, o quadro normativo que estabeleceu o processo de liberalização e o caminho para o mercado interno do gás natural é comum a todos os Estados Membros, independentemente do seu estado de maturação. Neste contexto, a afirmação da concorrência – nas atividades abertas à concorrência - é um elemento central e incontornável do próprio processo de liberalização.

Para um país e mercado com uma dimensão relativa pequena – condição que se agrava com o caráter periférico do mercado nacional -, como é Portugal, a afirmação da concorrência depende da criação de pré-condições mais fortes que noutros mercados de geografia e dimensão mais favorável. Importa ainda, neste contexto, reconhecer que existem no setor do gás natural indivisibilidades que dificultam a operação de agentes de mercado de menor dimensão ou que estejam numa fase precoce da sua entrada em mercado.

Neste contexto, o presente documento pretende efetuar um exercício de sistematização do desenvolvimento da concorrência – e, por conseguinte, da concretização dos princípios do mercado interno e do processo de liberalização – no setor do gás natural português, tanto no referencial retalhista, como no referencial grossista. Desse exercício, de certo modo complementar com o apuramento que anualmente se faz para o relatório de monitorização do mercado (*Market Monitoring Report*), desenvolvido pela ACER – Agência Europeia para a Cooperação dos Reguladores de Energia, pretende-se extrair um conjunto de conclusões mais alargadas para o contexto do SNGN e eventuais contributos para a política energética nacional neste domínio.

Assim, o presente documento encontra-se estruturado em 3 capítulos, com o seguinte conteúdo:

1. Um capítulo dedicado a uma descrição e análise do funcionamento do mercado grossista de gás natural, incluindo uma perspetiva comparativa com outros referenciais grossistas, especialmente enfocado na criação de pré-condições para a afirmação da concorrência num referencial de contratação grossista de gás natural.
2. Um capítulo dedicado a descrever e analisar o funcionamento do mercado retalhista, necessariamente relacionado com o próprio desenvolvimento do segmento grossista, partindo de uma observação estratificada do mercado (por segmentos de consumidores), que permita elaborar uma perspetiva

integrada do desenvolvimento da concorrência. Neste capítulo são igualmente abordadas as dinâmicas de escolha e mudança de fornecedor de gás natural, que constituem o elemento central da participação dos consumidores no mercado.

3. Um capítulo de conclusões, envolvendo de forma articulada os níveis de análise retalhista e grossista, de modo a apresentar recomendações de política energética que, na perspectiva da ERSE, possam contribuir para um funcionamento do mercado nacional de gás natural com aprofundamento das condições de concorrência e competitividade, em benefício dos consumidores de gás natural.

2 MERCADO GROSSISTA DE GÁS NATURAL

O Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) não dispõe de produção local de gás natural, ou seja, não possui jazigos de gás natural que se possam explorar. Neste sentido, o aprovisionamento de gás natural para o mercado português é efetuado através de entradas no sistema por via da interligação com Espanha (Campo Maior e Valença) e do terminal portuário de Sines (GNL – gás natural liquefeito).

No início da década de 1990, a introdução do gás natural em Portugal assentou na celebração, entre o Estado português e a Transgás¹, de um contrato de concessão, em regime de serviço público e em exclusivo, para a importação, o transporte, a armazenagem e o fornecimento de gás natural. Em paralelo, foram celebradas concessões, igualmente em regime de serviço público e em exclusivo, de distribuição regional do gás natural.

No âmbito destes contratos, a importação do gás natural para Portugal foi assegurada pela Transgás em regime de exclusividade e de serviço público, com a celebração de contratos de longo prazo, com duração igual ou superior a 20 anos, do tipo *take or pay*, isto é, em que ao fornecedor é garantido o pagamento de quantidades mínimas de gás natural definidas contratualmente. O contrato de fornecimento de gás natural de longo prazo do tipo *take or pay* celebrado com a empresa argelina Sonatrach em 1994, com início de fornecimento em 1996, foi o primeiro contrato desta natureza.

A criação e a expansão do setor do gás natural assentaram assim numa estratégia de planeamento em torno da concessão da Transgás. Este planeamento foi desenvolvido de forma integrada com o desenvolvimento do sistema electroprodutor do setor elétrico.

O planeamento integrado destes dois setores visou garantir um nível de consumo suficientemente elevado que permitisse a viabilidade económica da construção das infraestruturas necessárias para a introdução do gás natural em Portugal, atribuindo-se à Transgás uma rendibilidade mínima assente nos fornecimentos de gás natural aos centros electroprodutores, o que constituía uma clara transferência de risco de desenvolvimento do setor do gás natural, dos agentes desse setor para os agentes do setor elétrico.

Assim, paralelamente à introdução do gás natural, entraram em exploração centrais de ciclo combinado a gás natural com vista a consumir um nível mínimo de gás natural que satisfizesse a viabilidade económica do projeto. Nesse âmbito, destaca-se a central da Turbogás, cujo contrato de aquisição de gás natural continua a produzir impactes económicos no setor elétrico nacional. O fornecimento de gás natural a esta central baseia-se num contrato de fornecimento de gás natural celebrado entre a Transgás e a REN, igualmente do tipo *take or pay*. Tendo em conta que

¹ Em 1999, a Transgás era um consórcio constituído por várias empresas, entre as quais se destacava a GDP, Gás de Portugal, SA. Em 1999 foi constituída a Galp Energia, então totalmente detida pelo Estado português, que passou a agregar os negócios da Petrogal e da GDP – Gás de Portugal, S.A. como veículo de reestruturação dos setores do petróleo e do gás natural (*oil and gas*) em Portugal, onde se integrou a Transgás. Com a separação das atividades do setor de gás natural desta empresa, decorrente da publicação do DL 140/2006, de 26 de julho, a denominação de Transgás foi apenas mantida para a atividade do comercializador de último recurso grossista.

esta central ainda está enquadrada por um CAE², nos termos deste contrato de fornecimento de gás natural, o risco do pagamento da compensação decorrente do consumo não atingir o valor mínimo definido contratualmente é atualmente transferido para os consumidores de energia elétrica, através das tarifas de Uso Global do Sistema.

Em 2005, cerca de 80% do gás natural era consumido por centros electroprodutores ou por grandes consumidores ligados em alta pressão. O restante era consumido ao nível das redes de distribuição em média e baixa pressão que forneciam consumidores domésticos e pequenas ou médias indústrias. Perspetivava-se, desse modo, uma margem de crescimento do consumo de gás natural ainda importante, designadamente devido ao incremento do consumo nas áreas que já beneficiavam de infraestruturas e à expansão da rede de gás natural nas áreas de concessão das distribuidoras de gás natural.

A segurança de abastecimento de gás natural era assim um objetivo importante para o setor. Deste modo, até à publicação do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, que alterou a concessão da Transgás foram celebrados, para além do contrato com a Sonatrach, mais 3 contratos de fornecimento de gás natural a longo prazo (com prazos iguais ou superiores a 20 anos) do tipo *take or pay* com a Nigéria. No início de 2006, os volumes de importação de gás natural contratualizados no âmbito desses contratos superavam o consumo de gás natural desse ano, perspetivando um crescimento do consumo de gás natural que não se veio a verificar, dando, assim, origem a excedentes contratuais (em volume de gás natural).

Com a publicação em 2006 do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, que estabeleceu as bases gerais de funcionamento e de organização do SNGN e do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, que estabeleceu o regime jurídico das atividades desenvolvidas no SNGN, procedeu-se à liberalização gradual do mercado do gás natural bem como a revisão do contrato de concessão da Transgás, extinguindo-se o modelo de importador único de gás natural com a exclusividade de fornecimento de gás natural em Portugal. No entanto, o grupo Galp Energia continuou titular dos contratos de *take or pay* em causa. Neste novo regime, o grupo Galp Energia, enquanto comercializador do SNGN, deveria satisfazer em primeiro lugar o mercado regulado com o gás natural adquirido através desses contratos, sendo que os excedentes poderiam ser revendidos no mercado liberalizado.

O risco associado ao cumprimento das obrigações de consumo mínimo de gás natural estipuladas nesses contratos continuou a ser transferido para os consumidores de gás natural e do setor elétrico. No processo de lançamento dos seus regulamentos em 2006, a ERSE sustentou a partilha dos ganhos decorrentes das vendas dos contratos do tipo *take or pay* entre o Grupo Galp e os consumidores de gás natural. Esta regulamentação apontava para uma simetria regulatória entre eventuais ganhos e perdas geradas pela execução dos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo em regime de *take or pay*.

² Contrato de Aquisição de Energia. Contrato celebrado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de Julho, entre um produtor vinculado e a entidade concessionária da RNT, através do qual o produtor se comprometeu a vender à entidade concessionária da RNT, a capacidade total da instalação produtora de acordo com as condições técnicas e comerciais nele estabelecidas, tendo a REN Trading, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, sucedido à entidade concessionária da RNT na sua posição contratual.

A evolução da procura dirigida ao SNGN sofreu, sobretudo a partir de 2010-2012, de uma substancial redução dos volumes de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural – em grande parte motivada pelo aumento da produção a partir de fontes renováveis –, bem como de uma retração económica que ditou menores consumos também no segmento industrial. Neste contexto, a previsão inicial de quantidades de gás natural tituladas nos contratos de aprovisionamento em regime de *take or pay* resulta excessiva para as condições efetivas de mercado, não existindo um mercado organizado que permita a sua colocação em condições transparentes.

Com efeito, não existe atualmente, para o mercado grossista de gás natural em Portugal, uma referência de formação de preço assente num mercado organizado ou regulamentado. O início da negociação, em dezembro de 2015, de produtos *spot* com entrega em Espanha na plataforma do MIBGAS, S.A., entidade reconhecida pelo governo português através da Portaria n.º 643/2015, como a entidade gestora do mercado organizado de gás a contado, não veio alterar esta situação. Efetivamente, o início da negociação de produtos no MIBGAS com entrega na zona portuguesa está ainda pendente de regulamentação específica e os volumes de transações registados no mercado organizado com entrega em Espanha revelaram-se bastante diminutos.

Do ponto de vista de enquadramento contratual, o aprovisionamento de gás natural para o SNGN comporta a existência dos seguintes contratos de longo prazo, com tratamento legal e regulatório específico, todos eles celebrados em data anterior à publicação da Diretiva 2003/55/CE, de 26 de junho e com cláusulas de *take or pay*:

- Contrato abreviadamente designado de **Sonatrach** – que corresponde ao contrato de compra e venda de gás natural, celebrado entre a Sonatrach (vendedor) e a Transgás – Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A. (comprador), datado de 16 de abril de 1994.
- Contrato abreviadamente designado de **NLG I** – que corresponde ao contrato de compra e venda de gás natural liquefeito, celebrado entre a Nigeria LNG Limited (vendedor) e a Transgás – Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A. (comprador), datado de 26 de junho de 1998.
- Contrato abreviadamente designado de **NLG II** – que corresponde ao contrato de compra e venda de gás natural liquefeito, celebrado entre a Nigeria LNG Limited (vendedor) e a Transgás – Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A. (comprador), datado de 17 de junho de 1999.
- Contrato abreviadamente designado de **NLG Plus** – que corresponde ao contrato de compra e venda de gás natural liquefeito, celebrado entre a Nigeria LNG Limited (vendedor) e a Transgás – Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A. (comprador), datado de 26 de fevereiro de 2002.

O volume de gás contratualizado é entregue no espaço nacional, na medida em que os contratos respetivos destinam-se a aprovisionamento do mercado nacional de gás natural (através do terminal de GNL de Sines e das interligações transfronteiriças por gasoduto).

2.1 PROCURA E OFERTA DE GÁS NATURAL

Portugal não é um produtor de gás natural, pelo que a negociação e o aprovisionamento constituem o primeiro segmento da cadeia de valor do setor. Neste âmbito, o aprovisionamento de gás natural para o mercado português é efetuado através de entradas no sistema por via da interligação com Espanha (Campo Maior e Valença) e do terminal portuário de Sines (terminal de GNL), subsistindo uma lógica de contratos de longo prazo.

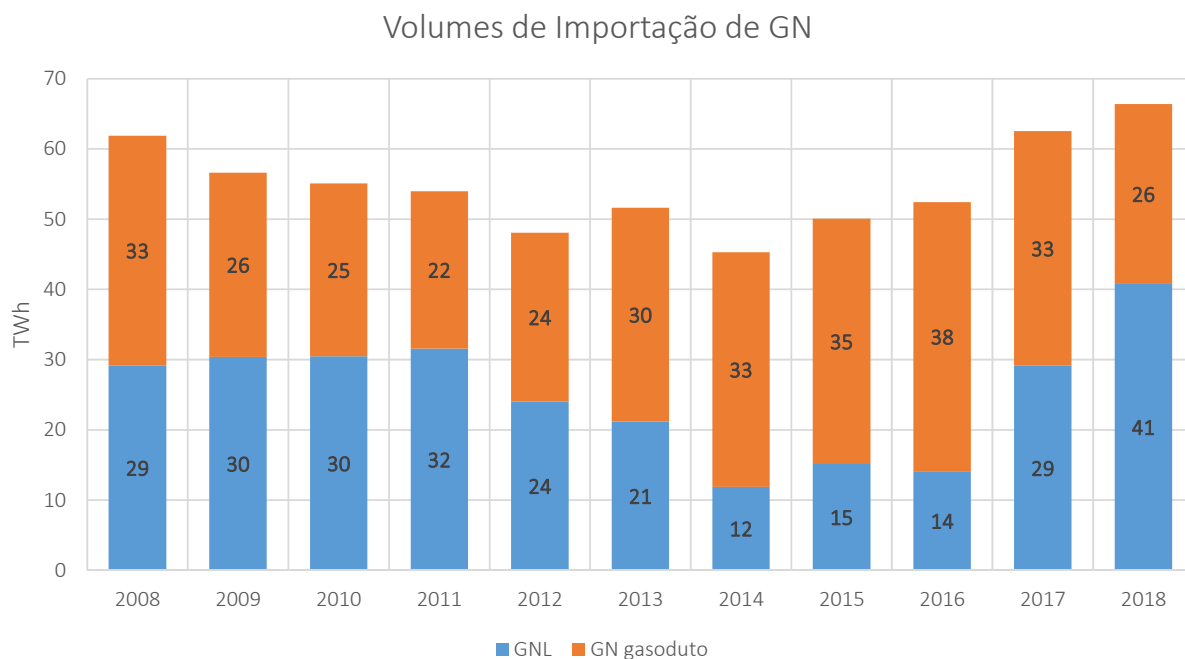
O aprovisionamento de gás natural através das interligações está fundamentalmente centrado na contratualização entre a Sonatrach e o grupo Galp, a qual prevê a existência de obrigações de aquisição e de pagamento de quantidades consumidas ou não (cláusula de *take or pay*). Esta contratualização pressupõe a existência de fornecimentos anuais na ordem de 2,5 bcm durante o período de vigência do contrato, que termina em 2020.

O fornecimento através do terminal de GNL está, no essencial, assente em contratos de GNL com a Nigéria também de cláusula de *take or pay*. Esta contratualização obedece a regras de preço definidas nos contratos, estando subjacente um volume de cerca de 3,42 bcm em base anual.

Na Figura 2-1 observa-se a evolução dos volumes importados de gás natural em Portugal de gás natural liquefeito e de gás natural proveniente da interligação transfronteiriça com Espanha.

Para o período em análise, a importação de gás natural foi de 604 TWh. Os volumes de importação de gás natural por gasoduto representaram cerca de 54% das importações efetuadas, sendo os restantes 46% referentes à importação de gás natural liquefeito.

Figura 2-1 – Evolução dos volumes importados de gás natural



Fonte: EUROSTAT, Elaboração ERSE

Verifica-se ainda uma menor utilização do gás natural liquefeito nos anos de menor consumo de gás natural, privilegiando-se neste período a contratação por gasoduto.

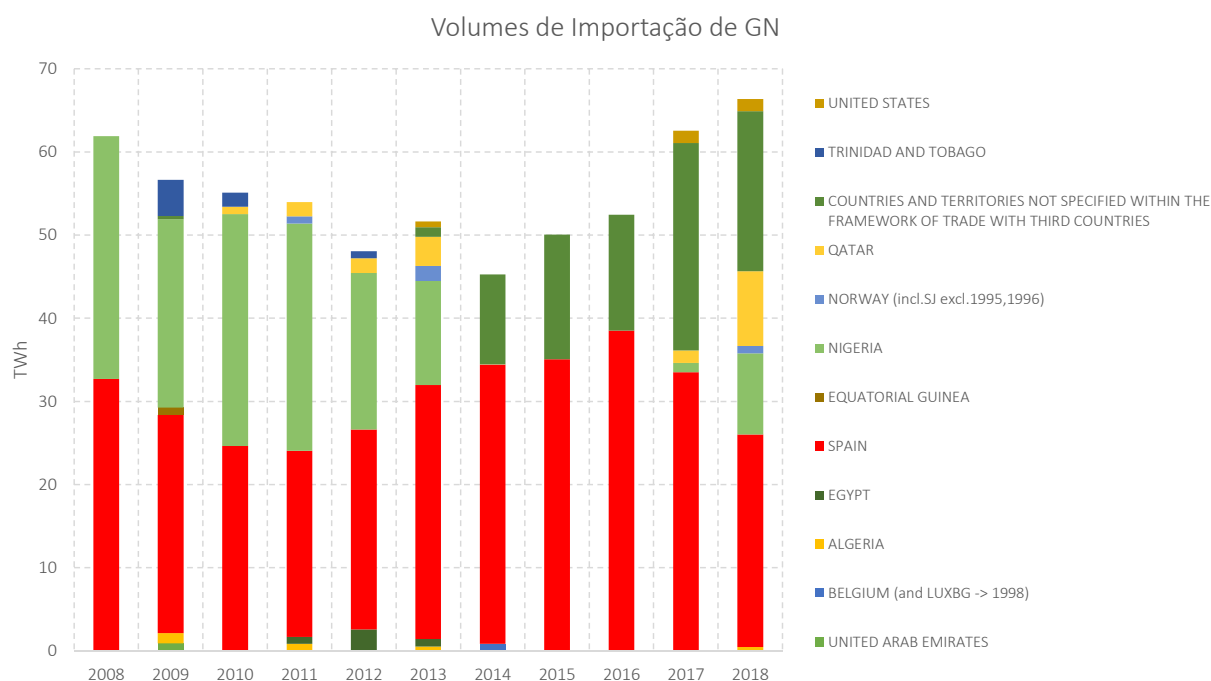
Em 2018 importou-se um volume total de 67 TWh, em que 61% desse volume provem de entregas de gás natural liquefeito por barco e os restantes 39% por entregas nas interligações transfronteiriças com Espanha.

Quanto às origens de proveniência do gás natural, na Figura 2-2 verifica-se até 2013 uma forte presença de Espanha e da Nigéria, sendo eventualmente os volumes associados à importação de Espanha por gasoduto associado às importações provenientes da Argélia referente ao contrato Sonatrach, enquanto o aprovisionamento a partir da Nigéria referem-se à entrega de gás natural liquefeito no terminal GNL de Sines por via marítima.

A receção de gás natural por via marítima com entregas no terminal de GNL de Sines possibilita a diversificação das origens de aprovisionamento de gás natural, denotando-se aprovisionamento proveniente de Trinidad e Tobago no período 2009-2010, do Qatar, da Noruega, do Egipto e mais recentemente dos Estados Unidos da América, que apresenta um mercado bastante líquido de gás natural no ponto virtual de negociação *Henry Hub* e com capacidade instalada de liquefação na costa leste que possibilita a exportação de gás natural por via marítima para as mais diversas geografias do planeta.

Chama-se a atenção a contribuição do aprovisionamento de gás natural proveniente de Países e Territórios Não Especificados no âmbito do comércio com países terceiros, devido ao reporte efetuado pelas empresas à DGEG, reportando esta à EUROSTAT, e que tem vindo a ganhar relevância desde 2014.

Figura 2-2 – Origens dos volumes importados de gás natural



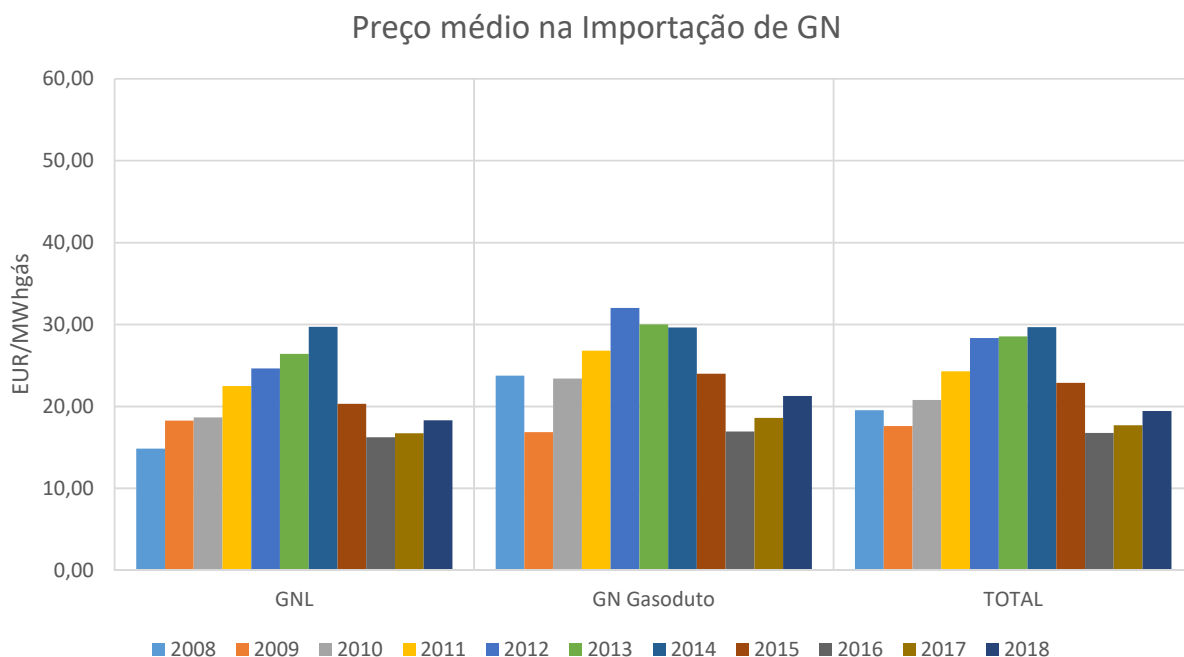
Fonte: EUROSTAT, Elaboração ERSE

Na Figura 2-3 observa-se a evolução do preço médio associado à importação de gás natural. Em média no período compreendido entre 2008 e 2018, o preço de aquisição de gás natural liquefeito foi de 19,95 €/MWh, 3,73 €/MWh inferior ao preço médio de aquisição de gás natural proveniente por gasoduto a partir de Espanha (valor médio de 23,68 €/MWh), sinalizando uma maior competitividade em preço do gás natural liquefeito face ao gás natural importado por gasoduto.

Em média, o custo unitário global associado ao aprovisionamento de gás natural na importação, durante o período observado foi de 21,96 €/MWh, tendo atingido o seu valor máximo em 2014, com um preço de 29,67 €/MWh, e atingindo o seu valor mínimo em 2016, com um preço de 16,75 €/MWh.

Em 2014, o custo unitário associado ao aprovisionamento de gás natural liquefeito (29,71 €/MWh) esteve bastante alinhado com o custo unitário associado ao aprovisionamento de gás natural por gasoduto (29,61 €/MWh).

Figura 2-3 - Preço médio da aquisição devido ao aprovisionamento de gás natural (importação)



Fonte: EUROSTAT, Elaboração ERSE

Em 2018, o preço de aquisição de gás natural liquefeito foi de 18,31 €/MWh, 2,95 €/MWh inferior ao preço médio de aquisição de gás natural proveniente por gasoduto a partir de Espanha (valor médio de 21,26 €/MWh).

O valor económico global associado às importações é de cerca de 13.267 milhões de euros, segundo a informação que consta na EUROSTAT para o período em análise, sendo que o peso referente às importações por gasoduto (58%, equivalente a 7.722 milhões de euros) é significativo face às importações de gás natural liquefeito (42%, equivalente a 5.544 milhões de euros).

Na Figura 2-4 observa-se a evolução dos volumes exportados de gás natural a partir de Portugal, que totalizou um volume total de exportação de 14,6 TWh. Os volumes de venda por gasoduto representaram cerca de 67% das vendas ocorridas durante o período, sendo os restantes 33% devidos à exportação de gás natural liquefeito.

Figura 2-4 - Evolução dos volumes exportados de gás natural



Fonte: EUROSTAT, Elaboração ERSE

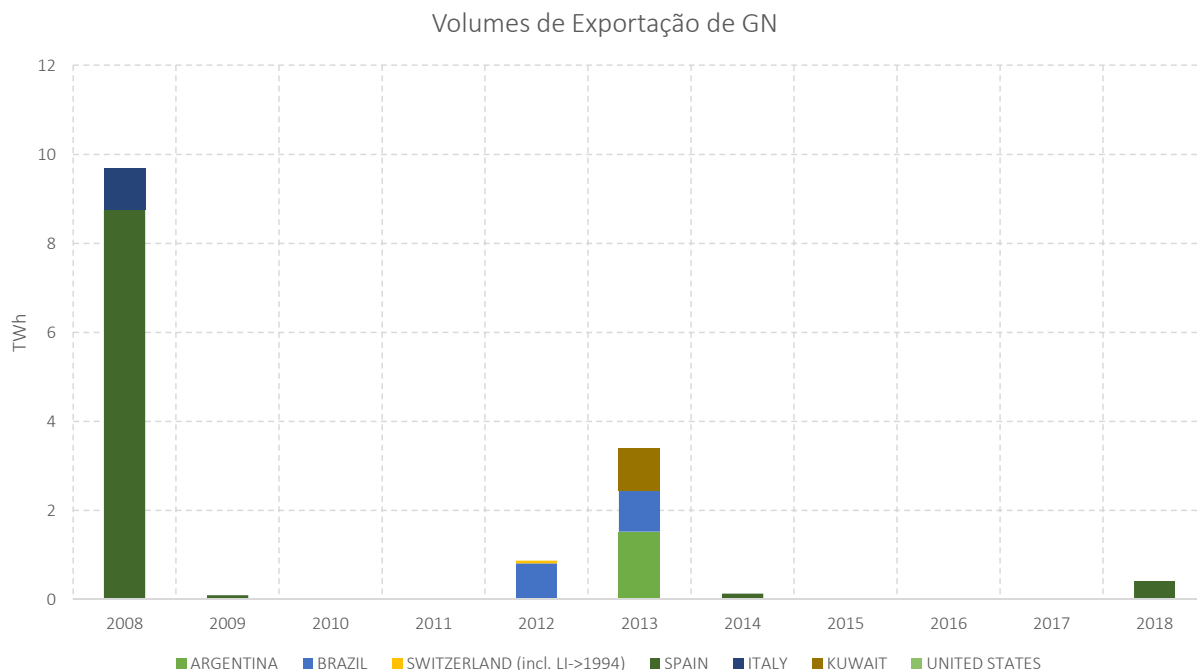
Denota-se ocorrência de volumes exportados de gás natural no período compreendido entre 2008 e 2014 e no ano de 2018, verificando-se valores exportados máximos no ano de 2008 com um volume total de cerca de 10 TWh, recorrendo às interligações transfronteiriças com Espanha. Em 2012 voltou-se a observar uma tendência crescente no sentido exportador, mas de gás natural liquefeito, atingindo o seu máximo em 2013, no valor de 3,4 TWh.

Em 2018, verificou-se a ocorrência de volumes exportados de gás natural para Espanha, recorrendo à utilização do gasoduto.

Na Figura 2-5 observa-se a evolução dos volumes de exportação de gás natural por destino, reportadas pelas empresas sediadas em Portugal.

Tal como já foi referido, o ano de 2008 foi aquele que ocorreu um maior nível de exportação, representando Espanha em cerca de 91% do volume exportado (8,8 TWh) e Itália nos restantes 9%. Entre 2012 e 2014, ocorreram exportações de volume de gás natural, sendo mais significativa em 2013 com um volume de exportação de 3,4 TWh para a Argentina (44% do volume), e na mesma proporção equivalente para o Brasil e o Kuwait (representando, no conjunto, cerca de 56% do volume exportado).

Figura 2-5 - Evolução dos volumes exportados de gás natural



Fonte: EUROSTAT, Elaboração ERSE

Na Figura 2-6 observa-se a evolução do preço médio devido à exportação de gás natural. Em média no período compreendido entre 2008 e 2018, o preço associado à venda de gás natural foi de 26,01 €/MWh, para um total de volume exportado de cerca de 14,6 TWh.

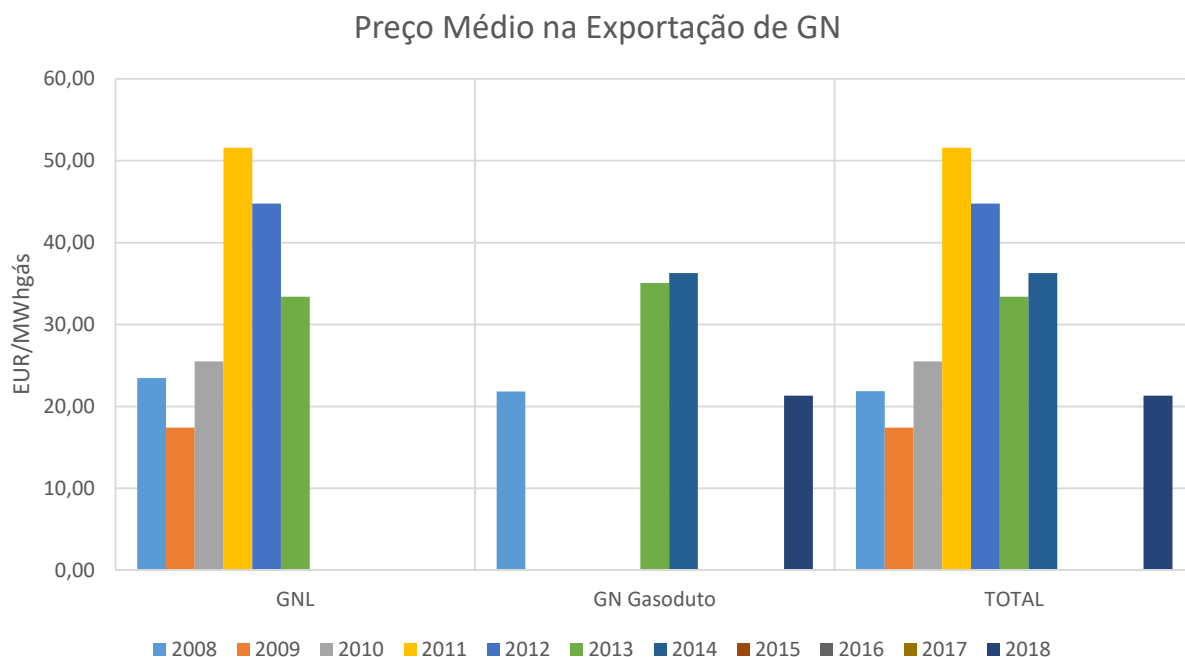
As vendas de gás natural por gasoduto resultaram numa receita unitária de 22,02 €/MWh inferior à receita unitária resultante das vendas do gás natural liquefeito (valor médio de 34,94 €/MWh).

Em 2011, verificou-se a receita unitária máxima obtida, no valor de 51,60 €/MWh, tendo sido unicamente transacionado volumes despicientes de gás natural liquefeito para a Suíça.

No ano de 2013, que verificou um incremento das vendas associadas à exportação de gás natural liquefeito, resultou numa receita unitária de 33,4 €/MWh, dos quais 33,37 €/MWh correspondem a receitas unitárias de venda de gás natural liquefeito e 35,06 €/MWh correspondem a receitas unitárias de venda de gás natural por gasoduto.

Já em 2018, o preço associado à venda de gás natural por gasoduto a Espanha foi de 21,31 €/MWh.

Figura 2-6 – Preço Médio das vendas de gás natural (exportação)



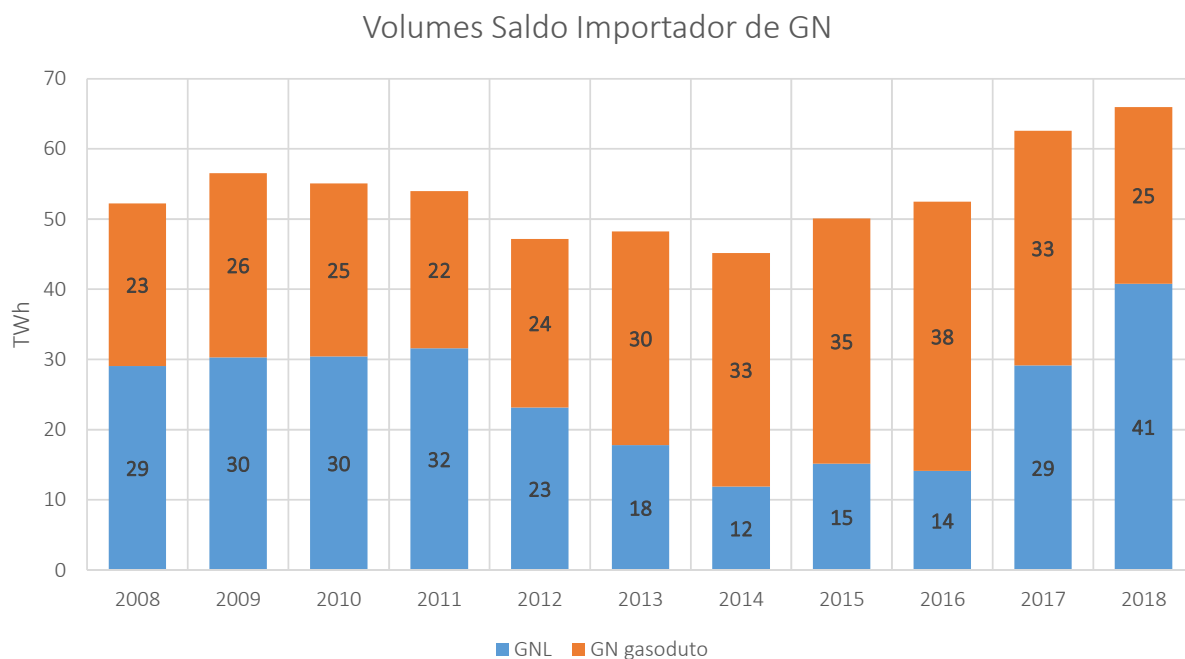
Fonte: EUROSTAT, Elaboração ERSE

O valor económico global associado às exportações é de cerca de 380 milhões de euros, segundo a informação que consta na EUROSTAT para o período em análise, sendo que o peso referente às exportações de gás natural liquefeito (58% equivalente a 222 milhões de euros) é significativo face às exportações de gás natural por gasoduto (42% equivalente a 158 milhões de euros).

Na Figura 2-7 observa-se a evolução dos volumes importados de gás natural em Portugal já corrigidos das exportações de gás natural liquefeito e do gás natural por gasoduto. Denota-se uma tendência de redução dos volumes associado a uma quebra da procura de gás natural entre os anos de 2012 a 2014, situação que se alterou a partir de 2015 com o acréscimo da procura de gás natural.

Para o período em análise, o saldo importador foi de 589 TWh. Os volumes de importação de gás natural por gasoduto representaram cerca de 54% no aprovisionamento de gás natural, sendo os restantes 46% referentes a entregas de gás natural liquefeito no terminal GNL de Sines.

Figura 2-7 - Evolução dos volumes importados de gás natural corrigidos das exportações (Saldo Importador)



Fonte: EUROSTAT, Elaboração ERSE

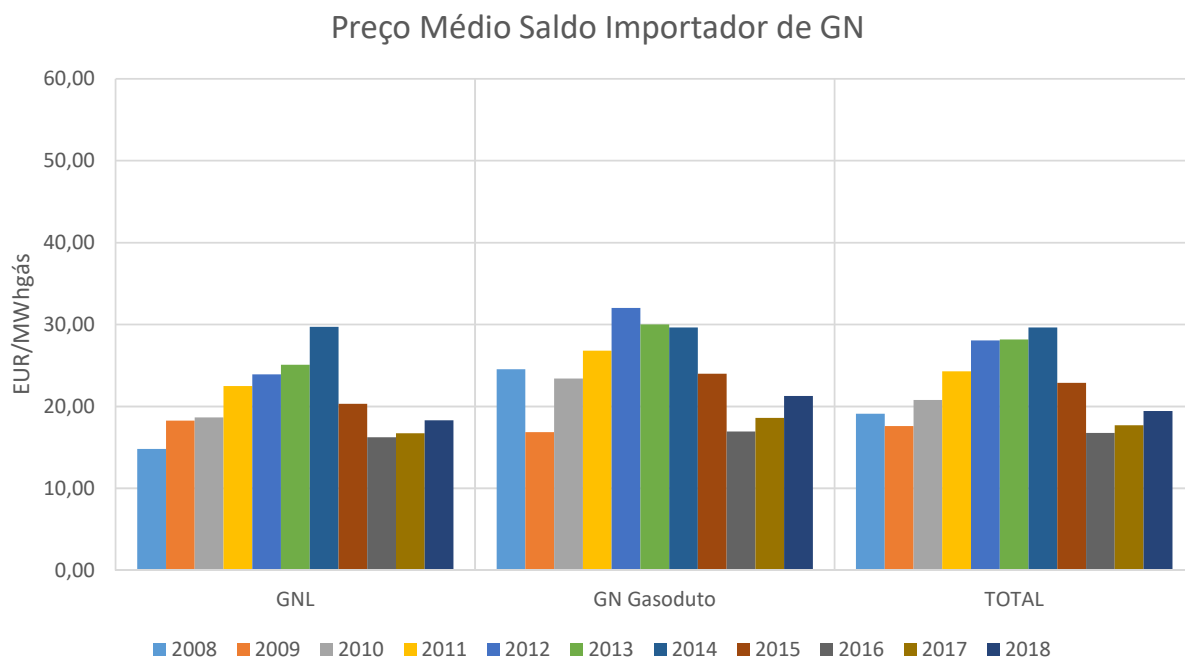
Verifica-se ainda uma menor utilização do terminal de GNL de Sines nos anos de menor consumo de gás natural já acima referido, privilegiando durante este período a contratação por gasoduto.

Com o acréscimo abrupto do consumo a partir de 2017 começa a ganhar relevância a utilização do gás natural liquefeito para a satisfação da procura, tendo em 2018 importado um volume total de 66 TWh, em que 62% desse volume provem de entregas de gás natural por barco ao terminal de GNL de Sines e os restantes 38% por entregas em gasoduto nas interligações transfronteiriças com Espanha.

Na Figura 2-8 observa-se a evolução do preço médio associado à importação de gás natural já corrigido das exportações. Em média no período compreendido entre 2008 e 2018, o preço de aquisição de gás natural liquefeito foi de 19,70 €/MWh, 4,03 €/MWh inferior ao preço médio de aquisição de gás natural proveniente por gasoduto a partir de Espanha (valor médio de 23,73 €/MWh).

Em média, o custo unitário global associado ao aprovisionamento de gás natural na importação, durante o período observado foi de 21,86 €/MWh.

Figura 2-8 – Preço Médio de aquisição de gás natural (saldo importador)



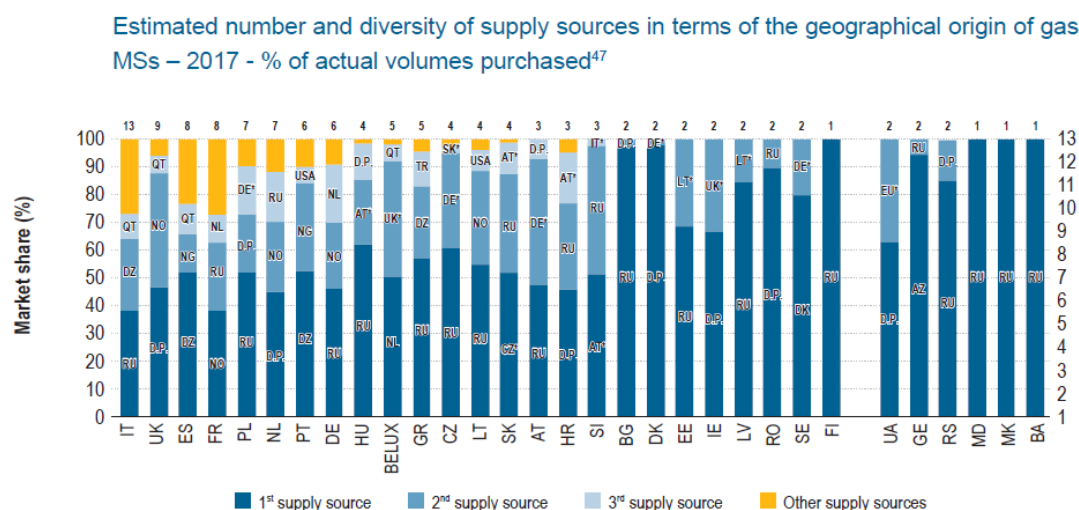
Fonte: EUROSTAT, Elaboração ERSE

O valor económico global associado às importações corrigidas das exportações é de cerca de 12.886 milhões de euros, segundo a informação que consta na EUROSTAT para o período em análise, sendo que o peso referente às importações por gasoduto (58%, equivalente a 7.500 milhões de euros) é significativo face às importações de gás natural liquefeito (42%, equivalente a 5.387 milhões de euros).

2.2 PORTUGAL E O CONTEXTO EUROPEU

Na Figura 2-9 observa-se as origens de aprovisionamento de gás natural por estado-membro da União Europeia que decorreu ao longo do ano de 2017. Em Portugal verifica-se a relevância da Argélia (DZ), da Nigéria (NG) e dos Estados Unidos da América (USA) bem como outros países de aprovisionamento de gás natural.

Figura 2-9 – Origens de aprovisionamento de Gás Natural por Estado-Membro



Fonte: ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017, Gas Wholesale Markets Volume

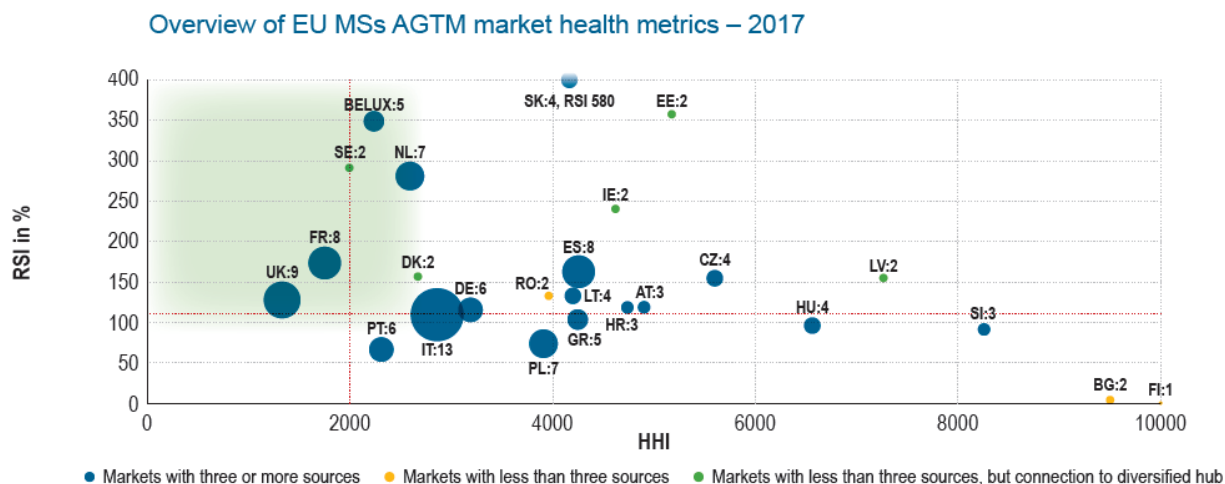
Segundo a opinião da ACER, referido por este no Capítulo dedicado ao mercado grossista de gás natural do Relatório Anual de Monitorização dos Mercados de Eletricidade e de Gás Natural referente a 2017, um sinal de competição saudável é que exista uma distribuição de aprovisionamento de gás natural por três ou mais fontes distintas de aprovisionamento.

Da observação da figura, verifica-se que a presença de quotas mais distribuídas em Espanha do que em Portugal, evidenciado uma eventual melhor concorrência no mercado. Os *hubs* mais líquidos como o NBP, o Zeebrugge ou o TTF que constituem geograficamente os países do Reino Unido (UK), Bélgica (BELUX) e Holanda (NL), beneficiam em certa parte de terem aprovisionamento próprio, conjugado com um elevado nível de sistemas interligados entre si e na existência de terminais de GNL, que gera por si a liquidez devido à procura de gás natural e à quantidade de oferta disponibilizada nesses pontos virtuais de negociação, onde o gás do mar do norte proveniente da Noruega e do gás russo proveniente da Sibéria são fatores de acréscimo de competitividade.

A Figura 2-10 mostra que a maioria dos Estados-Membros possui valores de indicador de RSI³ superiores a 100%, o que sugere que, apesar dos altos níveis de concentração verificados, o poder dos fornecedores para estabelecerem preços são reduzidos pelos preços aos quais outros fornecedores estão dispostos a vender no mercado.

³ O RSI (*Residual Supply Index*) é um indicador que mede até que ponto um fornecedor é essencial para que a procura dirigida ao mercado seja atendida (a um preço aceitável).

Figura 2-10 – Métricas de Mercado do ACER Gas Target Model



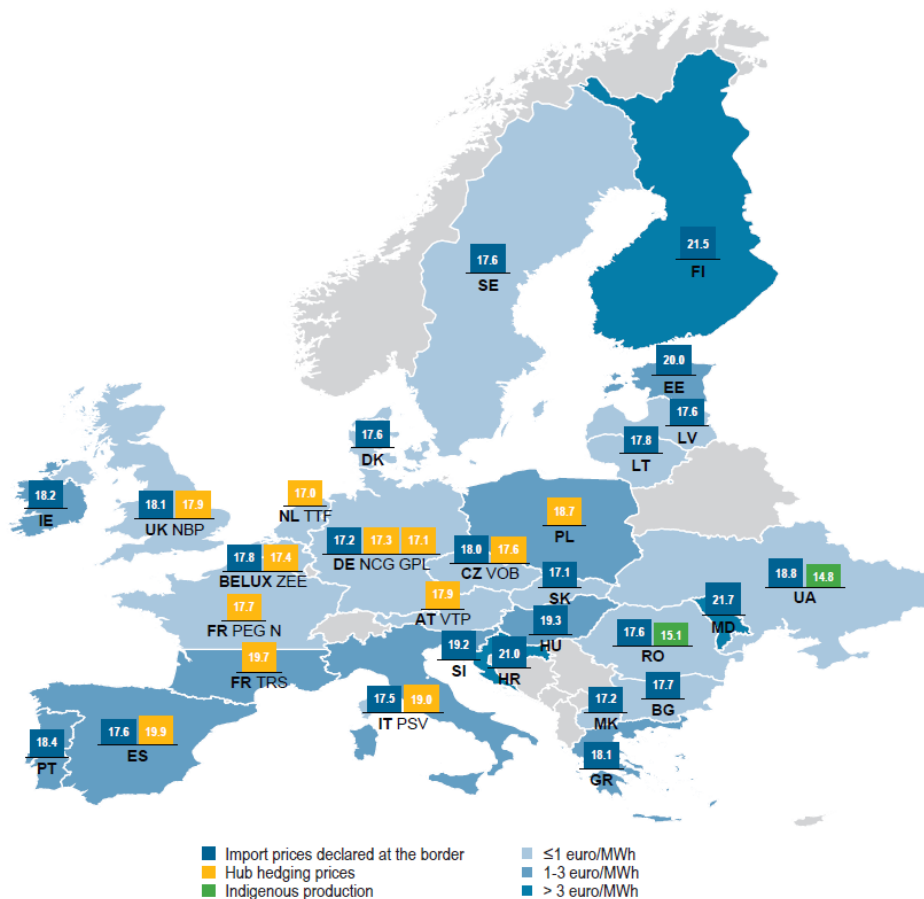
Fonte: ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017, Gas Wholesale Markets Volume

No entanto, para os Estados-Membros em que o RSI está abaixo do limiar - ou seja, a Bulgária, a Finlândia e, em menor medida, a Hungria, a Polónia, Portugal e a Grécia - o maior fornecedor é essencial. Isto significa que os competidores não podem substituir totalmente este fornecedor incumbente e, como tal, este último poderia exercer poder de mercado sobre a formação de preços.

A Figura 2-11 permite observar os custos de aprovisionamento de gás natural por estado-membro da União Europeia e de outros países terceiros, como a Ucrânia e a Moldávia verificados no ano de 2017, onde se nota a competitividade dos preços dos hubs localizados no norte da Europa, designadamente, os mercados NBP, TTF, Zeebrugge, PEG Nord e NCG devido face à Ibéria que se encontra desacoplado juntamente com o mercado francês a sul (PEG SUD).

Figura 2-11 – Custos estimados no aprovisionamento de gás natural por estado-membro

2017 estimated average suppliers' gas sourcing costs by EU MS and EnC CP and delta with TTF - euros/MWh



Fonte: ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017, Gas Wholesale Markets Volume

A Figura 2-12 permite observar as tarifas médias de transporte transfronteiriço e de acesso aos terminais GNL praticados em cada país europeu na gestão do sistema gasista durante o ano de 2018, em €/MWh.

É importante ter em conta que as tarifas transfronteiriças podem influenciar substancialmente os níveis de preços dos *hubs* de negociação, levando à ocorrência de eventuais diferenças de preço entre eles. Como tal, eles podem afetar a integração dos mercados.

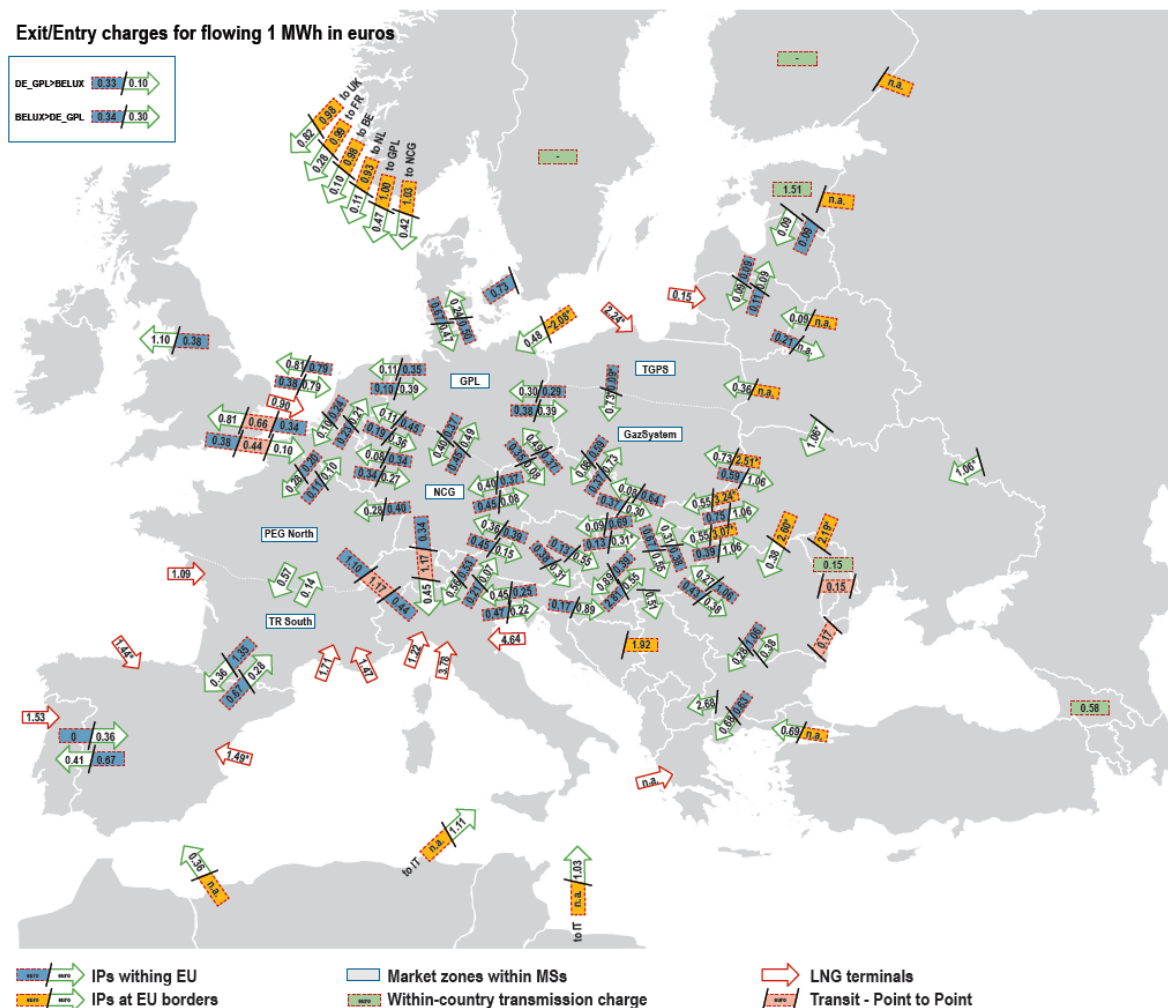
De acordo com a informação apresentada, o custo médio de introduzir gás natural liquefeito na rede de transporte é relativamente parecido em Portugal e Espanha (aproximadamente 1,5 €/MWh.) No que diz respeito à utilização da interligação, o custo médio de trazer gás natural de Espanha para Portugal é de 1,08 €/MWh e de 0,36 €/MWh no sentido inverso. Estes valores são consideravelmente mais baixos quando comparados com os custos médios das tarifas entre França e Espanha.

De acordo com estes valores, não parece racional importar gás natural liquefeito para um determinado país europeu com o objetivo de o reexportar para outro país vizinho. Efetivamente, no que ao gás natural liquefeito diz respeito, em termos médios, e devido ao peso das tarifas transfronteiriças, a situação ideal pareceria ser a de importar o GNL estritamente necessário para consumo no país, não o exportando para nenhuma outra zona.

O facto de se estar a verificar um aumento da utilização de gás natural liquefeito em toda a Europa, à exceção de Espanha, inclusivamente com algum desse gás natural liquefeito a ser exportado para Espanha através das interligações, alerta-nos para a necessidade de avaliar com mais cuidado os preços médios apresentados pela ACER. Circunstâncias diversas como o perfil concreto de contratação, diferenciação dos preços dos produtos em função do horizonte de entrega, a existência de multiplicadores sazonais ou a maior ou menor facilidade de gerir os custos de armazenamento de gás natural liquefeito no Terminal podem ajudar a explicar as diferenças de utilização de gás natural liquefeito face ao esperado.

Figura 2-12 – Comparação das tarifas médias de transporte e de acesso aos terminais GNL

Comparison of average gas cross-border transportation tariffs and LNG system access costs – 2018 – euros/MWh



Fonte: ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017, Gas Wholesale Markets Volume

O estudo “*Study on Quo vadis gas market regulatory framework*”⁴ elaborado pela Comissão Europeia foi conclusivo na necessidade de intensificar a convergência regional dos preços dos *hubs* através de uma revisão do enquadramento tarifário da UE, de modo a encorajar uma maior concorrência no fornecimento de gás natural, através da aplicação de tarifas harmonizadas em todos os pontos de entrada na UE e estabelecendo tarifas nulas nos pontos de interligação entre países dentro da UE, cujo modelo seria concretizado pela aplicação de um fundo de

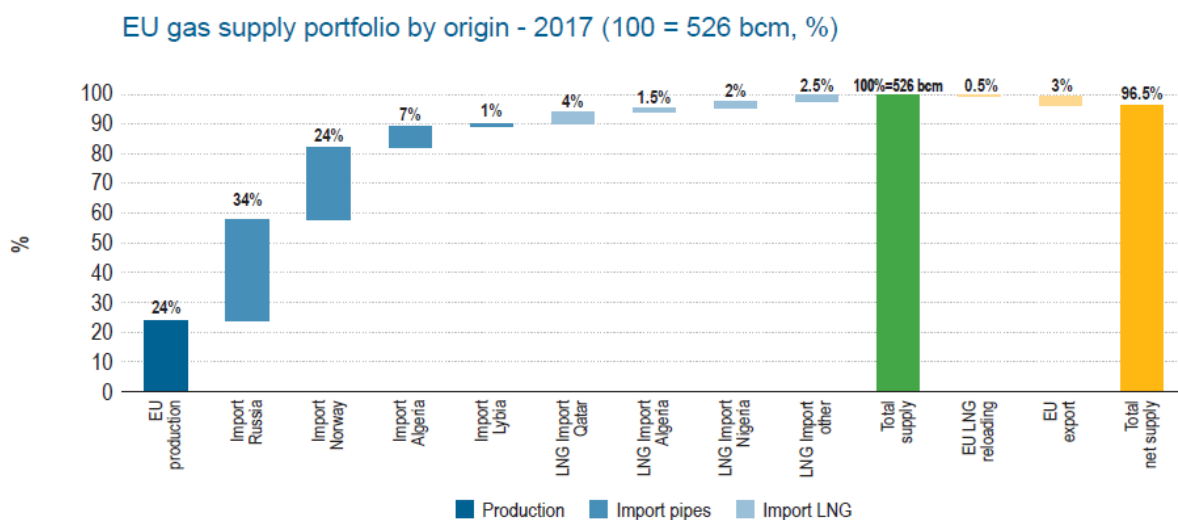
⁴ Disponível em <https://ec.europa.eu/energy/en/studies/study-quo-vadis-gas-market-regulatory-framework>

compensação entre operadores da rede de transporte de modo a garantir a neutralidade na recuperação de proveitos.

Na Figura 2-13 é possível observar as diferentes origens de aprovisionamento de gás natural para o ano de 2017.

Nesse ano, a UE importou cerca de 76% do gás natural para a satisfação global do consumo de gás natural da UE, maioritariamente proveniente da Rússia, Noruega e Argélia, através de gasoduto. As importações de gás natural liquefeito contribuíram em 24% do consumo da UE e tem sido relevantes para substituir a quebra de produção de gás natural dentro da UE.

Figura 2-13 – Aprovisionamento de gás natural na Europa por Origem

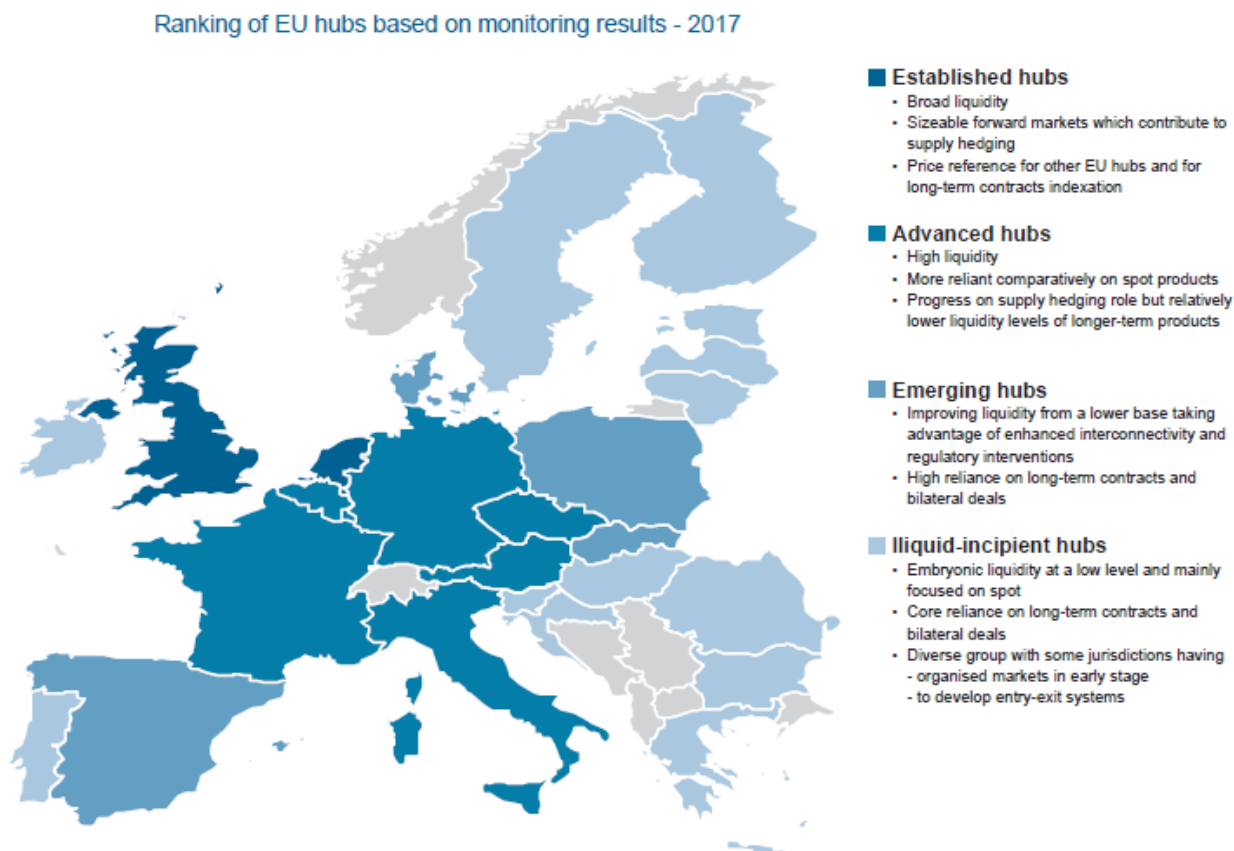


Fonte: ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017, Gas Wholesale Markets Volume

A Figura 2-14 apresenta uma classificação dos *hubs* de negociação de gás natural. Os agrupamentos de hubs resultam da aplicação pela ACER de métricas de mercado resultantes do modelo ACER Gas Target Model (AGTM).

Apesar de existirem desenvolvimentos significativos na Ibéria e no Báltico, continuam a existir problemas que se advém na inexistência de um mecanismo de formação de preço líquido e transparente, resultante da falta de liquidez na negociação de volumes de gás natural nas regiões ibérica e báltica.

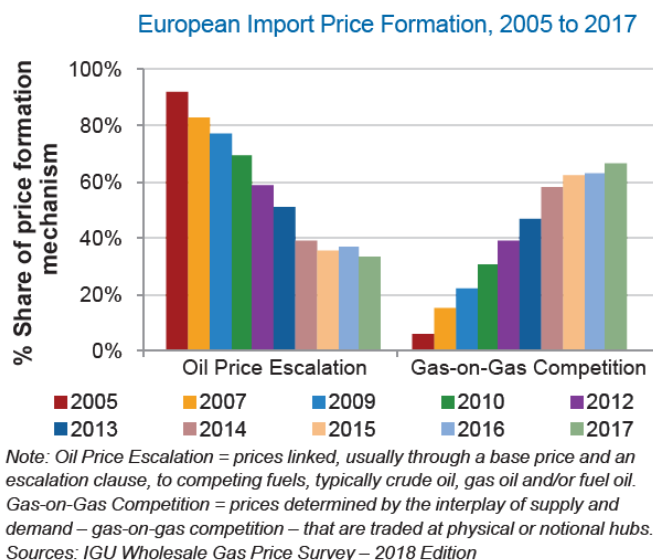
Figura 2-14 – Ranking dos hubs europeus



Fonte: ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017, Gas Wholesale Markets Volume

Observações realizadas pela ACER nos últimos anos mostraram que a contratação de volumes de gás natural nos *hubs* de negociação de gás natural mais líquidos da UE geralmente resulta em preços mais competitivos face aos Contratos de aprovisionamento de longo prazo de gás natural, conhecidos em inglês como *Long Term Contracts* (LTCs). No entanto, de acordo com a Figura 2-15, como os LTCs são estruturados cada vez mais para incluir a indexação em preço a *hubs*, não é de todo surpresa que impulse graus de convergência entre as duas opções de aprovisionamento.

Figura 2-15 – Formação do preço de importação europeu

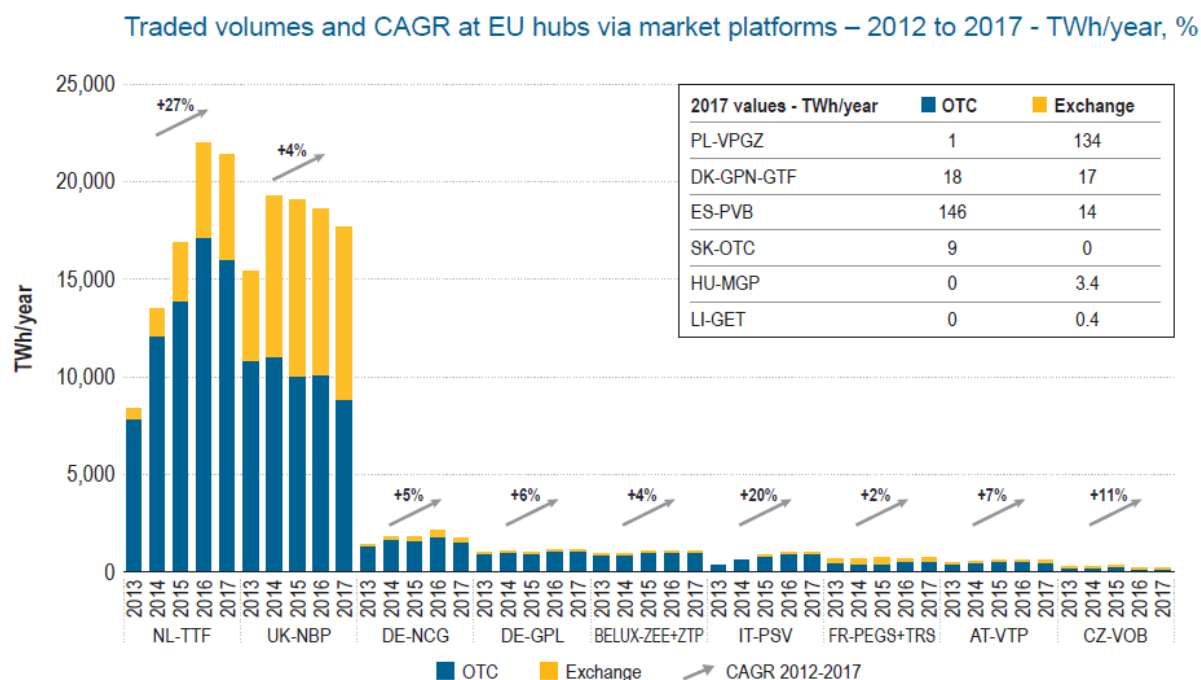


Fonte: IGU World Gas LNG Report – 2018 Edition

A ACER de acordo com o modelo AGTM recomenda ainda a integração do mercado regionais como forma de abordar o fraco desempenho de mercados nacionais. Uma série de iniciativas de integração de mercado são promovidas, designadamente a iniciativa já implementada dos mercados belga e luxemburguês BeLux, a iniciativa da integração da Estónia e da Letónia, a integração já implementada dos dois principais *hubs* franceses PEG-Nord e PEG-Sud, e o processo de integração do mercado português na plataforma ibérica do MIBGÁS.

A Figura 2-16 apresenta a evolução dos volumes negociados nos principais *hubs* de negociação europeus. Denota-se a significância e a importância dos mercados holandeses TTF e do mercado britânico NBP face aos restantes *hubs* europeus. Quanto à contratação em mercado, existe uma tendência generalizada dos agentes de mercado de contratarem o seu aprovisionamento de energia no mercado de balcão, conhecido em inglês como mercado OTC (*Over The Counter*) em detrimento de plataformas de mercado organizado.

Figura 2-16 – Volumes negociados em *hubs* europeus



Fonte: ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017, Gas Wholesale Markets Volume

Contudo, observa-se também uma tendência generalizada de um aumento da liquidez na contratação de gás natural recorrendo a plataformas de mercado organizado nos principais *hubs* de negociação europeus.

No plano internacional, os EUA estão consolidando a sua posição como o maior produtor global de gás natural e tornando-se num importante *player* no mercado global de exportação de gás natural liquefeito.

Do lado do consumo, a China tem tido uma influência cada vez mais crescente na dinâmica do mercado mundial de gás natural, impulsionado pela mudança do carvão pelo gás natural.

Assim, a dinâmica de formação dos preços do gás natural liquefeito na UE será também cada vez mais afetada pela evolução do mercado no Extremo Oriente. Com a crescente procura de gás natural nesta região do globo espera-se que a arbitragem de preços entre a UE e o Extremo Oriente aumente, devido à colocação preferencial de gás natural liquefeito na Ásia onde existe efetivamente condições favoráveis de procura de gás natural do que na UE.

Os mercados do noroeste europeu funcionam também como referenciais de preço para o gás natural liquefeito devido à sua liquidez e profundidade. A elevada liquidez dos *hubs* de negociação NBP e TTF fornece aos agentes de mercado um sinal de preço confiável que é utilizado na ausência de uma referência de preço para o gás natural liquefeito. A UE pode atuar também como um destino preferencial na entrega de excedentes de gás natural liquefeito, uma vez que pode absorver maiores quantidades de gás natural do que em outras regiões do globo, devido à sua

capacidade de regaseificação, ao nível de liquidez dos *hubs* de negociação e à existência de infraestruturas de armazenamento de gás natural (terminais e armazenamento).

2.2.1 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO GÁS NATURAL NOS PRINCIPAIS HUBS DE REFERÊNCIA PARA PORTUGAL

A Figura 2-17 apresenta a evolução média anual dos preços de gás natural em alguns *hubs* de negociação de referência para Portugal durante o período de 2013 a 2018.

Ao nível europeu apresenta a evolução dos preços formados nos *hubs* de negociação TTF, NBP, Zeebrugge (ZEE), PEG⁵ e PVB⁶ MIBGAS e apresenta a evolução dos preços de gás natural para o mercado norte-americano *Henry Hub* (HH) e dos preços de referência de gás natural liquefeito utilizados no Extremo Oriente (LNG Asia).

Figura 2-17 – Evolução dos preços médios anuais de gás natural em alguns *hubs* de referência para Portugal



Fonte: Thomson Reuters, Elaboração ERSE

Da análise realizada, constata-se que durante o período, os preços de referência do gás natural para o Extremo Oriente foram sempre superiores aos preços praticados na Europa, com uma média de preço de 28,10 €/MWh e que os preços do *hub* norte-americano HH foram inferiores aos restantes preços com uma média em redor dos 9,10 €/MWh.

⁵ Com a junção dos hubs PEG-Nord e PEG-Sud, a partir do dia 1 de novembro de 2018, a Reuters passou a divulgar na série histórica PEG a informação da série histórica PEG-Nord até ao dia 31 de outubro de 2018.

⁶ PVB: Punto Virtual de Balance é o hub de negociação de gás natural em Espanha, também conhecido como MIBGÁS.

O ano de 2013 foi aquele em que se verificou os preços máximos para os *hubs* europeus do TTF/ZEE e LNG Asia (27,09 €/MWh e 42,27 €/MWh, respetivamente).

O ano de 2016 foi aquele ano em que se verificou os preços mínimos para todos os *hubs*, coincidente com o preço do crude de referência Brent, que cotou uma média de preço em redor dos 39,24 €/bbl, no qual se pode observar através da visualização da Tabela 2-1.

Tabela 2-1 – Evolução de alguns referenciais de preço para o gás natural em Portugal

	EUR/MWhg							€/bbl
	TTF	ZEE	NBP	PEG	PVB MIBGAS	HH	LNG Asia	BRT
2013	27,09	27,09	27,37	26,80		9,60	42,27	82,50
2014	20,93	20,88	21,16	21,40		10,94	35,74	74,46
2015	19,80	19,65	20,04	20,06	18,91	8,08	23,12	46,98
2016	14,02	13,97	14,40	14,26	17,03	7,90	17,76	39,24
2017	17,30	17,19	17,52	17,48	20,88	9,16	21,49	48,02
2018	22,80	22,73	23,19	22,79	24,32	8,90	28,21	60,14

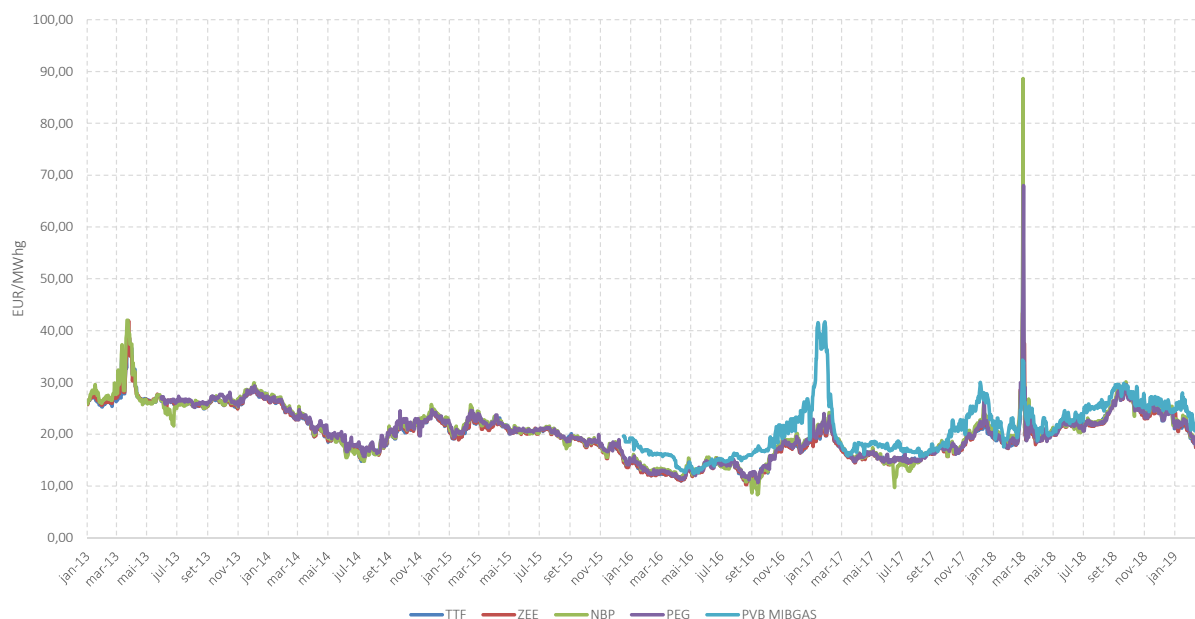
Fonte: Thomson Reuters, elaboração ERSE

Existe elevada correlação entre os referenciais de preço do TTF, ZEE e NBP, em redor dos 98%. A correlação destes com o Brent é menos significativa, mas com um nível de correlação forte no valor de 72%. O nível de correlação do LNG Asia com o Brent (em redor dos 88%) indicia a existência de indexação de preços do gás natural ao Brent como principal referência de formação de preço.

O HH tem fraca correlação com o preço formado nos *hubs* europeus (em cerca de 40%) e uma correlação mais significativa com o referencial LNG Asia e Brent (em cerca de 54%).

Quanto à evolução dos preços do gás natural em alguns *hubs* de referência para Portugal, através da observação da Figura 2-18, verificou-se uma tendência de descida dos preços entre 2013 e o 3.º trimestre de 2016, sendo contrariado por uma tendência de subida dos preços entre o 4.º trimestre de 2016 e 2018.

Figura 2-18 - Evolução dos preços de gás natural em alguns *hubs* europeus de referência para Portugal



Fonte: Thomson Reuters, elaboração ERSE

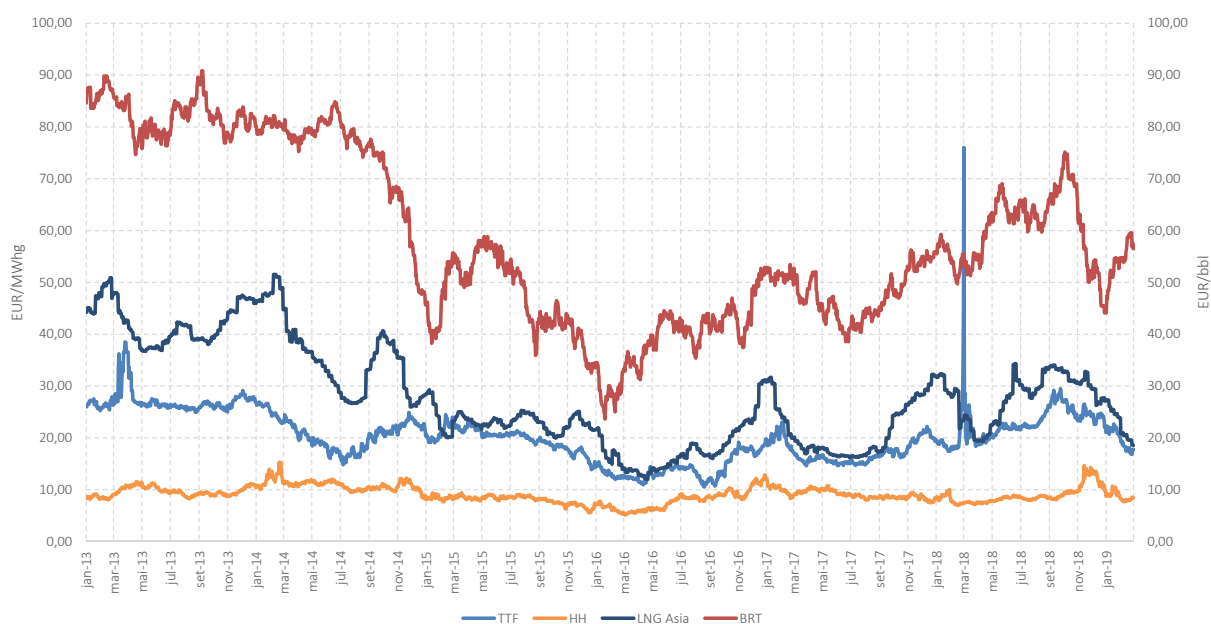
Destaca-se ainda a ocorrência de picos de preços durante o mês de janeiro de 2017 no *hub* PVB MIBGÁS, em Espanha, devido à existência de congestionamentos contratuais no fornecimento de gás natural com proveniência na Argélia, os quais obviaram a entregas de GNL mais tempestivas (resposta atempada a necessidades de curto prazo) e que fez abrir o diferencial de preços com os mercados centro-europeus, e no dia 1 de março de 2018 nos *hubs* TTF e NBP cujas cotações de fecho em mercado atingiram os 76 €/MWh e 88,66 €/MWh para os respetivos mercados devido a condicionamentos na oferta de gás natural dos campos de produção de Groningen, na Holanda, e no Mar do Norte, baixos níveis de gás natural disponíveis em armazenamento e ao aumento da procura no Reino Unido devido a condições climáticas desfavoráveis e à falta de capacidade adicional disponível nas interligações entre o *hub* do NBP e o *hub* do TTF⁷.

Na Figura 2-19, é possível observar a evolução da cotação do Brent (BRT) e dos preços do gás natural em alguns *hubs* de referência para Portugal no período de 1 de janeiro de 2013 a 28 de fevereiro de 2019, no qual se destacam, o TTF (representa o preço do gás natural no mercado do noroeste europeu), o HH (representa o preço do gás natural na costa leste dos Estados Unidos da América) e o LNG Asia (representa o preço do GNL na orla asiática do pacífico). Salvo a ocorrência do pico de preço verificado no *hub* do TTF a 1 de março de 2018 pelas razões anteriormente apresentadas, é possível construir uma ordem de mérito de preço do gás natural no período em análise, começando pelo preço competitivo do HH (cerca de 9,09 €/MWh, em média), do TTF (cerca de 20,31 €/MWh) e por fim do LNG

⁷ REKK Policy Brief 02/2018, disponível em https://rekk.hu/downloads/academic_publications/rekk_policybrief_02_2018_en.pdf

Asia, com um preço médio verificado de 27,96 €/MWh. Os diferenciais de preço entre estes *hubs* indiciam eventuais arbitragens entre mercados quando à entrega do gás natural, que deverão considerar para o feito o custo associado ao transporte marítimo de GNL.

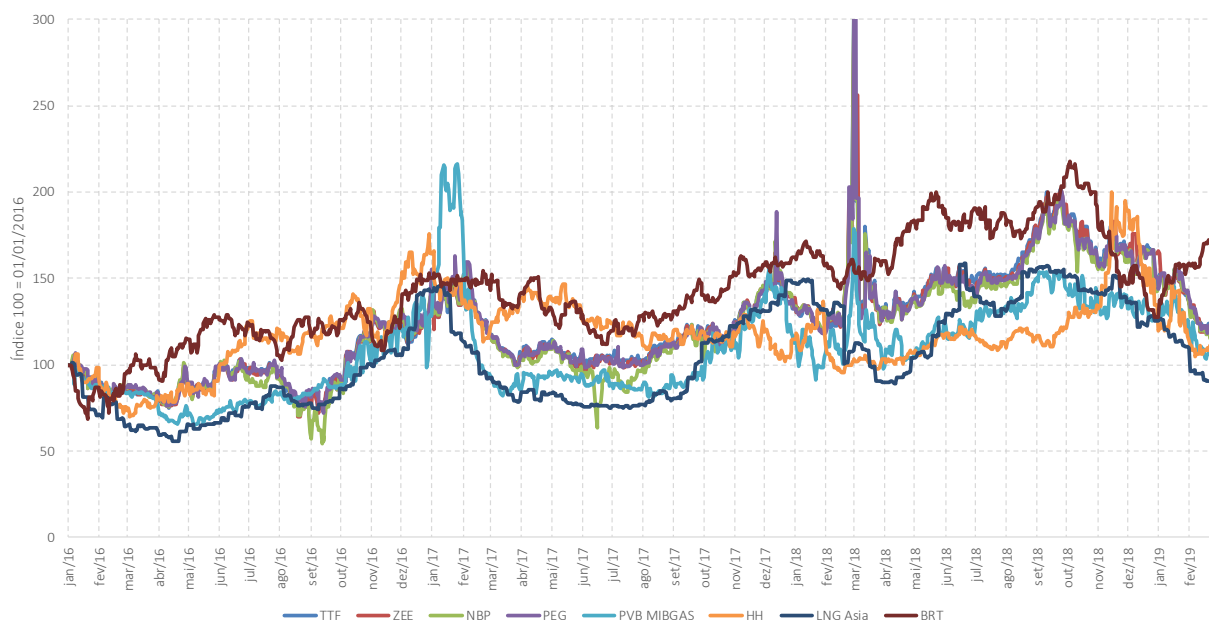
Figura 2-19 - Evolução do Brent e dos preços de gás natural em alguns *hubs* de referência para Portugal



Fonte: Thomson Reuters, Elaboração ERSE

Na Figura 2-20 observa-se a evolução do índice de preços do BRT e do gás natural em alguns *hubs* de referência relevantes para o mercado português, tendo como referência a data de 1 de janeiro de 2016, data no qual existe sincronismo de histórico das séries temporais, devido sobretudo à entrada em funcionamento da plataforma de mercado organizado MIBGÁS no final de 2015, com a divulgação de cotações do mercado diário a partir do dia 17 de dezembro.

Figura 2-20 - Evolução dos Índices do Brent e dos preços de gás natural em alguns *hubs* de referência



Fonte: Thomson Reuters, elaboração ERSE

É possível constatar, graficamente, que, no período de 1 de janeiro de 2016 a 28 de fevereiro de 2019, aquela que é a relação mais próxima entre a evolução dos preços do gás natural (nos principais *hubs* de referência na Europa, nos EUA e na Ásia) e a evolução dos preços do petróleo nos mercados internacionais aparenta estar a reduzir-se, quando não mesmo a eliminar-se, sobretudo com a entrada do ano de 2019. Com efeito a partir do início do ano de 2019, observa-se uma tendência de descida dos índices de preço do gás natural que contraria a tendência de subida do índice do BRT.

Ainda que a janela temporal aqui utilizada para aferir esta aparente divergência dos preços de gás natural e do petróleo seja reduzida (não indo além do final de fevereiro de 2019), o restante do primeiro semestre do ano de 2019 confirma esta tendência. De resto, esta tendência é algo que do ponto de vista das estatísticas descritivas das séries de preço se vem observando desde 2016, ainda que graficamente seja mais impressiva a partir do final de 2018. Com efeito, se olharmos, por exemplo, para a média dos fatores de correlação entre índice Brent e o índice TTF entre 2016 e final de 2018 obtemos um valor de cerca de 50%, enquanto a mesma correlação restringida ao período entre o início de 2018 e fevereiro de 2019 se situa em 24%.

Cabe ainda referir que, de entre os *hubs* europeus, o *hub* PVB MIBGÁS é aquele que apresenta a mais baixa correlação com o índice do BRT, com um valor de correlação de cerca 64%. De acordo com a Tabela 2-2, é possível observar que são também mais significativos, com de resto seria de esperar, os valores de correlação do índice de preços do *hub* PVB MIBGÁS com os índices de preço do gás natural dos principais *hubs* de gás natural europeus do que com o próprio BRT.

Tabela 2-2 – Tabela de correlações dos índices de preço de gás natural e do BRT com o TTF

	TTF	ZEE	NBP	PEG	PVB MIBGAS	HH	LNG Asia	BRT
TTF	1,000							
ZEE	0,968	1,000						
NBP	0,987	0,950	1,000					
PEG	0,941	0,964	0,928	1,000				
PVB MIBGAS	0,778	0,811	0,776	0,808	1,000			
HH	0,361	0,382	0,332	0,370	0,454	1,000		
LNG Asia	0,776	0,819	0,766	0,790	0,819	0,445	1,000	
BRT	0,766	0,789	0,725	0,758	0,643	0,314	0,765	1,000

Fonte: Thomson Reuters, elaboração ERSE

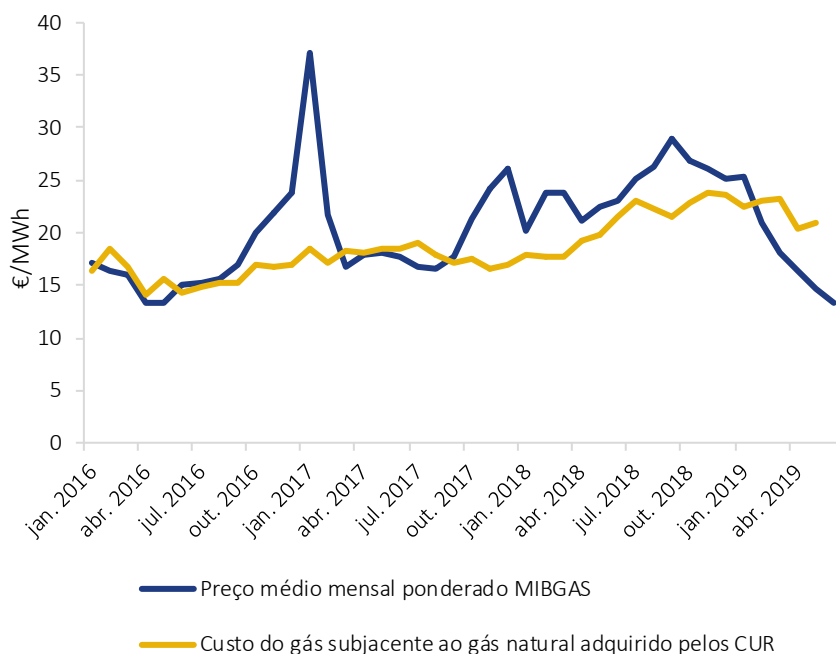
A evolução do preço do gás natural em Espanha, já desacoplado do BRT, reflete, na essência, a arbitragem efetuada pelos agentes de mercado entre os mercados do centro da Europa e o mercado de LNG, no qual é demonstrado por inferência estatística. Aliás, sobre a evolução recente do preço do gás natural do NBP (que apresenta uma correlação de cerca de 73% com o BRT), a Fitch Ratings refere num artigo de 19 de junho que *“The updated NBP prices reflect the increased links between regional natural gas markets and LNG trade, and the decoupling of European gas prices from oil. Competition between LNG and pipeline gas in Europe has intensified as global LNG demand has failed to meet recent capacity additions.”*⁸, no qual evidencia a tendência de desacoplamento dos principais hubs de gás natural europeus do BRT. Complementariamente, o desacoplamento do preço do LNG Asia com o BRT é referido numa análise realizada em maio de 2019 pela The Oxford Institute for Energy Studies onde é supracitado *“...it may still be true that Asian LNG spot prices have finally begun decoupling from oil prices...”*⁹.

A evolução dos preços do hub PVB MIBGÁS, é apresentada na figura infra, comparando a evolução deste mercado e o custo do gás natural em Portugal, subjacente ao gás natural adquirido pelo Comercializador de Último Recurso Grossista (CURG), que tem por base a proporção de cada contrato de *take or pay*. Nesta figura, a comparação dos custos do gás natural permite observar que o custo do gás natural no hub PVB MIBGÁS regista uma maior volatilidade, quando comparada com o custo do gás subjacente ao gás natural adquirido pelo CURG. Tal é evidenciado no gráfico seguinte, que apresenta a evolução do custo do gás natural em Portugal e o índice de preços no hub PVB MIBGÁS.

⁸ <https://www.hellenicshippingnews.com/fitch-ratings-updates-oil-price-and-lowers-gas-price-assumptions/>

⁹ <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/05/Are-Asian-LNG-Spot-Prices-Finally-Decoupling-from-Oil.pdf>

Figura 2-21 - Evolução do preço do PVB MIBGAS e do custo de gás natural em Portugal



Fonte: MIBGAS, Galp, Elaboração ERSE

Durante o ano de 2018, o preço médio mensal no *hub* PVB MIBGÁS foi superior ao custo do gás natural em Portugal, com o registo de um diferencial mínimo observado no mês de junho, de cerca de 1,5 €/MWh e um diferencial máximo no mês de setembro, de cerca de 7,6 €/MWh. O preço médio no *hub* PVB MIBGÁS em 2018 ultrapassou em quase 4 €/MWh o custo do gás natural em Portugal.

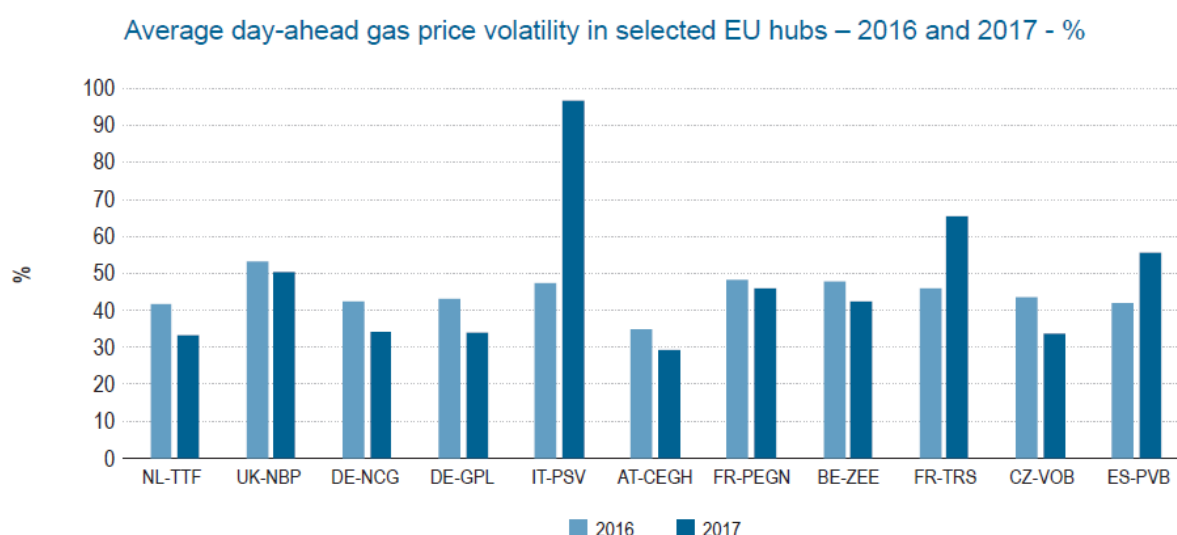
Em fevereiro de 2019 esta relação inverteu-se, passando o preço do gás natural no *hub* PVB MIBGÁS a registar valores inferiores ao custo do gás natural em Portugal. Esta tendência manteve-se durante o segundo trimestre, sendo que o preço médio do gás natural no *hub* PVB MIBGÁS terá sido, em média, cerca de 6 €/MWh inferior ao preço do gás natural em Portugal.

É de realçar que o custo do gás natural para o CURG é calculado tendo em conta a média dos custos de cada contrato *take or pay*, reportados nas auditorias trimestrais aos custos e quantidades dos contratos *take or pay*, ponderados pelas quantidades anuais contratadas de cada um dos quatro contratos *take or pay*. Desta forma existe um incentivo à não arbitragem por parte da entidade que detém os contratos *take or pay*, que elimina o incentivo que poderia existir de fazer entrar em Portugal o gás natural dos contratos com custo mais elevado e vender nos mercados internacionais o gás natural proveniente dos contratos com custos mais baixos. É de referir que o custo do gás natural para o CURG tem convergido, designadamente a partir de meados de 2017, para o custo do conjunto do gás natural adquirido através dos contratos *take or pay* à entrada em Portugal.

Sendo o mercado português de gás natural fortemente influenciado pela existência de contratos de longo prazo com cláusulas de *take or pay* cujas fórmulas de valorização do gás natural são indexadas ao BRT e seus derivados, a tendência de desacoplamento dos preços do petróleo e do gás natural levanta questões de competitividade do preço do gás para entrega no SNGN, o que, de forma muito objetiva, realça ainda mais a necessidade de um referencial de mercado mais transparente e líquido para a formação do preço do gás natural entregue em Portugal.

Pela observação da Figura 2-22, verifica-se que os únicos *hubs* de negociação com maior volatilidade foram o PSV (Itália), PVB (Espanha) e o TRS¹⁰ (PEG-SUD, no sul de França). A volatilidade no *hub* italiano foi a mais alta, provavelmente impulsionada por uma redução nas capacidades transfronteiriças por gasoduto que interligam o *hub* italiano aos *hubs* do Noroeste Europeu. Devido também à baixa liquidez dos mercados TRS e PVB MIBGAS e destes estarem pouco interligados com os principais *hubs* no Noroeste Europeu, estes apresentam maior volatilidade de preço.

Figura 2-22 – Volatilidade do preço do gás nos principais hubs europeus



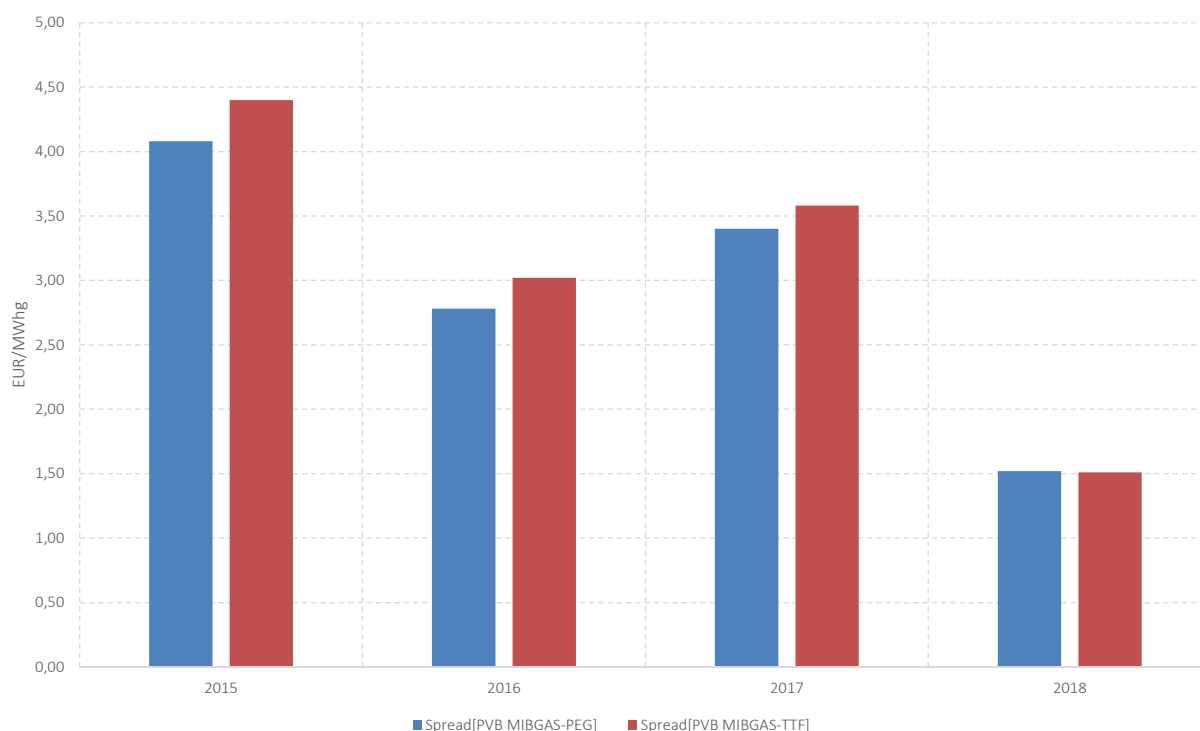
Fonte: ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017, Gas Wholesale Markets Volume

Pela observação da Figura 2-23, verifica-se uma tendência de redução dos diferenciais de preço do gás natural entre o *hub* PVB (Espanha) e os *hubs* PEG, em França, e TTF, na Holanda. Em 2015, o diferencial de preços era superior a 4 €/MWh, tendo diminuído em 2016. Em 2017, os diferenciais de preço do gás natural aumentaram face a 2016, tendo observado uma redução significativa do diferencial de preços em 2018 em torno dos 1,50 €/MWh, sinalizando

¹⁰ TRS: Trading Region South é um *hub* de negociação de gás natural localizado no sul de França.

alguma competitividade do preço do GNL na Ibéria face ao aprovisionamento do gás natural proveniente por gasoduto através dos Pirinéus.

Figura 2-23 – Evolução dos diferenciais de preços entre o *hub* PVB e os *hubs* PEG e TTF



Fonte: Thomson Reuters, Elaboração ERSE

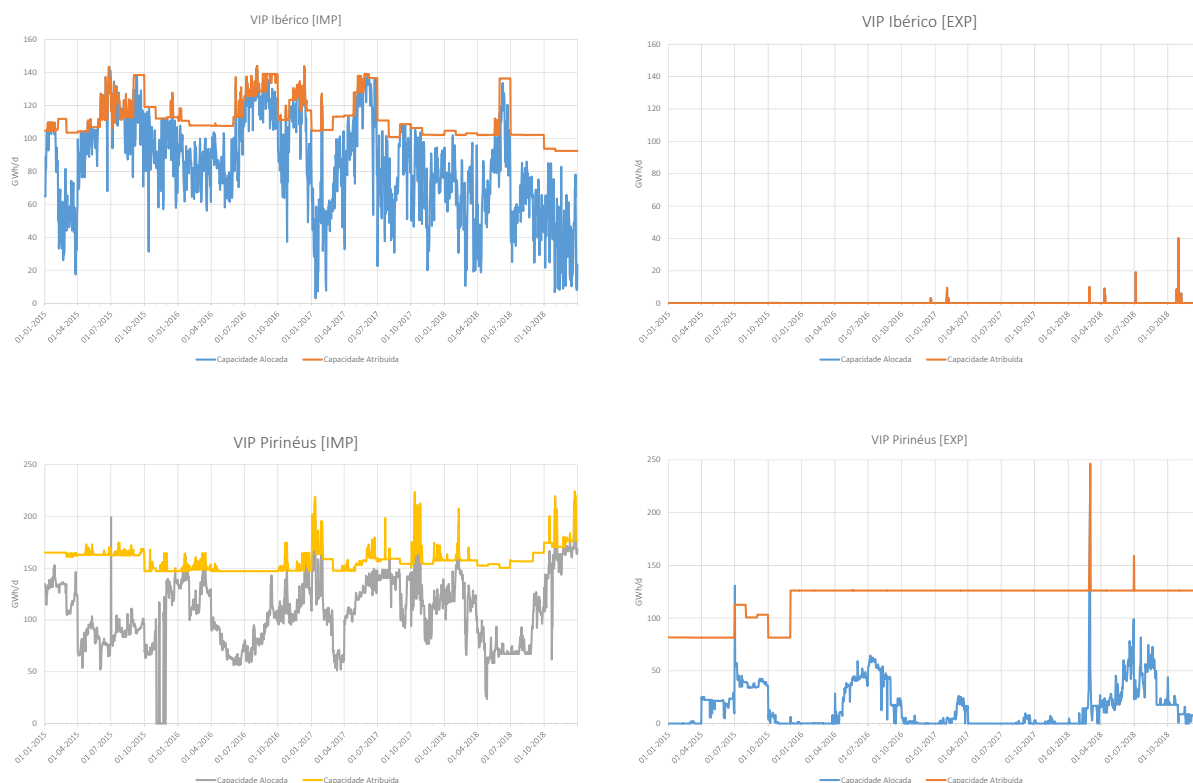
2.3 A GESTÃO DA CAPACIDADE VIP NAS INTERLIGAÇÕES NA IBÉRIA

A Figura 2-24 apresenta a evolução da atribuição e da alocação de capacidade transfronteiriça VIP relativamente às interligações por gasoduto entre Portugal e Espanha e entre Espanha e França para o período compreendido entre 2015 e 2018.

O VIP Ibérico é caracterizado por bastante volatilidade nos seus níveis de utilização, no sentido importador, o que pode ser explicado por alguma volatilidade dos consumos de gás natural bem como por diferenciais de preço entre a importação de GN e de GNL. Em termos sazonais verifica-se algum crescimento das importações através do VIP Ibérico nos meses de verão, provavelmente relacionada com uma maior utilização de gás natural para a produção de eletricidade associada à menor disponibilidade de recursos hídrico e eólico. A utilização do VIP Ibérico no sentido exportador é praticamente inexistente no período em análise.

No VIP Pirinéus a utilização da interligação é mais intensiva no sentido importador embora também se registem períodos significativos com atribuição de capacidade no sentido exportador.

Figura 2-24 – Atribuição e Alocação de capacidade transfronteiriça VIP



Fonte: ENTSO-G Transparency Platform, elaboração ERSE

Verifica-se que existe, tendencialmente, o interesse dos agentes de mercado em alocar capacidade no sentido importador do lado português e espanhol, do que em alocar capacidade no sentido exportador.

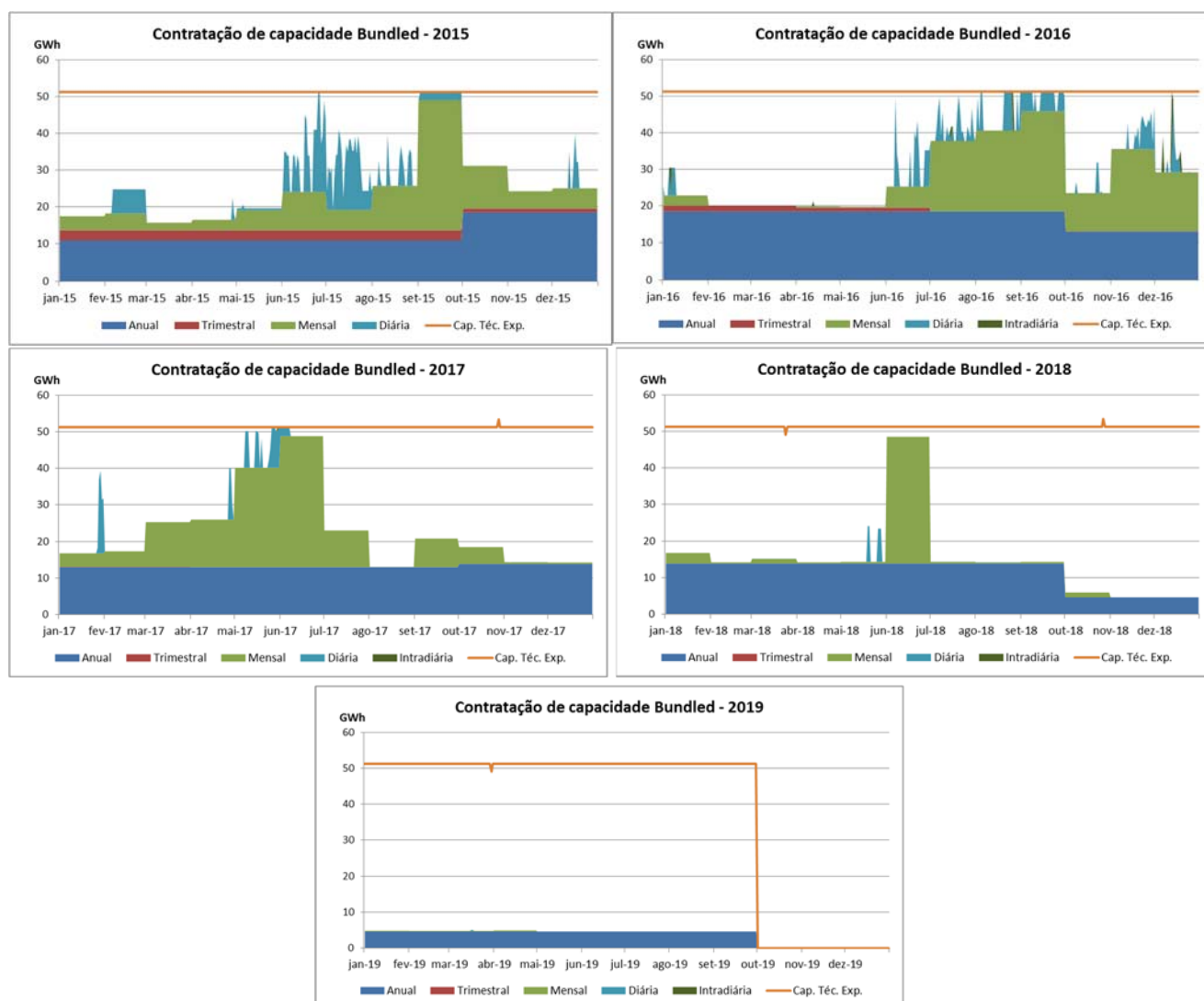
Do lado português verifica-se uma maior utilização da capacidade atribuída em mercado que do lado espanhol referente à interligação com França, eventualmente justificado pelo peso das importações de gás natural provenientes da Argélia para satisfação do consumo de gás natural em Portugal.

Do lado espanhol existe um gap entre a atribuição de capacidade e a sua alocação no sentido exportador do VIP dos Pirinéus para França, devido a oportunidades reduzidas de trading geradas pelo diferencial de preços entre o *hub* francês PEG-SUD, também conhecido como TRS, e o *hub* espanhol PVB.

Perfil de contratação de capacidade *Bundled* no VIP Ibérico

No que diz respeito à contratação de capacidade verifica-se na Figura 2-25, entre 2015 e 2019, uma tendência de redução dos volumes de contratação de capacidade harmonizada (capacidade *Bundled*) e, simultaneamente, uma maior concentração nos produtos com horizonte mais alargado. Efetivamente, nos anos de 2015 e 2016 a capacidade adquirida nos produtos anuais está próxima dos 20 GWh/d mas existe um recurso bastante intensivo à contratação de produtos de curto prazo, em especial o produto mensal, que, em certos períodos, esgotam por completo a capacidade disponível. No ano gás de 2018/2019, apesar de ainda não estar concluído, verifica-se que a contratação de capacidade se cinge quase exclusivamente ao produto anual e com valores próximos dos 5 GWh/d.

Figura 2-25 – Contratação da capacidade *Bundled*



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

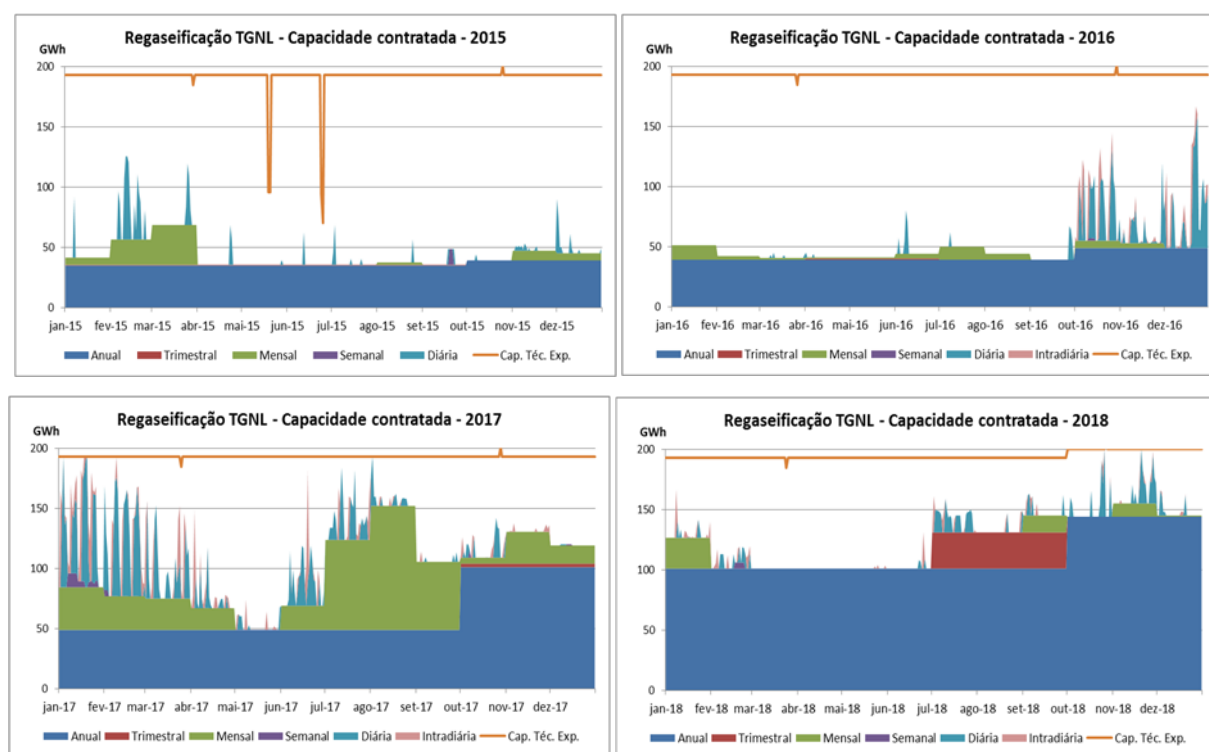
Perfil de contratação de capacidade de regaseificação a partir do Terminal de Sines

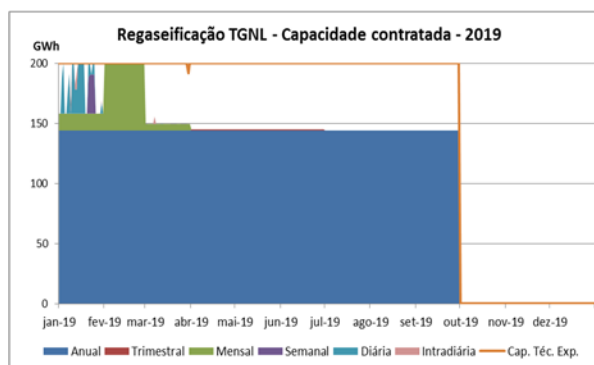
Através da observação da Figura 2-26 constata-se que o perfil de contratação de capacidade de regaseificação para a RNTGN a partir do Terminal de Sines segue uma tendência contrária à verificada na contratação de capacidade de importação no VIP. Efetivamente, tem-se assistido ao um aumento das capacidades contratadas, com especial preponderância para as capacidades contratadas no produto anual que passaram de valores inferiores a 50 GWh/d até ao final do ano gás de 2016/2017 para valores superiores a 100 GWh/d a partir de então. No ano gás de 2018/2019, a capacidade contratada em produto anual representa quase 2/3 da capacidade total disponível o que abre boas perspectivas quanto à utilização efetiva do Terminal de Sines até ao final do ano-gás.

O aumento da contratação de capacidade de regaseificação no produto anual, aliada às maiores necessidades de utilização do Terminal no início de 2019 redundou na contratação da totalidade da capacidade disponível. Esta situação coincidiu com a utilização consistente de capacidade de exportação no VIP Ibérico.

Cabe destacar que este aumento da utilização de GNL, que parece aliás estar a ocorrer no resto da Europa, não está a ser acompanhada no sistema espanhol, onde os níveis de regaseificação no início de 2019 se mantiveram praticamente iguais, verificando-se sim um incremento das importações através de interligações com países europeus. A esta situação está provavelmente associado o regime e os preços de utilização dos terminais em Espanha que tornam pouco atrativo a descarga de navios.

Figura 2-26 – Regaseificação TGNL – Capacidade Contratada





Fonte: dados REN, elaboração ERSE

2.4 MERCADOS ORGANIZADOS E INTEGRAÇÃO DE MERCADO

2.4.1 LIQUIDEZ E COMPETITIVIDADE

Não existe atualmente, para o mercado grossista de gás natural em Portugal, uma referência de formação de preço assente num mercado organizado ou regulamentado. O início da negociação, em dezembro de 2015, de produtos *spot* com entrega em Espanha na plataforma do MIBGAS, S.A. (entidade reconhecida pelo governo português através da Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto de 2015, como a entidade gestora do mercado organizado de gás a contado) não veio ainda alterar esta situação. Efetivamente, o início da negociação de produtos no MIBGAS com entrega na zona portuguesa está ainda pendente de regulamentação específica (regras de mercado) e os volumes de transações registados no mercado organizado com entrega em Espanha revelaram-se também bastante diminutos no atual contexto.

Acresce que, ainda que se concretize um referencial de contratação à vista de âmbito ibérico, a predominância de operações de contratação a prazos mais alargados no setor do gás natural, torna também premente a dinamização das referências de contratação a prazo – que gozam da prerrogativa de livre estabelecimento nos termos da regulamentação financeira aplicáveis a mercados de derivados –, de modo a que se incremente a transparência contratual em mercado e a própria flexibilidade de negociação dos agentes estabelecidos e dos que visam uma entrada no mercado português.

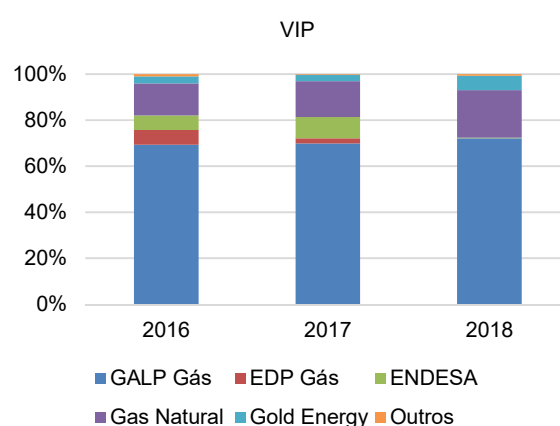
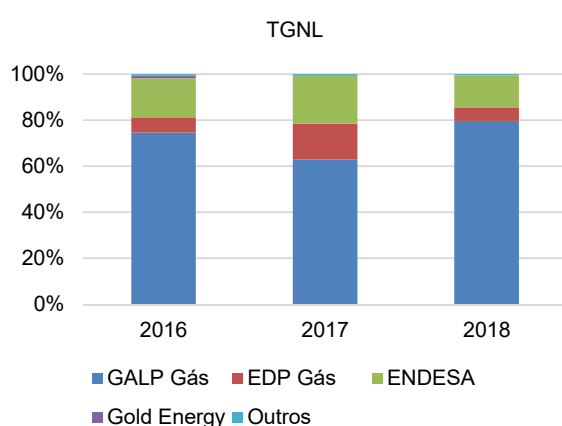
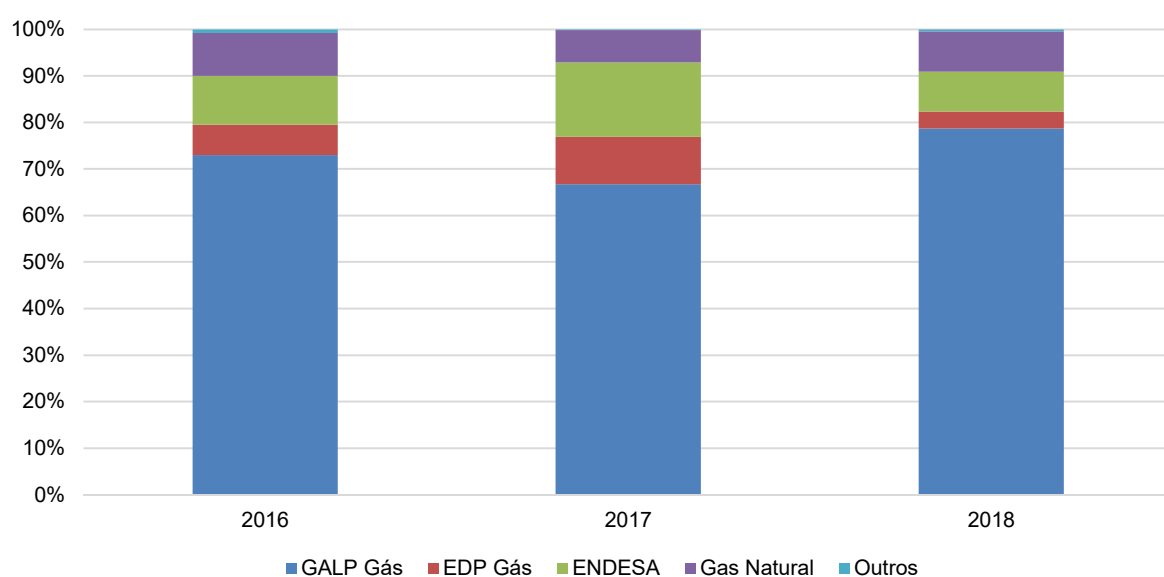
2.5 MOBILIZAÇÃO DE GÁS NATURAL NAS INFRAESTRUTURAS DO SNGN

Quando se observam o total das entradas na RNTGN verifica-se que a GALP é responsável por quase 80% das entradas, valor que cresceu entre 2016 e 2018. Em 2018 a Gas Natural Fenosa e a Endesa surgem quase empatada no segundo lugar das importações. A Gas Natural quase em exclusivo através de importações no VIP e a Endesa quase em exclusivo

a partir do Terminal. A diminuição das importações da Endesa, entre 2017 e 2018 deve-se a uma menor utilização da Central de Ciclo Combinado a Gás Natural (CCGT) do Pego¹¹.

A EDP é apenas o quarto agente responsável por introduções na RNTGN sendo que estas se concentraram quase exclusivamente através do Terminal. As razões associadas às diminuições das entradas em 2018 são provavelmente semelhantes às da Endesa. Destaque ainda para a Goldenergy que se constitui como o terceiro agente de maior dimensão nas entradas a partir do VIP.

Figura 2-27 – Entradas na RNTGN

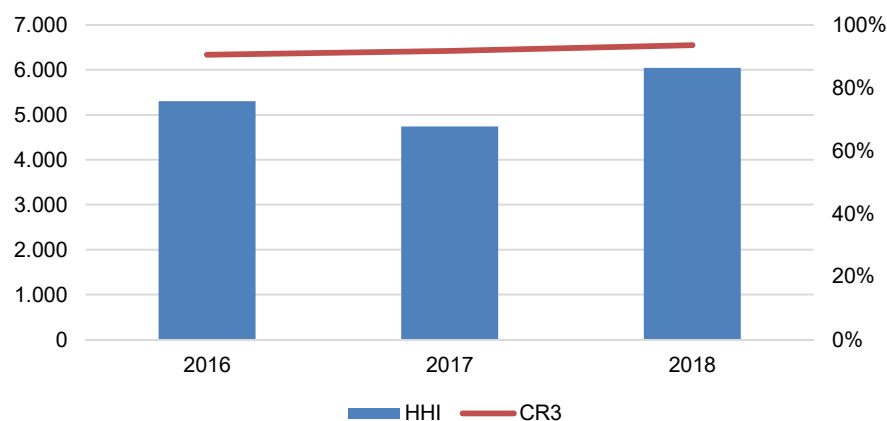


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

¹¹ A CCGT do Pego produziu cerca de 4,2 TWh em 2017 e cerca de 3 TWh em 2018.

Entre 2016 e 2017 verifica-se uma deterioração dos índices de concentração relativo às entradas na RNTGN. A menor utilização das CCGTs influencia decisivamente os valores das entradas na RNTGN por parte da Endesa e da EDP Comercial, o que tem um impacto decisivo no aumento na concentração de mercado.

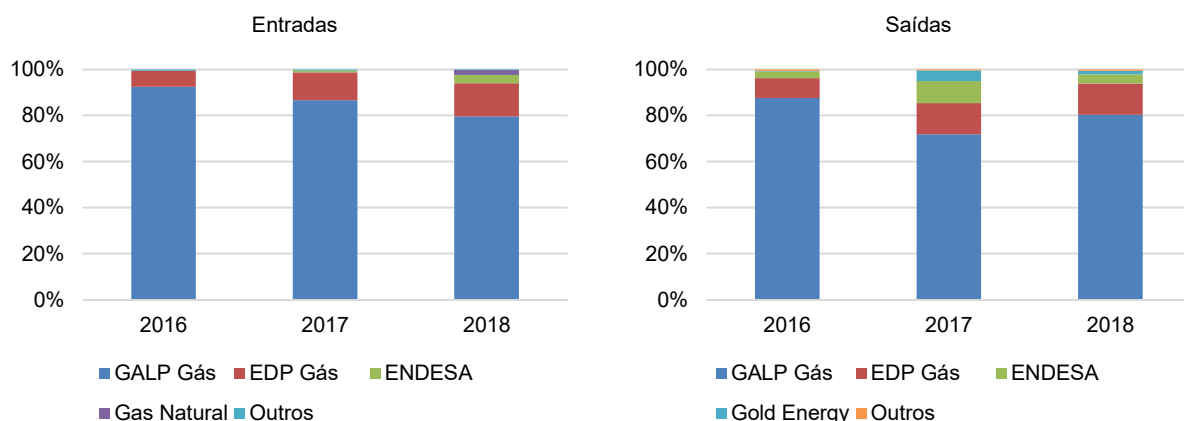
Figura 2-28 – Entradas na RNTGN (TGNL+VIP) (índices de concentração)



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Em relação às entradas e saídas no AS talvez o aspeto mais relevante a assinalar seja a de uma maior utilização da EDP Comercial (EDP Gás), face ao que é o seu perfil de utilização nas restantes infraestruturas em contraponto com uma menor utilização por parte da Endesa e da Gas Natural Fenosa.

Figura 2-29 – Entradas e Saídas na RNTGN (AS)

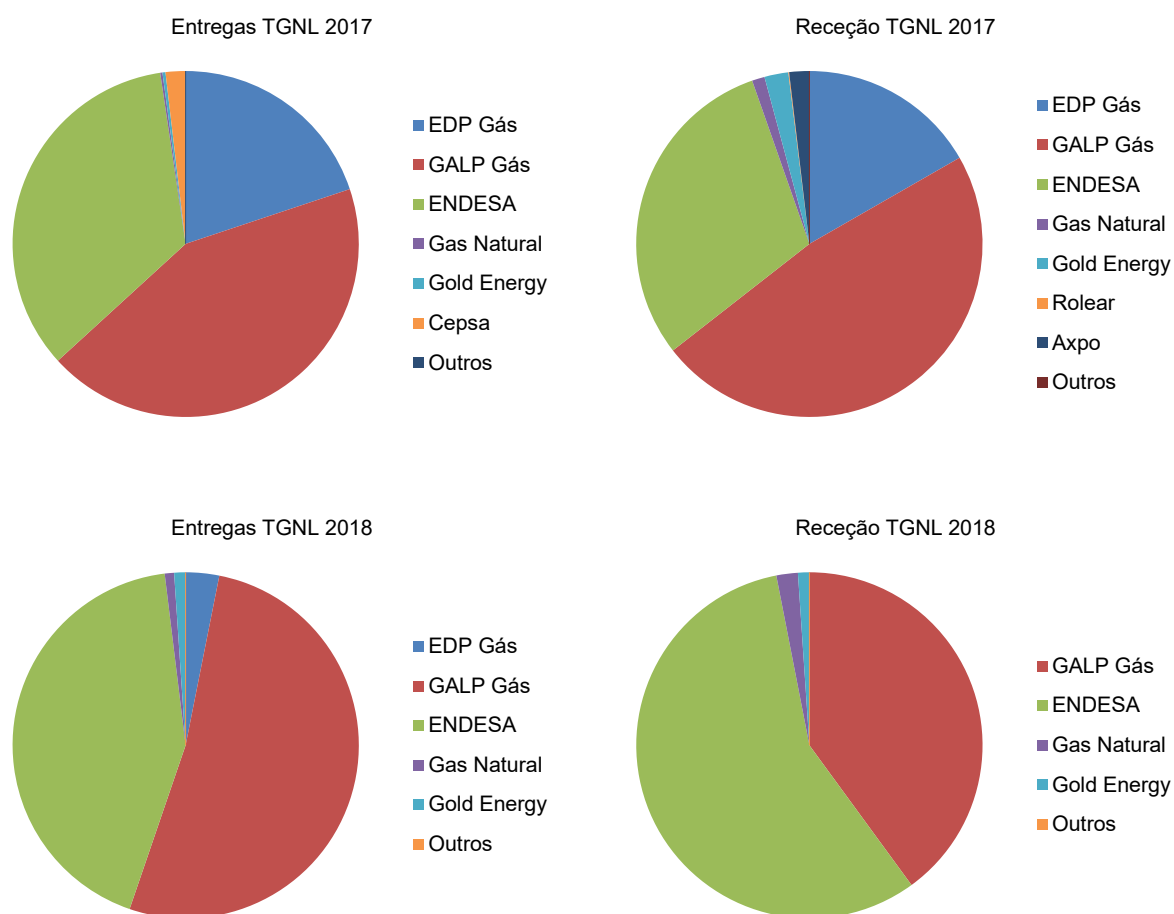


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Os gráficos seguintes apresentam as quotas de Mercado nas trocas de GNL no Terminal em 2017 e 2018. Em 2017 existem trocas significativas entre GALP, Endesa e EDP que em 2018 se limitam principalmente a trocas entre GALP e Endesa. Estas quotas refletem muito provavelmente aquilo que são as trocas das principais empresas a descarregar

navios no Terminal. É de assinalar a redução do peso da EDP. A GALP regista em 2017 mais receções que compras, invertendo a situação em 2018. Com a Endesa passa-se exatamente o contrário. A EDP surge sempre com mais vendas do que compras no TGNL. As restantes entidades registam valores muito reduzidos.

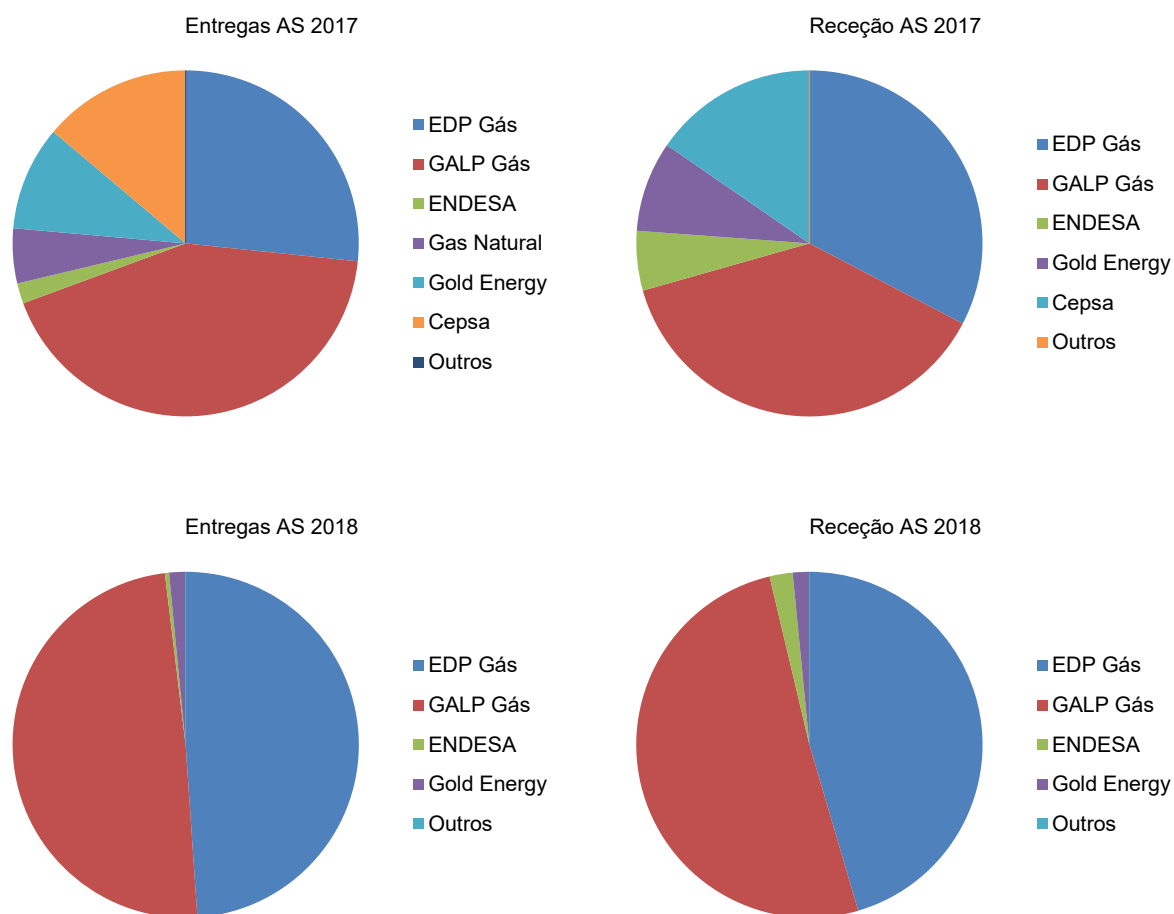
Figura 2-30 – Trocas (TGNL)



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

As trocas no AS parecem limitar-se a meros *swaps* intertemporais pois os pesos registados nas entregas são muito semelhantes aos pesos registados nas receções.

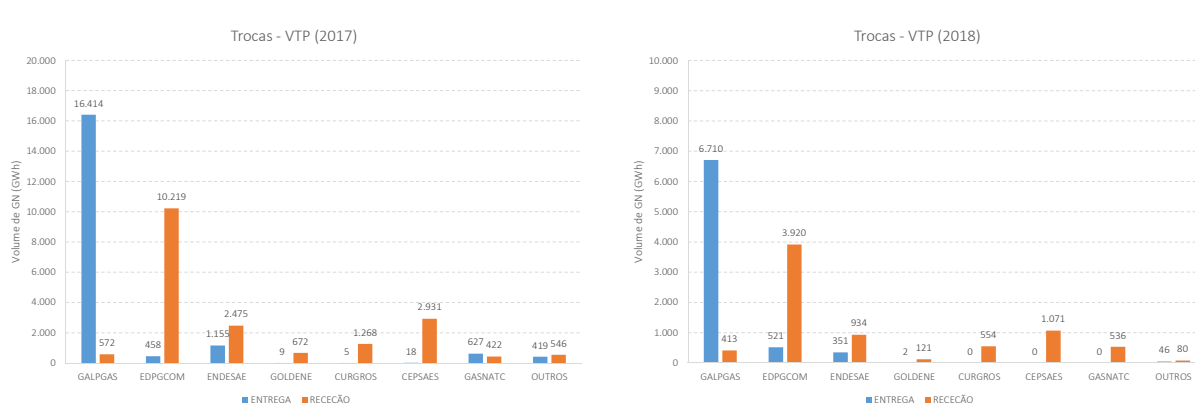
Figura 2-31 – Trocas (AS)



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Contrariamente ao que se verifica no TGNL ou no AS, em que as trocas parecem ser meros *swaps* entre agentes de mercado, através da observação da Figura 2-32 constata-se que nas trocas no VTP cada agente assume uma posição claramente mais vendedora ou compradora, o que sugere que este é o ponto preferencial de troca de GN no SNGN.

Figura 2-32 – Trocas (VTP)



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

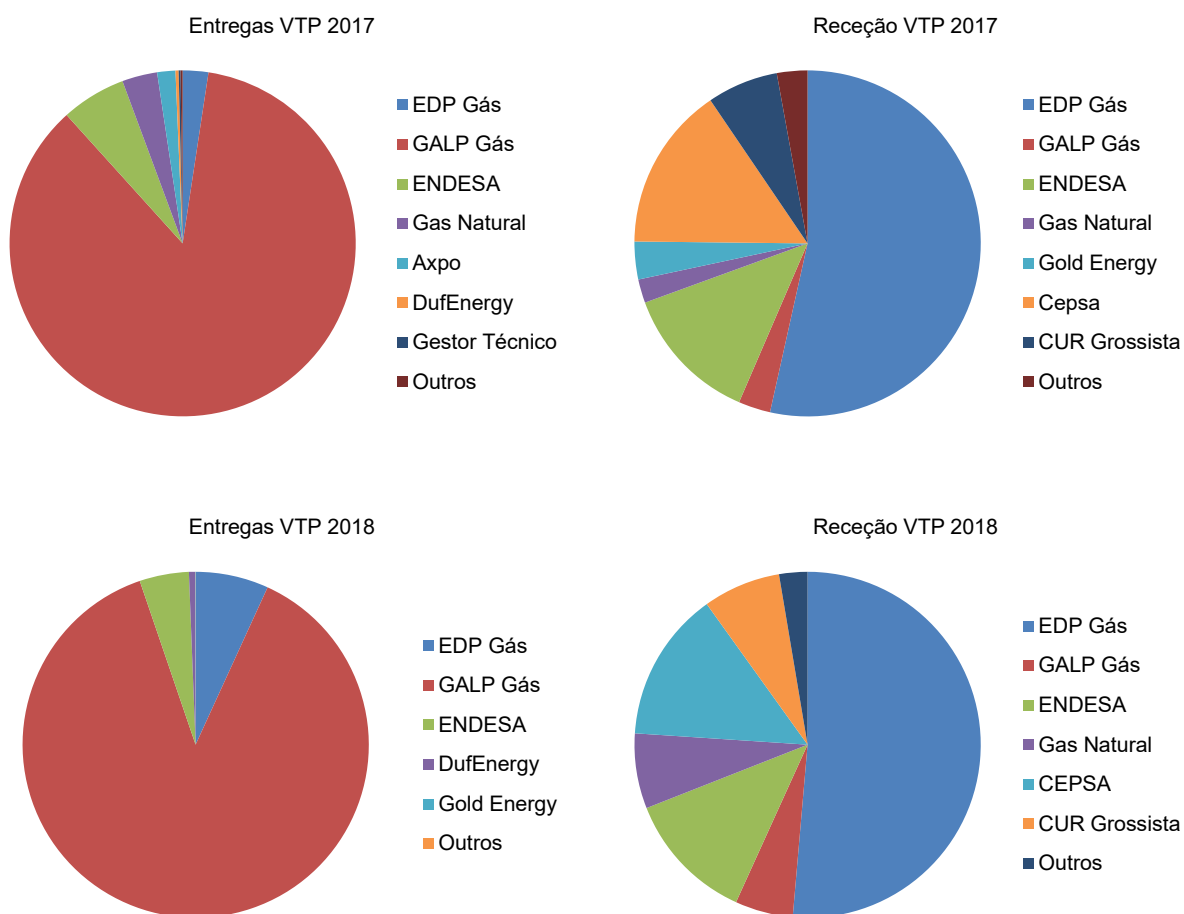
Assim, a GALP surge com quotas de venda no VTP superiores a 85%, sendo o seu volume de compras quase residual, entre 3 e 5%.

A EDP, por sua vez, é um agente maioritariamente comprador no VTP, com quotas de mercado superiores a 50%, enquanto nas vendas tem quotas pouco relevantes, entre 2 e 7%.

A CEPSA é o segundo agente comprador, com cerca de 15% das compras no VTP. Esta situação irá alterar-se no futuro pois a CEPSA deixou de ter carteira de comercialização e os seus consumos foram integrados na carteira de outro comercializador.

A Endesa surge como um agente maioritariamente comprador, com quotas de 12 a 13% embora tenha quotas também significativas no lado da venda, 5 a 6%.

Figura 2-33 – Trocas (VTP)



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

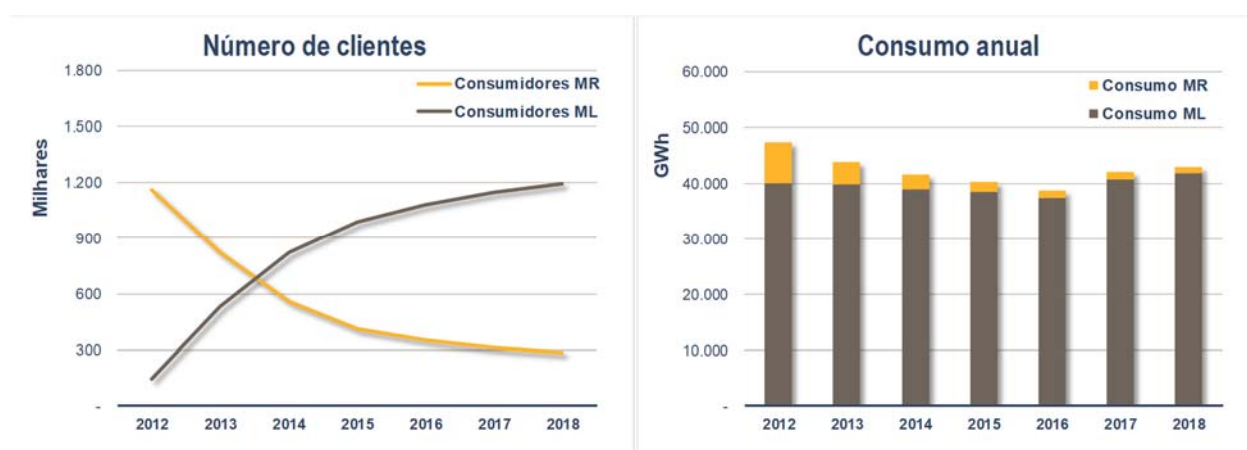
3 MERCADO RETALHISTA DE GÁS NATURAL

3.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO RETALHISTA DE GÁS NATURAL

Evolução do MR e do ML

O mercado retalhista de gás natural tem assistido nos últimos anos a uma sólida consolidação do ML. O aumento da dimensão do mercado liberalizado deve-se sobretudo ao processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, abrangeu todo o conjunto de clientes, incluindo os residenciais. Com esta evolução, como se pode observar na Figura 3-2, no final de 2018, cerca de 97% dos consumos de gás natural do segmento convencional¹² são abastecidos por comercializadores em regime de mercado. Este valor supera os 94% verificados no setor elétrico.

Figura 3-1 - Repartição do número de clientes e do consumo entre MR e ML, 2012 a 2018



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

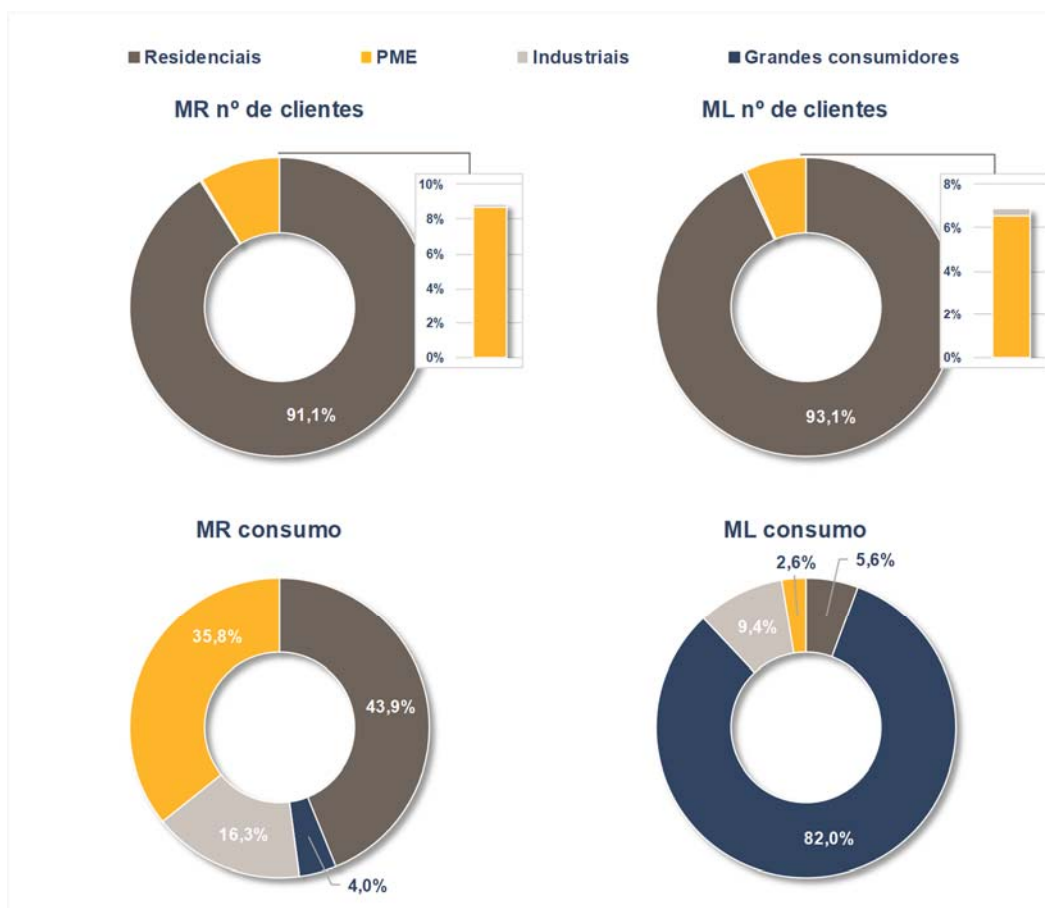
Caracterização do MR e do ML

O peso do consumo dos grandes consumidores no consumo total no ML em 2018 é de 82%, muito superior ao verificado no setor elétrico que corresponde a 36%. O segmento dos clientes residenciais, em termos de número de clientes, é o mais preponderante no mercado livre de gás natural, representando 93,1% totalidade dos clientes no ML, mas representando apenas cerca de 5,6% do consumo total neste mercado.

Apesar disto os clientes residenciais representam 93,1% do total de clientes no ML.

¹² Exclui os consumos associados a centros eletroprodutores em regime ordinário.

Figura 3-2 - Caracterização do mercado de gás natural, 2018

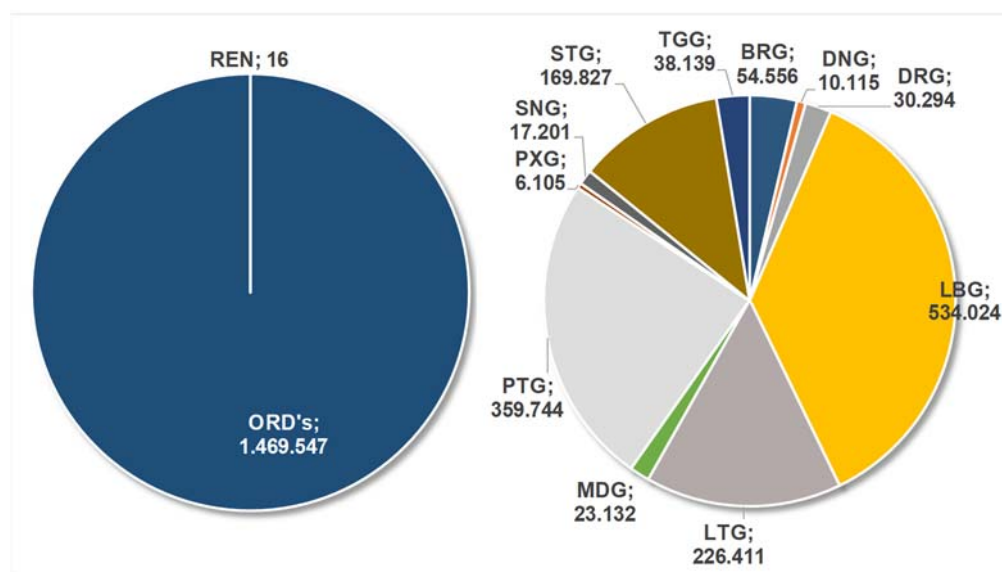


Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Consumos e clientes por operador de rede

Em termos de número de clientes por operador de rede de distribuição (Figura 3-3), a LisboaGás e a PortGás são as responsáveis pela distribuição de gás natural a um maior número de clientes, representando cerca de 36% e 24%, respetivamente, do número total de clientes ligados às redes de redes de distribuição no final de dezembro. Seguem-se a Lusitaniagás e a Setgás, com 15% e 12%, respetivamente.

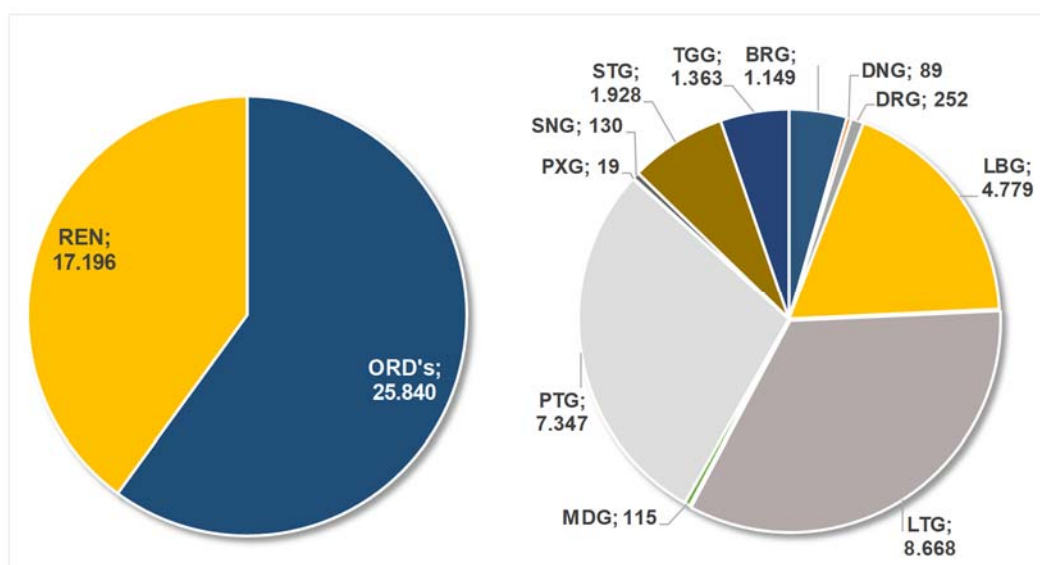
Figura 3-3 - Número de clientes por operador de rede em 2018



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Em termos de consumos, a rede de transporte representa cerca de 40% do consumo de gás natural a clientes finais, conforme Figura 3-4. No que diz respeito às entregas realizadas por operadores de rede de distribuição, a Lusitaniagás e a Portgás são as empresas responsáveis pela distribuição do maior volume de gás natural, representando cerca de 34% e 28%, respetivamente. A Lisboaagás surge em terceiro lugar, com cerca de 18% da distribuição do consumo global de mercado nas redes de distribuição.

Figura 3-4 - Consumo por operador de rede em 2018, em GWh



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

3.2 OFERTA DE GÁS NATURAL A RETALHO

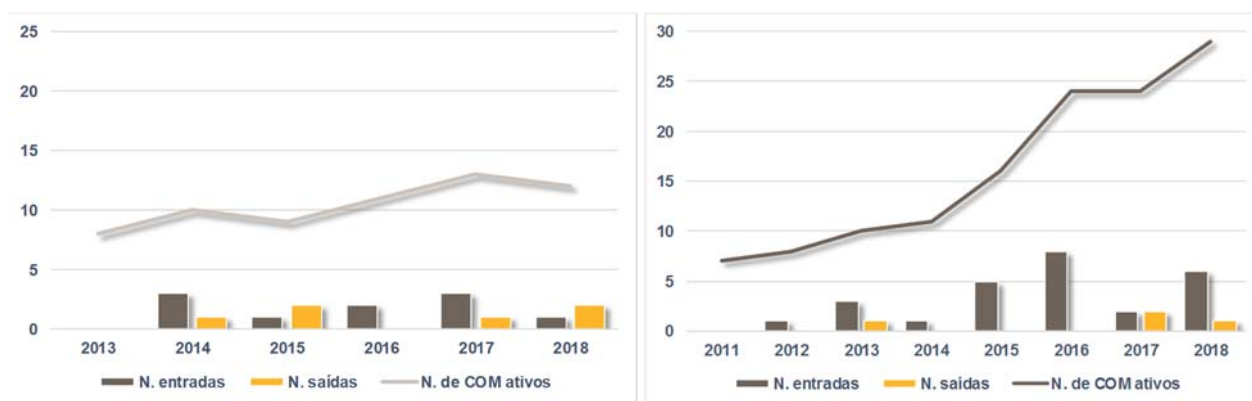
3.2.1 COMERCIALIZADORES ATIVOS

No mercado retalhista de gás natural, no final de 2018, estavam presentes 12 comercializadores em regime de mercado, número que corresponde a menos de metade do verificado no mercado retalhista de eletricidade onde se encontram ativos 29 comercializadores. Cabe destacar que destes 12 comercializadores apenas 1 não se encontrava ativo também no mercado do gás natural.

Estes números parecem apontar para que a maioria dos comercializadores presentes no mercado português tenha como foco principal a comercialização de eletricidade sendo a atuação no mercado do gás natural abordado como complementar do primeiro. Efetivamente, apenas a Goldenergy e a GALP Power parecem deter, por razões históricas, mais clientes de gás natural que de eletricidade.

Em termos de evolução do número de comercializadores ativos verifica-se algum crescimento nos últimos anos, ainda assim, bastante abaixo do verificado no ML elétrico.

Figura 3-5 – Evolução do número de comercializadores ativos e número de entradas e saídas de comercializadores do Mercado Livre do gás natural e da eletricidade



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

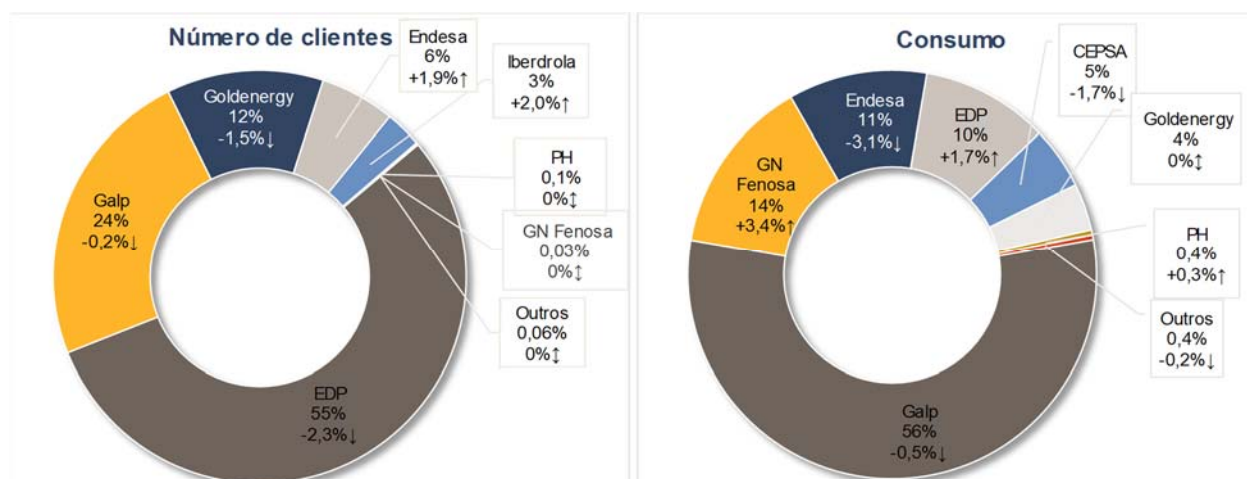
3.2.2 QUOTAS DE MERCADO

Em termos de quotas de mercado retalhista a GALP Power é a empresa que regista a maior quota de mercado medida em termos de consumo, com 56% do volume. Seguem-se duas empresas de origem espanhola, GN Fenosa e Endesa com 14% e 11%. A EDP tem 10% do consumo.

Em termos de número de clientes verifica-se que a EDP lidera com 55% de quota seguida da GALP com apenas 24%.

As diferenças entre as quotas em consumo e em número de clientes demonstram que EDP Comercial e Goldenergy têm um foco mais orientado para clientes de pequena dimensão. Com a GALP e a GN Fenosa verifica-se o oposto pois têm poucos clientes em comparação com o volume de energia fornecido.

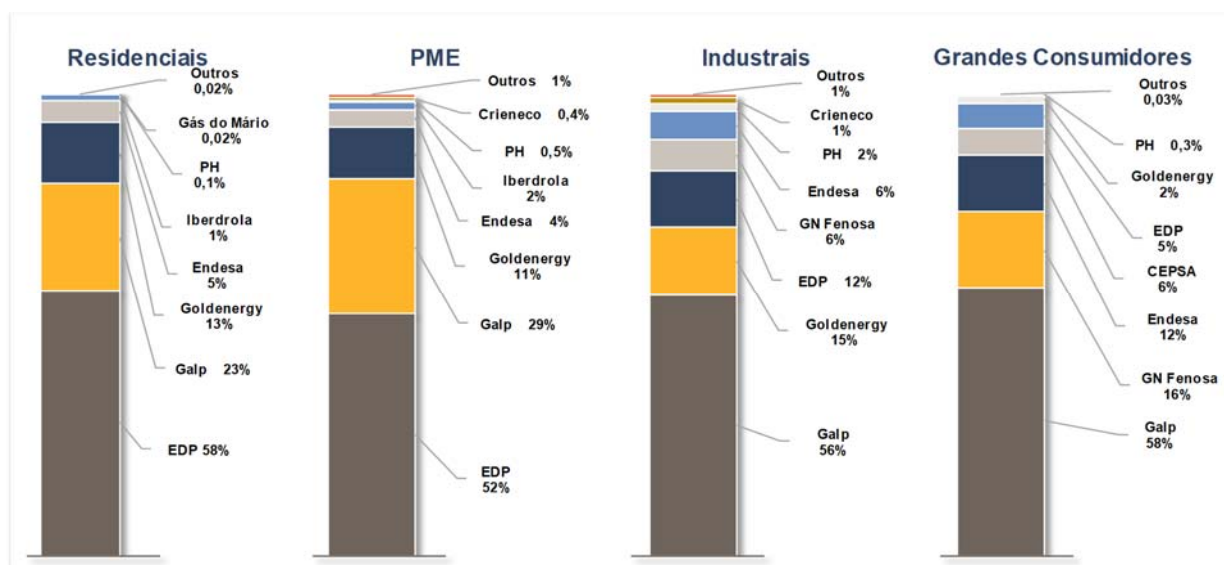
Figura 3-6 - Quotas de mercado no ML do gás natural em número de clientes e consumo, 2018



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Esta conclusão é reforçada quando se analisam as quotas de mercado por segmento, em consumo. Efetivamente, a GALP e a GN Fenosa dominam no segmento de grandes consumidores. No segmento de residenciais a EDP tem 2/3 do mercado e a Goldenergy é o terceiro comercializador com 13% dos consumos.

Figura 3-7 - Quotas de mercado no ML do gás natural por segmento, em consumo, 2018



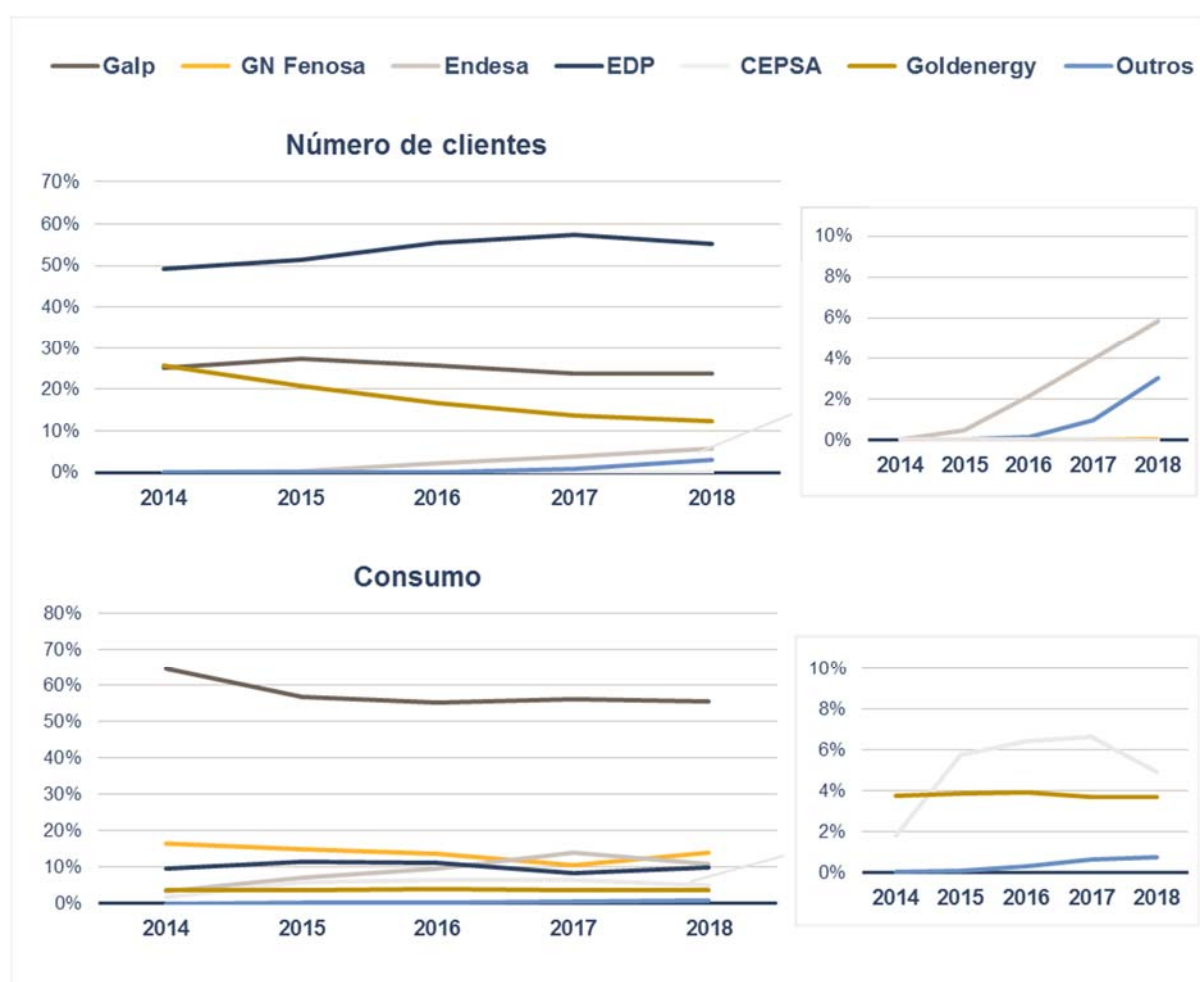
Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Em termos de evolução histórica, não têm existido alterações muito acentuadas ao longo dos últimos anos.

Em número de clientes tem-se verificado um crescimento da EDP Comercial desde 2014 mas cuja tendência foi invertida em 2018. São de assinalar reduções consistentes na quota da Goldenergy e o crescimento, em especial nos anos mais recentes, da Iberdrola e dos comercializadores agrupados na rubrica Outros.

Em termos de consumo não há demasiadas alterações a assinalar. A GALP Power, depois de uma descida acentuada em 2015, tem mantido uma quota estável. Nas comercializadoras concorrentes não existe nenhuma que se destaque como desafiadora da posição de liderança da Galp Power sendo que as quotas são relativamente estáveis, verificando-se trocas constantes das posições relativas.

Figura 3-8 - Evolução das quotas de mercado no ML do gás natural por número de clientes e consumo, 2013 a 2018



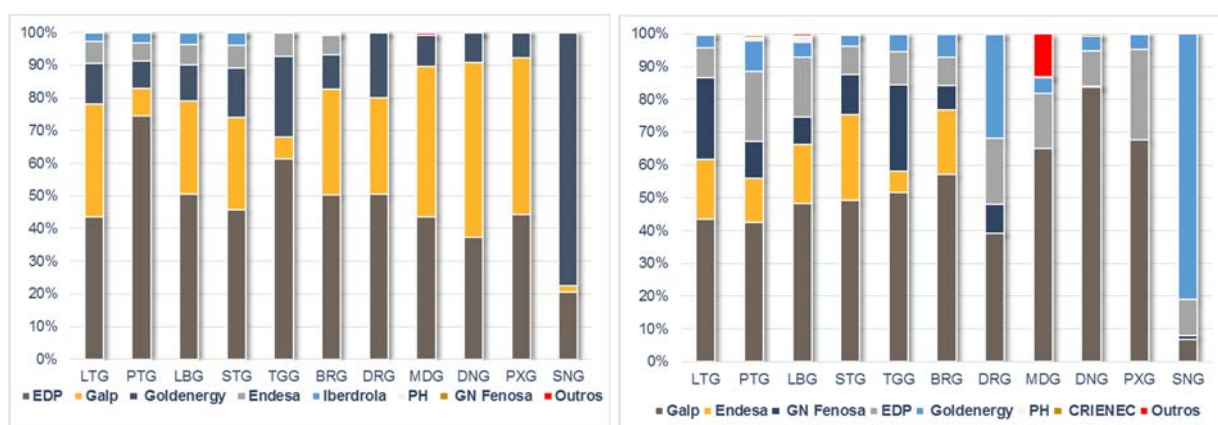
Quando a análise se estende às quotas de mercado em cada rede de distribuição verifica-se que um peso mais elevado da Goldenergy e da EDP Comercial nas redes onde eram o operador incumbente, Portgás e Sonorgás, respetivamente.

A GALP Power regista melhores resultados nas redes do grupo GALP abastecidas exclusivamente por UAGs (Medigas, Dianagas e Paxgas) e os piores resultados nas redes da Portgas, Tagusgas e Sonorgás.

As redes abastecidas exclusivamente abastecidas por UAGs têm menor presença de comercializadores. A Endesa só marca presença em redes não abastecidas por UAGs. A Iberdrola só tem presença significativa nas 4 redes de maior dimensão.

A análise em termos de quotas de mercado por consumo mostra que as quotas de mercado da GALP são, em todas as redes, substancialmente superiores às quotas de mercado que regista em número de clientes. As tendências descritas de melhor e pior comportamento de alguns operadores em determinadas redes mantêm-se.

Figura 3-9 - Quota de mercado por ORD, em número de clientes (gráfico da esquerda) e em consumo (gráfico da direita), em 2018



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

3.3 INTENSIDADE CONCORRENCIAL

Nesta secção a avaliação da intensidade comercial é feita sob duas perspetivas. Na primeira perspetiva é avaliado o peso do ML no conjunto dos fornecimentos totais enquanto na segunda são avaliados alguns indicadores específicos de concentração de mercado dentro do ML.

A análise sobre esta dupla perspetiva permite dar uma melhor visibilidade sobre a intensidade concorrencial no mercado de gás natural. Efetivamente, um elevado peso do ML no consumo total do mercado, de um segmento ou de uma rede, pode indiciar uma maior intensidade da concorrência que pode ser confirmada ou não através da verificação dos indicadores de concentração no ML.

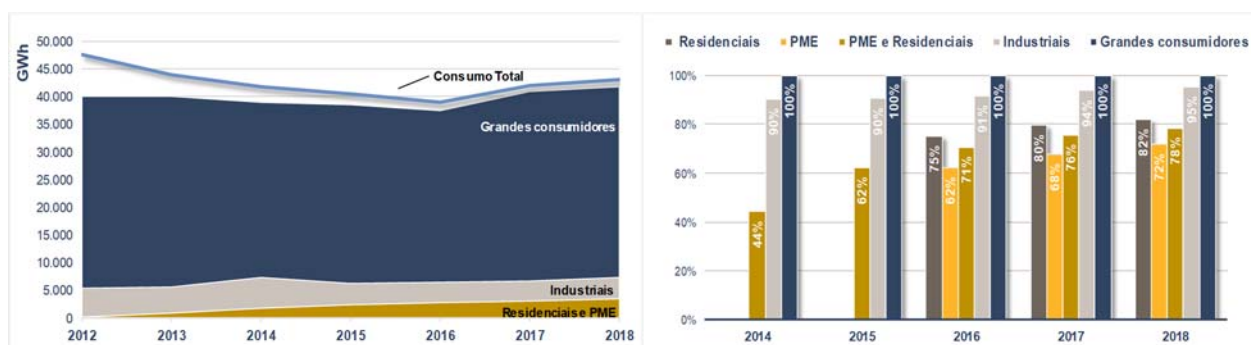
3.3.1 PESO RELATIVO DO ML

Tal como já foi referido anteriormente, no final de 2018, cerca de 97% dos consumos de gás natural do segmento convencional¹³ são já abastecidos por comercializadores em regime de mercado, valor que tem crescido de forma consistente ao longo dos últimos anos.

Peso do ML por segmento

A penetração dos comercializadores em regime de mercado atinge valores claramente mais expressivos nos segmentos de grandes consumidores e consumidores industriais. Nos segmentos residenciais e PME, a percentagem de consumos presente no ML em 2018 era de 82% e 78%. Estes valores comparam com os 85% e 97% registados no mercado elétrico para os segmentos domésticos e de pequenos negócios, respetivamente o que aponta para que o ML elétrico seja mais agressivo na captação de clientes nestes segmentos.

Figura 3-10 - Evolução do ML por segmento em consumo e penetração do ML por segmento de consumo



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Peso do ML por operador de rede

A Figura 3-11 apresenta a parte do mercado (em n.º de clientes e em consumo) por ORD/ORT, no ano de 2018, que se encontra a ser abastecido por um comercializador em regime de mercado. É observável que, do total do consumo com exceção dos centros eletroprodutores, cerca de 97% são assegurados por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado na rede de transportes, que atinge 100%, e nas principais distribuidoras de gás natural. Efetivamente, nas redes que fornecem mais de 1 TWh de consumo anual, o peso do ML supera sempre os 90% enquanto nas restantes, à exceção da Sonorgás, fica sempre abaixo desse valor.

¹³ Exclui os consumos associados a centros eletroprodutores em regime ordinário.

Figura 3-11 - Penetração do ML por ORD, por número de clientes e por consumo em 2018.



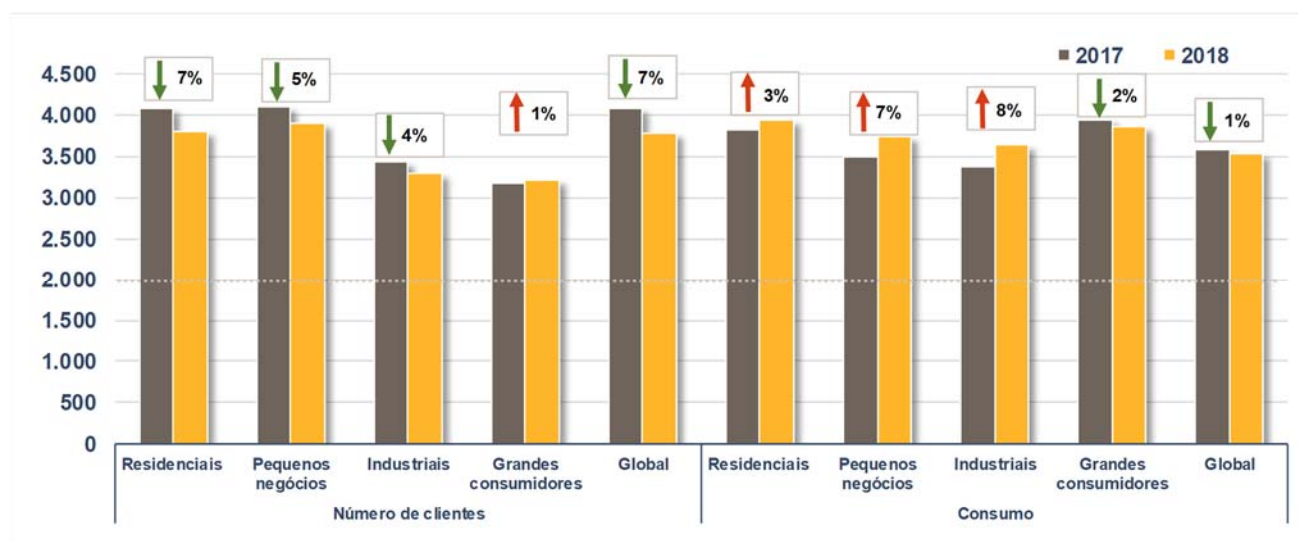
Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

3.3.2 CONCENTRAÇÃO DE MERCADO

Em termos de concentração de mercado, o indicador HHI relativo à totalidade do mercado, calculado com base nas quotas de mercado em número de clientes, regista um valor menor (menor concentração de mercado) no mercado de gás natural do que na eletricidade. Quando calculado com base nas quotas de mercado em consumo a situação inverte-se, apresentando o mercado elétrico menores valores de concentração.

De uma forma geral, os indicadores HHI dos segmentos não residenciais apontam para uma menor concentração de mercado na eletricidade. No segmento doméstico o indicador HHI aponta para uma menor concentração de mercado no setor do gás natural do que no da eletricidade que se explica por uma maior repartição das quotas de mercado dos dois maiores comercializadores. Com efeito, enquanto na eletricidade a EDP Comercial assume uma posição destacada de liderança a grande distância do segundo comercializador, no mercado do gás natural o segundo comercializador, a GALP Power, encontra-se, por razões históricas, bastante mais próxima do líder, a EDP Comercial.

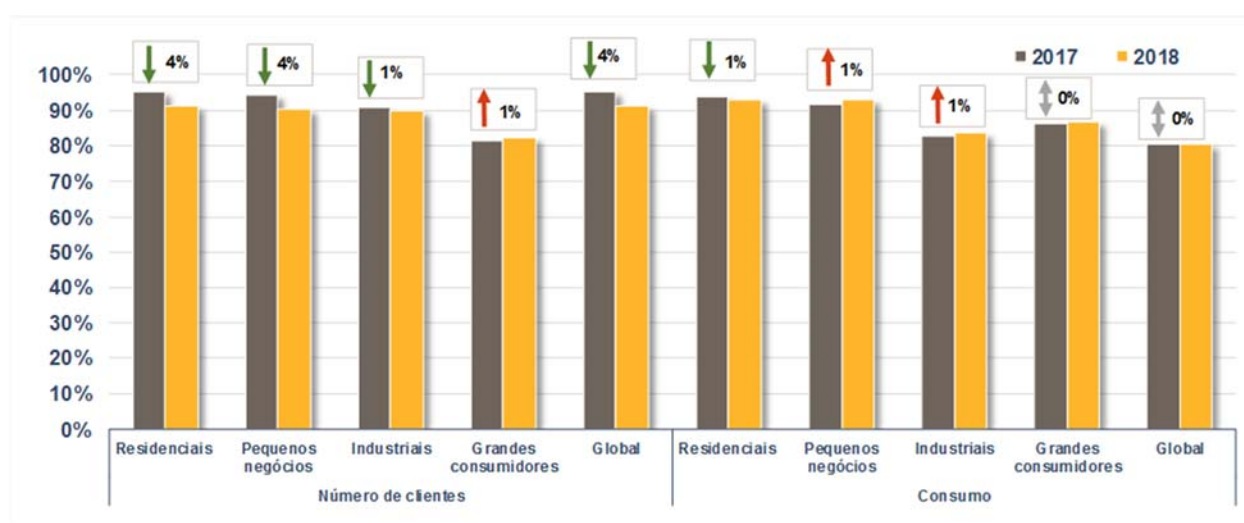
Figura 3-12 - Concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2018 (HHI)



Fonte: Adene. Elaboração ERSE

Quando a análise incide sobre o indicador Q3, somatório das quotas de mercado dos 3 comercializadores de maior dimensão, as conclusões são um pouco diferentes. O mercado de eletricidade surge quase sempre como o mercado com menor concentração, à exceção do segmento doméstico onde o nível de concentração é muito parecido, quando medido em número de clientes.

Figura 3-13 – Quota dos 3 comercializadores com maior dimensão em número de clientes e consumo, 2017 e 2018 (Q3)



Fonte: Adene. Elaboração ERSE

Em termos de evolução temporal, entre 2014 e 2018 verifica-se que os valores do HHI, em número de clientes, apresentam, para o segmento PME e residenciais, uma tendência crescente que foi quebrada em 2018. A tendência de crescimento da concentração de mercado entre 2014 e 2017 está associada ao crescimento da quota da EDP Comercial nestes segmentos provavelmente associada à transferência de clientes do MR para o ML.

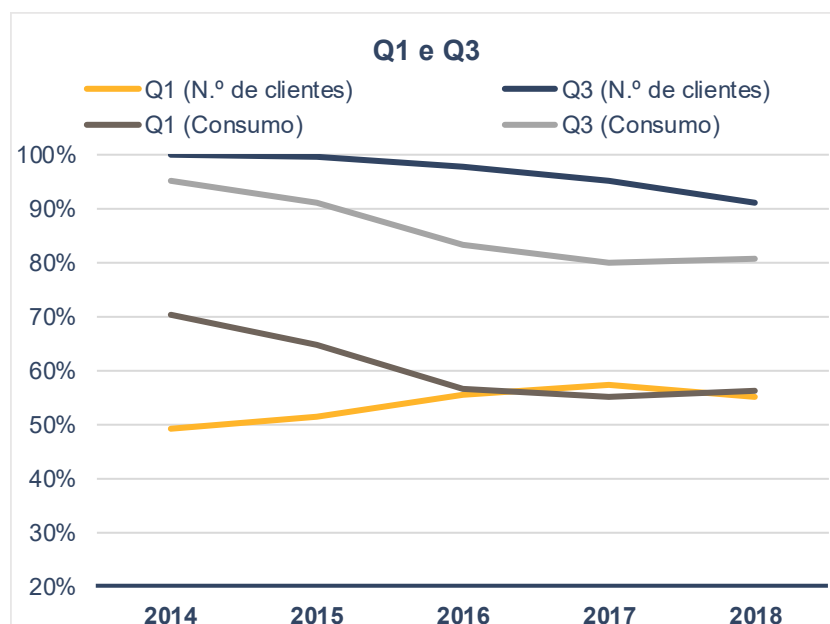
Em termos de consumo regista-se uma melhoria consistente dos valores globais de concentração de mercado no período, com exceção do ano de 2017, e que foi alcançada muito à custa dos bons resultados obtidos nos segmentos industrial e de grandes consumidores.

Figura 3-14 - Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, por segmento, 2014 a 2018 (HHI)



Fonte: Adene. Elaboração ERSE

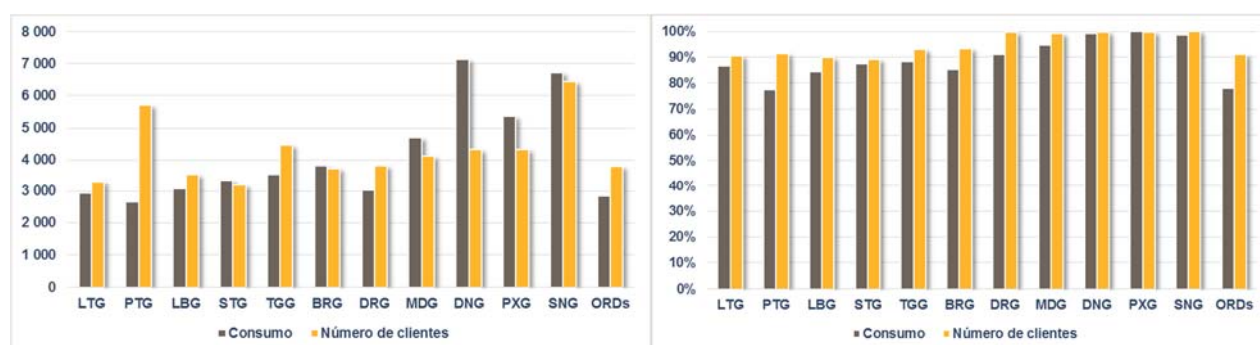
Figura 3-15 - Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2013 a 2018 (Q1 e Q3)



Fonte: Adene. Elaboração ERSE

Quando a análise incide sobre a concentração de mercado em cada rede verifica-se que, tipicamente, as redes servidas exclusivamente por UAG apresentam os maiores níveis de concentração. A rede da REN - Portgás regista um valor de HHI, medido em número de clientes, anormalmente elevado, que se deve à forte posição da EDP Comercial naquela rede. Na rede da Sonorgás verifica-se que, apesar de ter um elevado peso do ML, esse consumo está muito concentra comercializador de mercado que pertencia historicamente ao grupo empresarial do ORD.

Figura 3-16 - Concentração do mercado por ORD em número de clientes e consumo, 2018 (HHI e Q3)



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

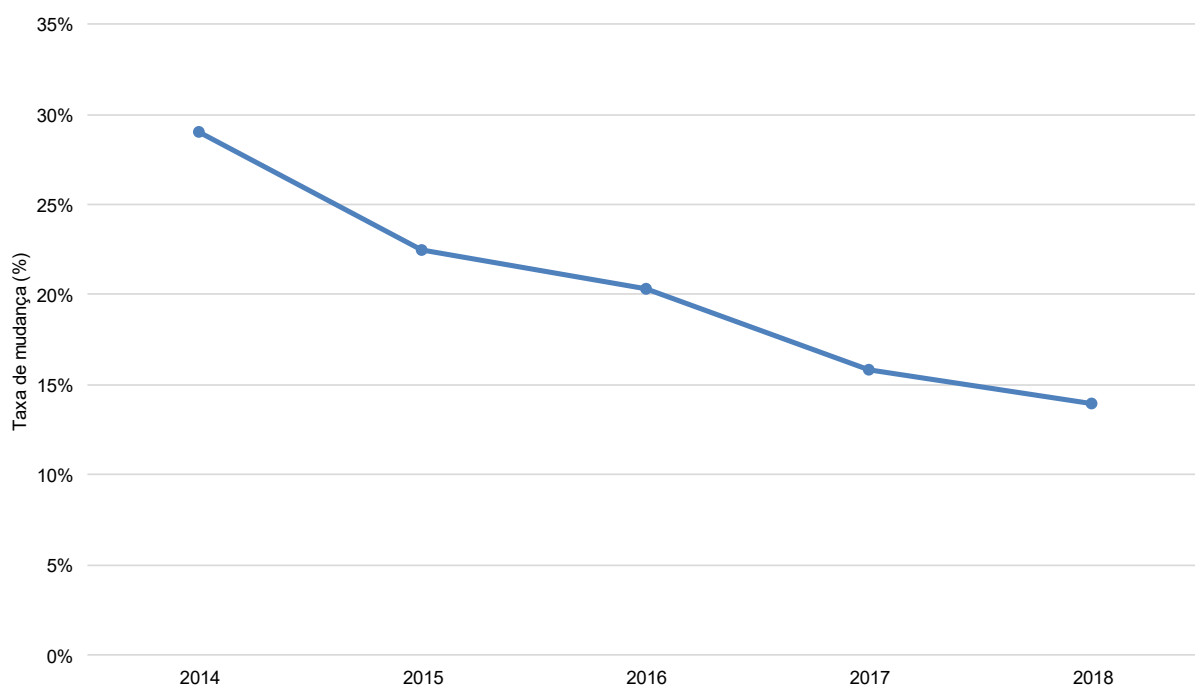
3.4 SWITCHING E DESENVOLVIMENTO DE MERCADO

Evolução das taxas de *switching* global

A taxa de mudança de comercializador é um dos principais indicadores para um desenvolvimento competitivo nos mercados de retalhista de energia. Clientes informados, uma ampla disponibilidade de ofertas atrativas no mercado e processos de mudança simples são requisitos essenciais para uma elevada taxa de mudança de comercializador.

No caso do mercado de gás natural, as taxas de mudança de comercializador continuam elevadas, apesar da tendência de declínio observada nos últimos anos. Em 2018, cerca de 14% dos consumidores de eletricidade mudaram de fornecedor, conforme se pode verificar na Figura 3-17.

Figura 3-17 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2014 a 2018



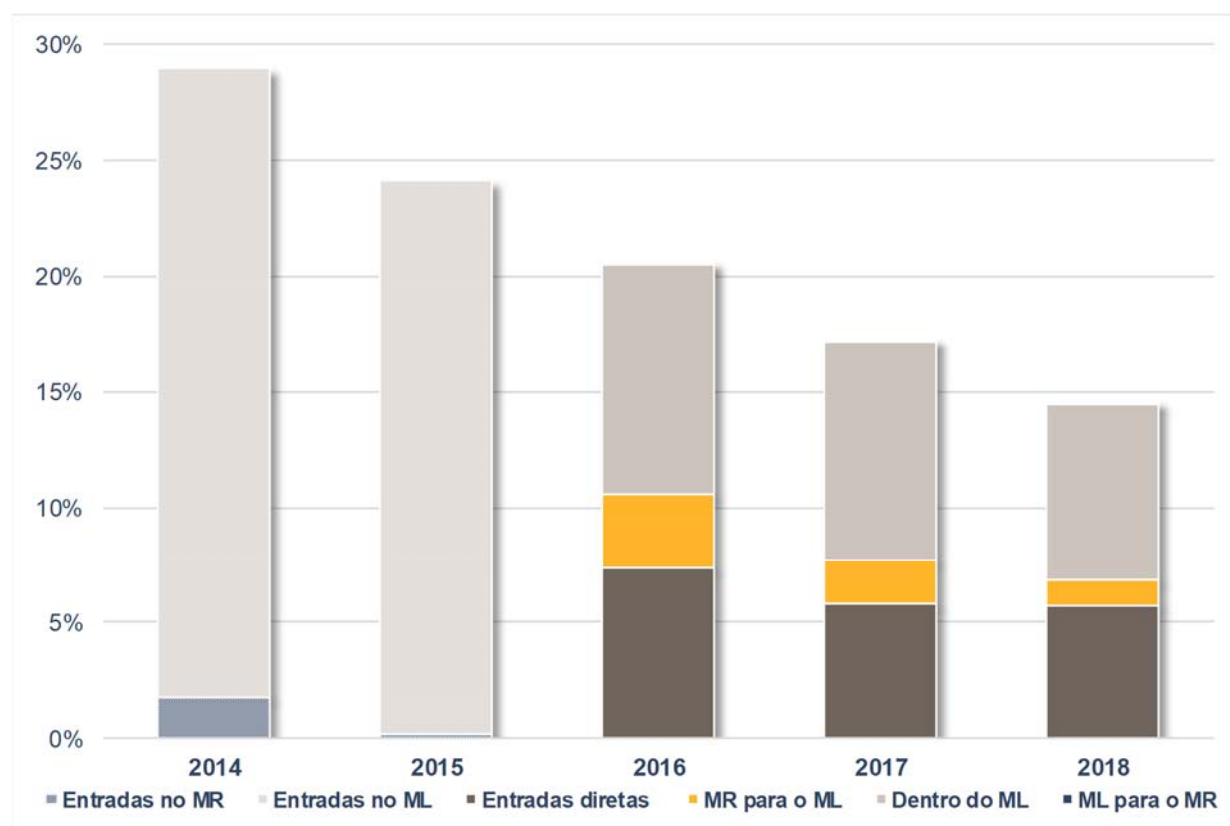
Fonte: dados REN Gasodutos e ADENE

Em termos de composição dos movimentos de *switching* verifica-se que o decréscimo ocorrido nos últimos anos se deve a:

- i) Uma menor transferência de clientes do MR para o ML, o que é natural dado o peso relativo entretanto alcançado pelo ML. Estas transferências, que correspondiam a 3,2% dos clientes em 2016, representaram apenas 1,2% dos clientes em 2019.

- ii) Uma redução do peso das entradas diretas que passaram de representar 7,3% dos clientes em 2016 para 5,6% em 2018.
- iii) Uma menor taxa de mudanças dentro do ML. As mudanças dentro do ML correspondiam, em 2016 a 9,9% dos clientes totais e reduziram-se para 7,6% dos clientes totais em 2018.

Figura 3-18 - Evolução dos movimentos de *switching* em número de clientes, 2014 a 2018



Fonte: Adene. Elaboração ERSE

Cabe referir que esta tendência de redução das taxas de *switching* também se tem vindo a verificar no mercado elétrico que, apesar disso regista taxas de mudança ligeiramente superiores. Nesta matéria, o mercado elétrico distingue-se do mercado de gás natural pelo facto de registar uma menor percentagem de entradas diretas, inferior a 5% e pelo facto de o número de mudanças do MR para o ML ser mais representativo que no gás natural.

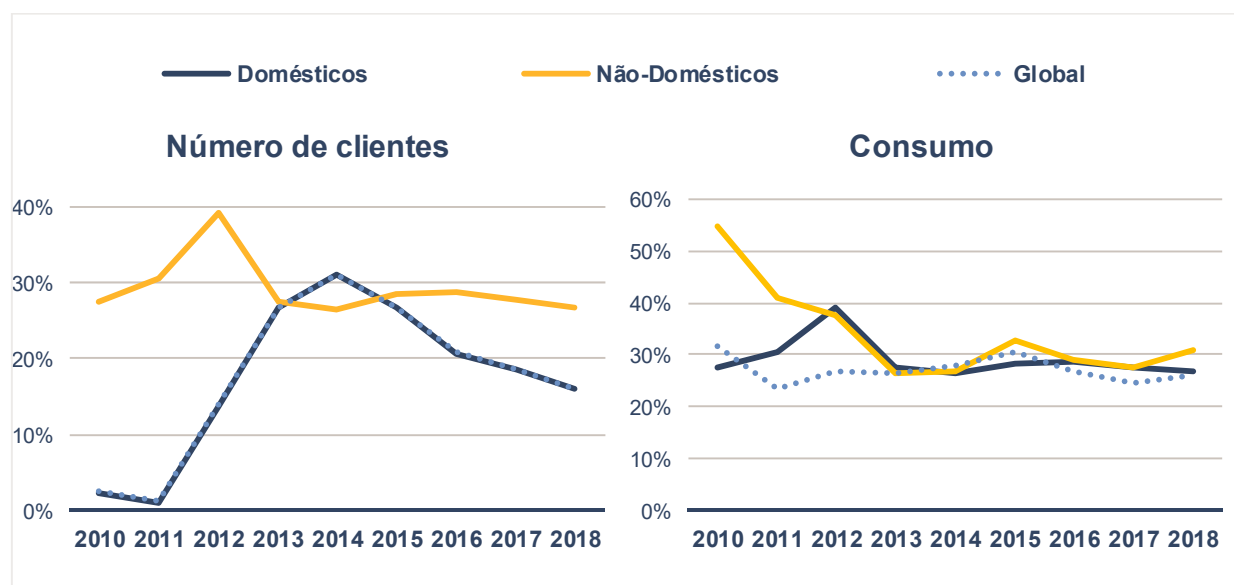
A ERSE disponibiliza na sua página na internet uma análise evolutiva do mercado retalhista, em forma de relatório mensal, onde se evidenciam as questões de pressão competitiva no mercado e em cada um dos segmentos que o compõem.

Evolução das taxas de *switching* por segmento

É curioso verificar que a tendência global de redução das taxas de *switching* não é extensível a todos os segmentos de consumo. De facto, a tendência de redução é muito mais forte nos segmentos domésticos quando a taxa é medida em termos de mudanças de número de clientes. Nos segmentos não-domésticos, existe alguma estabilidade nas taxas de mudança, e inclusivamente algum crescimento em 2018, quando se avalia a taxa por mudança de consumos.

Uma vez mais, estes indicadores sugerem um maior dinamismo do mercado de gás natural nos segmentos não domésticos.

Figura 3-19 - Evolução das taxas de *switching* por segmento em número de clientes e consumo, 2010 a 2018



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

Composição das entradas diretas

Em relação à composição das entradas diretas é interessante verificar que a EDP Comercial registou em 2018 uma redução muito significativa do seu peso no total das entradas diretas tendo passado de 68% para 55%. Parte desta redução foi feita à custa do aumento do peso relativo da GALP, que passou a registar 33% das novas entradas.

É interessante comparar as quotas de mercado globais das comercializadoras com as quotas de mercado nas entradas diretas e as quotas de mercado na captação de novos clientes em mercado. Efetivamente, eventuais diferenças podem dar alguma pista quanto à maior ou menor confiança nos comercializadores no momento da ativação de um novo contrato que pode ser encarado como um momento mais complexo do processo de contratação do que uma mera mudança de comercializador.

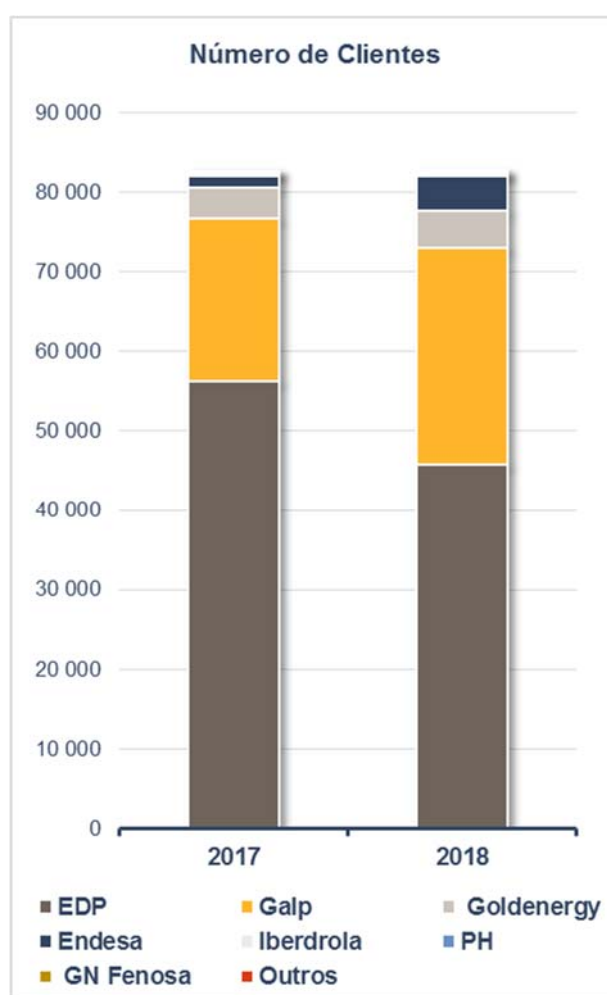
Desse ponto de vista, a EDP Comercial regista um peso idêntico nas quotas de mercado global e de captação de novos clientes o que indicia a redução do efeito descrito durante o ano de 2018. No entanto, quando comparada com a

quota de mercado da EDP Comercial nas mudanças de comercializador, 24%, parece existir algum benefício na quota das entradas diretas pelo facto de ser um comercializador de referência.

Já com a GALP, a quota de mercado nas entradas diretas é de mais 9 pontos percentuais do que a quota de mercado global e de mais 17 pontos percentuais do que a quota nas mudanças de comercializador, o que indicia algum benefício da marca GALP enquanto comercializador de referência no mercado do gás natural.

A título de comparação, no mercado elétrico, a EDP Comercial regista 87% das entradas diretas que comparam com os 81% de quota de mercado global e com os 21% das entradas em mudanças dentro do ML.

Figura 3-20 - Entradas diretas por número de clientes, 2017 e 2018



Fonte: Adene. Elaboração ERSE

4 CONCLUSÕES E REFLEXÕES

A análise apresentada nos dois capítulos anteriores permite que se possam extrair algumas conclusões no plano meramente da observação factual dos segmentos retalhista e grossista do mercado. Algumas dessas conclusões têm uma leitura que pode ser entendida de modo relativamente independente para o segmento respetivo, mas as principais e mais abrangentes devem ser entendidas de forma articulada aos dois planos descritivos aqui apresentados.

CONCLUSÕES DA ANÁLISE AO SEGMENTO GROSSISTA DO SNGN

Num primeiro plano de conclusões sobre o funcionamento do mercado grossista de gás natural em Portugal, deve, desde logo, referir-se o baixo nível de transparência que este segmento de mercado apresente, seja em termos de formação do preço, seja em termos da própria contratação de volumes de gás natural. Na realidade, a inexistência de referência de contratação com preço específico para entregas em Portugal leva a que o mercado não tenha propriamente um referencial ou subjacente para as operações de contratação já existentes e as que se poderiam desenvolver na base da própria abertura do mercado.

Importa ter presente que a estrutura de contratação que decorre do modelo de introdução do gás natural em Portugal, assente em contratos de longo prazo com cláusulas de *take or pay*, ainda representam uma parte substancial do aprovisionamento de gás natural para o SNGN. Estes contratos, sendo titulados por uma única entidade, são por definição concentrados na aquisição, o que tem impactes no desenvolvimento da concorrência no próprio mercado grossista.

Deste modo, torna-se necessário concretizar, tão cedo quanto possível, a existência de um referencial de contratação para o mercado grossista de gás natural, que permita uma referência de preço para as entregas de gás natural no âmbito do SNGN e, em acréscimo, uma ferramenta de explicitação das operações de contratação concretizadas pelos agentes, já que em 2020 também cessarão os dois contratos *take or pay* (Sonatrach e NLG I), que representam cerca de 50% do volume contratado, cessando o último contrato em 2026. Dada a dimensão relativa do SNGN e a estrutura do mercado nacional ao nível do aprovisionamento, existem condições para a implementação de um referencial de contratação em muito beneficia de um âmbito geográfico mais abrangente que o entorno nacional, sendo a concretização do MIBGAS um passo desejável e natural neste contexto.

Esta circunstância – da necessidade de conferir transparência e oportunidades de *trading* de gás natural – é reforçada por aquela que é a tendência atrás descrita de desacoplamento do preço do petróleo e do preço do gás natural nos principais referencias de negociação, o que, sabendo-se da indexação dos contratos de longo prazo com cláusulas de *take or pay* a preços do petróleo, levanta questões de competitividade e de potencial divergência do mercado doméstico com o processo de convergência e integração dos mercados regionais.

Ainda que a existência de um mercado de contratação à vista para o SNGN possa constituir um passo importante, tanto para referência de preço, como para aumento da transparência do setor, é importante perspetivar a existência de um mercado de contratação a prazo, que consolide os desenvolvimentos que se possam conseguir no referencial de contratação à vista. Com efeito, sendo o mercado de gás natural mais orientado para horizontes de contratação de mais largo prazo, o que é evidente desde logo por comparação com o mercado elétrico, a concretização de um referencial organizado de contratação que abranja horizontes mais largos e produtos de natureza diferenciada (produtos derivados com a entrega de gás natural como subjacente) assume uma importância acrescida na construção de um mercado grossista mais transparente e participado.

Neste particular, deve ponderar-se privilegiar o recurso de estruturas de mercado já existentes no contexto ibérico, seja no que respeita a mercado organizado propriamente dito (por exemplo, o OMIP, que se encontra reconhecido no tratado firmado entre Portugal e Espanha e que instituiu o Mercado Ibérico de Eletricidade), seja ainda no que respeita a estruturas de liquidação e compensação de transações.

A concretização destes referenciais de contratação em mercado grossista permite, por sua vez, abordar em contexto regulatório mais transparente a ainda concentrada estrutura do SNGN, desde logo tendo presente o peso do grupo GALP no que se refere aos volumes de gás natural titulado por contratos de aprovisionamento do tipo *take or pay* e em que o SNGN assume, no plano legal e regulamentar, garantias de execução. Com efeito, um eventual mecanismo regulatório – de resto já previsto no plano regulamentar – para desconcentração do mercado por via da colocação de volumes titulados pelo comercializador do SNGN em muito beneficia, para não se dizer que depende em grande parte, da existência de um referencial de mercado líquido, reconhecido e participado pela generalidade dos agentes a operar no SNGN.

Num outro plano, a inexistência de uma referência de preço para o mercado português e, quando e se existente, numa fase inicial com pouca liquidez, tem consequências diretas ao nível do risco percebido pelos agentes de mercado, seja por via da gestão de desequilíbrios e sua valorização, seja no próprio aprovisionamento de gás natural para posterior abordagem ao mercado retalhista. A existência de um risco percebido por parte dos agentes, além do natural impacte na entrada de novos agentes, tem também por consequência descrita na literatura económica a prática de margens de negociação mais alargadas, o que, por sua vez, são desincentivadoras de maior contestabilidade do mercado (e, nesse sentido, favorecem a posição dos incumbentes).

Ainda a este respeito, tratando-se de um mercado geográfico que, como patamar mínimo natural, abrange os sistemas português e espanhol de gás natural, uma abordagem consistente ao mercado grossista português, que passe pela afirmação de um referencial de âmbito ibérico, favorece naturalmente a entrada de forma sustentada dos incumbentes espanhóis no mercado português de retalho e, em sentido inverso, a operação mais consistente do incumbente português no mercado espanhol. Daqui resulta o acréscimo de intensidade competitiva, que constitui um requisito essencial para aumentar o valor entregue aos consumidores ibéricos.

Por fim, importa reter que a dinamização do mercado grossista – nos planos dos referenciais de contratação, como no acréscimo previsível de competitividade – permite perspetivar uma utilização das infraestruturas menos sujeita a incertezas intertemporais, na medida em que a própria contratação passa a ter outras ferramentas de minimização dos riscos e, com isso, de concretização de estratégias estáveis e duradouras no acesso ao SNGN.

CONCLUSÕES DA ANÁLISE AO SEGMENTO RETALHISTA DO SNGN

Uma primeira conclusão que se pode retirar da análise factual do mercado retalhista de gás natural é a existência de um peso relativo do segmento de consumidores domésticos e de pequenos negócios, quando medido em volume de gás natural consumido, que é muito reduzido no contexto dos consumos globais no SNGN. Esta observação é válida, ainda que se retirem da análise deste valor do peso relativo as grandes instalações consumidoras de gás natural – centrais de ciclo combinado, em especial – que apresentam um potencial de distorção dos consumos relativos que não é despreciando.

Como consequência, uma estratégia de abertura do mercado que privilegie o exercício de escolha por parte dos consumidores de menor dimensão terá sempre um impacto necessariamente reduzido na afirmação da concorrência no mercado de gás natural nacional. Esta circunstância – foco no segmento de consumidores residenciais - seria sempre, de resto, dissuasora da entrada de novos operadores no mercado, na medida em que a dimensão relativa deste segmento de mercado não viabilizaria uma escala de operação comercial com viabilidade económica. Em concreto, a operação comercial nos segmentos de consumos mais reduzidos - que em todo o caso cobrem uma muito esmagadora maioria do número de consumidores - apenas parece ser viável se complementada com operação noutros segmentos do SNGN ou com a operação comercial no segmento equivalente do mercado elétrico. Alguns elementos analíticos podem diretamente associar-se com esta evidência:

- O grupo GALP, que assume a condição de incumbente no SNGN, apresenta um foco comercial claramente orientado para os segmentos de maior volume de fornecimento – segmento industrial e de grandes clientes, prioritariamente -, o que reflete a sua condição de dominante no aprovisionamento para o mercado português;
- O grupo EDP, que tenderá a ser o agente de mercado em melhores condições para contestar a posição de domínio do incumbente, foca a sua estratégia comercial na aquisição de clientes, em particular no segmento de retalho doméstico, desde logo para fazer uso do potencial de contratação que lhe é conferido por uma oferta dual de que, por sua vez, beneficia por ser dominante no setor elétrico nacional;
- Os agentes de mercado tipicamente entrantes ou focam a sua oferta no segmento de retalho doméstico e concorrem eminentemente em preço – o que sucede em particular com os agentes de mercado de base nacional -, ou abordam o segmento industrial na base de uma oferta cruzada com a posição que detêm no sistema espanhol (para os mesmos clientes) – o que sucede necessariamente com os agentes de mercado espanhóis. Em ambos os casos, a possibilidade de desconcentração é limitada pela dificuldade que a gestão

dos riscos de aprovisionamento impõe (por força da inexistência de um referencial de contratação grossista, com liquidez e transparência suficientes).

Ora, uma vez que a quase totalidade do consumo do SNGN se encontra já acolhido no regime de mercado, beneficiando por isso de um preço de comercialização livremente estabelecido entre as partes contratantes, um acréscimo de desconcentração do mercado não é já possível por mera migração entre as carteiras dos comercializadores de último recurso (maioritariamente na órbita do incumbente) e carteiras de comercialização em mercado de agentes de mercado independentes. Assim, uma maior contestabilidade do mercado retalhista em Portugal parece estar também dependente da desconcentração que se efetue, a montante, no aprovisionamento em mercado grossista, razão pela qual a existência de ferramentas de mitigação de riscos (de aprovisionamento e de preço) assume capital importância e de gestão de indivisibilidades típicas deste mercado.

Importa reter que, ainda que se possa concluir da análise efetuada nas secções precedentes deste documento, que a intensidade concorrencial é mais vincada nos segmentos não-domésticos que beneficiam de um maior peso do consumo em mercado livre, já que registam melhores indicadores quanto à concentração de mercado e onde as taxas de mudança de comercializador se têm mantido estáveis nos últimos anos, tais dinâmicas são menos intensas que as que se observam, por exemplo, no mercado elétrico, em que estes segmentos apresentam uma menor concentração de mercado. Resulta, pois, natural que um aumento da pressão competitiva em qualquer segmento do mercado retalhista se faça, como referido, através de um alargamento das opções de contratação em mercado grossista.

Num outro plano de conclusões ao nível do mercado retalhista, é observável que existe uma tendência para que os comercializadores incumbentes ou comercializadores que resultem de grupo económico que integra este conceito, apresentem uma expressão mais forte nas redes que pertencem ou pertenceram ao grupo económico em que se integram. Esta evidência faz recolocar na agenda da discussão as questões associadas à segregação de imagem e de operação dos grupos verticalmente integrados (entre operação de redes e comercialização), de modo a que se vinque de forma mais notória na perceção dos consumidores a existência de opções de contratação que extravasam os limites do incumbente. Neste contexto, à semelhança do que sucedeu para o setor elétrico, importa dar continuidade às obrigações de transparência e separação de imagem que impendem sobre os citados grupos com verticalização de atividades.

É também notório que as redes de menor dimensão, em especial as redes abastecidas por UAGs registam piores indicadores de intensidade comercial, o que indicia que há um nível crítico mínimo para que se possa desenvolver uma real concorrência entre agentes de mercado. Tal circunstância pode ficar a dever-se a uma maior complexidade de gestão da operação neste tipo de redes, o que acaba por afastar a presença de alguns novos comercializadores. Neste contexto, importa perspetivar o modelo de desenvolvimento das redes de gás natural à luz do desenho de mercado pretendido para o segmento retalhista e para a afirmação de um modelo orientado pelos princípios do mercado e da concorrência.

CONCLUSÕES GERAIS DA ANÁLISE

No plano da articulação dos segmentos grossista e retalhista, a inexistência de um *hub* de negociação grossista com referência para Portugal, além das mencionadas condições de menor transparência na formação de preço, pode estar a constituir um entrave ao próprio desenvolvimento mais sustentado da concorrência no segmento retalhista, já que a inexistência de uma plataforma para aquisição de gás natural, seja para a resolução de desequilíbrios de comercializadores já estabelecidos, seja para o aprovisionamento inicial de novos comercializadores, torna a operação comercial mais incerta e, com tal, economicamente menos viável.

Se atendermos ao funcionamento do mercado elétrico, é observável que os indicadores de concentração empresarial são mais baixos, em especial no que se refere a volumes de energia comercializados - ainda que à escala europeia seja igualmente um mercado pequeno e periférico -, sendo que neste mercado existe uma plataforma líquida para aprovisionamento com referência de preço nacional e fortemente integrada com o mercado espanhol. Neste contexto, importa concretizar um mercado ibérico para o gás natural (MIBGAS), que constitua a plataforma de negociação atrás referida e permita, com isso, o aparecimento de condições mais atrativas para a operação comercial de novos entrantes no segmento da comercialização. Ainda assim, importa reconhecer que, no plano regulatório, já estão criadas as condições para a existência de tal mercado, carecendo de concretização a definição de condições articuladas de governança e supervisão de um mercado de âmbito ibérico.