



RELATÓRIO ANUAL SOBRE OS MERCADOS DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL EM 2018

PORTUGAL

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	NOTA DE ABERTURA	1
2	PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO E NO SETOR DO GÁS NATURAL	3
3	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	7
3.1	Regulação das redes	7
3.1.1	Funcionamento técnico	7
3.1.1.1	Balanço	7
3.1.1.2	Qualidade de serviço técnica	10
3.1.1.3	Ligações às redes	15
3.1.1.4	Medidas de salvaguarda	16
3.1.1.5	Fontes de energia renováveis	16
3.1.2	Tarifas de acesso às redes e custos de ligação	20
3.1.3	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações	29
3.1.4	Concessões de distribuição em BT	41
3.2	Promoção da concorrência	42
3.2.1	Mercado grossista	42
3.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	43
3.2.2	Mercado retalhista	62
3.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	62
3.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover a concorrência efetiva	73
3.3	Segurança de abastecimento	77
3.3.1	Monitorização do balanço entre oferta e procura	80
3.3.2	Monitorização dos investimentos em produção	84
3.3.3	Medidas para cobertura de picos de procura ou falhas de fornecimento	85
4	MERCADO DO GÁS NATURAL	87
4.1	Regulação das redes	87
4.1.1	Funcionamento técnico	87
4.1.1.1	Balanço	87
4.1.1.2	Acesso às infraestruturas de armazenamento, <i>linepack</i> e serviços auxiliares	88
4.1.1.3	Ligações às redes	89
4.1.1.4	Qualidade de serviço técnica	91
4.1.2	Tarifas de acesso às redes e das infraestruturas e custos de ligação	93
4.1.3	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível das interligações	102
4.2	Promoção da concorrência	106
4.2.1	Mercado grossista	106

4.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência	106
4.2.2	Mercado retalhista	117
4.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência	117
4.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover uma concorrência eficaz.....	127
4.3	Segurança de abastecimento	129
4.3.1	Evoluções previstas da procura e da oferta.....	130
4.3.2	Medidas para garantia de abastecimento	131
5	PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE	133
5.1	Proteção dos consumidores	133
5.2	Gestão da conflitualidade.....	135
6	OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE	137
6.1	Certificação dos operadores das redes de transporte.....	137
6.2	Desenvolvimentos legislativos.....	138
6.3	Regime Sancionatório.....	140
6.4	Mobilidade elétrica.....	141
	ANEXOS.....	143
I.	Lista de siglas e acrónimos	143
II.	Lista de diplomas legais	147
A.	Legislação nacional	147
B.	Legislação comunitária	155
III.	Indicadores de continuidade de serviço técnica (aplicáveis ao setor elétrico).....	157

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e intradiário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2018	8
Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2018	9
Figura 3-3 – Evolução dos desvios, 2018	9
Figura 3-4 – Potência instalada da PRE, 2014 a 2018	18
Figura 3-5 – Produção de energia elétrica pela PRE, 2014 a 2018.....	19
Figura 3-6 – Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2018, por atividade.....	24
Figura 3-7 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2018	24
Figura 3-8 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2009 a 2018	33
Figura 3-9 - Evolução do spread e prémio de risco verificados em 2018.....	35
Figura 3-10 – Evolução do preço médio anual em mercado <i>spot</i> e separação de mercados, 2014 a 2018.....	43
Figura 3-11 – Volatilidade de preço <i>spot</i> , 2014 a 2018	45
Figura 3-12 – Preço em mercado <i>spot</i> e tempo de separação de mercado, 2017 e 2018	46
Figura 3-13 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2014 a 2019	47
Figura 3-14 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2017 e 2018	48
Figura 3-15 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2016 a 2018	49
Figura 3-16 – Procura em mercado <i>spot</i> e consumo global mensal, 2016 a 2018	50
Figura 3-17 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2014 a 2018	51
Figura 3-18 – Comunicação de factos relevantes, 2017	53
Figura 3-19 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal Continental (por agente e capacidade instalada), 2014 a 2018.....	54
Figura 3-20 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2014 a 2018...55	55
Figura 3-21 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2014 a 2018	55
Figura 3-22 – Quotas de energia produzida por agente, 2014 a 2018	56
Figura 3-23 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2014 a 2018	57
Figura 3-24 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2014 a 2018.....	58
Figura 3-25 – Preço das ofertas comerciais de eletricidade (exclusivamente de eletricidade e duais) para o consumidor tipo 2 em 2017 e 2018.....	64
Figura 3-26 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2014 a 2018.....	68
Figura 3-27 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2014 a 2018	69
Figura 3-28 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2014 a 2018	70

Figura 3-29 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2014 a 2018	71
Figura 3-30 – Mudança de comercializador, 2014 a 2018	72
Figura 4-1 – Decomposição do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2018-2019	98
Figura 4-2 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, no ano gás 2018-2019	99
Figura 4-3 – Capacidade contratada <i>versus</i> nomeações em 2018	104
Figura 4-4 – Repartição do aprovisionamento por infraestrutura, 2014 a 2018	108
Figura 4-5 – Evolução dos volumes importados de gás natural, 2014 a 2018	109
Figura 4-6 – Origem do gás natural importado, 2014 a 2018	109
Figura 4-7 – Entradas na RNTGN (TGNL+VIP), 2016 a 2018	111
Figura 4-8 – Índices de concentração nas entradas na RNTGN (TGNL+VIP), 2016 a 2018	112
Figura 4-9 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2016 a 2018	112
Figura 4-10 – Trocas no TGNL, 2017 e 2018	113
Figura 4-11 - Trocas no AS, 2017 e 2018	114
Figura 4-12 – Trocas no VTP, 2017 e 2018	115
Figura 4-13 – Trocas (VTP)	116
Figura 4-14 – Preço das ofertas comerciais de gás natural (exclusivamente de gás natural e duais) para o consumidor tipo 2 em 2017 e 2018	119
Figura 4-15 – Penetração do Mercado Liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2018	121
Figura 4-16 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2014 a 2018	122
Figura 4-17 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2014 a 2018	123
Figura 4-18 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2014 a 2018	124
Figura 4-19 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2014 a 2018	125
Figura 4-20 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado e por rede de distribuição, 2018	126
Figura 4-21 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2014 a 2018	127
Figura 4-22 – Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2008 a 2018	129
Figura 4-23 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2019 a 2023	130

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2018.....	11
Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço na RAA, 2018.....	12
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço na RAM, 2018.....	13
Quadro 3-4 – Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica	22
Quadro 3-5 – Tarifas de acesso às redes para 2018	22
Quadro 3-6 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos, 2018	32
Quadro 3-7 – Leilões IPE com entrega em 2018.....	34
Quadro 3-8 – Liquidação anual dos leilões IPE com entrega em 2018	35
Quadro 3-9 - Leilões realizados na SAP em 2018.....	37
Quadro 3-10 – Estatística relativa ao BALIT, 2018	37
Quadro 3-11– Défice Tarifário, 2018	77
Quadro 3-12 – Margem de capacidade do SEN	80
Quadro 3-13 – Abastecimento do consumo	81
Quadro 3-14 – Repartição da produção	82
Quadro 3-15 – Potência máxima anual.....	82
Quadro 3-16 – Parque eletroprodutor	83
Quadro 3-17 – Evolução prevista para as energias renováveis em 2021, 2025 e 2030.....	85
Quadro 4-1 – Estrutura das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes de gás natural	95
Quadro 4-2 – Estrutura das tarifas das infraestruturas de gás natural	96
Quadro 4-3 – Evolução tarifária das infraestruturas em alta pressão, do uso das redes e do uso global do sistema para o ano gás 2018-2019, por atividade.....	97
Quadro 4-4 – Evolução tarifária do acesso às redes para o ano gás 2018-2019, por tipologia de clientes em cada nível de pressão	97

1 NOTA DE ABERTURA

Os mercados de eletricidade e gás natural na Europa encontram-se numa fase importante de transição. Assegurar um maior nível de concorrência, garantindo simultaneamente um aprovisionamento energético sustentável e seguro, na defesa dos melhores interesses dos consumidores atuais e futuros constituem os atuais desafios.

A nível europeu, a negociação do Pacote de Energia Limpa marcou o ano de 2018, representando um importante desafio de cooperação, tendo em vista a promoção da transição energética ao mesmo tempo que se procura transmitir confiança aos consumidores e agentes de mercado, e o estabelecimento de regras regulatórias claras.

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)¹ coopera regularmente com os restantes reguladores europeus no âmbito do Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER) e da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) na prossecução do mercado interno da energia.

Considerando a interligação do mercado nacional com Espanha, a ERSE coopera de forma mais direta com o regulador espanhol, através do Conselho de Reguladores do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), bem como no quadro da gestão coordenada da interligação Portugal-Espanha, e com os reguladores de Espanha e de França no quadro dos trabalhos inerentes à Região do Sudoeste da Europa (SWE) no âmbito da integração europeia do Mercado Ibérico de Eletricidade.

O presente relatório elaborado pela ERSE, enquadra-se nas disposições das Diretivas 2009/72/EC (eletricidade) e 2009/73/EC (gás natural) do Parlamento Europeu e do Conselho, ambas de 13 de julho de 2009 que determinam que os reguladores devem informar anualmente as autoridades nacionais, a Comissão Europeia e a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) sobre as suas atividades e os desenvolvimentos observados nos mercados de eletricidade e gás natural. No relatório são apresentados os principais desenvolvimentos dos mercados de eletricidade e gás natural em Portugal em 2018, incluindo os temas de concorrência, quer no mercado grossista quer no mercado retalhista, da segurança de abastecimento e da proteção dos consumidores. O relatório abrange ainda as medidas regulatórias adotadas e os resultados obtidos no que respeita à atividade anual da ERSE.

¹ Entidade responsável pela regulação dos setores do gás natural e da eletricidade em Portugal.

A caracterização e os dados estatísticos apresentados incidem, essencialmente, no ano de 2018 e incluem as evoluções regulatórias com impacte no desenvolvimento futuro dos mercados.

No caso do setor elétrico, o relatório abrange, sempre que aplicável, quer Portugal Continental, quer as regiões autónomas dos Açores e da Madeira. Para o setor do gás natural apenas se inclui Portugal Continental, por não existir nas regiões autónomas fornecimento de gás natural a clientes finais.

2 PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO E NO SETOR DO GÁS NATURAL

Os mercados elétrico e do gás natural evoluíram durante o ano de 2018 como se descreve em seguida.

Produção e consumo de energia

Em Portugal continental, as condições hidrológicas de 2018 foram favoráveis à produção elétrica, com um índice de hidraulicidade de 1,05, tendo as centrais hidroelétricas representado 22% da produção de eletricidade, o que significa um aumento de 12% face ao ano anterior. A restante produção renovável manteve quota equivalente a 2017, com a produção eólica a representar 22% do total.

As centrais térmicas não renováveis asseguraram em 2018 uma quota de 47% da produção elétrica em Portugal continental, inferior aos 58% verificados em 2017, com 20% da produção a partir de centrais a carvão e 26% a partir de centrais a gás natural.

No caso dos ciclos combinados a gás natural, ocorreu uma diminuição global significativa na produção em 2018, face a 2017. Este decréscimo foi de cerca de 3,3 TWh em termos absolutos, enquanto as centrais a carvão registaram uma diminuição que ascendeu a cerca de 2,5 TWh em termos absolutos face ao ano anterior.

No que se refere a novos investimentos em produção, durante 2018 não houve desenvolvimentos no parque térmico, enquanto que no parque hidroelétrico se registou a entrada de 22 MW, o que não se considera um aumento significativo.

No plano do consumo nacional de energia elétrica, o ano de 2018 foi caracterizado por um aumento de 2,5% face a 2017. No setor do gás natural o consumo aumentou 5% face a 2017 no mercado convencional e reduziu-se 25% no mercado elétrico (centrais elétricas).

Fontes de energia renováveis / Produção distribuída

Em 2018, a potência instalada em centrais de produção a partir de fontes renováveis foi de 68% da potência instalada total do sistema elétrico português.

A produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis representou 53% do total de energia produzida, valor que, entre 2014 e 2018, se situou entre 40% e 62%.

Em 2018 instalou-se nova potência de cerca de 150 MW, em produção distribuída em regime de mercado repartida pelas tecnologias mini-hídrica (26%), fotovoltaica (59%), eólica (12%) e térmica (2%).

Mercados retalhistas de eletricidade e gás natural

No mercado elétrico retalhista, foi possível observar a manutenção da tendência de consolidação, quer em termos de consumo global de eletricidade, quer em número de clientes.

Fatores estruturais como a extinção das tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais e a adoção de tarifas transitórias, a adesão aos mecanismos regulados de cobertura de risco pelos comercializadores e o reforço da transparência na comunicação aos consumidores finais sobre as ofertas disponíveis, continuam a permitir a entrada de novos comercializadores a atuar em mercado livre.

No final de 2018, o consumo elétrico com contratos de comercialização livre representava mais de 94% do total, mais 1% do que em 2017. No caso do gás natural, excetuando os centros eletroprodutores, cerca de 97% do consumo estava no mercado liberalizado, correspondendo a cerca de 1,2 milhões de clientes.

No mercado de eletricidade, no final de 2018, estavam presentes 29 comercializadores livres, dos quais 26 a fornecer clientes domésticos e pequenas empresas (com potências até 41,4 kVA), e no mercado de gás natural estavam presentes 12 comercializadores livres e todos se encontravam a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m³/ano.

Desde 2018 vigora uma medida legislativa que permite aos clientes de eletricidade no mercado livre optarem por tarifas de venda iguais às reguladas, embora praticadas por comercializadores em mercado, ou, caso o seu comercializador não participe neste novo regime, optarem pelo contrato com o comercializador de último recurso (CUR). Contudo, verificou-se que este novo regime não teve efeitos substantivos em termos de regresso de consumidores ao CUR.

Mercados grossistas de eletricidade e de gás natural

A concentração no mercado de produção de energia elétrica aumentou, devido ao regime hidrológico favorável à produção e uma vez que as centrais hídricas estão mais concentradas em termos de agentes de mercado.

O aumento da hidraulicidade conduziu, entre outros fatores, a um aumento do diferencial de preço entre as áreas portuguesa e espanhola do MIBEL face a 2017.

Sublinha-se a tendência de redução de volumes negociados no mercado ibérico a prazo (OMIP). Esta tendência não é alheia à transação de produtos concorrentes noutros mercados a prazo europeus.

Em 2018, não se registaram alterações significativas na gestão da interligação entre Portugal e Espanha, designadamente no modelo de atribuição de capacidade, sendo esta atribuída, exclusivamente, aos mercados diário e intradiários do MIBEL. Permanece em aplicação um mecanismo de gestão a prazo da interligação através da venda pelos operadores da rede de transporte de produtos financeiros de proteção do risco de separação das áreas de mercado.

Em 2018, prosseguiram os trabalhos de aprovação e implementação dos termos, condições ou metodologias previstos nos regulamentos europeus sendo expectável que a concretização destas normas tenha influência direta nos mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações.

Em 28 de dezembro de 2018, a ERSE aprovou as Regras do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação. Este projeto-piloto irá testar a participação do consumo nas ofertas de reserva de regulação em igualdade de circunstâncias com os produtores de eletricidade.

Em 2017, terminou o mecanismo de revisão anual dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) que abrangia diversos produtores com contratos de aquisição de energia anteriores à liberalização do mercado. As decisões associadas com a implementação deste mecanismo legal geraram em 2018 ações de contencioso por parte dos visados, as quais percorrem o respetivo processo formal.

Ainda no contexto do mercado grossista de eletricidade, uma potencial aquisição de um agente de produção elétrica por uma empresa estatal estrangeira foi objeto de pronúncia do regulador no âmbito das obrigações de certificação do operador da rede de transporte. Entretanto a operação foi abandonada tendo sido concretizada com outro agente de mercado.

No caso do mercado grossista de gás natural, o aprovisionamento do mercado português é efetuado através de entradas no sistema por via da interligação com Espanha e do terminal de gás natural liquefeito (GNL) instalado no Porto de Sines, subsistindo uma lógica de contratos de longo prazo. Em 2018, cerca de 62% do aprovisionamento de gás natural foi realizado através de descargas de GNL.

Foi em 2018 que a ERSE iniciou o processo de consulta pública que conduziu à decisão fundamentada sobre as regras das estruturas harmonizadas das tarifas de transporte de gás, incluindo as regras sobre a aplicação de uma metodologia de preços de referência, os requisitos de publicação e consulta, bem como o cálculo dos preços de reserva dos produtos de capacidade normalizados. Esta decisão aplica o código de rede sobre tarifas de transporte de gás natural.

Ainda no âmbito do mercado grossista de gás natural, assinala-se a ausência de desenvolvimentos relevantes na implementação de um mercado ibérico de gás (MIBGAS). Esse constrangimento tem implicações no funcionamento do mercado de gás embora a utilização da interligação para trocas transfronteiriças tenha sido utilizada sem restrições.

Acesso às Redes

Em fevereiro de 2018, a ERSE aprovou as regras de dois projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT² em Portugal continental.. Num dos projetos-piloto pretende-se avaliar os benefícios associados ao aperfeiçoamento das Tarifas de Acesso às Redes, testando matérias como a diferenciação de preços dentro do período tarifário de ponta e a definição de novos períodos tarifários mais adequados à transmissão dos custos das redes. No segundo projeto-piloto pretende-se testar a introdução de uma tarifa dinâmica de acesso às redes.

Natureza do relatório

O presente relatório enquadra-se nas disposições das Diretivas 2009/72/EC (eletricidade) e 2009/73/EC (gás natural) do Parlamento Europeu e do Conselho, ambas de 13 de julho de 2009. As referidas diretivas determinam que os reguladores devem informar anualmente as autoridades nacionais, a Comissão Europeia e a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) sobre as suas atividades e os desenvolvimentos observados nos mercados de eletricidade e gás natural.

A legislação nacional, concretamente o Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e o Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, preveem igualmente que a ERSE elabore um relatório anual quanto ao funcionamento dos mercados de eletricidade e gás natural e quanto ao grau de concorrência efetiva nesses mercados. Nesse sentido, a ERSE deve enviar o relatório ao membro do Governo responsável pela área da energia, à Assembleia da República e à Comissão Europeia, devendo ainda publicar o referido relatório.

A estrutura do relatório foi harmonizada para os vários países no contexto do Conselho Europeu de Reguladores de Energia (CEER).

² Muito Alta Tensão, Alta Tensão e Média Tensão

3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 REGULAÇÃO DAS REDES

3.1.1 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

3.1.1.1 BALANÇO

A mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade, bem como de resolução de restrições técnicas, efetua-se no âmbito do mercado de serviços de sistema, cuja operacionalização é da responsabilidade da REN – Rede Eléctrica Nacional, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, nos termos do Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico (ROR)³ e do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS)⁴.

A energia mobilizada na resolução de restrições técnicas e a banda de regulação secundária contratada comportam custos, pagos por todo o consumo. Adicionalmente, os custos da mobilização de energia de regulação secundária e de reserva de regulação, em cada período horário, utilizadas para anular os desvios dos agentes em tempo real, são pagos por todos os agentes de mercado que se desviarem nesse período horário.

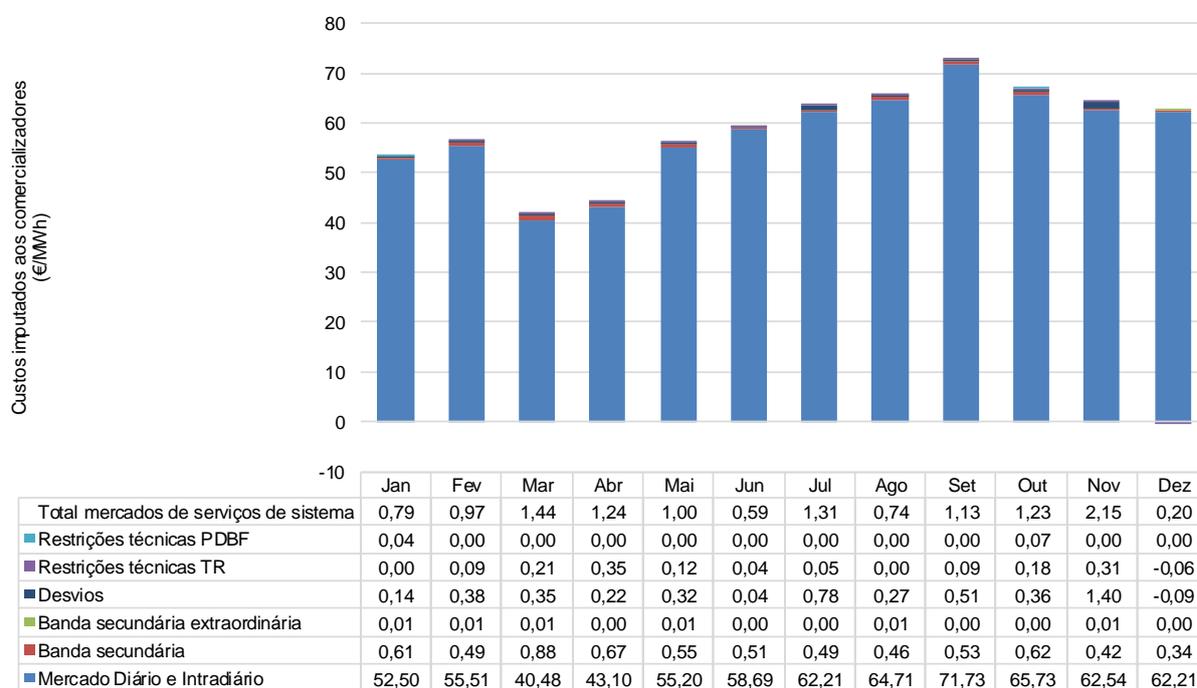
A Figura 3-1 apresenta a repercussão dos mercados diário e intradiário, e mercado de serviços de sistema, nos custos imputados aos comercializadores em 2018, com desagregação da parcela relativa ao mercado diário e intradiário e da que respeita ao mercado de serviços de sistema.

A Figura 3-1 permite ainda verificar que o preço do mercado de serviços de sistema foi essencialmente condicionado pelos custos associados à contratação de banda secundária e à resolução de desvios, tendo uma expressão menos significativa nas restantes componentes.

3 O [Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico](#) foi aprovado pelo Regulamento n.º 621/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 18 de dezembro, que procede à primeira alteração ao Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico, aprovado em anexo ao Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, após consulta pública da ERSE.

4 [Diretiva da ERSE n.º 9/2014](#), publicada no Diário da República, 2.ª série, de 15 de abril.

Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e intradiário⁵ e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2018



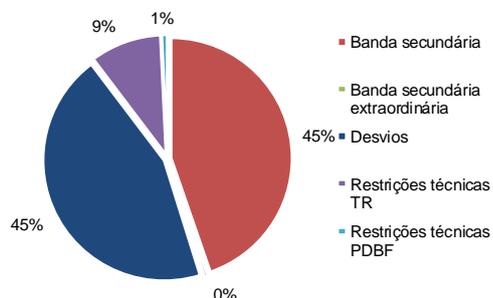
Fonte: dados REN. Nota: PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento e TR – Tempo Real.

O mercado de serviços de sistema representou, em 2018, um custo médio ponderado de cerca de 1,56 €/MWh comercializado, face a um preço marginal ponderado nos mercados diário e intradiário da ordem dos 57,88 €/MWh, o que traduz um aumento do preço médio de mercado superior a 10% face ao ano anterior (agravando a tendência de subida de 30% verificada em 2017), em contraciclo com o custo médio do mercado de serviços de sistema que reduziu em 8%, mantendo a tendência ocorrida em 2017.

A Figura 3-2 apresenta a repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, confirmando-se a importância da contratação de banda secundária e a desvios.

⁵ Exclui o mercado intradiário integrado e contínuo, resultante da concretização do modelo previsto no Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015 (XBID).

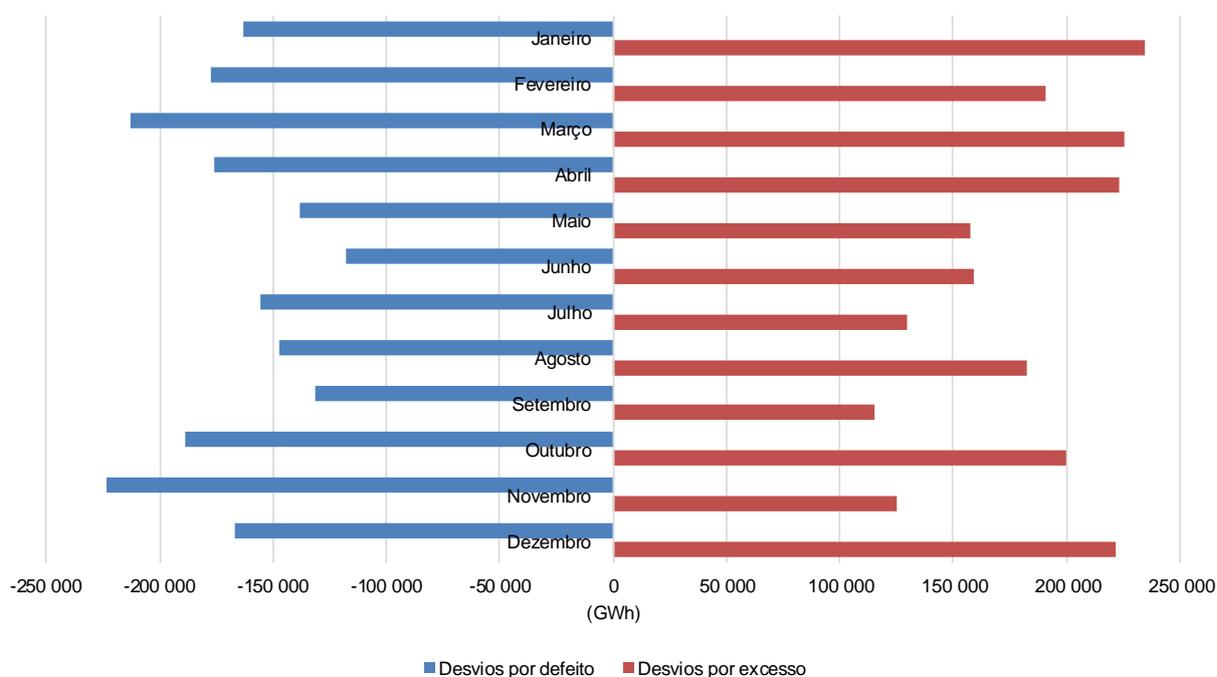
Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2018



Fonte: dados REN.

A valorização dos desvios em cada hora corresponde exatamente aos custos variáveis de regulação, a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio através da participação no mercado de serviços de sistema.

Figura 3-3 – Evolução dos desvios, 2018



Fonte: dados REN.

A Figura 3-3 apresenta a evolução das energias de desvio, por defeito⁶ e por excesso⁷, verificadas ao longo de 2018. Face a 2017, registou-se uma ligeira redução dos desvios por defeito e um ligeiro aumento dos desvios por excesso.

3.1.1.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

Para Portugal continental e para as regiões autónomas dos Açores e da Madeira, tanto o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)⁸, como o Regulamento Tarifário (RT)⁹, apresentam disposições relativas à regulação da continuidade de serviço¹⁰.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

A caracterização das redes de transporte e de distribuição em termos de continuidade de serviço é feita com base em indicadores para cada sistema (transporte e distribuição), baseados nomeadamente no tempo/duração da interrupção e na sua frequência (TIE/TIEPI/SAIFI/SAIDI - ver lista de definição dos indicadores no Anexo III).

O RQS estabelece que a avaliação do desempenho das redes de transporte e distribuição, em termos de continuidade de serviço, é feita considerando não só as interrupções longas (duração superior a 3 minutos), mas também as interrupções breves (duração entre 1 segundo e 3 minutos), caracterizadas através do indicador MAIFI (ver lista de definição dos indicadores no Anexo III). O Quadro 3-1 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados em Portugal continental, em 2018¹¹.

⁶ Um desvio por defeito, para cada hora, e por unidade de produção ou de consumo, resulta de um consumo superior ao programado, no caso de intervenientes consumidores, ou uma produção inferior à programada, no caso de intervenientes produtores.

⁷ Um desvio por excesso, para cada hora, e por unidade de produção ou de consumo, resulta de um consumo inferior ao programado, no caso de intervenientes consumidores, ou uma produção superior à programada, no caso de intervenientes produtores.

⁸ O Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural e o respetivo Manual de Procedimentos foi aprovado pelo Regulamento n.º 629/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 20 de dezembro.

⁹ O Regulamento Tarifário do setor elétrico foi aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 18 de dezembro.

¹⁰ Além deste tema, o RQS estabelece ainda obrigações relativas à qualidade da onda de tensão e à qualidade de serviço comercial.

¹¹ Informação relativa à evolução histórica dos indicadores de continuidade de serviço encontra-se disponível em:

<http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/relatoriodaqualidadedeservico/>
<https://infogstecnica.erse.pt/>

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2018

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Transporte Muito Alta Tensão	TIE (min)	-	0,03	0,83
	SAIFI (int)	-	0,02	0,02
	SAIDI (min)	-	0,13	0,60
	MAIFI (int)	-	0,05	0,05
Distribuição Alta Tensão	SAIFI (int)	0	0,19	0,08
	SAIDI (min)	0	44,40	1542,40
	MAIFI (int)	0	1,37	0,18
Distribuição Média Tensão	TIEPI (min)	0,08	57,51	80,32
	SAIFI (int)	0	1,77	0,46
	SAIDI (min)	0,05	84,95	146,05
	MAIFI (int)	0	11,57	0,79
Distribuição Baixa Tensão	SAIFI (int)	0	1,55	0,35
	SAIDI (min)	0,23	80,98	119,65

Fonte: dados REN e EDP Distribuição

No que respeita ao ano de 2018, os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho da rede de transporte seguem a tendência de uma progressiva e sustentada melhoria do desempenho da RNT já verificada ao longo dos últimos anos. Os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho das redes de distribuição também sofreram uma degradação na sua generalidade comparativamente com o registado no ano anterior. Esta degradação deveu-se à ocorrência de eventos naturais extremos que fustigaram o território de Portugal continental durante o ano de 2018. Adicionalmente, o RQS estabelece padrões de continuidade de serviço (número e duração anuais de interrupções) que constituem um compromisso do operador de rede para com o cliente. O incumprimento destes padrões por parte do operador de rede origina a obrigação de pagamento de uma compensação monetária¹², sem que o cliente necessite de a solicitar.

Relativamente ao ano de 2018, registaram-se em Portugal continental 46 546 situações de incumprimento, 46 000 foram relativos à duração das interrupções e 546 ao número total de interrupções, tendo sido pagos

¹² Este pagamento visa compensar o cliente pelo incumprimento deste indicador. Não corresponde a qualquer indemnização por danos causados por interrupções.

aos clientes cerca de 648 mil euros em compensações por incumprimento dos respetivos padrões. Em 2017, o número de incumprimentos foi de 13 495, todos relativos à duração das interrupções com a exceção de um único relativo ao número de interrupções, cujo contributo foi especialmente devido a incumprimentos verificados em clientes de média tensão (MT), tendo sido pagos aos clientes cerca de 151 mil euros em compensações.

O Quadro 3-2 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados na Região Autónoma dos Açores (RAA), em 2018.

Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço na RAA, 2018

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Distribuição Média Tensão	TIEPI (min)	42,06	78,58	5,70
	SAIFI (int)	0,69	6,24	0,21
Média Tensão	SAIDI (min)	52,36	110,37	8,74
	MAIFI (int)	0,90	1,52	0,01
Distribuição	SAIFI (int)	0,28	3,36	0,04
Baixa Tensão	SAIDI (min)	8,09	57,50	1,21

Fonte: dados EDA

Relativamente ao ano de 2018, os indicadores de continuidade de serviço na RAA melhoraram na generalidade face ao ano anterior.

Ainda não foram apurados os valores de 2018 relativos ao número de incumprimentos e respetivos montantes na RAA. Para o ano de 2017, o número de incumprimentos foi de 813, sendo 29 relativos à duração das interrupções e 784 ao número de interrupções, cujo contributo foi especialmente devido a incumprimentos verificados em clientes de baixa tensão (763), tendo sido pagos aos clientes cerca de 5 mil euros em compensações.

O Quadro 3-3 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados na Região Autónoma da Madeira (RAM), em 2018.

Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço na RAM, 2018

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Distribuição Média Tensão	TIEPI (min)	10,00	26,71	18,80
	SAIFI (int)	0,21	0,88	0,15
	SAIDI (min)	15,18	36,23	33,41
	MAIFI (int)	0,05	0,50	0,03
Distribuição Baixa Tensão	SAIFI (int)	0,21	0,79	0,11
	SAIDI (min)	17,23	31,21	14,96

Fonte: dados EEM

No que respeita ao ano de 2018, a continuidade de serviço percecionada pelos clientes da RAM degradou-se face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiriam a ocorrência de fenómenos atmosféricos relevantes bem como o aumento do impacto das interrupções acidentais classificadas como eventos excepcionais.

Em 2018, o número de incumprimentos foi de 213, sendo estes relativos à duração das interrupções, cujo contributo foi especialmente devido a incumprimentos verificados em clientes de baixa tensão normal (BTN), tendo sido pagos aos clientes cerca de 4 mil euros em compensações. Para o ano de 2017, foram registados 45 incumprimentos, dos quais 41 foram relativos à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 2 mil euros em compensações por incumprimento destes indicadores.

É de referir que, de acordo com o estabelecido no RQS do setor elétrico, a ERSE publica anualmente um relatório da qualidade de serviço o qual caracteriza e avalia a qualidade de serviço das atividades do setor elétrico.

INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O RT prevê um incentivo à melhoria da continuidade de serviço com efeitos nos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição em média tensão (MT) e alta tensão (AT) de Portugal continental. Este incentivo tem em vista, por um lado, promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica (“componente 1” do incentivo) e, por outro, incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos (“componente 2” do incentivo).

O valor da “componente 1” do incentivo depende do valor da energia não distribuída anualmente, determinado através de uma função estabelecida no RQS, cujo valor máximo do prémio ou da penalidade correspondeu a 4 milhões de euros no ano de 2018. Para a determinação deste valor da energia não distribuída são excluídas as interrupções com origem em razões de segurança, as interrupções com origem na Rede Nacional de Transporte, bem como as interrupções classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais¹³.

A “componente 2” foi introduzida na alteração regulamentar de 2014, tendo sido aplicada pela primeira vez ao desempenho da rede no ano de 2015. O valor da “componente 2” do incentivo depende da média deslizante dos últimos três anos do indicador SAIDI MT (ver lista de definição dos indicadores no Anexo III) relativo ao conjunto dos 5% dos Postos de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT que apresentaram anualmente o pior valor de SAIDI MT. O valor da “componente 2” é determinado através de uma função estabelecida no RQS, cujo valor máximo do prémio ou da penalidade correspondeu a 1 milhão de euros no ano de 2017. Para a determinação deste valor do SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos Postos de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT são excluídas as interrupções classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais.

Relativamente ao valor do montante inerente ao mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, verificou-se que em 2018, o valor de energia não distribuída foi inferior ao valor de referência fixado para o período de regulação, tendo o incentivo recebido pelo operador da RND representado cerca de 1,08 milhões de euros.

¹³ O RQS aprovado em 2017, e que entrou em vigor em 2018, estabelece o conceito de Evento Excepcional como sendo um incidente que reúne cumulativamente as seguintes características:

- Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências;
- Provoque uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada;
- Não seja razoável, em termos económicos, que os operadores de redes, comercializadores ou, no caso da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), os produtores de energia elétrica, evitem a totalidade das suas consequências;
- O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de redes, comercializadores ou, no caso das RAA e RAM, aos produtores de energia elétrica.

Um incidente só é considerado Evento Excepcional após aprovação pela ERSE, na sequência de pedido fundamentado por parte dos operadores das redes ou dos comercializadores.

3.1.1.3 LIGAÇÕES ÀS REDES

As condições comerciais de ligação às redes elétricas encontram-se estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (RRC SE), da responsabilidade da ERSE, tendo sido objeto de alteração, assente num processo de consulta pública, no âmbito da revisão regulamentar promovida em 2017, para efeitos do período regulatório 2018-2020.

Se, por um lado, se mantiveram, genericamente, as regras já existentes aplicáveis à ligação de pequenas instalações de consumo¹⁴, por outro lado, para as instalações de produção e para as grandes instalações de consumo¹⁵, foram promovidas alterações importantes, designadamente ao nível dos encargos a suportar pelos requisitantes.

Com efeito, parte dos encargos de ligação à rede que estes requisitantes suportavam eram resultantes de acordo com os operadores das redes. A figura do acordo entre as partes tinha como principal virtude a acomodação casuística da especificidade de cada ligação levantando, contudo, questões ao nível da transparência e equidade no tratamento das requisições, não só por comparação entre requisições semelhantes, mas também por comparação com as requisições de ligação de pequenas instalações de consumo.

Cabe referir ainda que aspetos como a maturidade do setor elétrico, os custos recuperados por via tarifária, a produção distribuída, o exercício de planeamento das redes ou desenvolvimentos de natureza legal, conduziram à necessidade de estabelecer regras claras, equilibradas e sustentáveis relativas ao subconjunto dos encargos referentes à comparticipação nas redes.

Deste modo, procurou-se instituir um enquadramento regulamentar harmonizado para instalações de produção e de consumo e independente da requisição se referir às redes de transporte ou de distribuição.

A aprovação da subregulamentação necessária para que as novas regras aplicáveis à repartição de encargos possam ser aplicadas ocorreu já em 2019.

Outra alteração promovida na revisão regulamentar foi o estabelecimento de prazos máximos de execução de ligação à rede de distribuição, quando esta execução é da responsabilidade dos respetivos operadores das redes, nos termos previstos no RRC SE. O incumprimento destes prazos obriga os operadores das redes

¹⁴ Ligações em BT e em MT até 2 MVA de potência requisitada.

¹⁵ Ligações em MAT, em AT e em MT acima de 2 MVA de potência requisitada.

a compensar financeiramente os requisitantes, de acordo com o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

No mais, o enquadramento regulamentar já descrito nas anteriores edições do Relatório foi mantido, designadamente no tocante à obrigação de ligação à rede, ao conceito de elemento de ligação, em particular, à sua construção e propriedade, ao tipo de encargos a suportar pelos requisitantes ou aos deveres de informação dos diversos intervenientes.

3.1.1.4 MEDIDAS DE SALVAGUARDA

Em caso de crise repentina no mercado da energia ou de ameaça à segurança e integridade física de pessoas, equipamentos, instalações e redes, designadamente devido a acidente grave ou outro evento de força maior, o membro do Governo responsável pela área da energia pode tomar, a título transitório e temporário, as medidas de salvaguarda necessárias¹⁶.

Durante o ano de 2018 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas de salvaguarda.

3.1.1.5 FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

No contexto da aplicação das diretivas europeias sobre esta matéria¹⁷, o conceito de fontes de energia renováveis relaciona-se, em Portugal, com o de produção em regime especial (PRE).

Considera-se produção em regime especial (PRE)¹⁸ a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) e de produção distribuída.

¹⁶ Artigo 33.º-B do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que procede à sexta alteração do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e completa a transposição da Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade.

¹⁷ Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade; Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE.

¹⁸ Artigo 18.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que procede à quinta alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Lei n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, e 112/2012, de 23 de maio, transpondo a Diretiva n.º 2009/72/CE

Ainda no âmbito da PRE, cabe referir o Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG)¹⁹, que prevê, em situações excecionais de exploração do Sistema Elétrico Nacional (SEN), nomeadamente, quando se verifiquem congestionamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo e a continuidade do abastecimento de energia elétrica, o envio de ordens de redução por parte do gestor do sistema com o intuito de controlar as instalações da PRE, para que não excedam um determinado valor de potência.

Em Portugal continental, a energia produzida pela PRE, sujeita a regime jurídico especial, com remuneração garantida, é obrigatoriamente adquirida pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), por aplicação de preços fixados administrativamente (*feed-in tariffs*)²⁰. Nos termos do atual quadro legal, a diferenciação da retribuição desta PRE está dependente da tecnologia de produção.

O preço de venda ao CUR pode ser um dos seguintes:

- Preço que resulta da aplicação do tarifário publicado pelo Governo;
- Preço que resulta das propostas apresentadas aos concursos de atribuição de pontos de interligação para instalações de energia eólica, biomassa e de pequena produção. Nestes concursos, o desconto sobre o tarifário publicado pelo Governo é um dos fatores ponderados.

Os preços publicados pelo Governo têm por base uma lógica quer de custos evitados, procurando quantificá-los em termos de potência (investimento em novas instalações), energia (custos de combustível) e ambiente (valorizando-se as emissões de dióxido de carbono evitadas), quer de diferenciação de acordo com a tecnologia de produção ou fonte de energia primária. A remuneração do produtor depende do período de entrega da energia elétrica à rede e da fonte de energia primária utilizada.

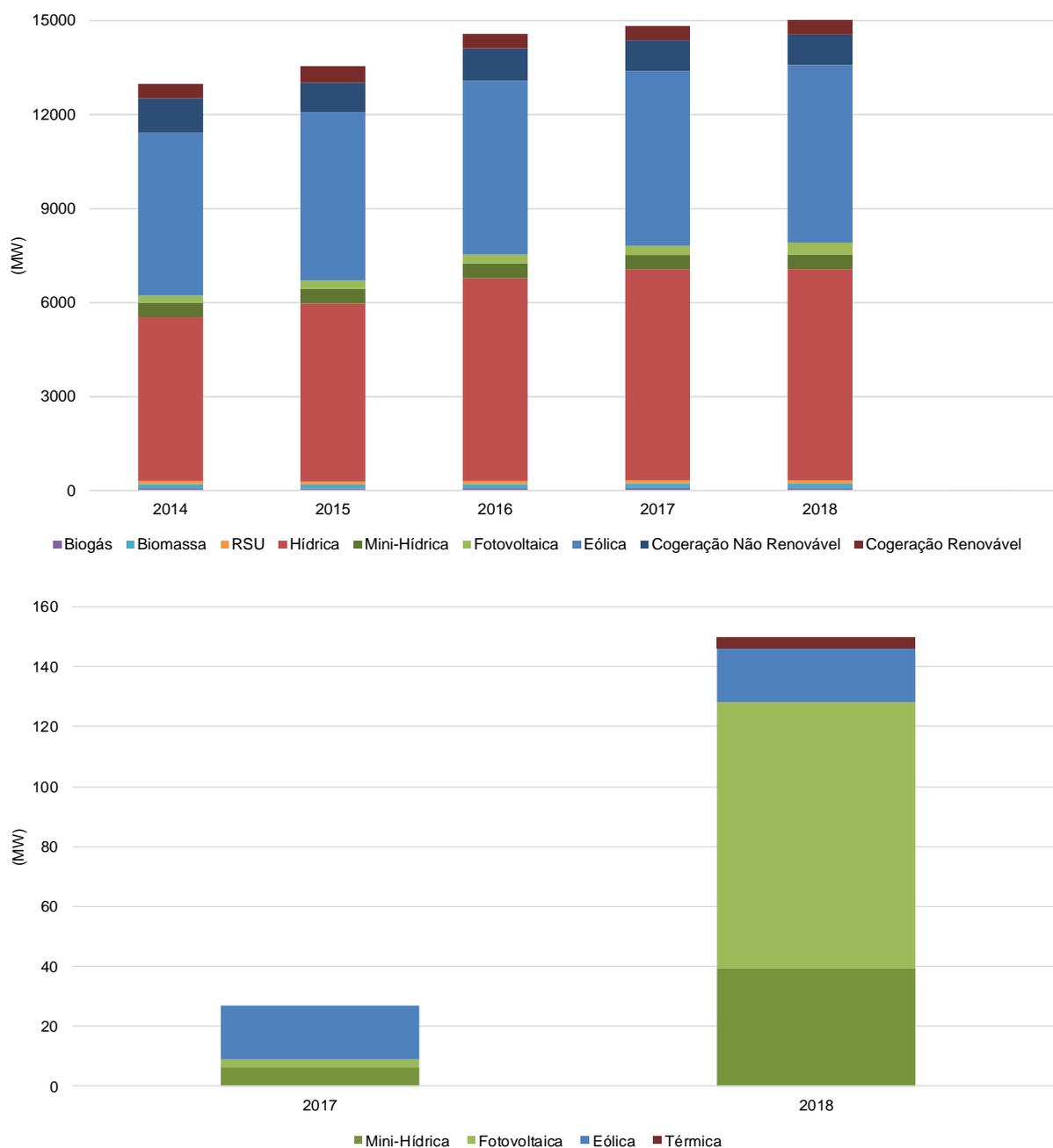
Em 2018, a potência instalada da PRE representou 76% da potência instalada total do sistema elétrico português. No período de 2014 a 2018, este peso variou entre 73 e 76%. A Figura 3-4 apresenta a evolução da potência instalada da PRE para os anos de 2014 a 2018, bem como a potência instalada da PRE em regime de mercado para os anos de 2017 e 2018, excluindo a grande hídrica de modo a facilitar a

¹⁹ Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da DGEG, que estabelece regras e procedimentos necessários para estabelecer a disciplina da interrupção da PRE nomeadamente, a ordem e sequência da redução de potência a observar pelas instalações de PRE, ligadas à Rede Nacional de transporte de Eletricidade (RNT) ou à Rede Nacional de Distribuição (RND).

²⁰ Desde o final de 2011, o CUR explicita a oferta de venda da PRE no MIBEL, funcionando como agente agregador da PRE em Portugal, e responsável pelos desvios de programação perante o Gestor Técnico Global do Sistema.

interpretação gráfica. Destaca-se em 2018 a existência de cerca de 150 MW de potência instalada distribuída pelas tecnologias mini-hídrica (26 %), fotovoltaica (59 %), eólica (12 %) e térmica (2 %).

Figura 3-4 – Potência instalada da PRE, 2014 a 2018

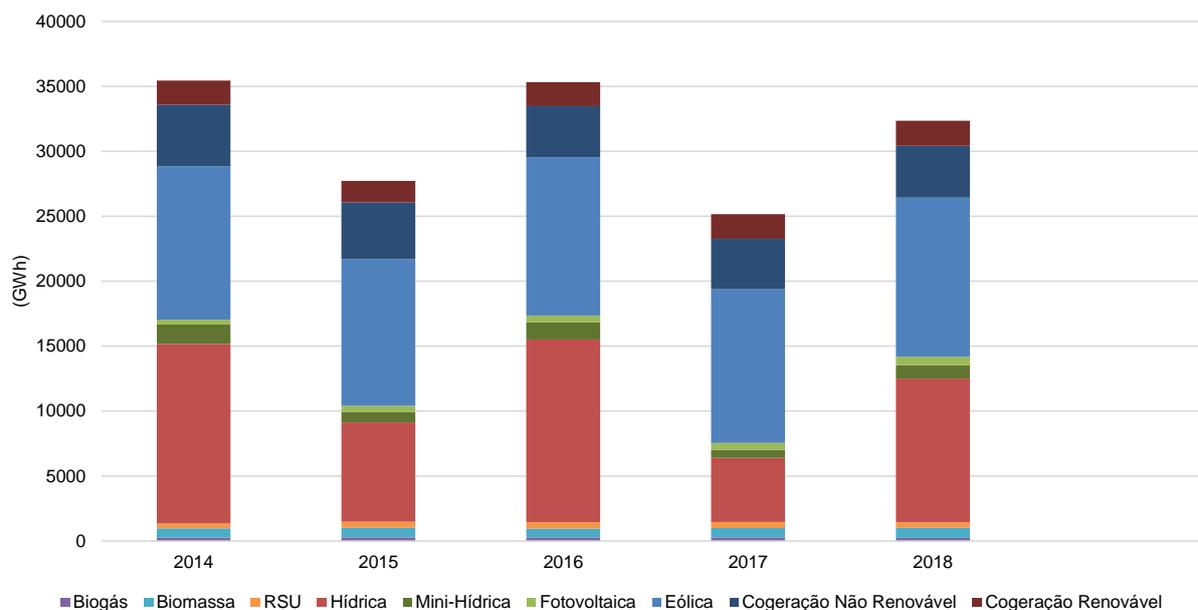


Fonte: Dados REN

Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

Relativamente à energia elétrica produzida em 2018, cerca de 32 TWh tiveram origem na PRE, representando 59% do total de energia produzida, valor que, entre 2014 e 2018, se situou entre 46% e 72%. A Figura 3-5 apresenta a evolução da energia elétrica produzida pela PRE para os anos de 2014 a 2018, desagregada por tecnologia.

Figura 3-5 – Produção de energia elétrica pela PRE, 2014 a 2018



Fonte: Dados REN, Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

Da análise das figuras anteriores, resulta evidente a importância da PRE e, em particular, das fontes de energia renováveis, no sistema elétrico português.

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Projeto-Piloto de Participação do Consumo no Mercado de Reserva de Regulação

Em dezembro de 2018, a ERSE aprovou as Regras do Projeto-Piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação, como corolário da 67.ª Consulta Pública da ERSE, sobre a proposta das referidas regras, tendo sido discutidas com todos os interessados.

As regras do projeto piloto aprovadas estabelecem que poderão participar neste mercado de reserva de regulação consumidores habilitados pelo Operador da Rede de Transporte (ORT) que tenham capacidade

de oferta igual ou superior a 1 MW, obtenham junto do ORT a habilitação necessária que comprove a capacidade técnica e operativa à prestação do serviço de reserva de regulação, e estejam ligadas à rede em nível de tensão igual ou superior a Média Tensão. Como projeto piloto, as regras preveem uma duração limitada a 1 ano, com início em 2 de abril de 2019.

O Projeto-piloto é o primeiro passo para a participação do consumo no mercado de serviços de sistema, e tem como objetivo assegurar uma igualdade de tratamento na participação dos consumidores habilitados (ou por quem os represente) com os produtores que hoje estão envolvidos no mercado de reserva de regulação.

3.1.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E CUSTOS DE LIGAÇÃO

ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

À ERSE compete a aprovação da metodologia de cálculo das tarifas e preços para o setor elétrico, as formas de regulação dos proveitos permitidos, bem como a aprovação das tarifas de acesso às redes de transporte, de distribuição e as tarifas transitórias (estas últimas aplicáveis pelos comercializadores de último recurso)²¹.

A metodologia de cálculo tarifário e as formas de regulação obedecem ao estipulado no RT, que é elaborado e aprovado pela ERSE, após realização de consulta pública e emitidos os pareceres obrigatórios, mas não vinculativos, dos seus órgãos consultivos, designadamente Conselho Consultivo e Conselho Tarifário. O processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também regulamentado pelo RT.

As tarifas vigentes em 2018, incluindo as tarifas de acesso às redes de energia elétrica, resultam das regras aprovadas na revisão regulamentar de 2017²². No final de 2018, teve lugar uma consulta pública²³ para a introdução de uma alteração do RT relativa à atividade de compra e venda de energia pelo CUR, os “Mecanismos de aprovisionamento de energia pelo CUR”, com efeitos em 2019.

²¹ Nos termos dos seus Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, na redação do [Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho](#).

²² [Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro](#) da ERSE, que aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico.

²³ [Consulta pública n.º 68](#), proposta de alteração ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico – mecanismos de aprovisionamento eficiente do CUR e de adequação da tarifa de energia.

PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

As tarifas de acesso às redes são aplicadas a todos os consumidores de energia elétrica pelo uso das infraestruturas da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Estas tarifas são pagas, na situação geral²⁴, pelos comercializadores em representação dos seus clientes.

Os proveitos das atividades reguladas são recuperados através de tarifas específicas, cada uma com estrutura tarifária própria e caracterizada por um determinado conjunto de variáveis de faturação. São aprovadas as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte em MAT e AT, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT e Operação Logística de mudança de comercializador²⁵. As variáveis de faturação incluem termos de potência, de energia ativa e de energia reativa.

Os preços das tarifas em cada atividade são determinados garantindo que a sua estrutura é aderente à estrutura dos custos marginais da atividade e que os proveitos permitidos em cada atividade são recuperados. A aplicação das tarifas e a sua faturação assentam no princípio da não discriminação pelo uso final dado à energia, estando as opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores.

Os preços das tarifas de acesso de cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade. Na medida em que as tarifas que compõem a soma são baseadas nos custos marginais, são evitadas subsidiações cruzadas e é promovida uma utilização eficiente dos recursos.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado das várias componentes tarifárias por atividade. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto paga por determinada atividade (por exemplo, pelo uso da rede de transporte em AT) e ainda em que variáveis de faturação é que esse valor é considerado (que, no caso do exemplo referido, são a potência e a energia ativa). Esta metodologia permite ainda garantir transparência na forma como o regulador determina os proveitos e as tarifas.

O Quadro 3-4 apresenta o conjunto de tarifas de acesso e as respetivas variáveis de faturação.

²⁴ As tarifas de acesso às redes também podem ser pagas diretamente pelos clientes que sejam agentes de mercado, que correspondem a clientes que compram a energia diretamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos seus desvios de programação.

²⁵ Desde 2018, na sequência da publicação do [Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março](#), que estabelece a figura do operador de mudança de comercializador. Até essa data, a operação logística de mudança de comercializador era realizada pelo operador da rede de distribuição em média e alta tensão.

Quadro 3-4 – Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica

Tarifas de acesso às redes	Variáveis de faturação	Clientes em MAT	Clientes em AT	Clientes em MT	Clientes em BTE	Clientes em BTN
Tarifa de Uso Global do Sistema	Potência	●	●	●	●	●
	Energia ativa	●	●	●	●	●
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	Potência	●	●	●	●	
	Energia ativa	●	●	●	●	●
	Energia reativa	●				
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	Potência		●	●	●	●
	Energia ativa		●	●	●	●
	Energia reativa		●	●	●	
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	Potência	●	●	●	●	●

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de acesso às redes em vigor em 2018²⁶ correspondem, para a procura prevista para esse ano, a um decréscimo tarifário de 4,4% face a 2017, com as variações por nível de tensão que se apresentam no Quadro 3-5.

Quadro 3-5 – Tarifas de acesso às redes para 2018

	Tarifas 2017 (preços médios) €/kWh*	Tarifas 2018 (preços médios) €/kWh	Variação
Tarifas de Acesso às Redes	0,08307	0,07943	-4,4%
Acesso às Redes em MAT	0,02627	0,02513	-4,4%
Acesso às Redes em AT	0,03298	0,03154	-4,4%
Acesso às Redes em MT	0,05572	0,05329	-4,4%
Acesso às Redes em BTE	0,09527	0,09108	-4,4%
Acesso às Redes em BTN	0,12792	0,12232	-4,4%

* Aplicação das tarifas de 2017 à procura prevista para 2018.

Fonte: Dados ERSE

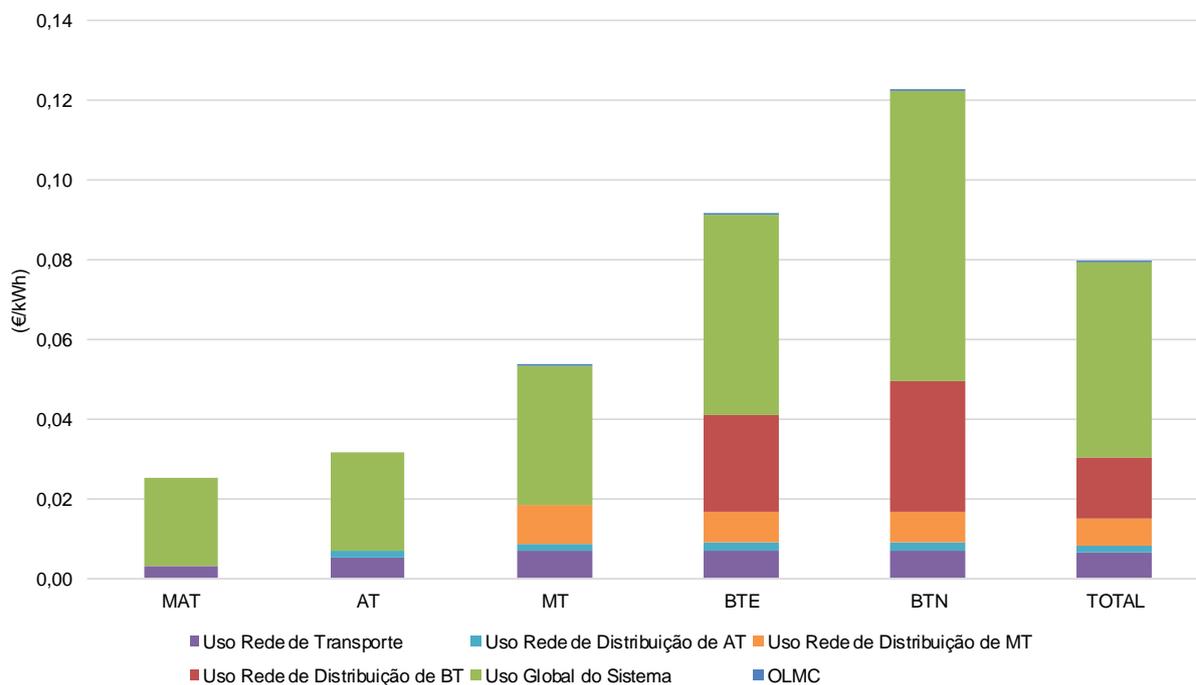
²⁶ [Diretiva n.º 2/2018](#), de 4 de janeiro, que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018.

A variação tarifária em 2018 resultou da conjugação de vários fatores, entre os quais se destacam:

- a) A significativa amortização da dívida como o principal fator que contribui para o decréscimo das tarifas, justificado pela necessidade de reforçar o equilíbrio do sistema, garantindo, assim, a sua sustentabilidade.
- b) Aumento dos custos com os combustíveis fósseis, designadamente do carvão e do gás natural, o que contribui para o aumento dos custos de produção de energia, com reflexo num incremento da tarifa de energia.
- c) Em sentido oposto, a transferência para os consumidores de energia elétrica de parte dos ganhos de eficiência obtidos pelas empresas dentro do anterior período regulatório, através da revisão em baixa dos níveis de custos a recuperar pelas tarifas.
- d) Revisão em baixa das taxas de remuneração aplicadas aos investimentos das empresas reguladas durante o período regulatório 2018-2020.
- e) A evolução negativa dos custos com a PRE com tarifa bonificada, que também contribui para a redução tarifária.
- f) Aplicação de medidas mitigadoras estabelecidas por diplomas legais de anos anteriores, que diminuem o nível dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) a recuperar pelas tarifas.

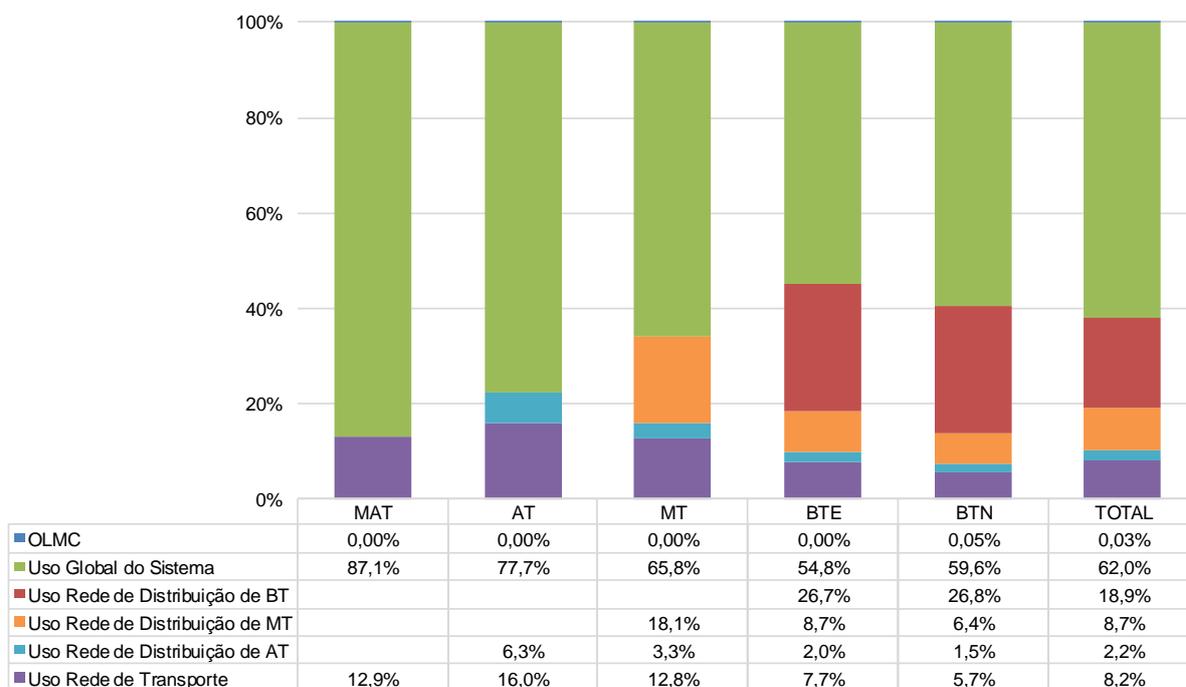
A decomposição, em 2018, do preço médio das tarifas de acesso às redes por atividade regulada e para cada nível de tensão é apresentada na Figura 3-6, enquanto na Figura 3-7 se encontra a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 3-6 – Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2018, por atividade



Fonte: Dados ERSE

Figura 3-7 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2018



Fonte: Dados ERSE

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Serviços Das Redes Inteligentes De Distribuição De Energia Elétrica

Durante o ano de 2018, a ERSE preparou um regulamento sobre os serviços a prestar aos clientes pelos operadores de redes que detenham redes inteligentes de eletricidade, designadamente sobre a disponibilização de dados de consumo e a prestação de serviços de rede na instalação do cliente efetuados de forma remota. O regulamento esteve em consulta pública em janeiro de 2019.

Projeto piloto de tarifas dinâmicas

Em fevereiro de 2018²⁷ a ERSE aprovou as regras dos projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental. As regras aprovadas foram previamente discutidas em processo de consulta pública²⁸ com todos os interessados.

Foram aprovados 2 projetos-piloto, designadamente, o Projeto-piloto 1, denominado “Aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em Portugal Continental” e o Projeto-piloto 2, denominado “Introdução de uma Tarifa Dinâmica no Acesso às Redes em Portugal Continental”, implementados desde junho de 2018, com uma duração de 12 meses.

No Projeto-piloto 1 pretende-se avaliar os benefícios associados ao aperfeiçoamento das Tarifas de Acesso às Redes, testando matérias como a diferenciação de preços dentro do período de ponta e a definição de novos períodos horários mais adequados à transmissão dos custos das redes. No Projeto-piloto 2 pretende-se testar a introdução de uma Tarifa Dinâmica de Acesso às Redes. Esta tarifa poderá ser um instrumento importante para orientar a utilização das redes elétricas, num contexto em que existe cada vez mais produção renovável instalada de forma dispersa pela rede de distribuição, a qual pode influenciar significativamente os trânsitos de energia nos vários níveis de tensão, diminuindo a capacidade de previsão dos mesmos em horizontes mais longos.

²⁷ Aprovado pela [Diretiva n.º 6/2018](#), de 27 de fevereiro.

²⁸ No âmbito da [59.ª Consulta pública](#) da ERSE.

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2018 é o primeiro ano do período de regulação 2018-2020. Depois dos procedimentos que antecedem um novo período de regulação, importa conhecer as metodologias regulatórias aplicadas e as diferenças face ao período anterior. Assim, de seguida, resumem-se, por tipo de operador de rede e para os CUR, os modelos regulatórios a partir de 2018:

- Para Portugal continental:
 - ORT – atividade de transporte: modelo baseado em incentivos económicos: (i) aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*²⁹ com metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração (OPEX³⁰); (ii) incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos equipamentos a integrar na rede, cujo maior risco é compensado por uma taxa de remuneração diferenciada; (iii) incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT); (iv) incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos. Na atividade de gestão global do sistema os proveitos são determinados com base numa metodologia do tipo *revenue cap*, com separação dos custos controláveis e não controláveis para efeitos de aplicação de metas de eficiência³¹.
 - Operador da rede de distribuição (ORD) – metodologia do tipo *price cap*³² aplicada ao OPEX e custos aceites em base anual no caso dos custos com capital³³, tendo em conta os planos de investimento propostos pelas empresas no que respeita aos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em alta e média tensão. Aplicação de uma metodologia do tipo *price cap* ao TOTEX³⁴ (custos totais) da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. São igualmente aplicados outros incentivos: (i) incentivo ao investimento

²⁹ Os indutores de custo que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte são pouco voláteis, o que aproxima esta metodologia de um *revenue cap*. Os indutores são a extensão de linhas de rede (km) e o número de painéis em subestações. O fator de eficiência anual foi fixado em 1,5%.

³⁰ *Operational expenditure*.

³¹ O fator de eficiência anual foi fixado em 1,5%.

³² Os indutores de custos em AT/MT são energia distribuída e extensão (km) de rede; em BT, são energia distribuída e o número de clientes. O fator de eficiência anual é de 2,5%, ao qual se soma a inflação.

³³ A remuneração do ativo líquido e amortizações.

³⁴ *Total expenditure*.

em redes inteligentes³⁵; (ii) incentivo à melhoria da qualidade de serviço e (iii) incentivo à redução de perdas.

- OLMC – a partir de 2018, a atividade de operação logística de mudança de comercializador foi individualizada³⁶ e sujeita a uma metodologia de regulação de *revenue cap* ao nível do OPEX³⁷ e de custos aceites ao nível do CAPEX³⁸.
- CUR - regulação do tipo *price cap*³⁹, acrescida de uma componente de custos não controláveis, por forma a incorporar custos de carácter extraordinário decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes subjacentes ao processo de extinção de tarifas. Esta parcela de custos deverá ser analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável.
- Para as regiões autónomas dos Açores e da Madeira, nas empresas com as concessões do transporte e da distribuição de energia elétrica aplica-se uma regulação por incentivos económicos: (i) regulação da atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema assente numa metodologia de *revenue cap*⁴⁰ (ii) regulação das atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap*⁴¹; (iii) definição de custos de referência para os combustíveis (fuelóleo, gasóleo e gás natural) consumidos na produção de energia elétrica, bem como para os custos decorrentes dos processos de descarga e armazenamento destes combustíveis⁴².

³⁵ No período de regulação 2015-2017 este incentivo passou a ser calculado com base em valores reais e auditados, com uma duração de 6 anos.

³⁶ Até 2017 a atividade de operação logística de mudança de comercializador foi desenvolvida pelo operador de rede de distribuição em média e alta tensão.

³⁷ Para o período de regulação 2018-2020 a meta de eficiência foi fixada em 1,5%.

³⁸ *Capital expenditure*.

³⁹ O indutor de custo é o número de clientes. O fator de eficiência anual é de 1,5%.

⁴⁰ Fator de eficiência anual fixado em 1,5%.

⁴¹ Os indutores de custos na atividade de distribuição em ambas as regiões autónomas são a energia distribuída e o número de clientes. Na atividade de comercialização o indutor de custos é o número de clientes. Em ambas as regiões autónomas as metas de eficiência anuais aplicadas a cada uma das atividades variam entre 3% na atividade de distribuição e 2,5% na atividade de comercialização.

⁴² A atividade de produção de energia elétrica nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira é regulada, não estando liberalizada pelo facto destas regiões beneficiarem de uma derrogação à aplicação da Diretiva 2003/54/CE.

Na atividade de comercialização de último recurso são ainda definidos anualmente custos de referência com vista ao cumprimento do quadro legal e com o objetivo de criar uma base sustentada para a definição do OPEX unitário desta atividade.

No que diz respeito ao custo de capital⁴³, mantém-se o mecanismo de controlo da rendibilidade dos ativos, com o objetivo de garantir a aproximação entre a taxa de remuneração real destes ativos resultante da metodologia definida para o período regulatório e, desta forma, evitar ganhos excessivos que possam decorrer de efeitos não dependentes do desempenho das empresas.

Os proveitos permitidos aos operadores da rede de transporte e distribuição nas suas atividades de gestão global do sistema, de compra e venda de energia elétrica do agente comercial e de compra e venda do acesso à rede de transporte incluem custos que derivam essencialmente de decisões legislativas, os denominados CIEG.

Os CIEG mais significativos, quer pelo valor, quer pelo seu impacto no funcionamento do mercado, são os relacionados com a produção. A liberalização do mercado levou à necessidade de antecipar a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia Elétrica de longo prazo (CAE). Dois desses contratos mantiveram-se, ficando a energia produzida por essas duas centrais a ser gerida por uma empresa comercializadora, mas integralmente regulada. As receitas desta empresa dependem de incentivos definidos pela ERSE. De modo geral, estes incentivos relacionam diretamente as receitas da empresa comercializadora com a margem operacional obtida com a venda da energia das duas centrais com CAE em mercado.

Os restantes contratos foram cessados e os respetivos centros eletroprodutores passaram a estar enquadrados por uma figura jurídica – Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) - que confere aos produtores o direito a receberem uma compensação pecuniária destinada a garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE.

Este regime, de acordo com a legislação aplicável, terminou em 2017, momento em foi estimado pela ERSE um montante de ajustamento final, tendo sido realizado um estudo enviado para o membro do Governo responsável pela área da energia, no final de setembro de 2017, de acordo com o disposto no artigo 170.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2017. O efeito em tarifas dos montantes em causa só ocorreu em 2018.

⁴³ Taxas de remuneração do ativo para 2018 para Portugal Continental e regiões autónomas – transporte: 5,17%; distribuição: 5,42%.

Para além daqueles custos existem outros, igualmente significativos, relacionados com a remuneração da energia produzida a partir de fontes renováveis ou cogeração (PRE, com exceção da grande hídrica), determinada administrativamente, com as rendas de concessão pagas pelos operadores da rede de distribuição em BT aos municípios e com as compensações pagas às empresas das regiões autónomas dos Açores e da Madeira pela aplicação, nestas regiões, de um nível tarifário igual ao do Continente.

Em 2018, não se registaram alterações significativas na natureza das parcelas incluídas nos CIEG.

ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

A ligação à rede de uma instalação tem custos que dependem do tipo de instalação a ligar (nível de tensão, distância, exigências técnicas), da rede a que é feita a ligação (aérea, subterrânea, radial, malhada), da tipologia da ligação (aérea, subterrânea) e da distância da instalação a ligar à rede existente.

O RRC SE estabelece as condições comerciais de ligações às redes, que incluem as regras aplicáveis e os respetivos encargos, como genericamente descritos no ponto 3.1.1.3. Um dos aspetos principais desta regulamentação é a determinação do custo suportado pelo requisitante da ligação, sendo que o diferencial entre o custo total de investimento e o custo diretamente imputado ao requisitante é suportado por todos os consumidores, através das tarifas de uso de rede.

3.1.3 MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS E ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL NAS INTERLIGAÇÕES

Em 2018, não se registaram alterações significativas na gestão das interligações entre Portugal e Espanha, designadamente no modelo de atribuição de capacidade, sendo esta atribuída, exclusivamente, aos mercados diário e intradiários do MIBEL, além da utilização explícita da capacidade através de mecanismos financeiros de cobertura do risco pelo uso da interligação. A resolução de congestionamentos está assente na aplicação de um mecanismo de *market splitting*⁴⁴.

⁴⁴ Mecanismo de leilão da capacidade de interligação entre dois sistemas (conhecidas por zonas de preço – *bidding zones*) implícito nas ofertas que os agentes efetuam no mercado diário e pressupõe a existência de um mercado único gerido por um único operador de mercado. Quando a capacidade de interligação entre os dois sistemas é superior ao trânsito de energia que resulta do fecho de mercado, a interligação não fica congestionada e existe um preço único de mercado, igual para os dois sistemas. Caso contrário, quando a capacidade de interligação é inferior ao trânsito de energia que resulta do fecho de mercado, a interligação fica congestionada no seu limite e os mercados ficam separados em termos de preço, sendo este superior no mercado importador e inferior no mercado exportador.

Relembra-se que o MIBEL entrou oficialmente em funcionamento a 1 de julho de 2007, tendo por base um mercado diário único e que sustenta o mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal – Espanha, sendo este último regulamentado em Portugal pelas regras e princípios definidos nos seguintes diplomas de base legal/regulamentar: Regulamento CE n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho; Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações⁴⁵ da ERSE; Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha⁴⁶ da ERSE; Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico⁴⁷ da ERSE.

Em 2018 continuaram os trabalhos de aprovação e implementação dos termos, condições ou metodologias previstos nos:

- Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece Orientações sobre a Atribuição de Capacidade a Prazo (*Forward Capacity Allocation Guideline (FCA GL)*), e
- Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece Orientações para a Atribuição de Capacidade e a Gestão de Congestionamentos (*Capacity Allocation and Congestion Management Guideline (CACM GL)*), incluindo as respeitantes às Regiões de Cálculo da Capacidade, definidas pela Decisão da ACER n.º 6/2016, de 17 de novembro, designadamente a região do Sudoeste da Europa (*Capacity Calculation Region South-west Europe (CCR SWE)*), constituída pelas interligações entre Portugal, Espanha e França.

A concretização destas normas terá influência direta nos mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações.

⁴⁵ O Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico (RARI) foi aprovado pelo Regulamento n.º 560/2014 de 22 de dezembro. De notar que este regulamento foi alterado pelo Regulamento n.º 620/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 18 de dezembro.

⁴⁶ O Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha foi aprovado pela Diretiva da ERSE n.º 10/2018, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 10 de julho.

⁴⁷ O Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS) foi aprovado através da Diretiva da ERSE n.º 14/2018, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 10 de agosto, com as alterações introduzidas pela Diretiva da ERSE n.º 1/2019, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 7 de janeiro.

RENDAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

De acordo com a legislação e a regulação europeia, as rendas de congestionamento apenas podem ser usadas para: 1) compensar os custos decorrentes de ações coordenadas de balanço⁴⁸ com vista a garantir a capacidade de interligação contratada no mercado diário e intradiário; 2) investimento em reforço da capacidade de interligação ou 3) redução da tarifa de uso da rede de transporte, caso as rendas não sejam usadas para as duas finalidades anteriores.

Em 2018, as rendas de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercado, atingiram um total de 4,55 milhões de euros, um valor ligeiramente inferior ao registado em 2017 (4,87 milhões de euros). Esta evolução resultou da redução no número de horas em que a interligação esteve congestionada, e ao mesmo tempo de uma redução do valor médio do diferencial absoluto de preços face ao ano anterior.

No Quadro 3-6 ilustra-se a evolução mensal das principais variáveis que traduzem a utilização da interligação, nomeadamente o número de horas em que se registou congestionamento e separação de mercados, e o respetivo preço em cada mercado, bem como o diferencial aritmético de preços. O quadro apresenta ainda o volume mensal das rendas de congestionamento e a energia associada a cada sentido de trânsito na interligação.

A redução do montante global de rendas de congestionamento face a 2017, ainda que muito ligeira, está associada à estabilidade do nível de diferenciais de preço e do número de horas de congestionamento, que como referido tiveram reduções igualmente pouco significativas. No entanto, e destaca-se que em alguns meses do 1º trimestre de 2018 se registam variações significativas do volume de rendas associadas a *spreads* horários bastante elevados (por exemplo janeiro, com um elevado diferencial de preços no sentido importador e um elevado número de horas de congestionamento), esta tendência já se havia verificado nos últimos meses de 2017.

⁴⁸ A Ação Coordenada de Balanço aplica-se, nos termos do MPGGS, quando os congestionamentos na interligação se verificam em tempo real, consistindo na introdução de uma transação de energia entre operadores de sistema, no valor do congestionamento e de sentido oposto, para permitir a concretização das transações comerciais já estabelecidas.

Quadro 3-6 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos, 2018

Mês	Congestionamento		Preço médio PT	Preço médio ES	Diferencial preços	Importação (PT ← ES)	Exportação (PT → ES)	Renda Congestionamento
	n.º horas	% horas mês	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(MWh)	(MWh)	10 ³ €
Janeiro	105	14%	51,63	49,98	1,66	354 087	345 384	2 112
Fevereiro	38	6%	54,98	54,88	0,10	338 629	334 194	128
Março	83	11%	39,75	40,18	-0,43	116 130	886 876	1 154
Abril	70	10%	42,66	42,67	-0,01	236 973	396 346	540
Mai	24	3%	55,08	54,92	0,17	346 854	238 997	223
Junho	11	2%	58,48	58,46	0,02	139 787	578 259	54
Julho	25	3%	61,84	61,88	-0,04	48 888	676 497	56
Agosto	16	2%	64,29	64,33	-0,04	115 285	541 488	70
Setembro	6	1%	71,30	71,27	0,02	197 643	335 854	32
Outubro	33	4%	65,38	65,08	0,30	425 312	256 859	386
Novembro	16	2%	62,01	61,97	0,04	210 410	501 059	57
Dezembro	29	4%	61,87	61,81	0,06	341 247	474 142	143
								4 955

Fonte: dados OMIE⁴⁹

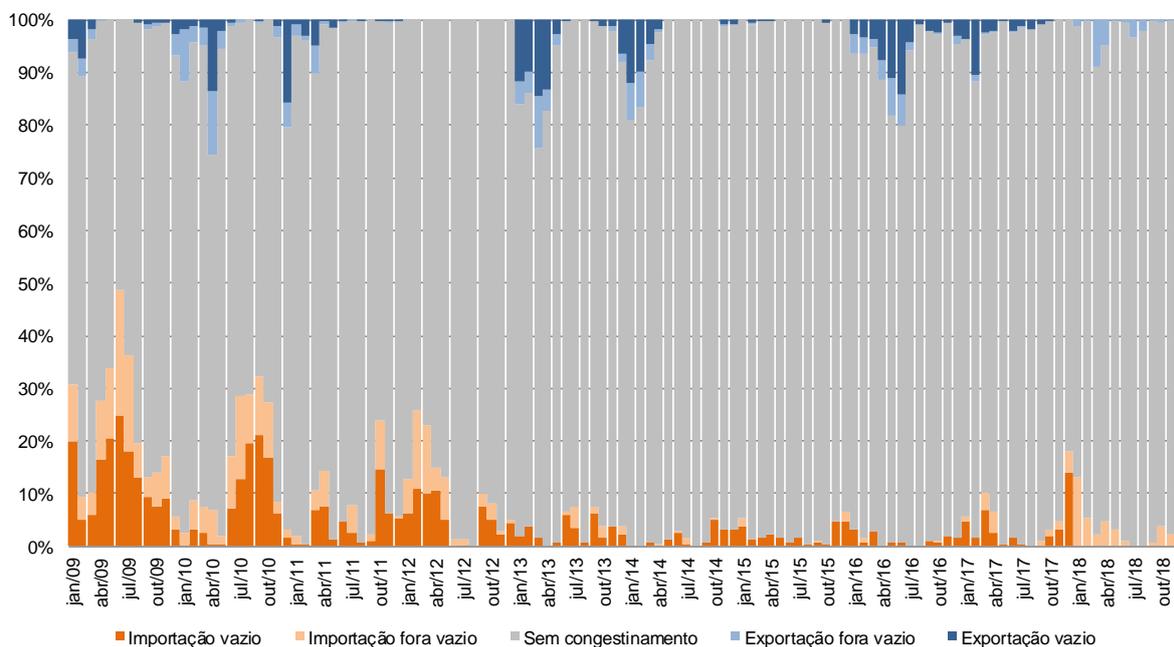
Traduzida em número total de horas de congestionamento, a redução foi de 586 horas em 2016 para 456 horas em 2018 (em ambos os sentidos da interligação) e reflete uma maior integração dos mercados.

Em termos do diferencial de preço, em 2018 verificou-se um *spread* médio positivo de 0,15 €/MWh, no sentido importador, ligeiramente inferior ao registado em 2017 igualmente no sentido importador de 0,23 €/MWh, embora o mesmo tenha mantido até março de 2018 a tendência de crescimento iniciada em dezembro de 2017, reduzindo-se posteriormente o valor ao longo do ano e invertendo até o sentido do congestionamento.

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, sendo possível identificar a redução do número de horas de congestionamento em ambos os sentidos, mas sendo visível o maior número de horas de congestionamento no sentido importador registado no 1º trimestre de 2018.

⁴⁹ Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español

Figura 3-8 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2009 a 2018



Fonte: dados REN e OMIE

COOPERAÇÃO

A ERSE coopera regularmente com os restantes reguladores europeus no âmbito do CEER e da ACER na prossecução do mercado interno da energia.

A 13 de maio de 2014 concretizou-se o acoplamento do mercado Ibérico com a região Noroeste da Europa (*North-West Europe*, NWE, que integra os mercados de França, Bélgica, Holanda, Alemanha, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suécia e Finlândia), tendo decorrido com sucesso desde então.

Estando Portugal geograficamente localizado na Península Ibérica, a ERSE coopera de forma mais direta com o regulador espanhol, através do Conselho de Reguladores do MIBEL, designadamente no quadro da gestão coordenada da interligação Portugal-Espanha, e com os reguladores de Espanha e de França no quadro dos trabalhos inerentes à Região de Cálculo da Capacidade do Sudoeste da Europa⁵⁰ (CCR SWE) no âmbito da integração europeia do Mercado Ibérico de Eletricidade.

⁵⁰ Decisão da ACER n.º 6/2016, de 17 de novembro, sobre a definição das Regiões de Cálculo de Capacidade, previstas no Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho, que estabelece Orientações para a Atribuição de Capacidade e a

GESTÃO A PRAZO DA CAPACIDADE COMERCIAL NA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA

Durante 2018 decorreu com regularidade o processo de atribuição harmonizada de direitos financeiros de utilização (FTR, *Financial Transmission Rights*) da capacidade na interligação Portugal – Espanha, resultante dos trabalhos para integrar a interligação Portugal-Espanha num referencial harmonizado e coordenado de atribuição a prazo de capacidade comercial, ocorridos no quadro do Conselho de Reguladores do MIBEL e da região do Sudoeste da Europa.

Ao longo de 2018, realizaram-se, para cada sentido da interligação, leilões (leilões IPE) trimestrais relativos aos 3 últimos trimestres de 2018 e aos 2 primeiros trimestres de 2019. Os leilões decorreram através de uma plataforma gerida pelo OMIP⁵¹, tendo sido adquirida a totalidade dos direitos oferecidos.

O Quadro 3-7 apresenta os leilões de direitos financeiros de utilização da capacidade na interligação Portugal – Espanha relativos a produtos com entrega em 2018.

Quadro 3-7 – Leilões IPE com entrega em 2018

Produto colocado	Leilão IPE	Data	Prémio (€/MWh)	Volume (MW)	N.º de participantes	N.º de adjudicatários
Q1 E-P	IPE 17	13/12/17	0,05	500	7	6
Q1 P-E	IPE 17	13/12/17	0,10	500	8	8
Q2 E-P	IPE 17	13/12/17	0,06	200	7	6
Q2 E-P	IPE 18	15/03/18	0,12	300	9	6
Q2 P-E	IPE 17	13/12/17	0,10	200	8	7
Q2 P-E	IPE 18	16/03/18	0,11	300	10	6
Q3 E-P	IPE 18	17/03/18	0,05	200	9	6
Q3 E-P	IPE 19	19/06/18	0,03	300	9	8
Q3 P-E	IPE 18	18/03/18	0,07	200	10	5
Q3 P-E	IPE 19	19/06/18	0,06	300	10	7
Q4 E-P	IPE 19	19/06/18	0,04	200	9	7
Q4 E-P	IPE 20	18/09/18	0,04	300	9	8
Q4 P-E	IPE 19	19/06/18	0,12	200	10	7
Q4 P-E	IPE 20	18/09/18	0,07	300	10	7

O Quadro 3-8 apresenta a liquidação anual, em 2018, dos leilões de direitos financeiros de utilização da capacidade na interligação Portugal – Espanha e a Figura 3-9 apresenta a evolução do spread e prémio de risco verificados em 2018.

Gestão de Congestionamentos. A Região de Cálculo de Capacidade SWE é constituída pelas interligações de Portugal, Espanha e França.

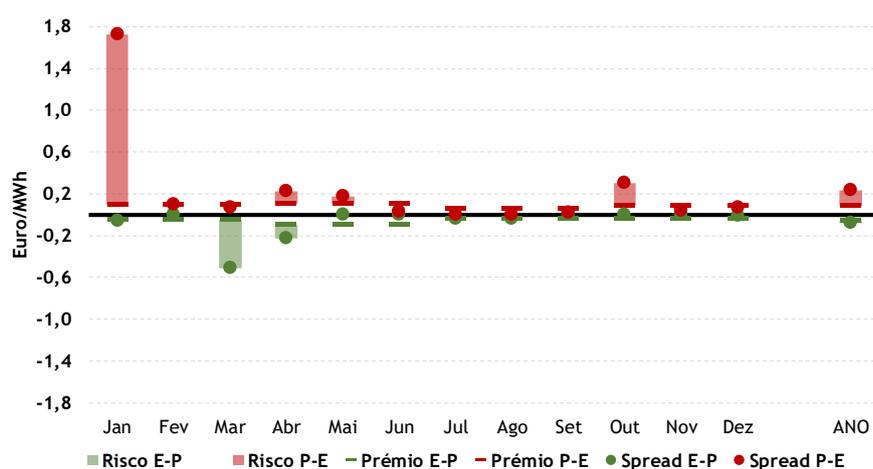
⁵¹ Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português.

Quadro 3-8 – Liquidação anual dos leilões IPE com entrega em 2018

Liquidação anual acumulada	GLOBAL	ES > PT	PT > ES
		FTR E-P	FTR P-E
Quantidade (MW)	500 + 500	500	500
Energia (MWh)	4.380.000 + 4.380.000	4 380 000	4 380 000
Prémio (€/MWh)	----	0,06	0,09
Spread (€/MWh)	----	0,08	0,23
Rendas MD (euros)	4 954 782	1 732 975	3 221 807
Risco liquidado FTR (euros)	1 342 055	328 775	1 013 280
Receita Prémio FTR (euros)	638 702	244 939	393 763
Receita líquida FTR (euros)	-703 353	-83 836	-619 517
Rendas MD + Rec. Líquida (euros)	4 251 429	1 649 139	2 602 290
MD - Mercado Diário, FTR - Financial Transmission Rights			

Verifica-se que, no sentido de Portugal para Espanha, se registou em 2018 um spread de 0,08 €/MWh e um prémio de risco de 0,06 €/MWh. No sentido de Espanha para Portugal verificaram-se em 2018 um spread de 0,23 €/MWh e um prémio de risco de 0,09 €/MWh.

Figura 3-9 - Evolução do spread e prémio de risco verificados em 2018



Assim sendo, os leilões de direitos financeiros de utilização da capacidade na interligação Portugal–Espanha, com entrega em 2018, resultaram num custo líquido para o sistema de aproximadamente 700 mil euros.

Tal como referido no relatório do ano anterior, no âmbito da implementação antecipada do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece Orientações sobre a Atribuição de Capacidade a Prazo (FCA GL), a ERSE aprovou em novembro de 2016 as regras harmonizadas de atribuição (HAR, *Harmonized Allocation Rules*) de capacidade nas interligações elétricas a nível europeu, bem como o respetivo anexo com as especificidades referentes à fronteira Portugal-Espanha.

Em finais de 2017, após proposta de todos os ORT de acordo com o disposto no artigo 51.º do Regulamento (UE) 2016/1719, foi publicada a Decisão da ACER n.º 3/2017, de 2 de outubro, relativa às regras harmonizadas de atribuição de direitos de utilização de capacidade a longo prazo na União Europeia.

Os leilões IPE realizados no OMIP ocorreram em 15 de março, 19 de junho e 18 de setembro de 2018, tendo sido objeto de leilão contratos de FTRs com entrega em 2018 que serão objeto de compensação e liquidação na OMIClear.

Nos termos do n.º 2 do artigo 38.º do Regulamento (UE) 2016/1719, a atribuição a prazo da capacidade de interligação deve concretizar-se através de uma plataforma única de atribuição europeia cujas funções foram delegadas pelos operadores de rede de transporte europeus na *Joint Allocation Officer (JAO)*, tendo sido concluído o processo de migração dos leilões para esta plataforma no mês de dezembro de 2018.

No leilão de dezembro foram leiloados contratos de maturidade anual, trimestral e mensal com entrega em 2019, de acordo com as regras de atribuição harmonizadas de direitos de transporte a longo prazo (do inglês *Harmonised Allocation Rules - HAR*), previstas no artigo 52.º do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão de 26 de setembro de 2016, incluindo o anexo específico da região de cálculo da capacidade do Sudoeste (CCR SWE).

O referido anexo estabelece orientações sobre a atribuição da capacidade a prazo e a metodologia de repartição da capacidade nas diferentes maturidades para a interligação Portugal-Espanha (*Structure for the Allocation of Capacity among different Timeframes for Portuguese – Spanish Interconnection - IPE Splitting Rules*), aprovadas pela ERSE e pela Comissão Nacional dos Mercados e da Concorrência (CNMC).

Na sequência da publicação dessas regras de atribuição harmonizadas e da metodologia de repartição de capacidades na interligação Portugal-Espanha, a ERSE procedeu à alteração sub-regulamentar do Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, previsto no Regulamento de Acesso às Redes e Infraestruturas, através da publicação da Diretiva ERSE n.º 1/2019, de 7 de janeiro.

Em dezembro de 2018, na SAP, *Single Allocation Platform*, ocorreram os leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2019 que se apresentam no quadro seguinte.

Quadro 3-9 - Leilões realizados na SAP em 2018

Produto colocado	Maturidade	Data	Prémio (€/MWh)	Volume (MW)	N.º de participantes	N.º de adjudicatários
ES-PT YR	Anual	11/12/18	0,12	250	16	8
PT-ES YR	Anual	11/12/18	0,08	350	16	9
ES-PT Q1	Trimestral	17/12/18	0,11	170	9	6
PT-ES Q1	Trimestral	17/12/18	0,08	310	9	7
ES-PT M1	Mensal	21/12/18	0,17	220	17	5
PT-ES M1	Mensal	21/12/18	0,06	560	16	12

PLATAFORMAS EUROPEIAS COMUNS PARA O PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS E PARA TROCA, ENTRE OS OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE, DE ENERGIA DE REGULAÇÃO PROVENIENTE DAS RESERVAS ESTABELECIDAS NO REGULAMENTO (UE) 2017/2195 DA COMISSÃO

Durante o ano de 2018 manteve-se em regular funcionamento o mecanismo de troca de Reserva de Regulação (RR) entre os operadores das redes de transporte, aprovado em 2014 no âmbito das iniciativas regionais do Sudoeste da ACER, do MIBEL e do mecanismo BALIT (*Balancing Inter TSO*), relativo à troca de RR entre operadores.

O Quadro 3-10 mostra, para Portugal, os valores de energia acumulados em 2018 de RR transacionada no âmbito do BALIT e o seu peso na RR total⁵². O quadro mostra ainda o número de horas em que a reserva de regulação foi ativada em cada um dos sentidos e os respetivos preços médios (aritméticos) verificados.

Quadro 3-10 – Estatística relativa ao BALIT, 2018

	PT-ES Importação	PT-ES Exportação
Energia (GWh)	99	26
Nº horas ativadas	627	180
Peso do BALIT na RR (%)	15%	2%
Preço Médio (€/MWh)	63	53

Fonte: dados REN

⁵² Por exemplo 15% representa o peso da energia de importação mobilizada pela REN junto da Red Eléctrica de España relativamente ao valor total de RR em 2018 (em Portugal).

Com a publicação, em 28 de novembro de 2017, do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (*Guideline on Electricity Balancing*, EB GL), foram estabelecidas plataformas europeias comuns para o processo de coordenação de desvios (IN), e para troca de energia de regulação proveniente das reservas de contenção da frequência (FCR), das reservas de restabelecimento da frequência (com ativação automática (aFRR), e com ativação manual (mFRR)) e de reservas de reposição (RR), as quais têm como objetivo a integração dos mercados de energia de regulação.

Os projetos europeus em que a ERSE está a participar e que estão associados a estas plataformas são o IGCC para o IN, o PICASSO para o aFRR, o MARI para o mFRR e o TERRE para o RR. A participação nestas plataformas é obrigatória com exceção do TERRE que é exclusiva dos Estados Membros cujos ORT utilizam a Reserva de Reposição, anteriormente denominada Reserva de Regulação.

As plataformas dos projetos TERRE (RR) e IGCC (IN) têm como data indicativa de entrada em funcionamento janeiro de 2020, enquanto se prevê que as plataformas dos projetos PICASSO (aFRR) e MARI (mFRR) deverão entrar em funcionamento no início de 2022.

O projeto TERRE, iniciado em 2013, é um projeto piloto voluntário que resulta das iniciativas de implementação antecipadas do Código de Rede de *Balancing*, a que o Regulamento (UE) 2017/2195 acima referido deu corpo. Este projeto continuou em 2018 a ter desenvolvimentos relevantes, fundamentalmente no que diz respeito à contratação dos fornecedores da plataforma informática de implementação. Para além da REN, os ORT membros deste projeto piloto são a REE (Espanha), a RTE (França), a National Grid (Grã-Bretanha), a Swissgrid (Suíça), a TERNA (Itália), a PSE (Polónia), a CEPS (República Checa) e a Transelectrica (Roménia). São ORT com o estatuto de observadores, a ADMIE (Grécia), a MAVIR (Hungria), a ESO (Bulgária) e a Stattnet (Noruega).

Tal como estabelecido no EB GL os ORT apresentaram aos reguladores, em 2018, propostas de enquadramento para o estabelecimento das várias plataformas. A apresentação dessas propostas foi precedida de trabalhos conjuntos entre os ORT e os reguladores os quais apresentaram, para orientação dos ORT, *shadow-opinions* para as propostas de enquadramento das diversas plataformas. No que diz respeito ao RR e ao IN, as propostas de enquadramento foram apresentadas pelos ORT em junho de 2018. Em dezembro de 2018, a proposta de enquadramento do RR foi aprovada pelos reguladores, enquanto a proposta de enquadramento do IN recebeu um pedido de alteração pelos reguladores. No que diz respeito ao mFRR e ao aFRR, as propostas de enquadramento das respetivas plataformas foram submetidas pela REN e pela generalidade dos ORT em dezembro de 2018.

OPERADOR NOMEADO DO MERCADO DA ELETRICIDADE

O artigo 4.º do Regulamento (UE) n.º 2015/1222, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, prevê que, 4 meses após a sua entrada em vigor, cada Estado-Membro deverá ter designado um, ou mais, Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade (ONME).

No caso português, esta entidade foi designada pelo Governo através das disposições contidas no Acordo de Santiago, previsto na Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006, que aprova o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino da Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), assinado em Santiago de Compostela em 1 de outubro de 2004.

O referido acordo estabelece que a entidade designada como ONME é o OMIE⁵³, responsável pela gestão do mercado diário e intradiário, tendo sido reportado esse facto à ACER em dezembro de 2015.

Em 2018, não houve desenvolvimentos relativos à designação do OMIE enquanto ONME.

PROJETO XBID

O projeto XBID (*European Cross-Border Intraday initiative*) é uma iniciativa conjunta entre as bolsas de energia europeias e os operadores de rede de transporte, para criar um mercado intradiário integrado e contínuo em toda a Europa resultante da concretização do modelo previsto no Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos. Fruto desta iniciativa, decorreu a 13 de junho de 2018 a entrada da primeira fase do *go-live* do projeto XBID que proporcionou a negociação intradiária em contínuo de eletricidade nos seguintes países: Áustria, Bélgica, Dinamarca, Estónia, Finlândia, França, Alemanha, Letónia, Lituânia, Noruega, Holanda, Portugal, Espanha e Suécia. Os restantes países europeus deverão participar na segunda fase do *go-live* do XBID, que decorrerá no período do verão de 2019.

A plataforma XBID foi estabelecida como um SIDC (*Single Intraday Coupling*), que permite a negociação transfronteiriça em contínuo por toda a Europa. O XBID é baseado num sistema informático comum com um livro de ordens partilhado, um módulo de gestão das capacidades de interligação e um módulo de encontro das ofertas. Isso significa que os agentes de mercado numa determinada zona de preço podem

⁵³ Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.

estabelecer transações, em contínuo, com qualquer agente que atue em qualquer outra zona de preço que esteja envolvido no projeto, desde que haja capacidade de interligação transfronteiriça disponível para a concretização dos negócios. A solução visa o aumento da eficiência geral da negociação intradiária em contínuo.

Para concretizar o novo desenho de mercado, no dia 11 de junho de 2018, foi aprovada pela ERSE subregulamentação específica (Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e o Manual de Procedimentos do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha).

MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DOS OPERADORES DE INFRAESTRUTURAS DE ELETRICIDADE

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade

A REN - Rede Eléctrica Nacional, enquanto operador da RNT, apresentou à DGEG, uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017). Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo-lhe nos termos do n.º 4 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, promover uma consulta pública ao seu conteúdo.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública, já em 2018, entre os dias 15 de fevereiro e 29 de março, a proposta de PDIRT-E 2017.

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRD-T 2017, os Pareceres recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e a análise aos comentários recebidos dos participantes na Consulta Pública permitiram à ERSE dar o seu Parecer globalmente positivo à Proposta de PDIRT-E 2017, designadamente a um conjunto de projetos estruturais incluídos nas edições do *Ten Year Network Development Plan*, TYNDP 2016 e TYNDP 2018, dois dos quais com classificação de Projeto de Interesse Comum (PIC) (incluindo a interligação Portugal - Espanha), e outros essenciais para a segurança de operação do sistema.

Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Eletricidade

A EDP Distribuição, S.A., enquanto operador da Rede Nacional de Distribuição (RND), apresentou à DGEG, uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2019-2023 (proposta de PDIRD-E 2018). Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta de PDIRD-E 2018 recebida, competindo a esta entidade, nos termos do n.º 5 do referido artigo 40.º-A, promover uma consulta pública ao seu conteúdo.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública, já em 2019, no período entre 1 de março e 15 de abril, a proposta de PDIRD-E 2018, tendo emitido o seu parecer a 5 de junho de 2019.

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRD-E 2018, os Pareceres recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e a análise aos comentários recebidos dos participantes na Consulta Pública permitiram à ERSE dar o seu Parecer globalmente positivo à Proposta de PDIRD-E 2018. Apesar disso, e de modo a garantir a não degradação da Qualidade de Serviço entre 2019 e 2023, a ERSE considerou que o operador da RND deveria reformular a proposta no sentido de concretizar os projetos de investimento associados ao vetor estratégico Qualidade de Serviço Técnica, previstos no cenário superior proposto pelo operador da rede (a que corresponde um acréscimo de investimento de 16,6 M€ no triénio 2019-2021, face ao cenário central de investimento proposto). Em complemento, e de modo a garantir a neutralidade tarifária, mesmo para um cenário inferior de procura, o Parecer recomendou uma redução de 23 M€ nos últimos 2 anos do plano, designadamente, recalendarizando projetos de investimento que não sejam urgentes nem tenham impacto na Qualidade de Serviço.

3.1.4 CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

A atividade de distribuição de eletricidade no Sistema Elétrico Português, em particular no Continente, é exercida em regime de concessão de serviço público em dois níveis: i) uma única concessão da Rede Nacional de Distribuição (RND) em média tensão (MT) e alta tensão (AT) atribuída pelo Estado central; ii) as concessões municipais de distribuição em baixa tensão (BT) atribuídas pelos 278 municípios.

Os contratos de concessão em BT têm um prazo de 20 anos, ocorrendo o seu término em momentos diferentes, entre 2016 e 2026, dependendo das diversas concessões. A maioria cessará entre 2021 e 2022. A sua atribuição deve decorrer de concurso público.

O Parlamento português determinou que o lançamento dos concursos para atribuição de concessões de distribuição em BT deve ser sincronizado, apesar de cessarem em momentos diferentes. A lei aprovou os princípios gerais relativos à organização dos concursos públicos, estabeleceu que cada concurso tem uma área territorial delimitada nos termos previstos na própria lei (evitando que venham a resultar 278 novos operadores de rede) e determinou que os concursos deveriam ser lançados em 2019. O regulador elabora uma proposta de delimitação com base em estudos técnicos e económicos, cabendo aos municípios a definição das áreas em concurso. As peças-tipo dos concursos são aprovadas pelo Governo.

O Parlamento e o Governo atribuíram ao regulador a elaboração de propostas técnicas, quer quanto a delimitação dos concursos quer quanto aos aspetos a constar das peças-tipo dos concursos. Assim, durante o ano de 2018, a ERSE elaborou as Propostas para as Peças Tipo dos Procedimentos de Atribuição das Concessões e a Proposta de Delimitação das Áreas Territoriais dos Concursos para a Atribuição de Concessões de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão que vieram a ser publicadas a 21 de janeiro de 2019. Estas propostas foram sujeitas a um processo de consulta pública e a discussão com os envolvidos (desde logo os próprios municípios, mas também os operadores de rede e potenciais interessados na atividade). O Governo deverá ainda aprovar as peças-tipo dos concursos para que o respetivo lançamento se possa iniciar.

3.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

3.2.1 MERCADO GROSSISTA

Em 2018, observou-se um aumento da concentração no mercado de produção de energia elétrica, devido ao regime hidrológico favorável à produção hídrica por parte do operador dominante EDP. Esta situação contribuiu para uma diminuição do nível de participação das centrais térmicas, face a 2017, verificando-se uma diminuição tanto da produção proveniente das centrais a carvão, como da produção proveniente das centrais de ciclo combinado a gás natural.

Face a 2017, em 2018 ocorreram fatores de ordem conjuntural que conduziram a um aumento do diferencial de preço entre as áreas MIBEL, nomeadamente o aumento da hidraulicidade.

Do ponto de vista regulatório, o desenvolvimento de mecanismos de supervisão de mercado por parte da ERSE procurou contribuir para o reforço das condições de transparência e de integridade do mercado grossista de eletricidade.

Assim, de um ponto de vista geral, o ano de 2018, devido a condições de hidraulicidade mais favoráveis, ficou marcado por uma evolução benéfica para o operador dominante EDP⁵⁴, detentor da totalidade da capacidade hídrica instalada, traduzida no aumento da concentração global da produção de eletricidade.

⁵⁴ O documento “Operador Dominante - Metodologia e Aplicações” do Conselho de Reguladores define como operador dominante toda a empresa ou grupo empresarial que detenha uma quota de mercado superior a 10% da energia elétrica produzida no âmbito do MIBEL.

Persiste, assim, um elevado grau de concentração no mercado elétrico, pelo que a implementação de medidas adicionais de fomento da concorrência e de promoção da transparência deverão suceder-se aos desenvolvimentos já alcançados.

3.2.1.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

PREÇOS

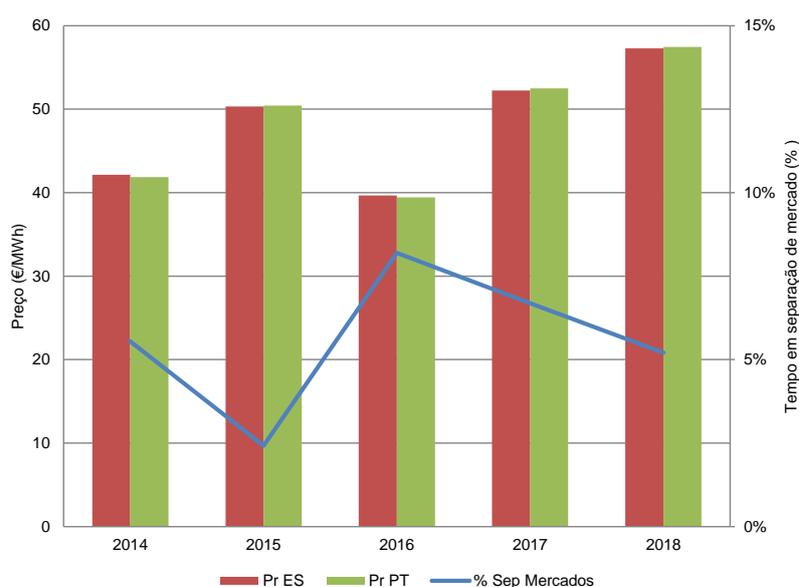
Preços no mercado *spot*

A evolução do preço que se forma no mercado grossista em Portugal está intrinsecamente relacionada com a integração ibérica e a participação dos agentes portugueses no contexto do MIBEL.

O preço formado em mercado *spot* é comum a Portugal e Espanha, salvo nas situações em que a existência de congestionamentos na interligação dite a necessidade de aplicar o mecanismo de separação de mercado e, por conseguinte, de aplicar preços diferentes nos dois países.

A evolução da média anual de preço em mercado *spot*, tanto para Portugal como para Espanha, assim como o tempo em separação de mercados, está apresentada na Figura 3-10.

Figura 3-10 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados, 2014 a 2018



Fonte: dados OMIE

O preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2018, situou-se em 57,45 €/MWh, cerca de 9% acima do preço registado em 2017 (52,48 €/MWh).

Apesar do ano hidrológico favorável e consequente aumento da produção hídrica, esta variação foi, também, influenciada pela evolução no sentido crescente dos preços do mercado das licenças de emissão de CO₂.

O valor do preço médio de mercado em 2018 para Portugal está cerca de 4% abaixo do custo marginal⁵⁵ de referência das centrais de ciclo combinado a gás natural, não considerando a componente de custo relativo ao acesso à rede de alta pressão de gás natural, e cerca de 44% acima do custo marginal das centrais térmicas a carvão.

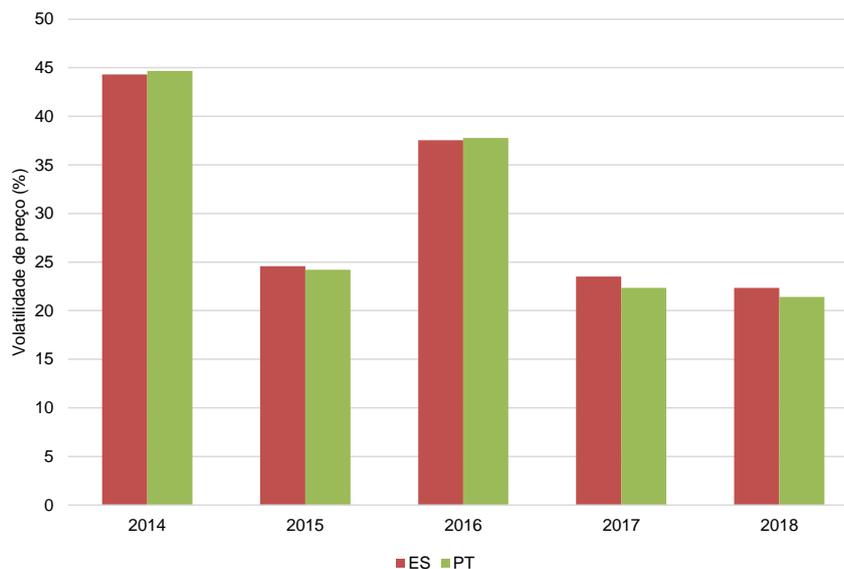
No que respeita à formação do preço em mercado *spot*, a sua volatilidade representa um aspeto considerado importante pelos agentes de mercado, designadamente no que respeita às necessidades de cobertura do risco de preço.

Em 2018, a volatilidade do preço de mercado *spot* para Portugal, medida como o quociente entre o desvio padrão dos preços do ano e o respetivo preço médio, foi de cerca de 21%, o que significa que os preços oscilaram em média num intervalo entre os 45 €/MWh e os 70 €/MWh.

A Figura 3-11 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço para o mercado *spot*, de 2014 a 2018, tanto para Portugal como para Espanha, observando-se uma ligeira diminuição da volatilidade do preço *spot* entre 2017 e 2018.

⁵⁵ Custo marginal estimado calculado de acordo com a metodologia adotada pela Diretiva n.º 3/2017 divulgada pela ERSE (http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1982/Diretiva%203_2017.pdf), a qual exclui a estimativa com os custos de acesso de terceiros à rede de alta pressão de gás natural.

O custo marginal das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural encontra-se publicado em <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/AjustePrc.aspx>.

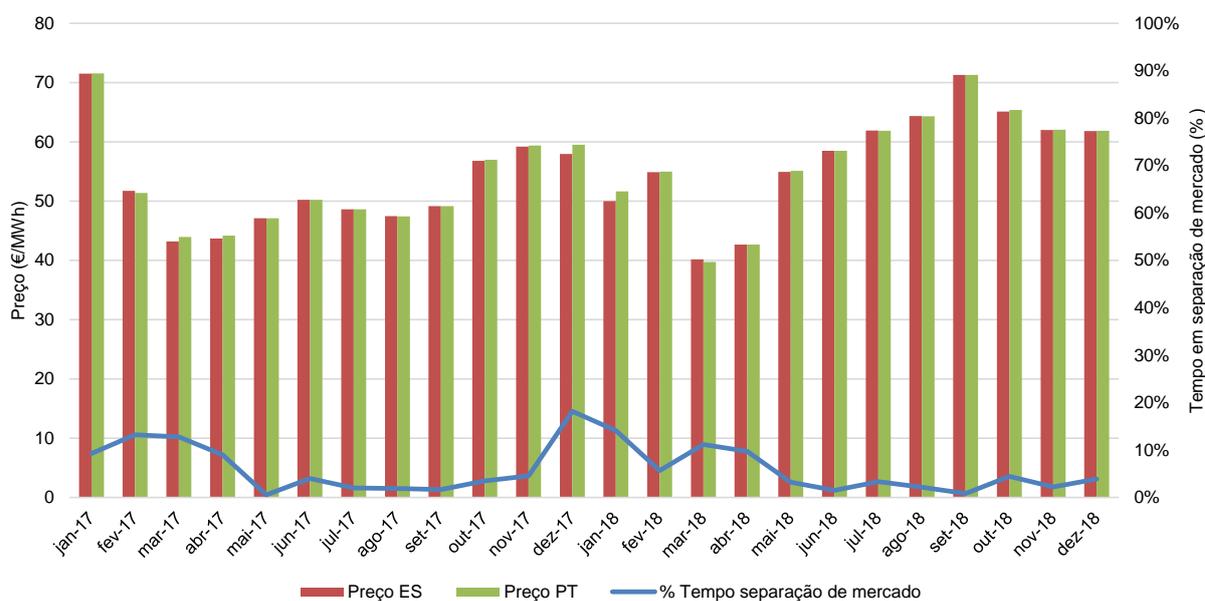
Figura 3-11 – Volatilidade de preço *spot*, 2014 a 2018

Fonte: dados OMIE

Nota: volatilidade medida como o rácio entre o desvio padrão do preço *spot* e a respetiva média anual.

A Figura 3-12 apresenta a evolução dos preços em Portugal e Espanha e a percentagem do tempo em separação de mercados, em base mensal, para os anos de 2017 e 2018.

No que respeita a 2018, é de notar: (i) um aumento do preço médio formado em mercado face ao que acontecera em 2017; (ii) a existência de um regime hidrológico mais húmido durante o ano; (iii) a diminuição do número de horas de separação de mercados face a 2017.

Figura 3-12 – Preço em mercado *spot* e tempo de separação de mercado, 2017 e 2018

Fonte: dados OMIE

Preços no mercado a prazo

O modelo de funcionamento do MIBEL contempla a existência de referenciais de contratação a prazo em regime de mercado organizado, onde os agentes podem colocar parte das suas necessidades de energia, nomeadamente para definição parcial do preço a futuro para a energia a ser fornecida a clientes finais. O mercado a prazo é, de resto, um instrumento adicional para que os agentes possam mitigar os riscos de volatilidade dos preços e assegurar colocação de energia (oferta) ou satisfazer a procura com características de maior previsibilidade e estabilidade.

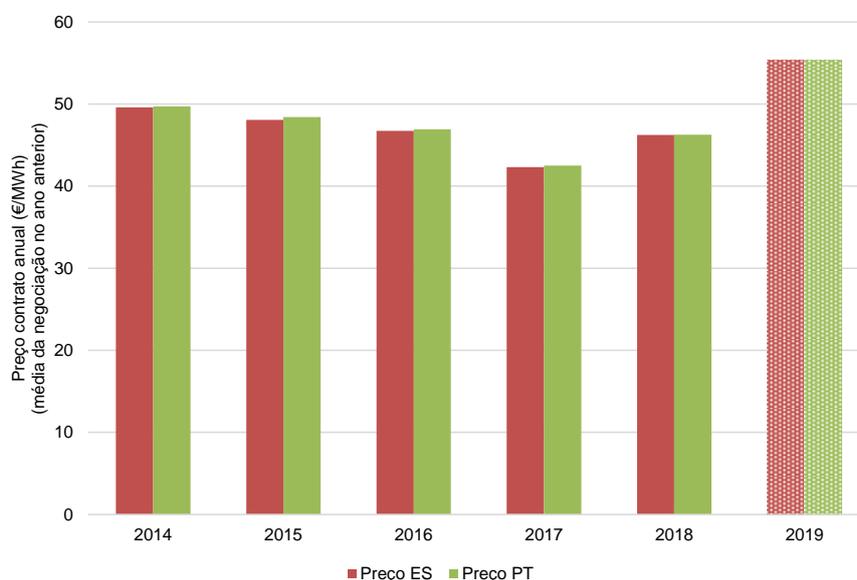
O mercado *spot* é uma plataforma bastante líquida no contexto ibérico. Em particular e durante 2018, no caso português, cerca de 73% do consumo é satisfeito através de contratação⁵⁶ neste referencial de mercado. Neste sentido, não havendo um problema intrínseco de liquidez ou profundidade deste mercado na aceção dos indicadores clássicos utilizados (número de transações, volume em mercado, dispersão dos volumes negociados), há uma necessidade crescente de cobertura dos riscos de variabilidade do preço de mercado *spot*, para a qual uma das respostas mais efetivas e transparentes será a utilização das

⁵⁶ Inclui mercado diário e leilões intradiários. Durante os meses de junho a dezembro de 2018, o volume negociado no mercado intradiário contínuo representou cerca de 1,3% do volume negociado no mercado diário (cerca de 360 GWh).

plataformas de mercado organizado de contratação a prazo, neste caso o mercado formalmente previsto no âmbito do acordo de criação do MIBEL (gerido pelo OMIP).

A evolução do preço formado em mercado a prazo demonstrou aumentos entre 2017 e 2018, bem como entre 2018 e 2019. Os agentes de mercado que, em 2017, tivessem adquirido posição no contrato de entrega em carga base para o ano de 2018, teriam pago um preço médio (46,25 €/MWh para Portugal⁵⁷) cerca de 19% inferior ao que se veio a formar em mercado *spot*. A Figura 3-13 apresenta a evolução dos preços médios de fecho de mercado relativos ao contrato anual, com entrega em carga base.

Figura 3-13 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2014 a 2019



Fonte: dados OMIE

Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega em carga base (e.g. preço de 2019 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2018).

A negociação de contratos mensais de futuros com entrega em carga base apresentou um prémio de risco na contratação a prazo ao longo dos meses de janeiro, março, abril, novembro e dezembro (diferença entre a cotação a prazo e a cotação *spot*, para o mês correspondente), demonstrando uma relativa degradação

⁵⁷ O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2018 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e *over the counter* (OTC).

das expectativas face ao preço formado no mercado *spot*. Já nos restantes meses, a situação foi mais favorável para os agentes que negociaram no mercado a prazo, tendo-se verificado a inexistência de prémio de risco face ao mercado *spot*. Durante estes meses, os agentes que asseguraram antecipadamente a cobertura das suas necessidades no mercado a prazo para esse período viram o risco de preço médio no mercado *spot* anulado.

A Figura 3-14 apresenta a evolução dos preços a futuro de contratos mensais no mercado gerido pelo OMIP, assim como o preço de negociação em *spot*, ambos para Portugal. A evolução do preço a futuro para os contratos mensais exibiu, em média, uma tendência de descida durante o primeiro trimestre de 2018, tendo essa situação observado uma reversão a partir do mês de abril.

Figura 3-14 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2017 e 2018



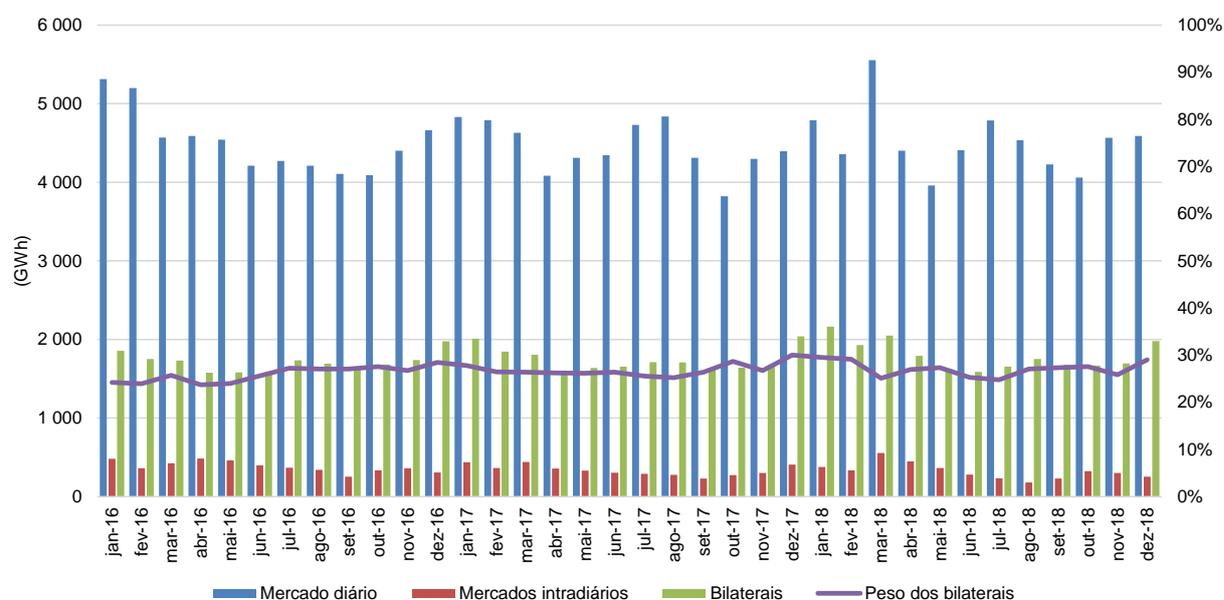
Fonte: dados OMIE e OMIP

Em 2018, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia adquirida a produtores em regime especial, foram realizados seis leilões de PRE com remuneração garantida, com a colocação de um total de cinco produtos distintos (um de carga base anual e quatro de carga base trimestral). Desses seis leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 650 MW. A variação de volume foi integralmente efetuada pela modulação de quantidade no produto trimestral (de 400 MW para cada um dos trimestres) e no produto anual (de 250 MW). O volume de energia colocado neste instrumento correspondeu a cerca de 11% do consumo nacional.

Os leilões realizados para entrega no ano de 2018 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo permitido a estabilização do preço de colocação da energia de PRE. A esta circunstância acresce que a existência do mecanismo de leilão permitiu disponibilizar ao mercado ferramentas de cobertura do risco de aprovisionamento de energia (em volume e em preço), que foram avaliadas positivamente pelos agentes de mercado.

Relativamente à negociação em mercado *spot* (mercado diário e mercados intradiários), esta é, no caso português, muito superior à contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura 3-15. Convém, contudo, reter que as aquisições de produtos a prazo listados no mercado a prazo do MIBEL têm liquidação física através do mercado diário.

Figura 3-15 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2016 a 2018



Fonte: dados OMIE e REN

No ano de 2018 observou-se um ligeiro aumento do valor médio do peso da contratação bilateral quando comparado com o ano de 2017, verificando-se também um aumento do valor absoluto de contratação bilateral (acréscimo de 3% equivalente a 0,7 TWh). É de referir que o volume de energia associado à contratação bilateral considera a tomada de posições firmes de compra ou venda no mercado *spot* por parte dos agentes de mercado.

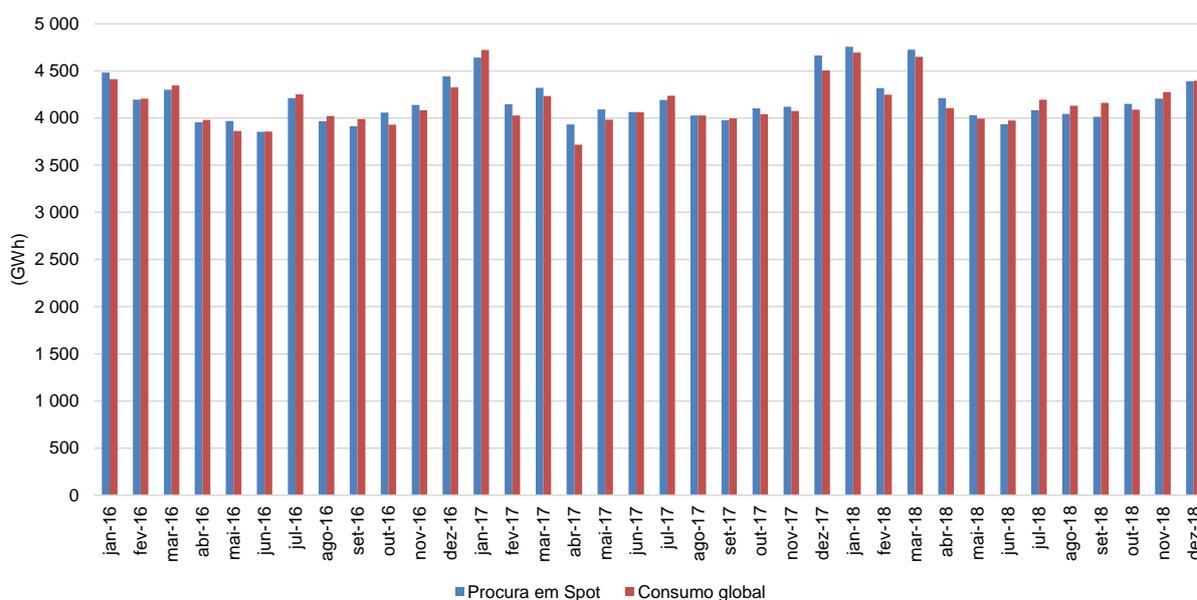
Evolução do mercado

A contratação à vista para o mercado grossista em Portugal insere-se no âmbito do aprofundamento do MIBEL, sendo que existe um único mercado para Portugal e Espanha com um mecanismo associado de resolução de congestionamentos de base diária assente em separação de mercados, sempre que o fluxo de energia gerado pelo encontro da procura e oferta agregadas excede a capacidade comercial disponível na interligação. A estrutura de contratação em mercado à vista caracteriza-se pelos seguintes aspetos:

- Do lado da procura, os agentes registados em Portugal, incluindo o CUR, dirigem a grande parte da sua procura ao mercado *spot*.
- Do lado da oferta, todos os agentes de mercado dirigem a sua oferta maioritariamente ao mercado *spot*. No caso dos produtores em regime especial com remuneração garantida, a oferta é dirigida ao mercado *spot* através do comprador único de PRE com remuneração garantida que é o CUR, que agrega a previsão de produção e submete as ofertas em mercado.

A evolução, quer da procura dirigida a mercado *spot*, quer do consumo global em Portugal continental é apresentada na Figura 3-16, onde se observa que o consumo é satisfeito por recurso a aquisições em mercado *spot*.

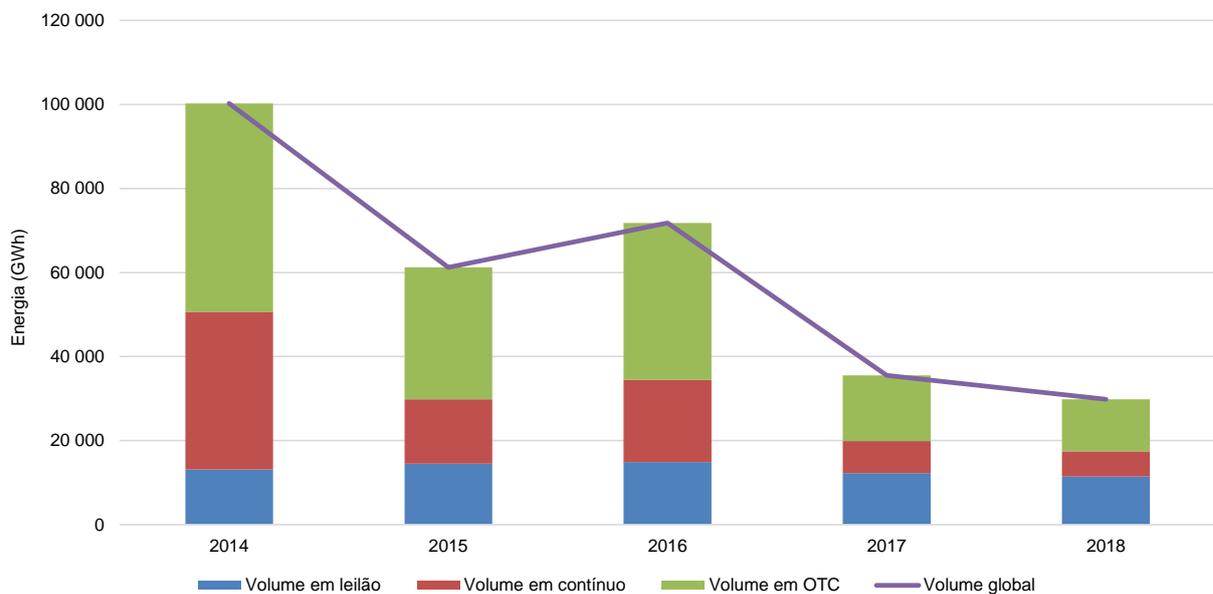
Figura 3-16 – Procura em mercado *spot* e consumo global mensal, 2016 a 2018



Fonte: dados OMIE

A Figura 3-17 apresenta a evolução dos volumes registados em mercado organizado a prazo, entre 2014 e 2018, sendo observável em 2015 uma quebra no volume de negociação global de 39%. Em 2016 observa-se um acréscimo na liquidez global de 17%, por via essencialmente do incremento da negociação no mercado em contínuo e no (*Over the counter*) OTC registado. Em 2017 verificou-se uma diminuição no volume de negociação global de 51% (36 TWh). Em 2018 verificou-se uma nova redução, neste caso de 16% ou 5,7 TWh.

Figura 3-17 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2014 a 2018



Fonte: dados OMIP

Sublinha-se também a ocorrência, a partir de 2014, de leilões para a atribuição inicial dos contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação Portugal-Espanha, em ambos os sentidos, que permitem aos agentes cobrir o risco do diferencial de preço entre Portugal e Espanha, em acréscimo aos leilões da PRE que se têm vindo a efetuar desde 2012.

TRANSPARÊNCIA

Do ponto de vista da monitorização dos mercados, importa considerar as regras de transparência dos mesmos, sendo que o mercado grossista de eletricidade em Portugal beneficia de um enquadramento regulamentar que já impõe obrigações de divulgação de informação privilegiada ao mercado. Com efeito, a existência de obrigações de reporte de factos relevantes ao abrigo do RRC SE foi implementada há cerca de 8 anos e é semelhante à prerrogativa expressa no regulamento relativo à integridade e à transparência

nos mercados grossistas de energia (REMIT, *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*⁵⁸) a respeito da obrigação de reporte de informação privilegiada.

A 5 de outubro de 2015 iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos negociados nas plataformas de mercado organizado em toda a União Europeia, de acordo com o calendário previsto no artigo 12.º do Regulamento de Execução (EU) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro, relativo à comunicação de dados que dá execução aos números 2 e 6 do artigo 8.º do REMIT. Encontram-se abrangidos por esta obrigação todos os contratos previstos no artigo 3.º, negociados nas plataformas de mercado organizado, geridas pelo OMIE e pelo OMIP.

No dia 7 de abril de 2016 iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos relativos ao transporte de eletricidade celebrados na sequência de uma atribuição primária explícita de capacidade pelo operador de rede de transporte e contratos negociados fora das plataformas de mercado organizado em toda a União Europeia de acordo com o calendário previsto no artigo 12.º do Regulamento de Execução (EU) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro, relativo à comunicação de dados que dá execução aos números 2 e 6 do artigo 8.º do REMIT, bem como outra informação de mercado relevante referente às nomeações definitivas de capacidade no transporte de eletricidade entre zonas de licitação.

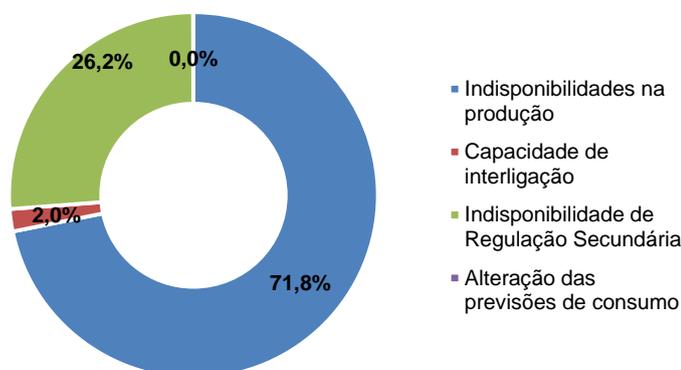
De entre os factos sujeitos à obrigação de reporte constam as indisponibilidades não programadas de centros eletroprodutores, bem como as suas atualizações, a par de indisponibilidades de redes (transporte e distribuição) que possam afetar o consumo ou a formação do preço. As alterações da capacidade comercialmente disponível na interligação Portugal-Espanha estão também sujeitas à obrigação de prestação de informação por parte da REN, enquanto gestor de sistema, bem como os desvios significativos na previsão de consumo agregado do sistema ou de cada agente em particular.

A comunicação de informação privilegiada é efetuada de forma centralizada, sendo a mesma disponibilizada num portal gerido pela REN⁵⁹. Durante o ano de 2018, foram comunicados 4561 factos relevantes. Destes, cerca de 72% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de produção, 26% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de regulação secundária, e 2% a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado e respetiva formação do preço no contexto do MIBEL, conforme se observa na Figura 3-18.

⁵⁸ Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia.

⁵⁹ <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Paginas/default.aspx>

Figura 3-18 – Comunicação de factos relevantes, 2017



Fonte: dados REN

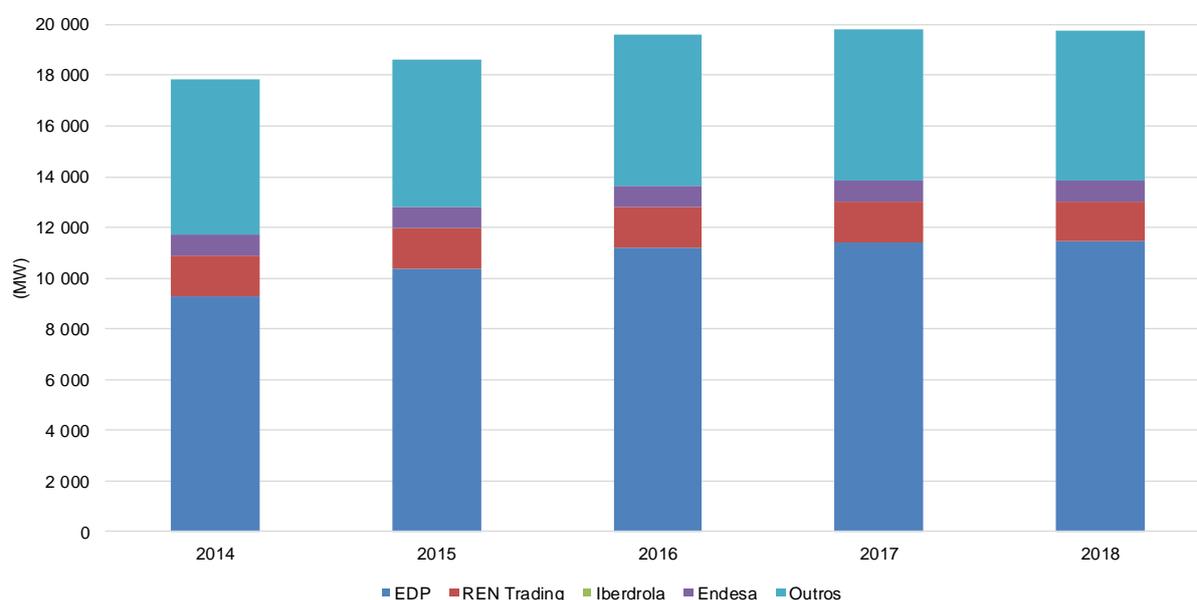
EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A avaliação da eficácia da concorrência do mercado grossista deve efetuar-se através da caracterização do parque eletroprodutor instalado e da sua produção efetiva. Para isso, importa analisar a evolução do parque instalado em termos de energia primária utilizada.

Em complemento à análise da repartição da capacidade instalada por tecnologia, importa caracterizar a repartição do parque instalado por entidade detentora ou gestora, efetuada na Figura 3-19, sendo constatável que o grupo EDP detém a maior parte do parque eletroprodutor português.

Há que referir, a partir de 1 de abril de 2014, o fim da vigência da medida de minimização de riscos concorrenciais decidida pela Autoridade da Concorrência, ao abrigo da operação de concentração que consistiu na aquisição pela EDP de direitos de exploração das centrais hidroelétricas do Alqueva e Pedrogão (EDIA), levou ao ligeiro aumento da capacidade instalada do grupo EDP entre 2013 e 2014. Estes direitos determinaram a cedência por um período de 5 anos da exploração da central hidroelétrica Aguireira/Raiva, tendo a Iberdrola sido a entidade que obteve, em concurso internacional, os respetivos direitos de exploração, que teve um impacto residual no crescimento da quota do grupo EDP.

Figura 3-19 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal Continental (por agente e capacidade instalada), 2014 a 2018



Fonte: dados REN, grupo EDP

Nota: "Outros" incluem todas as entidades empresariais que detêm ativos de PRE. Os valores referem-se ao final de cada ano.

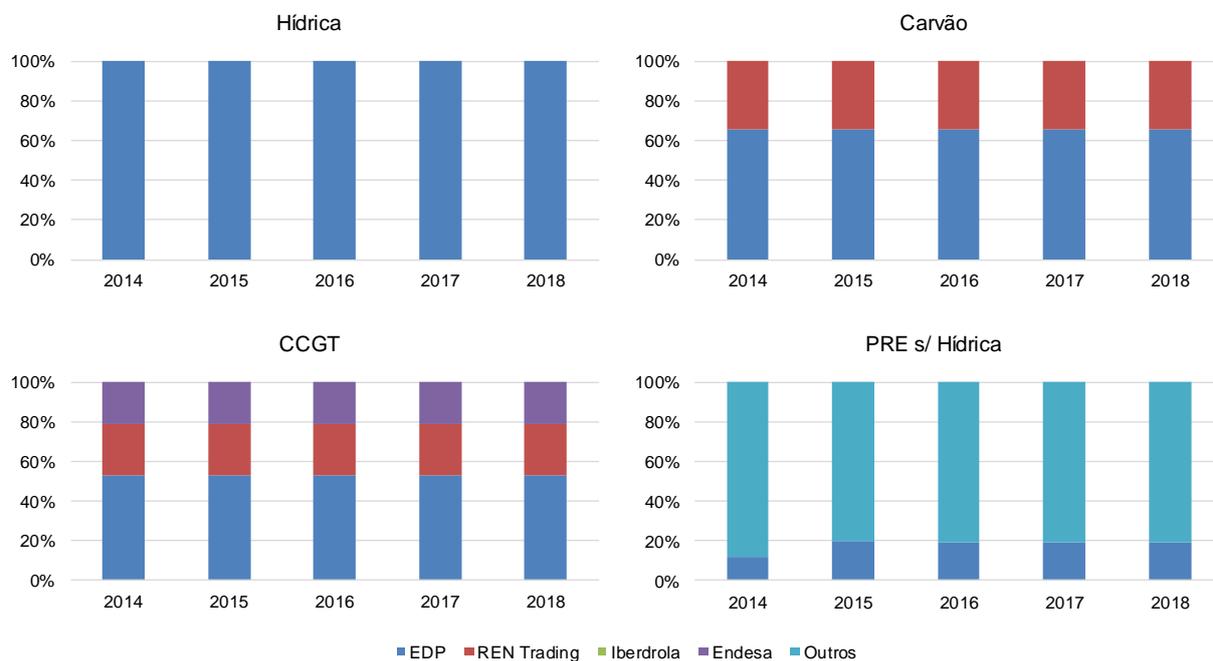
Assim, continuando a tendência identificada, durante 2016 e 2017, o grupo EDP registou um novo aumento, como resultado do comissionamento das centrais de Venda Nova III (780 MW) e Foz Tua (263 MW).

A caracterização do mercado grossista passa também por uma avaliação da concentração empresarial, quer ao nível global, quer ao nível de cada uma das tecnologias de produção.

A evolução das quotas dos diferentes agentes em termos de capacidade instalada por tecnologia ou regime é apresentada na Figura 3-20. Conjugando todos os fatores, o nível de concentração do segmento de produção de energia elétrica em Portugal é elevado, desde logo em termos de capacidade instalada, como também o demonstra a Figura 3-21, que apresenta os valores do índice de *Hirschman-Herfindall* (HHI⁶⁰), que mede a concentração empresarial.

⁶⁰ O índice *Herfindahl-Hirschman* (HHI) é uma medida da concentração das empresas relativamente ao seu setor de atividade e um indicador do grau de concorrência entre estas, por via das suas quotas de mercado.

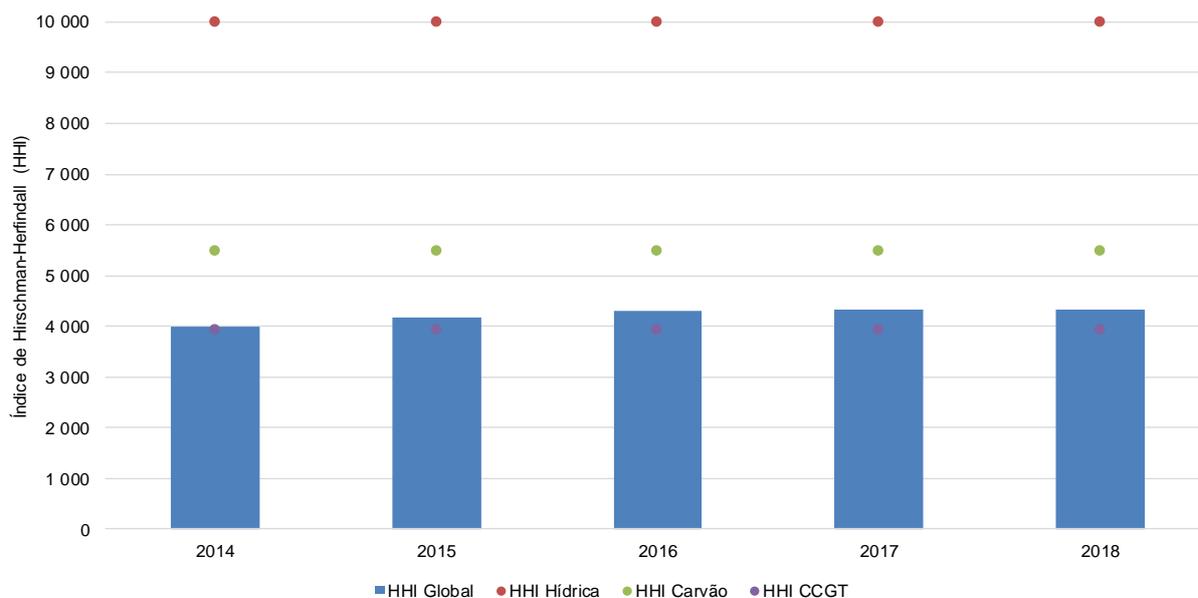
Figura 3-20 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2014 a 2018



Fonte: dados REN e grupo EDP

Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram que, no segmento do carvão e do ciclo combinado a gás natural, não se registaram alterações relevantes na concentração de mercado.

Figura 3-21 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2014 a 2018

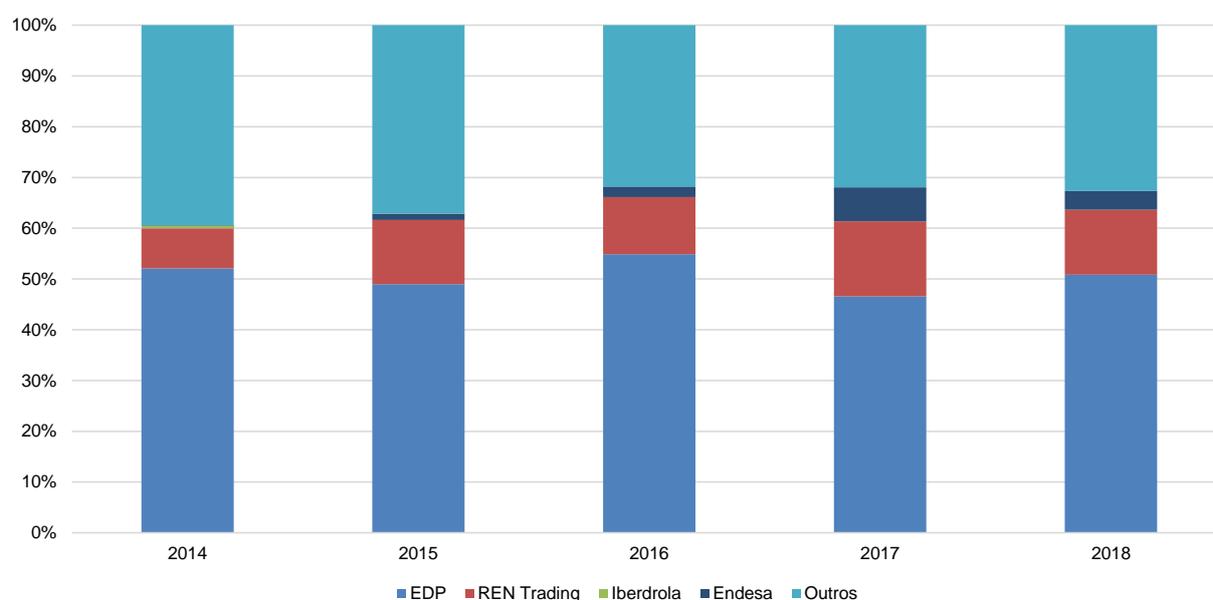


Fonte: dados REN e grupo EDP

Em 2014, a passagem, no dia 1 de abril desse ano, da exploração dos aproveitamentos hidroelétricos da Agueira/Raiva que a Iberdrola detinha mediante contrato *tolling*⁶¹ com o grupo EDP, veio repor a dominância plena do operador dominante EDP na tecnologia hídrica. Essa dominância manteve-se em 2015, por via da entrada de novos centros eletroprodutores hídricos pertencentes ao mesmo operador dominante EDP. Em 2016 e 2017, de forma análoga, os centros eletroprodutores de Venda Nova III e Foz Tua contribuíram para o aumento da concentração no sistema português.

A evolução das quotas de produção de energia elétrica por agente é apresentada na Figura 3-22, enquanto a mesma evolução nas diferentes tecnologias e regime especial com remuneração garantida é apresentada na Figura 3-23.

Figura 3-22 – Quotas de energia produzida por agente, 2014 a 2018

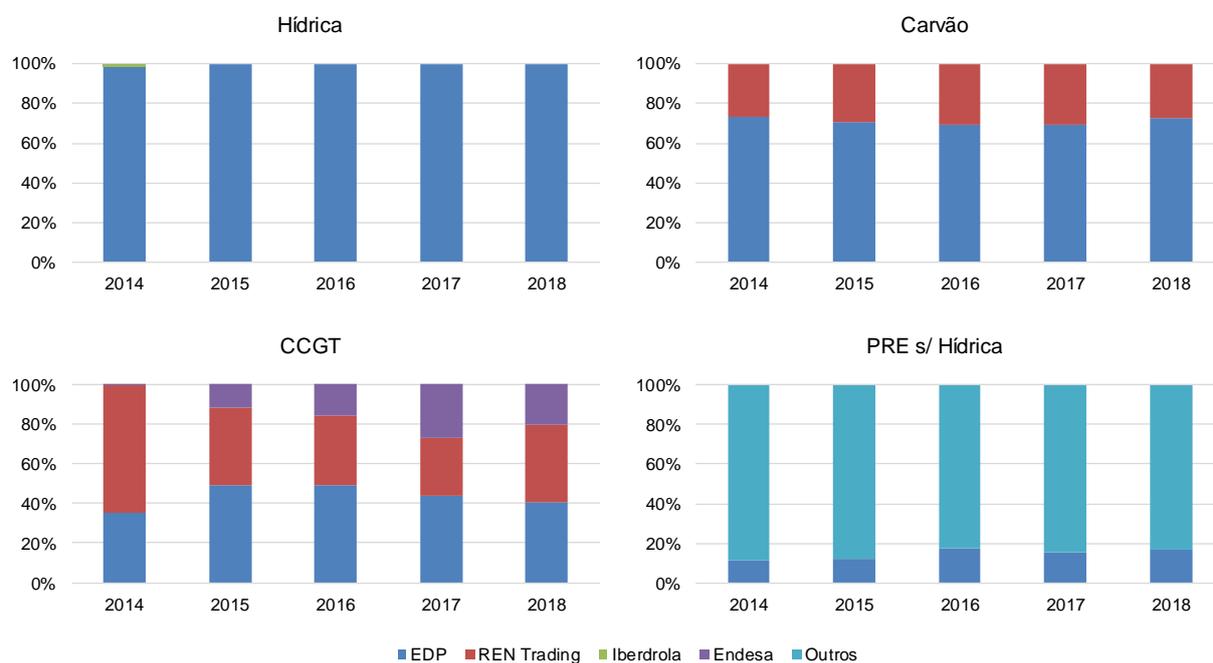


Fonte: dados REN e grupo EDP. Não inclui os valores de energia de importação.

Do ponto de vista global, em 2018, há a ressaltar um aumento da participação do grupo EDP na produção total em Portugal continental, fundamentalmente como resultado do aumento da produção hídrica devido a um regime hidrológico mais favorável.

⁶¹ Contrato bilateral de produção, ficando o proprietário do centro eletroprodutor com o risco operativo e a contraparte com o risco de mercado. Nesse contrato é estipulada uma renda, que a contraparte paga a esse proprietário, pelo direito de gerir o centro eletroprodutor em mercado.

Figura 3-23 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2014 a 2018



Fonte: dados REN e grupo EDP

Em termos de energia produzida, o período entre 2014 e 2018 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção por parte do operador dominante EDP em cada uma das diferentes tecnologias. Na PRE, verificou-se um incremento da quota anual do grupo EDP em 2016, em resultado da consolidação dos ativos eólicos com a capacidade instalada de 613 MW da ENEOP⁶², ocorrida no final do terceiro trimestre de 2015. Em 2017 e 2018 a situação manteve-se praticamente inalterada.

Relativamente à tecnologia hídrica, em 2018 mantém-se a presença exclusiva do operador dominante EDP em resultado de ser detentor de todos os grandes aproveitamentos hídricos.

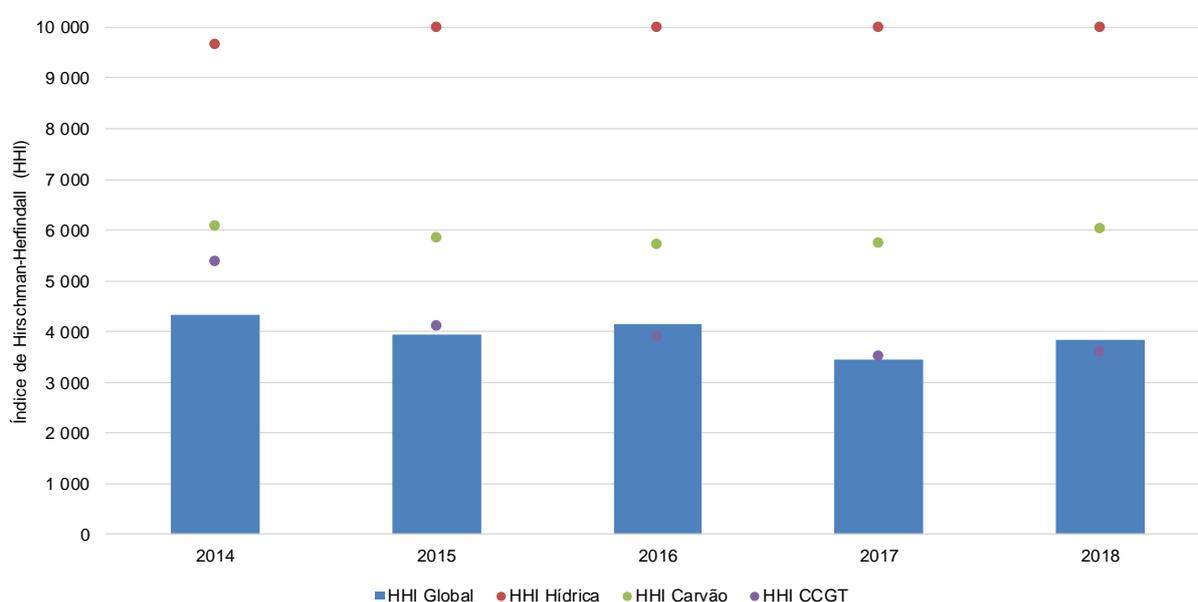
No caso dos ciclos combinados a gás natural, ocorreu uma diminuição global significativa na produção em 2018, face a 2017. Este decréscimo, de cerca de 3,3 TWh em termos absolutos, resultou essencialmente do decréscimo de produção do portfólio de geração dos ciclos combinados a gás natural do grupo EDP e da Endesa (central do Pego). A exceção foi o ativo de produção gerido pela REN Trading (central da Turbogás), que verificou aumento de produção.

⁶² ENEOP – Eólicas de Portugal, antigo consórcio de empresas participantes (a EDP Renováveis, a Enel Green Power e a Geneng) em projetos eólicos em Portugal, que instalou um conjunto de parques com 1 200 MW de potência.

Relativamente às centrais a carvão verificou-se uma diminuição significativa na produção em 2018, face a 2017. Este decréscimo ascendeu a cerca de 2,5 TWh em termos absolutos, e resultou de diminuições de produção tanto por parte do grupo EDP, como da central gerida pela REN Trading (Central do Pego).

Os indicadores de concentração global relativos a 2018 registam uma maior concentração empresarial do que a que ocorrera em 2017. Esta evolução é sustentada fundamentalmente pelo aumento do nível de produção na fileira de geração hídrica do grupo EDP.

Figura 3-24 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2014 a 2018



Fonte: dados REN e grupo EDP

Paralelamente, importa reter que, por impossibilidade de análise mais refinada, a PRE sem grande hídrica não controlada pela EDP é, para efeitos de cálculo dos indicadores de concentração, integralmente afeta a uma única entidade (uma única quota de mercado), pelo que, por um lado, não se consegue observar a real evolução da concentração empresarial na PRE sem grande hídrica, e, por outro lado, os valores de concentração global serão majorantes dos que realmente existem na atual estrutura do mercado.

INVESTIGAÇÕES E MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

No quadro da regulação setorial em matérias relacionadas com a promoção da concorrência, a ERSE possui competências próprias que lhe advêm do quadro legal do setor elétrico e outras atribuições que decorrem da legislação da concorrência.

Do quadro institucional e jurídico da concorrência e do setor elétrico resulta que a ERSE deve ser consultada pela Autoridade da Concorrência no âmbito de processos de concentração empresarial, sempre que as entidades envolvidas atuem no mercado elétrico. O parecer da ERSE não é vinculativo, nos termos da lei, podendo as medidas de minimização dos riscos concorrenciais (vulgo “remédios” da operação) ser acompanhadas pela ERSE.

O acompanhamento da concorrência nos mercados elétricos tem uma dimensão estrutural e outra comportamental. Tendencialmente, cabe à regulação setorial atuar sobre as condições estruturais de concorrência no mercado, nomeadamente através da regulamentação que deve induzir princípios de desenvolvimento concorrencial do mercado. No quadro da atuação comportamental, a ERSE enquanto regulador setorial tem competências específicas de monitorização do funcionamento do mercado elétrico, devendo, nos termos dos seus estatutos, notificar a Autoridade da Concorrência de eventuais práticas contrárias ao Direito da concorrência.

Durante o ano de 2018, foram emitidos seis pareceres à Autoridade da Concorrência referentes as seguintes operações de concentração relativas ao setor elétrico:

- Operação de concentração que consiste na aquisição do controlo exclusivo, por parte da INGKA Holding B.V. (IKEA Holding), da sociedade Parque Eólico do Pisco S.A. (PEP), ambas atuantes na produção de energia elétrica. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE considerando que os ativos envolvidos na operação teriam uma força muito reduzida na influência do preço no mercado grossista.
- Operação de concentração que consiste na aquisição do controlo exclusivo, por parte da New Finerge, da sociedade Eol Verde – SGPS, S.A. (Eol Verde), ambas atuantes na produção de energia elétrica. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE considerando que os ativos envolvidos na operação teriam uma força muito reduzida na influência do preço no mercado grossista.
- Operação de concentração que consiste na aquisição do controlo exclusivo da sociedade Urbaser, S.A.U. (URBASER) pela China Tianying Inc.(CHINA TIANYING), sendo a primeira detentora de participação em sociedades que atuam no mercado português de produção de energia elétrica. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE com a indicação de algumas ressalvas.

- Operação de concentração que consiste na aquisição do controlo exclusivo, por parte da New Finerge, das seguintes sociedades – Empreendimentos Eólicos do Rego, S.A.; Eolcinf – Produção de Energia Eólica, S.A.; Parque Eólico Vale de Abade, S.A.; Biowatt – Recursos Energéticos; S.A.; Eolflor - Produção de Energia Eólica, S.A.. Vale indicar que as sociedades adquiridas eram, previamente à concretização da operação de concentração, detidas em 51% pela New Finerge e em 49% pela sociedade Catavento - Produção de Energia Eólica, S.A. (Catavento). As entidades envolvidas na operação atuam no mercado português de produção de energia elétrica. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE condicionada ao envio de documentação adicional comprobatória.
- Operação de concentração que consiste na aquisição direta e indireta do controlo exclusivo, por parte da Altri, SGPS, S.A. (Altri) da sociedade EDP Produção – Biolétrica, S.A. (EDP Biolétrica) por meio de um Contrato de Compra e Venda de Ações e de Cessão de Créditos, ambas atuantes na produção de energia elétrica. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE considerando que os ativos envolvidos na operação teriam uma força muito reduzida na influência do preço no mercado grossista.
- Operação de concentração que consiste na aquisição, pela AXPO International, S.A., diretamente e através da sua subsidiária, AXPO Ibéria, S.L., do controlo exclusivo da Goldenergy – Comercializadora de Energia, S.A (GOLDENERGY), empresa atualmente controlada conjuntamente pela AXPO e pela Dourogás – Participações Sociais, S.G.P.S., S.A. A operação incidiu sobre as atividades de comercialização de eletricidade e gás natural. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE.

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Regime transitório da gestão de garantias

A ERSE, reconhecendo a necessidade de alterar a gestão de riscos e garantias nos setores elétricos e do gás natural, nomeadamente no que diz respeito aos procedimentos e meios de prestação e atualização das garantias e seus custos e às consequências de incumprimentos de obrigações por parte de agentes de mercado, lançou em outubro de 2016 uma consulta sobre este tema.

As conclusões dessa consulta permitiram concretizar uma revisão regulamentar do setor elétrico mais orientada, o que veio a concretizar-se em 2017. Com a publicação do RRC SE, em dezembro de 2017,

consagrou-se a existência de um modelo integrado de aferição de riscos e de prestação de garantias, o qual foi objeto de subregulamentação para operacionalização dos detalhes operativos.

O quadro regulamentar aprovado prevê a existência de uma entidade única, encarregue de efetuar a aferição de riscos e gestão de garantias. Esta entidade ainda não está concretizada no momento presente, pelo que a ERSE entendeu fazer aprovar um conjunto de regras transitórias, que afirmem o essencial dos princípios já consagrados no RRC SE e que preveem que se promova uma gestão abrangente das garantias, a diferenciação dos comportamentos dos agentes e, conseqüentemente, uma afirmação mais efetiva da concorrência no setor elétrico português a par de contenção do risco de sistema.

As regras aprovadas na Diretiva n.º 11/2018⁶³, de 16 de julho, e previamente sujeitas a consulta dirigida de interessados, envolvendo o ORT, os ORD e os comercializadores que atuam no SEN, previram flexibilidade para que os comercializadores possam escolher o prazo de pagamentos aos operadores de redes, que é acompanhada de uma diferenciação positiva dos agentes cumpridores.

Mecanismos de aprovisionamento de energia pelo CUR

Em 2018 foi realizada uma alteração ao RT⁶⁴ visando a adaptação dos mecanismos de aquisição de energia do CUR, com reflexo na tarifa de energia, considerando o contexto de volatilidade acrescida dos preços de eletricidade dos mercados grossistas, decorrente das variações dos preços das emissões de gases com efeito estufa, do gás natural, do carvão e do petróleo. Os preços de energia praticados pelo CUR são fixados anualmente pela ERSE, não estando anteriormente prevista a possibilidade de correção ao longo do ano. O desalinhamento destes preços com a evolução do mercado grossista dificulta a repercussão dos preços de energia do mercado organizado nas ofertas dos comercializadores de mercado, com impactes negativos no funcionamento do mercado e, conseqüentemente, nos consumidores.

Visando dotar o CUR de um modelo mais adequado à dinâmica do mercado grossista, a ERSE aprovou um mecanismo que prevê a aplicação do preço de energia com base na evolução verificada no mercado de futuros. Adicionalmente, aprovou regras que permitem à ERSE fixar alterações ao preço da tarifa de energia, de forma automática, caso se verifiquem desequilíbrios significativos entre o custo de energia efetivo e a tarifa de energia aprovada no processo anual de tarifas e preços.

⁶³ [Diretiva n.º 11/2018](#), estabelece o Regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN.

⁶⁴ Aprovado pelo [Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro](#).

3.2.2 MERCADO RETALHISTA

Durante o ano de 2018 continuou a observar-se uma consolidação do mercado retalhista liberalizado, quer em termos de consumo global de eletricidade, quer em número de clientes.

Fatores estruturais como a extinção das tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais e a adoção de tarifas transitórias, a adesão aos mecanismos regulados de cobertura de risco pelos comercializadores e o reforço da transparência na comunicação aos consumidores finais sobre as ofertas disponíveis, continuam a permitir a entrada de novos comercializadores a atuar em mercado livre.

Do mesmo modo, ao nível de fatores conjunturais, os reduzidos diferenciais de preço entre Portugal e Espanha no mercado grossista propiciaram a perceção de menores riscos comerciais aos comercializadores que operam a partir de Espanha e que concorrem com todos os demais comercializadores no mercado português.

No final de 2018, encontravam-se a abastecer clientes em mercado 29 comercializadores, dos quais 26 a fornecer em BTN.

A mudança de comercializador em 2018 foi marcada por uma penetração significativa dos comercializadores em regime de mercado nos segmentos de clientes com maior consumo, grandes clientes e consumidores industriais, mas também nos consumidores domésticos: cerca de 85% dos consumidores domésticos já se encontravam no mercado liberalizado no final de 2018 (mais 2 pontos percentuais (p.p.) face ao final de 2017). A intensidade de mudança de comercializador continua elevada quando comparada com a registada nos restantes países europeus, com uma taxa de mudança de cerca de 16% em 2018.

3.2.2.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

METODOLOGIA DE RECOLHA DE PREÇOS DE REFERÊNCIA E PREÇOS MÉDIOS VERIFICADOS NO MERCADO RETALHISTA

No âmbito das competências da ERSE relativas à monitorização do mercado de energia elétrica e à informação aos consumidores e aos restantes agentes sobre os preços praticados, a ERSE recebe dos comercializadores informação atualizada sobre os preços de referência que estes praticam ou preveem

praticar para a totalidade dos fornecimentos de eletricidade em Baixa Tensão (BT), assim como informação sobre os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista⁶⁵.

A informação sobre os preços médios praticados, reportada trimestralmente, suporta a ERSE nas suas funções de monitorização e supervisão do mercado de energia elétrica a retalho, servindo ainda como ferramenta de informação para divulgação dos preços médios praticados, sendo utilizada por organismos oficiais de dados estatísticos (Instituto Nacional de Estatística- INE, a nível nacional, ou Eurostat, a nível europeu, por exemplo).

Os preços de referência entendem-se como o conjunto de tarifas, opções tarifárias e os respetivos preços e indexantes por variável de faturação oferecidos pelos comercializadores aos seus clientes, bem como as condições de aplicação das tarifas, designadamente as características de consumo, duração dos contratos e condições de revisibilidade dos preços. Os preços de referência constituem a oferta comercial básica do comercializador, o que não impede a prática de condições contratuais particulares diferenciadas, como sejam a aplicação de descontos ou outras campanhas promocionais. Esta informação deve ser enviada em base anual (fim de janeiro) e sempre que haja alguma alteração de preços ou condições contratuais.

A informação sobre as ofertas comerciais é integrada em ferramentas de simulação e apoio à tomada de decisão dos consumidores, disponibilizadas pela ERSE na sua página na internet⁶⁶, as quais são descritas no ponto dedicado à transparência. Desde o segundo trimestre de 2017, estas ferramentas foram complementadas com a publicação de boletins trimestrais acerca dos preços de referência praticados no mercado em BTN⁶⁷.

Da análise realizada às ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores, verificou-se que no final de dezembro de 2018, para o consumidor representativo do universo dos clientes domésticos⁶⁸, existiam 19 comercializadores em mercado, com 109 ofertas (exclusivamente) de eletricidade e 63 ofertas integradas de eletricidade e gás natural (duais), totalizando 172 ofertas comerciais, mantendo-se a tendência de crescimento do número de ofertas. Três destes comercializadores apresentaram ofertas com

⁶⁵ Nos termos do [Despacho n.º 18637/2010](#), de 15 de dezembro.

⁶⁶ Em <http://www.erse.pt/pt/simuladores/Paginas/Simuladores.aspx>.

⁶⁷ [Boletins das Ofertas Comerciais de Eletricidade](#).

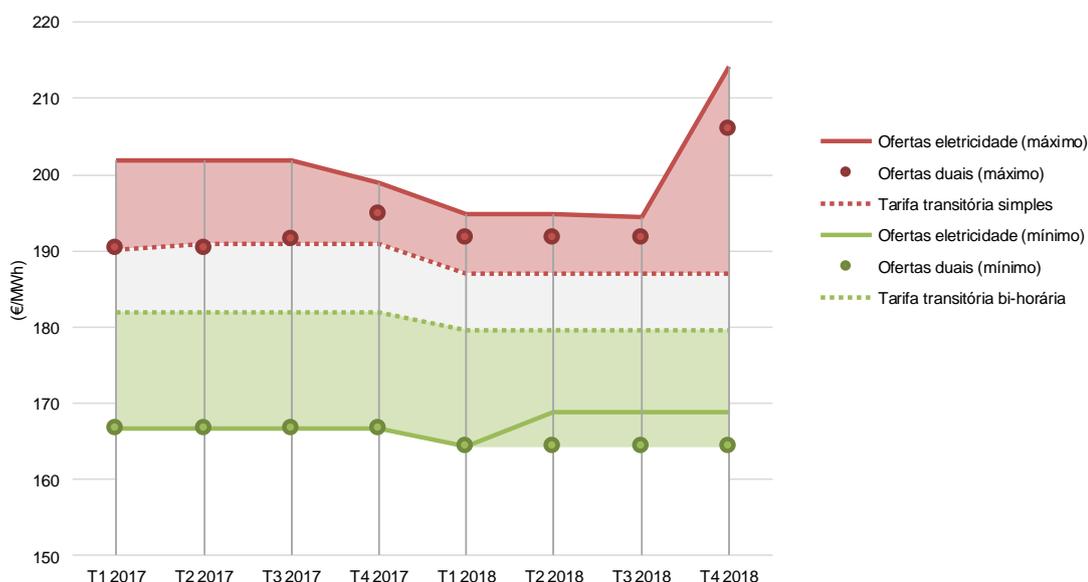
⁶⁸ Representatividade em unidades de energia. Corresponde ao consumidor tipo 2, com consumo anual de 5 000 kWh, dos quais 40% em período de vazio, e potência contratada de 6,9 kVA.

serviços adicionais, como por exemplo serviços de assistência técnica e diagnósticos energéticos, e ofertas comerciais com pré-pagamento.

Em igual período, a menor fatura anual das ofertas comerciais somente de energia elétrica (844 €/ano) apresentava um diferencial em relação à oferta mais cara de -21% (-227 €/ano). Para as ofertas comerciais duais (eletricidade e gás natural), a menor fatura na componente de fornecimento de eletricidade representava um montante de 822€/ano, que corresponde a um desconto de aproximadamente 20% (-208 €/ano) em relação à oferta dual mais cara.⁶⁹

A Figura 3-25 apresenta a evolução dos preços das ofertas em mercado, bem como os valores da tarifa transitória referentes às opções simples e bi-horária, em 2017 e 2018. Em 2018, as ofertas comerciais revelaram uma descida dos preços máximos face a 2017, aproximando-se dos preços da tarifa transitória, e uma expressiva subida no último trimestre de 2018, resultado do aparecimento de uma nova oferta comercial muito acima da tarifa transitória. No que respeita aos preços mínimos a tendência foi de estabilidade de preços ao longo do ano de 2018, com uma ligeira subida de preço nas ofertas de apenas um serviço (eletricidade).

Figura 3-25 – Preço das ofertas comerciais de eletricidade (exclusivamente de eletricidade e duais) para o consumidor tipo 2 em 2017 e 2018



Fonte: dados ERSE

⁶⁹ Preços reais, sem impostos e taxas.

TRANSPARÊNCIA

Dando continuidade à disponibilização de informação aos consumidores de eletricidade sobre preços de referência praticados no mercado, bem como de ferramentas informáticas de apoio aos consumidores na escolha de comercializador, a ERSE disponibiliza no seu sítio na internet os seguintes simuladores, que asseguram informação objetiva aos consumidores de eletricidade para fazerem as suas opções, de forma fundamentada, nomeadamente quanto à escolha da melhor oferta no mercado:

- Simulador de comparação de preços no mercado para fornecimentos em Portugal continental em BTN⁷⁰.
- Simulador de potência a contratar⁷¹.
- Simulador de rotulagem de eletricidade⁷².

De forma a garantir a transparência da informação disponibilizada aos consumidores por parte dos comercializadores, a ERSE verifica ainda se estes últimos divulgam na sua página de internet as ofertas que se encontram a praticar no mercado, quer em termos de preços, quer de condições comerciais, e se estas se encontram de acordo com a informação sobre preços de referência enviada à ERSE no âmbito da monitorização. Nas situações em que se verificam discrepâncias ou lacunas, a ERSE reserva-se o direito de não publicação das ofertas comerciais no seu simulador, até estarem ultrapassadas as questões identificadas.

Além do simulador, a ERSE disponibiliza também na página de internet toda a informação de preços de referência e demais condições contratuais que serve de base ao funcionamento do simulador de comparação de ofertas em BTN, visando garantir o acesso à informação a todos os interessados.

Considerando que o número de ofertas disponíveis para clientes em BTN tem vindo a aumentar, a ERSE sentiu a necessidade de criar condições de acesso à informação mais eficazes para os consumidores, designadamente para a formulação de escolhas conscientes e informadas. Deste modo, a ERSE estabeleceu⁷³ regras que preveem obrigações de divulgação e de conteúdo (que passa a ser harmonizado) das condições de prestação de informação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade

⁷⁰ Disponível em <https://simulador.precos.erse.pt>.

⁷¹ Disponível em <https://simulador.potencia.erse.pt/>.

⁷² Disponível em <http://simuladores.erse.pt/rotulagem>.

⁷³ [Diretiva n.º 6/2015](#), de 27 de abril.

em Portugal continental: a ficha contratual padronizada. A adoção da ficha contratual padronizada constituiu uma medida que a ERSE considerou eficaz para a promoção efetiva da concorrência. Esta medida contribui para o acesso à informação ser mais efetivo para os consumidores, permitindo a comparabilidade de ofertas disponíveis no mercado.

Em 2018, a ERSE aprovou o conteúdo mínimo e a forma de prestação de informação aos consumidores, relativamente ao exercício do regime equiparado⁷⁴ que obriga os comercializadores a apresentarem na fatura do seu cliente o valor da diferença entre a tarifa praticada pelo comercializador e a que se lhe equivale no regime de tarifas transitórias ou reguladas. No caso da tarifa transitória ou regulada apresentar um preço inferior ao preço praticado pelo comercializador, o cliente poderá, a todo o tempo, rescindir o contrato de fornecimento com o comercializador e mudar para o CUR ou outro comercializador que pratique preços equiparados aos preços da tarifa transitória ou regulada.

Em termos regulamentares, mantém-se a obrigação dos comercializadores com mais de cinco mil clientes⁷⁵ divulgarem publicamente⁷⁶ as suas ofertas comerciais, bem como as condições gerais dos contratos para clientes em BTN. Adicionalmente, quando solicitado expressamente, o comercializador deve apresentar uma proposta de fornecimento de energia elétrica no prazo máximo de 8 dias úteis, no caso de clientes em BT e no prazo de 12 dias úteis, nos restantes clientes, a contar da data da formulação do pedido pelo cliente.

Estão também em vigor regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente informação relativa à parcela das tarifas de acesso, à parcela CIEG⁷⁷ e à rotulagem de energia elétrica⁷⁸.

Ainda no que respeita à fatura de eletricidade, a ERSE aprovou, através da Diretiva n.º 14/2016, de 26 de julho, obrigações adicionais aplicáveis aos comercializadores de energia elétrica, tornando obrigatório informar os clientes em BTN da data ou datas preferenciais para comunicação de leituras por parte dos

⁷⁴ Aprovado pela [Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto](#) e [Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro](#).

⁷⁵ Nos termos do n.º 3 do artigo 105.º do [RRC do setor elétrico](#), “no caso dos comercializadores que disponham de um número de clientes igual ou superior a 5 mil, presume-se que a sua atividade de comercialização abrange todos os tipos de fornecimento de energia elétrica”.

⁷⁶ Através dos meios de comunicação que disponibilizam, nomeadamente nas páginas na internet.

⁷⁷ Nos termos dos artigos 121.º e 132.º do [RRC do setor elétrico](#).

⁷⁸ Nos termos dos artigos 105.º e 133.º do [RRC do setor elétrico](#).

clientes, de modo a melhorar a eficácia desta comunicação permitindo a faturação sem recurso a estimativas de consumo.

As regras de acesso à informação dos consumos de energia elétrica, pelos clientes, estão reguladas pela ERSE nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados⁷⁹. No que respeita às regras de medição, as instalações em MAT, AT, MT e BTE estão equipadas com sistemas de medição com leitura remota (telecontagem), com periodicidade diária e recolha dos registos quarti-horários. Nas instalações ligadas em BTN, a recolha da leitura é realizada localmente, de três em três meses, para 2/3 das instalações e é realizada remotamente, todos os meses, para 1/3 das instalações. O operador da rede de distribuição está obrigado a disponibilizar a todos os clientes um atendimento telefónico para comunicação de leituras, sem custos para o cliente⁸⁰. A leitura do contador pelo cliente e pelo ORD têm o mesmo valor jurídico para efeitos da faturação.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

O processo de liberalização do setor elétrico em Portugal Continental tem sido efetuado de forma progressiva, sendo que o mercado liberalizado tem vindo a consolidar-se, essencialmente devido ao processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, passou a abranger todo o conjunto de clientes, incluindo os clientes residenciais.

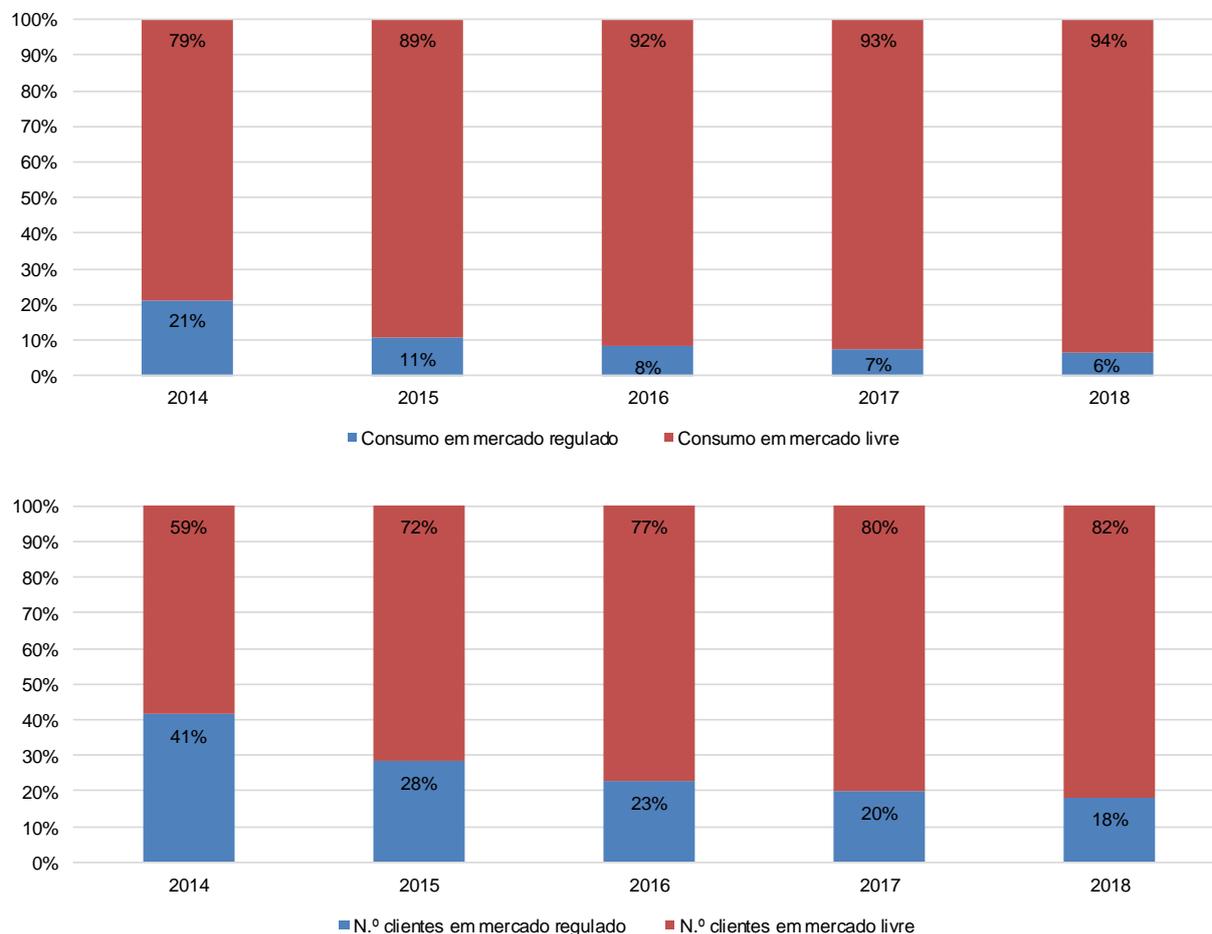
A evolução do consumo e do número de clientes no mercado liberalizado em Portugal Continental, entre 2014 e 2018, pode ser observada na Figura 3-26.

O processo de extinção de tarifas reguladas, como referido anteriormente, contribuiu significativamente para o aumento da dimensão do mercado liberalizado. Com esta evolução, no final de 2018 o consumo em mercado representava já cerca de 94% do consumo total.

⁷⁹ [Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro.](#)

⁸⁰ Nos termos do artigo 35.º do [Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico.](#)

Figura 3-26 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2014 a 2018



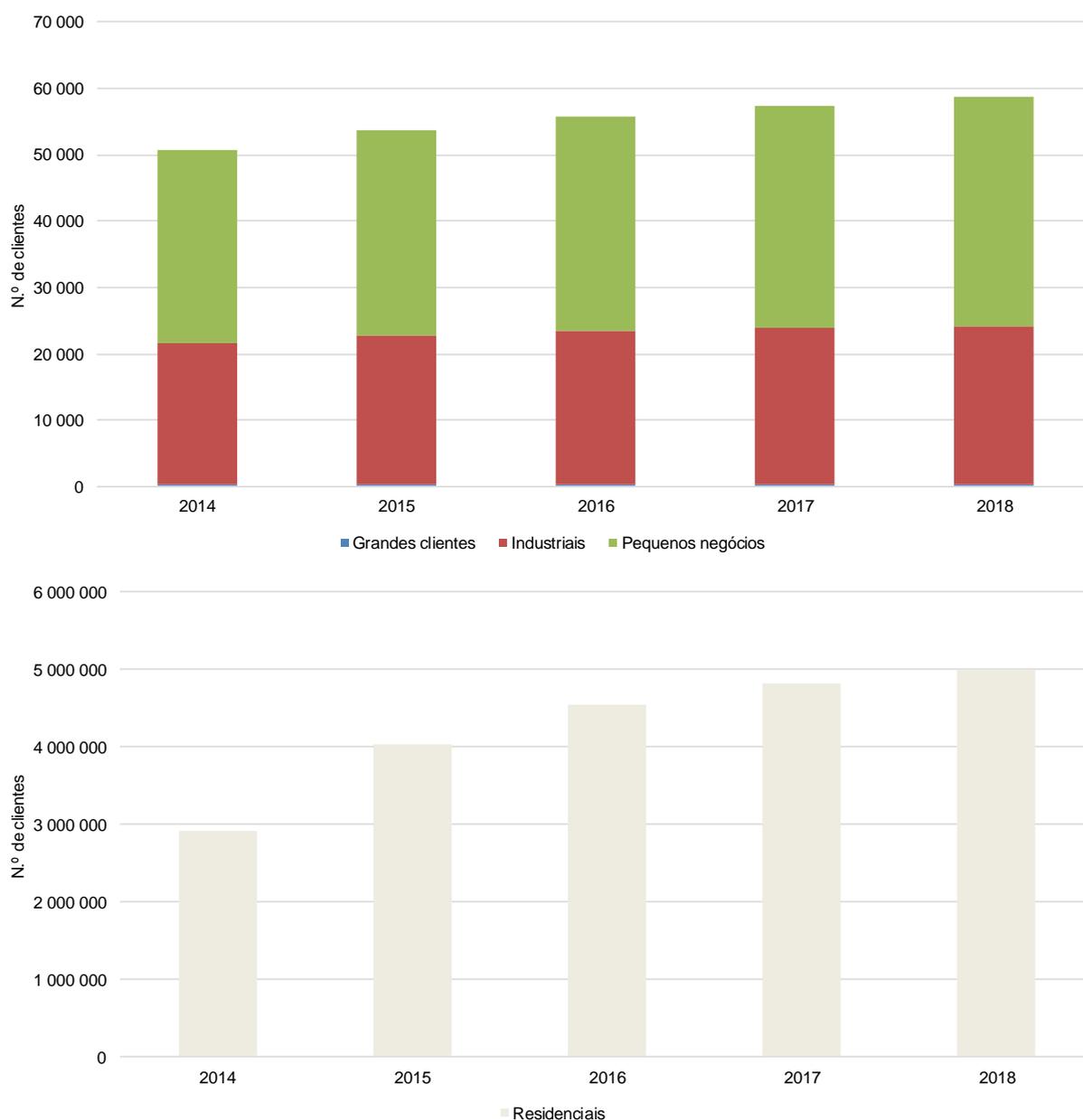
Fonte: dados REN e EDP Distribuição

Relativamente ao número total de clientes, o aumento gradual da dimensão do mercado liberalizado no período analisado deve-se essencialmente à continuação da entrada de clientes residenciais que, em 2018, aumentou cerca de 3% face ao ano anterior.

No que se refere ao número de clientes residenciais, apesar de ser o segmento de clientes que continua a apresentar uma menor penetração no mercado liberalizado, regista-se que já cerca de 85% dos clientes deste segmento transitaram para o mercado livre.

Na Figura 3-27 é possível observar que, em 2018, os segmentos com um maior consumo – grandes clientes (MAT⁸¹ e AT), industriais (MT) e pequenos negócios (BTE) – continuam a verificar um crescimento entre os 1% e os 3% no mercado livre.

Figura 3-27 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2014 a 2018

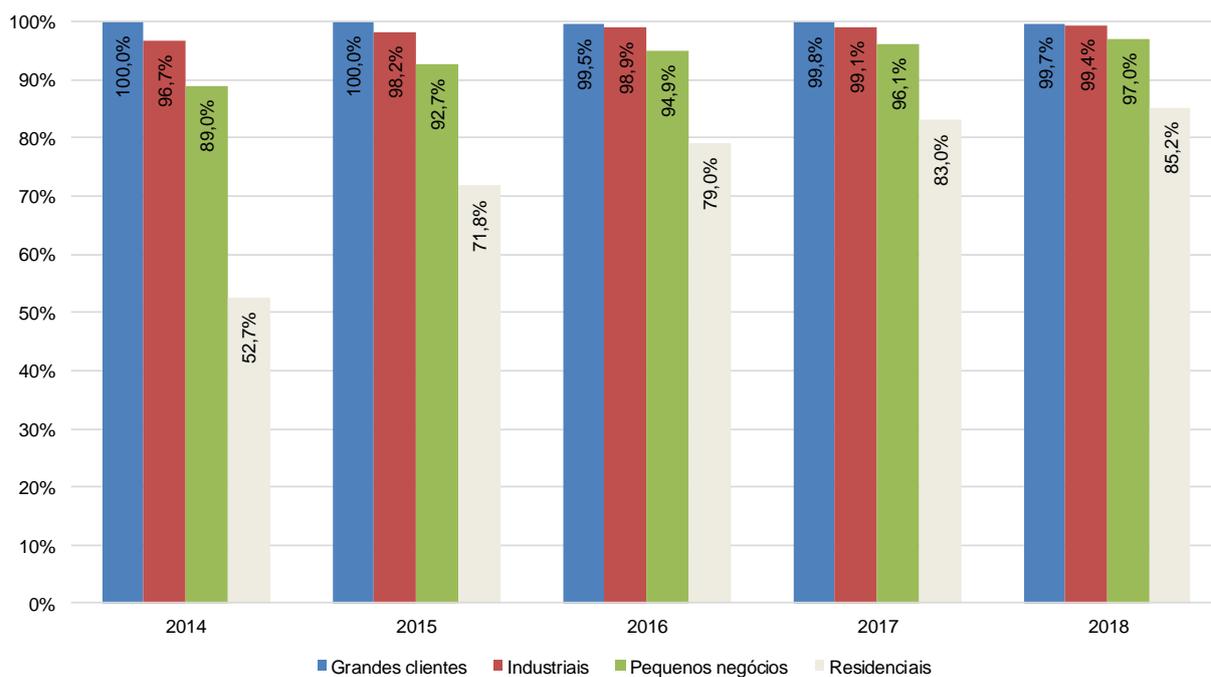


Fonte: dados EDP Distribuição

⁸¹ Todos os clientes em MAT já se encontram em mercado livre desde julho de 2013.

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado são apresentados na Figura 3-28, sendo observável que, no ano de 2018, a quase totalidade do consumo de grandes clientes foi assegurado por comercializadores em mercado, o mesmo acontecendo a cerca de 99% do consumo de clientes industriais.

Figura 3-28 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2014 a 2018

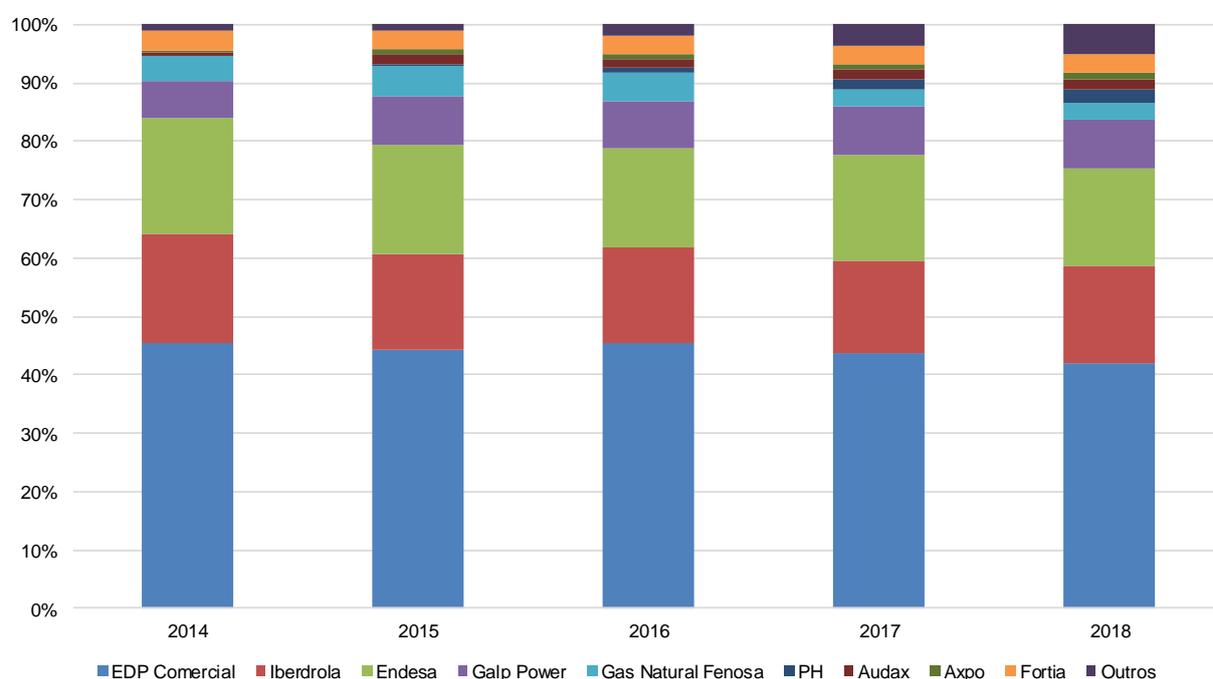


Fonte: dados EDP Distribuição

No mercado liberalizado, uma análise por segmentos permite verificar que o segmento de clientes industriais é o mais disputado, sendo o segmento de clientes residenciais aquele em que se observa uma maior concentração empresarial, embora o número de comercializadores presentes neste segmento tenha continuado a aumentar em 2018.

Apesar da tendência de crescimento do mercado liberalizado, a concentração global empresarial mantém-se elevada em 2018. A elevada quota de mercado do grupo EDP, principal operador no mercado da eletricidade, principalmente no segmento de consumidores domésticos, é o fator que mais contribui para esta situação, com o comercializador em mercado livre a representar cerca de 42% dos fornecimentos em mercado no último ano (44% em 2017), conforme se pode extrair da Figura 3-29.

Figura 3-29 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2014 a 2018



Fonte: dados EDP Distribuição

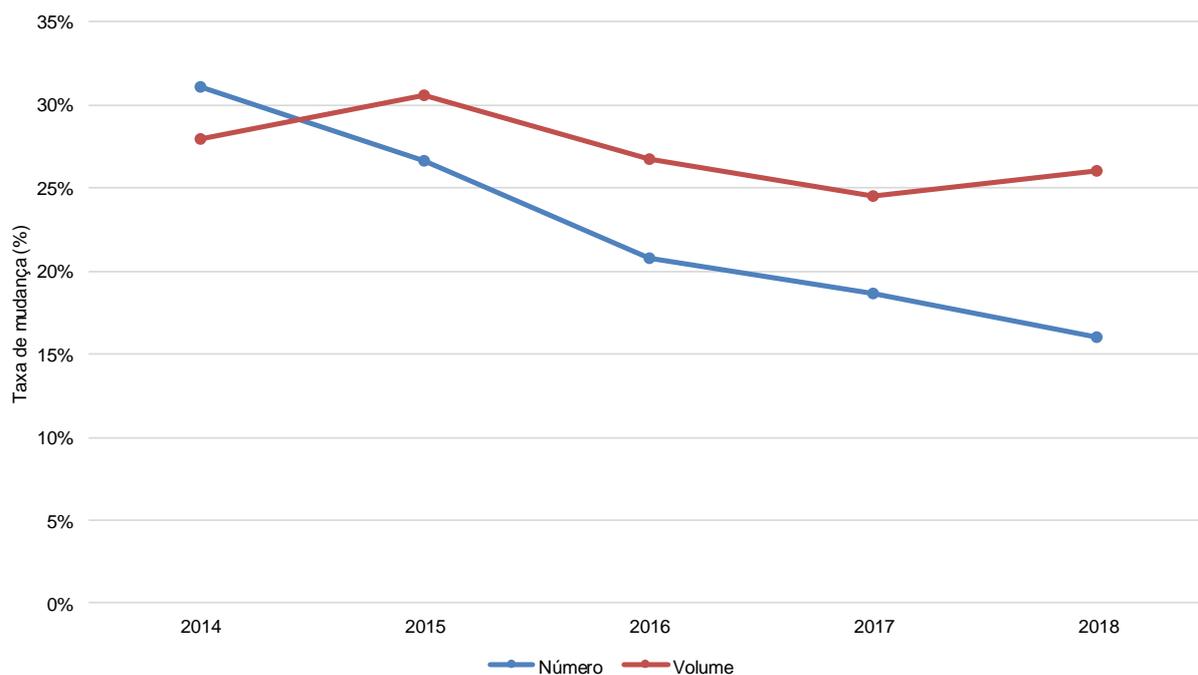
Apesar da tendência decrescente, as taxas de mudança de comercializador continuam relevantes: em 2018, cerca de 16% dos consumidores de eletricidade mudaram de fornecedor, *vide* Figura 3-30. As mudanças dentro do mercado liberalizado representaram cerca de 59% do total de mudanças entre comercializadores. Já as mudanças de mercado regulado para o mercado livre, representaram cerca de 40% dessas mudanças.

Em número de clientes, em 2018, foram registados 13.558 regressos ao mercado regulado, sendo que 11% deste valor está relacionado com o fornecimento supletivo. No que tange ao consumo, todos os retornos registados correspondem a um consumo de cerca de 143 GWh, sendo que 17% do consumo que regressou ao CUR foi devido ao fornecimento supletivo.

Quando comparando o consumo dos clientes que regressaram ao CUR com o consumo total de clientes que mudaram de comercializador no ML é possível verificar que este é muito insignificante, já que o regresso ao CUR corresponde somente a 2% do consumo correspondente as mudanças no ML.

Em dezembro de 2018, o número de clientes que deixa a carteira do CUR para integrar uma carteira de comercializador em mercado, permanecendo como um elemento importante, é substancialmente inferior (cerca de 1/4) ao número de consumidores que troca de comercializador já em regime de mercado, consolidando a tendência crescente de mudanças de comercializador no quadro do mercado livre.

Figura 3-30 – Mudança de comercializador, 2014 a 2018



Fonte: dados EDP Distribuição

A ERSE disponibiliza na sua página na internet uma análise evolutiva do mercado retalhista⁸², em forma de relatório mensal, onde se evidenciam as questões de pressão competitiva no mercado em cada um dos segmentos que o compõem.

⁸² <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizaodosector/informacaosobreomercadoliberalizado/2018/Paginas/2018.aspx>

3.2.2.2 RECOMENDAÇÕES SOBRE PREÇOS DE FORNECIMENTO, INVESTIGAÇÕES E MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

RECOMENDAÇÕES AOS PREÇOS DE FORNECIMENTO

No decurso de 2018, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de comercialização nos termos previstos no artigo 3.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho. Importa sublinhar que se manteve vigente o regime transitório de tarifas reguladas de venda de eletricidade para clientes finais em BTN, BTE, MT e AT.

MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

No ano de 2017 procedeu-se à revisão dos regulamentos do setor elétrico, tendo-se realizado um conjunto alargado de alterações, a vigorar a partir do início de 2018, com impacto no funcionamento do mercado retalhista de eletricidade, tendo em vista o aprofundamento da concorrência.

Esta revisão regulamentar veio também alterar as disposições relativas à rotulagem de energia elétrica, no sentido de efetuar uma redistribuição alternativa da energia acolhida em regimes jurídicos especiais, não inviabilizando a existência de comercializadores com um *mix* global 100% renovável, e permitindo aos comercializadores uma maior diferenciação na oferta.

A concretização da revisão regulamentar motivada pelos recentes desenvolvimentos ocorridos no mercado justificou uma revisão das regras em vigor, na medida em que torna clara a possibilidade de os comercializadores apresentarem uma carteira 100% renovável, refletir no seu *mix* o efetivo recurso a garantias de origem e a simplificação administrativa de procedimentos, tendo sido publicada a Diretiva n.º 16/2018, de 13 de dezembro, que estabelece as regras da Rotulagem de Energia Elétrica.

Finalmente, um dos aspetos que sofreu alteração na última revisão regulamentar, e que vem promover um melhor funcionamento do mercado retalhista, contribuindo para a mitigação do risco sistémico referente ao incumprimento das obrigações dos comercializadores no âmbito dos contratos de uso de redes e de gestão dos serviços de sistema celebrados entre agentes de mercado e operadores de rede, foi o processo de gestão de garantias. Assim, o novo enquadramento veio prever a figura do gestor de garantias, que centraliza a atividade de gestão de garantias relativa aos referidos contratos, com a vantagem de os comercializadores passarem a ter uma entidade única com quem se relacionam no âmbito da prestação de garantias para além das vantagens associadas à redução do risco de incumprimento. Nos princípios de

aferição de risco, o gestor de garantias deve proceder a uma diferenciação entre entidades com histórico de cumprimento e entidades com atrasos ou incumprimentos, sendo estes últimos objeto de agravamento no cálculo da respetiva garantia.

Até que se concretize a mencionada subregulamentação prevista no RRC SE e uma convergência faseada para um novo quadro setorial neste domínio, a ERSE procedeu à publicação da Diretiva n.º 11/2018, de 16 de julho, que estabelece o regime transitório de gestão de riscos e garantias do SEN, que alterou o modelo em vigor, visando robustecer a aferição e prevenção de riscos para este sistema.

REGIME TRANSITÓRIO DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Desde 1 de janeiro de 2013⁸³ que as tarifas de venda a clientes finais em BTN publicadas pela ERSE para Portugal continental⁸⁴ passaram a ter um carácter transitório⁸⁵. Em 2018 estas tarifas aplicaram-se aos fornecimentos do CUR em AT, MT, BTE e BTN⁸⁶, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, dado já não existirem fornecimentos deste comercializador neste nível de tensão.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais que vigoraram a partir de 1 de janeiro de 2018 são determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes, da tarifa transitória de energia e da tarifa de comercialização regulada⁸⁷, sendo as mesmas aprovadas pela ERSE⁸⁸.

⁸³ Nos termos do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março.

⁸⁴ Não se aplicam às regiões autónomas as disposições relativas ao mercado organizado, bem como as disposições relativas à separação jurídica das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, nos termos da derrogação prevista no artigo 44.º da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

⁸⁵ Para os restantes níveis de tensão (MAT, AT, MT e BTE) é aplicável o Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na redação das suas subseqüentes alterações.

⁸⁶ O [Decreto-lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro](#), procedeu à alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, tendo reformulado a forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade aos clientes finais em BTN. O período de aplicação das tarifas transitórias para clientes em BTN foi alterado para 31 de dezembro de 2020 pela [Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro](#), [Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro](#), e [Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro](#).

⁸⁷ O regime da tarifa transitória é determinado pela aplicação conjugada da [Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril](#), e da [Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro](#). É igualmente aplicável o [Despacho n.º 7557-A/2017, de 25 de agosto](#), que revogou o Despacho n.º 11 566-A/2015, de 3 de outubro.

⁸⁸ [Diretiva n.º 2/2018, de 4 de janeiro](#).

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Procedimentos de mudança de comercializador

O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, veio concretizar a entidade “operador logístico de mudança de comercializador” (OLMC), comum ao setor elétrico e ao setor do gás natural, cujas funções estavam atribuídas transitoriamente, pela ERSE, ao operador da rede de distribuição de eletricidade em média e alta tensão, e ao operador da rede de transporte de gás natural, para cada um dos setores respetivamente.

No mesmo Decreto-Lei está indicado que esta atividade de OLMC é atribuída à ADENE, que fica responsável pela operacionalização das mudanças de comercializador nos setores de eletricidade e de gás natural e pela gestão e manutenção da plataforma de mudança de comercializador e prestação de informação.

Tendo em conta que o OLMC é comum para ambos os setores, foram elaborados novos procedimentos⁸⁹ acomodando esta nova realidade, comuns para a eletricidade e para o gás natural, salvaguardando as especificidades de cada setor, quando existam.

Estes procedimentos de mudança de comercializador, à semelhança dos anteriores, são padronizados e definem todas as ações e prazos que envolvem a mudança de comercializador no setor elétrico e do gás natural, tendo em consideração os princípios de igualdade de tratamento e sistematização de processos.

Os procedimentos de mudança de comercializador abrangem ainda os sistemas de suporte necessários à mudança de comercializador, incluindo as obrigações de informação para com a ERSE, bem como os procedimentos das auditorias a realizar neste âmbito.

Os recentes procedimentos de mudança de comercializador, comuns para ambos os setores, assumem particular relevo numa situação de um mercado de eletricidade e de gás natural totalmente liberalizados, com números de mudança de comercializador significativos.

As alterações efetuadas aos procedimentos de mudança de comercializador refletem a importância dada pela ERSE para que, independentemente da entidade responsável pelo processo de mudança de comercializador, o resultado final seja transparente e de perceção neutra para os consumidores.

⁸⁹ Aprovados pela [Diretiva n.º15/2018](#), de 10 de dezembro.

Regime equiparado ao das tarifas transitórias

A Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, veio consagrar a livre opção dos consumidores domésticos de eletricidade pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, durante o período em que estas vigorem. O estabelecido na referida Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto foi concretizado através da Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, que define o procedimento de acesso ao regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, havendo aspetos que são remetidos para concretização por regulamentação da ERSE.

Nos termos da referida Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, designadamente no que expressa o n.º 3 do artigo 3.º, os comercializadores devem divulgar se praticam ou não o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, sendo a forma dessa divulgação regulamentada pela ERSE, nos termos do n.º 1 do artigo 5.º.

Por outro lado, a Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, determina ainda que seja apresentada na fatura o valor da diferença entre a tarifa praticada pelo comercializador e a que se lhe equivale no regime de tarifas transitórias ou reguladas, independentemente do comercializador disponibilizar o regime equiparado.

Em acréscimo, coube à ERSE, através da Diretiva n.º 1/2018⁹⁰, de 3 de janeiro, regulamentar o conteúdo mínimo e a forma de prestação de informação aos consumidores, relativamente ao exercício do regime equiparado e à apresentação do valor da diferença entre a tarifa praticada pelo comercializador e a que se lhe equivale no regime de tarifas transitórias ou reguladas.

DÉFICE TARIFÁRIO

Nas tarifas de 2009, e de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, os ajustamentos tarifários de 2007 e 2008 relativos aos custos da energia foram diferidos por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010, bem como o sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE) relativo a 2009.

Em 2011, foi introduzida uma nova possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos

⁹⁰ [Diretiva n.º 1/2018](#), que operacionaliza o regime equiparado ao das tarifas transitórias.

proveitos dos 5 anos seguintes, através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do Artigo 73.º-A.

O Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto veio alterar o regime de transferência intertemporal estabelecido e, de acordo com o n.º 8 do Artigo 73.º-A, prolongando-se até 31 de dezembro de 2020 a sua aplicação.

A repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE tem sido aplicada anualmente, tal como se pode verificar no quadro seguinte.

Em 2018, as principais rubricas do défice tarifário do setor elétrico foram as apresentadas no Quadro 3-11.

Quadro 3-11– Déficit Tarifário, 2018

	Unid: 10 ³ EUR
	Saldo em dívida em 2018 (10³ EUR)
Déficit tarifário 2009	762 234
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	381 746
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	629 295
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	999 279
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	881 196
Total	3 653 750

3.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No quadro legal português, as competências relativas à segurança do abastecimento no setor elétrico são da responsabilidade do Governo, que delegou na DGEG a responsabilidade da sua monitorização⁹¹. Contudo, a ERSE acompanha a evolução da capacidade instalada e da procura, que de seguida se desenvolve.

Em junho de 2016, a ERSE publicou o relatório de avaliação técnica⁹² relativo ao regime de atribuição de incentivos à garantia de potência no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN). O relatório inscreveu como

⁹¹ Conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

⁹² <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/capacidade/Paginas/default.aspx>

principal recomendação o entendimento de que uma eventual revisão do mecanismo de garantia de potência se deveria guiar pela instituição de um mecanismo regido por regras de mercado, concordante com o enquadramento europeu neste domínio e devidamente articulado a nível regional no quadro do MIBEL.

Os pontos seguintes referem-se às diversas vertentes da segurança de abastecimento.

GARANTIA DE POTÊNCIA - VERTENTE INCENTIVO AO INVESTIMENTO

A vertente de incentivo ao investimento do mecanismo de Garantia de Potência estabelecido na Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, aplica-se a:

- Centros eletroprodutores hídricos cuja licença de produção tenha sido emitida entre a data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, e a da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, ou aos que sejam parte em contratos de implementação do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), celebrados ao abrigo do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 182/2008, de 4 de setembro, e obtenham a respetiva licença de produção até 31 de dezembro de 2013.
- Centros eletroprodutores alvo de reforços de potência de aproveitamentos hidroelétricos existentes, desde que realizados com bombagem e que tenham obtido a respetiva licença de produção até 21 de agosto de 2012.

O incentivo ao investimento aplica-se, para cada centro eletroprodutor elegível, durante os primeiros 10 anos de exploração. O montante do incentivo ao investimento é determinado anualmente, para cada centro eletroprodutor, através do produto entre a potência instalada, o índice de valorização da disponibilidade, o índice de cumprimento do prazo fixado na licença de produção para a entrada em exploração e o valor anual de referência⁹³. Em 2018 este incentivo teve um custo de 19,8 milhões de €.

RESERVA DE SEGURANÇA

O Decreto -Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro prevê a criação de um mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência

⁹³ Valor publicado para cada centro eletroprodutor com valores que variam entre 11 000 e 22 000 €/MW.

disponibilizada pelos centros eletroprodutores ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), destinando-se a assegurar um adequado grau de cobertura da procura de eletricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros eletroprodutores, remetendo para portaria do membro do Governo responsável pela área da energia a definição dos respetivos termos.

Nesse contexto, foi publicada a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, que estabeleceu o enquadramento regulamentar da garantia de potência em Portugal.

Posteriormente, através da Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro e em conformidade com as orientações da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017, implementou-se um mecanismo de leilão, que remunera exclusivamente os serviços de disponibilidade prestados em mercado para garantir a reserva de segurança do SEN.

Relativamente a 2018, verificou-se o adiamento do leilão da reserva de segurança, previsto na Portaria n.º 41/2017, tendo o Governo esclarecido que o adiamento vigorará até que seja rececionada pelo Estado Português a pronúncia inequívoca da Comissão Europeia relativamente à compatibilidade do mecanismo de reserva de segurança com as disposições comunitárias relativas a auxílios do Estado no setor da energia⁹⁴.

Assim, para o ano de 2018 não foram celebrados quaisquer contratos de disponibilidade relativos ao regime de reserva de segurança pelo que não foi registado qualquer custo para o SEN relativo à prestação deste serviço.

INTERRUPTIBILIDADE

Nos termos da regulamentação vigente⁹⁵, entende-se por serviço de interruptibilidade o serviço de sistema que consiste na redução voluntária pela instalação do seu consumo de energia elétrica para um valor até ao valor da potência residual, em resposta a uma ordem de redução de potência dada pelo operador da RNT. De acordo com o preâmbulo da Portaria n.º 592/2010 o serviço de interruptibilidade permite:

- a) Dar uma resposta rápida e eficiente a eventuais situações de emergência;
- b) Flexibilizar a operação do sistema;

⁹⁴ Portaria n.º 93/2018, de 3 de abril.

⁹⁵ Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, com as alterações posteriores que lhe foram introduzidas.

c) Contribuir para a segurança do abastecimento.

De acordo com a informação disponibilizada pelo operador da RNT, para o ano de serviços de interruptibilidade que decorreu entre 1 de novembro de 2017 e 31 de outubro de 2018, estiveram ativos 48 Contratos de Adesão ao Serviço de Interruptibilidade. A potência total interruptível ao abrigo deste serviço totalizou 677,2 MW. Refira-se que nunca foi emitida qualquer instrução de redução de potência no serviço de interruptibilidade. A remuneração pela prestação do serviço de interruptibilidade no período que decorreu entre 1 de novembro de 2017 e 31 de outubro de 2018 representou cerca de 108,4 milhões de €.

A Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, veio determinar que a remuneração do serviço de interruptibilidade fica limitada às instalações que forem alvo dos testes previstos no artigo 4.º-A da Portaria n.º 200/2012, de 2 de julho, e que se revelarem aptas à prestação do serviço, após validação dos resultados pela ERSE e DGEG, tendo-se verificado o incumprimento dos ensaios por parte de 2 instalações do universo das 48 instalações com contrato ativo.

3.3.1 MONITORIZAÇÃO DO BALANÇO ENTRE OFERTA E PROCURA

A margem de capacidade, definida como a diferença entre a capacidade de produção instalada e a ponta máxima anual de consumo, referida à capacidade de produção instalada, manteve-se em 2018 em 56%, mesmo valor verificado em 2017. A evolução da potência instalada e da máxima potência solicitada é apresentada no Quadro 3-12.

Quadro 3-12 – Margem de capacidade do SEN

	2017	2018	Variação
	(MW)	(MW)	(%)
Potência total instalada	19 800	19 953	0,77%
Potência renovável	13 397	13 552	1,16%
Potência não renovável	6 403	6 401	-0,03%
Potência máxima anual	8 771	8 794	0,26%
Margem de capacidade	11 029	11 159	1,18%
(%)	56%	56%	

Fonte: dados REN

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento é apresentada no Quadro 3-13.

Quadro 3-13 – Abastecimento do consumo

	2017	2018	Variação
	(GWh)	(GWh)	(%)
Produção total	54 545	55 137	1%
Produção renovável	22 977	29 305	28%
Produção não renovável	31 568	25 832	-18%
Saldo exportador	-2 684	-2 657	-1%
Bombagem hidroelétrica	-2 223	-1 582	-29%
Consumo nacional	49 638	50 898	2,5%

Fonte: dados REN

Em complemento, verifica-se que o consumo de energia elétrica referido à emissão em 2018 se situou em 50,90 TWh, registando-se um aumento de 2,5% face a 2017.

Em 2018 verificaram-se condições hidrológicas favoráveis, com um índice de hidraulicidade⁹⁶ de 1,05. As centrais hidroelétricas (incluindo a produção por bombagem) contribuíram para o abastecimento de 24% do consumo, valor muito superior aos 13% verificados no ano anterior, tendo a restante produção renovável mantido uma quota equivalente à anterior, com a produção eólica a representar 22% do total.

As centrais térmicas não renováveis asseguraram em 2018 uma quota de 47%, inferior aos 58% verificados em 2017, com 20% da produção a partir de centrais a carvão e 26% a partir de centrais a gás natural.

Nas trocas internacionais registou-se pelo terceiro ano consecutivo um saldo exportador, equivalente a 4,82% da produção total.

A repartição percentual da produção de eletricidade por fonte de energia é apresentada no Quadro 3-14.

⁹⁶ Indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período, em relação à que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio.

Quadro 3-14 – Repartição da produção

	2017	2018
Produção renovável	42%	53%
Hídrica	13%	24%
Eólica	22%	22%
Biomassa	5%	5%
Solar	2%	2%
Produção não renovável	58%	47%
Carvão	25%	20%
Gás natural	32%	26%
Outros	1%	1%

Fonte: dados REN

A evolução da potência máxima anual é apresentada no Quadro 3-15. No tocante à potência máxima solicitada à rede pública, esta ocorreu no dia 7 de fevereiro de 2018, atingindo o valor de 8 794 MW que, face à ponta de 2017, registou um ligeiro aumento de 23 MW (0,26%), facto que mantém a tendência de crescimento que se verificou no ano anterior.

Quadro 3-15 – Potência máxima anual

Ano	Dia	Potência (MW)	Varição (%)
2014	04-fev	8 313	-0,11%
2015	07-jan	8 618	3,67%
2016	17-fev	8 141	-5,53%
2017	19-jan	8 771	7,74%
2018	07-fev	8 794	0,26

Fonte: dados REN

A evolução da potência instalada no final de cada ano é apresentada no Quadro 3-16.

Quadro 3-16 – Parque eletroprodutor

	2017	2018	Variação
	(MW)	(MW)	(MW)
PARQUE RENOVÁVEL	13 397	13 552	155
Hídrico	7 193	7 215	22
Eólico	5 090	5 150	60
Biomassa	624	628	4
Cogeração	351	356	5
Solar	490	559	69
PARQUE NÃO RENOVÁVEL	6 403	6 401	-2
Carvão	1 756	1 756	0
Gás natural	4 607	4 609	2
Cogeração	778	779	1
Outros	40	36	-4
Cogeração	27	23	-4
TOTAL	19 800	19 953	153

Fonte: dados REN

Em 2018, os principais desenvolvimentos da RNT, com vista a assegurar a segurança do abastecimento, foram os seguintes:

- Aumento da potência de transformação nas subestações de Zêzere (220/150 kV) e Tábua (220/60 kV) para melhoria da alimentação às redes de distribuição.
- Modernização de ativos em fim de vida útil, nomeadamente a remodelação das linhas Carregado – Rio Maior 1 e Agueira – Pereiros 1, a 220 kV, e intervenções nas linhas Armamar – Carrapatelo 1/2 e Valdigem – Carrapatelo 1, a 220 kV, para maior resiliência e adequação destes troços a fenómenos atmosféricos extremos.
- Remodelação de equipamentos e sistemas de proteção, automação e controlo nas subestações de Batalha, Zêzere, Riba d’Ave, Canelas, Santarém e Carriche.

Em termos de qualidade de serviço, a rede de transporte registou um Tempo de Interrupção Equivalente de 0,86 minutos (ver ponto 3.1.1.2 neste documento).

3.3.2 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

Relativamente a novos investimentos em produção no parque térmico, durante 2018 não houve desenvolvimentos, prevendo-se a manutenção em serviço das atuais centrais para além das datas estabelecidas nos contratos de aquisição de energia (centrais do Pego e Tapada do Outeiro) ou na licença ambiental (Central de Sines), de acordo com os cenários previstos no Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2019 a 2040 (RMSA-E 2018) recentemente aprovado pelo Governo.

No caso da evolução do parque hidroelétrico, também não houve desenvolvimentos significativos, registando-se a entrada de 22 MW em 2018. No âmbito da concretização do PNBEPH até 2030 e da sua reavaliação feita em 2016, o RMSA-E 2018 prevê a entrada em serviço até 2023 das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, num total de 1200 MW, dos quais 880 MW reversíveis e confirma a decisão de adiamento por 3 anos do aproveitamento hídrico do Fridão (238 MW) para 2026 e a entrada da central de Carvão-Ribeira (555 MW) em 2030. Relativamente às restantes tecnologias, na eólica registou-se um aumento de 60 MW, enquanto na fotovoltaica o crescimento foi de 69 MW, destacando-se a nova central de OURIKA, com 40,5 MW, que passou a ser a maior instalação fotovoltaica em Portugal.

Relativamente a previsões da potência instalada em fontes de energia renováveis, o RMSA-E 2018 refere que continuam a adotar-se as do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER)⁹⁷, com as devidas atualizações em função da última informação disponível relativa aos licenciamentos à data de 30 de junho de 2018, bem como nos cenários em estudo no âmbito do Plano Nacional de Energia e Clima até 2030 (PNEC), também à data de junho de 2018, como indicado no Quadro 3-17 para o cenário “Continuidade”.

⁹⁷ PNAER: Parte II da Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, publicada no Diário da República, 1.ª série, de 10 de abril.

Quadro 3-17 – Evolução prevista para as energias renováveis em 2021, 2025 e 2030

	2021	2025	2030
	(MW)	(MW)	(MW)
Hídrica (> 30 MW)	7 382	7 542	8 335
Hídrica (< 30 MW)	609	619	859
Eólica	5 382	5 693	5 812
Solar	1684	2923	4973
Biomassa / Biogás	931	937	937
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77

Fonte: RMSA-E 2018

3.3.3 MEDIDAS PARA COBERTURA DE PICOS DE PROCURA OU FALHAS DE FORNECIMENTO

Relativamente à segurança do abastecimento no setor elétrico, durante o ano de 2018 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas destinadas a garantir a cobertura de picos de procura ou falhas de fornecimento.

4 MERCADO DO GÁS NATURAL

4.1 REGULAÇÃO DAS REDES

4.1.1 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

4.1.1.1 BALANÇO

Os princípios gerais aplicáveis ao balanço na rede de transporte e nas infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) integram o Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI), aprovado pela ERSE. As regras e procedimentos de detalhe integram o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG), que é aprovado pela ERSE. O MPGTG em vigor foi aprovado pela ERSE em 2016.

As regras de balanço das infraestruturas do SNGN, incluindo a compensação da rede de transporte, foram sujeitas a profundas revisões em 2016, em grande parte motivadas pelo código de rede europeu para a compensação das redes de transporte de gás [Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março], e pelo código de rede europeu para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados [Regulamento (UE) n.º 2015/703, de 30 de abril].

Em 2017, foi consolidado o novo modelo de compensação da rede de transporte, em particular as alterações aos (i) procedimentos de submissão, receção e validação de nomeações, renomeações e notificações de transação, aos (ii) procedimentos da compensação operacional a cargo do Gestor Técnico Global (GTG) incluindo ações de compensação e respetiva ordem de mérito, aos (iii) procedimentos de operacionalização dos serviços de flexibilidade do *linepack*, aos (iv) procedimentos de elaboração de repartições e balanço das infraestruturas da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT), incluindo a determinação de encargos de compensação diária, aos (v) procedimentos de apuramento de custos e receitas de neutralidade e aos (vi) procedimentos associados ao modelo de fornecimento de informações do GTG aos agentes de mercado.

Ainda em 2017, no âmbito do Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, foi iniciada a implementação da Entidade Responsável pelas Previsões (ERP) dos consumos com medição não diária. A ERP ficou na esfera do GTG, contando com a cooperação dos operadores das redes de distribuição.

Apesar da implementação dos procedimentos de natureza funcional ter sido bem sucedida, a implementação integral do modelo de compensação previsto no código de rede europeu depende da entrada em funcionamento da plataforma de negociação de gás natural com entrega em Portugal, atribuída à entidade MIBGAS, S.A.. Com efeito, a implementação do MIBGAS tem sofrido alguns atrasos, estando pendente do estabelecimento formal de um acordo intergovernamental entre os estados de Portugal e Espanha.

Durante 2018, os encargos de compensação diária dos desequilíbrios dos agentes de mercado continuaram a ser determinados com base nos preços determinados na plataforma MIBGAS, em Espanha, afetados pelas tarifas das interligações Portugal-Espanha. Por sua vez, as ações de compensação a cargo do GTG foram concretizadas mediante serviços de compensação, estabelecidos em regulamentação própria, publicada em simultâneo com o MPGTG em outubro de 2016.

Os serviços de compensação implementados no SNGN são materializados através de leilões pontuais, de compra ou venda de gás natural, desencadeados pelo GTG e operacionalizados pelo OMIP. Os leilões são abertos a todos os agentes de mercado em atividade em Portugal. As compras ou vendas de gás natural nos serviços de compensação fazem a reposição do *linepack* da rede de transporte, o qual permite uma margem temporal razoável entre a ocorrência dos desequilíbrios líquidos dos agentes de mercado na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) e a sua correção para manter a rede dentro dos seus parâmetros operacionais. Em 2018, o GTG comprou 18 GWh (em 3 leilões, realizados em 26 de julho, 13 de setembro e 20 de setembro) para realizar a compensação operacional da RNTGN e não realizou qualquer venda.

4.1.1.2 ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO, *LINEPACK* E SERVIÇOS AUXILIARES

O acesso às infraestruturas de armazenamento, *linepack* e serviços auxiliares é concretizado numa matriz de acesso regulado, estando os operadores que prestam estes serviços em regime de separação jurídica e de propriedade relativamente aos comercializadores de gás natural em atividade no SNGN.

O acesso ao terminal de GNL de Sines e ao armazenamento subterrâneo do Carriço obedece ao Regulamento de Acesso às Redes, Infraestruturas e Interligações (RARII) e ao Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do SNGN (MPAI), onde se estabelecem os respetivos procedimentos. As regras de balanço, compensação e acesso ao *linepack* (armazenamento na RNTGN) estão integradas no MPGTG. Esta regulamentação é aprovada pela ERSE.

A partir de 1 de outubro de 2016, com a revisão do modelo de compensação da RNTGN, a gestão das carteiras de compensação dos agentes de mercado (equilíbrio entre injeções e extrações de gás natural na RNTGN) deixou de beneficiar de tolerâncias individuais. Porém, foi estabelecido no MPGTG que o acesso dos agentes ao *linepack* se mantém, de uma forma explícita, sob a forma de um serviço contratado ao GTG.

No arranque deste modelo de compensação, a forma de atribuição do *linepack* pelos agentes de mercado subscritores do serviço manteve-se, sem custos adicionais, até à devolução dos quantitativos de gás afetos à reserva operacional e à aquisição do gás de enchimento e do gás de operação por parte do GTG. O atraso da entrada em funcionamento do MIBGAS motivou que, durante 2018, não tivesse havido lugar à aquisição de gás de operação e gás de enchimento por parte do GTG, adiando também a devolução da designada reserva operacional aos agentes de mercado. Consequentemente, o serviço de flexibilidade do *linepack* foi assegurado em 2018 sem custos adicionais para os agentes de mercado, para além dos respetivos quantitativos de gás mobilizados na rede de transporte.

Para além do acesso ao *linepack* na rede de transporte, aplica-se um regime de acesso regulado ao armazenamento de gás natural na infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço e no terminal de GNL de Sines. A ERSE aprova os mecanismos de atribuição de capacidade de armazenamento, integrados no MPAI, e as tarifas de uso das referidas infraestruturas.

A ERSE monitoriza as condições de acesso às infraestruturas que disponibilizam produtos de armazenamento, salientando não ter havido situações de recusa de acesso a terceiros nessas infraestruturas durante o ano de 2018. Adicionalmente, regista-se a não ocorrência de congestionamentos nas duas infraestruturas quanto à capacidade de armazenamento.

4.1.1.3 LIGAÇÕES ÀS REDES

As condições comerciais de ligação às redes de gás natural encontram-se estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural (RRC GN), da responsabilidade da ERSE, não tendo sido objeto de alteração durante o ano de 2018.

Assim, o enquadramento regulamentar das condições comerciais de ligação às redes inclui, entre outras, matérias como a obrigação de ligação à rede, o tipo de encargos que podem ser cobrados aos requisitantes, as regras de cálculo dos encargos de ligação à rede, o conteúdo e prazos de apresentação dos orçamentos pelos operadores das redes, as condições de pagamento dos encargos de ligação, a construção dos

elementos de ligação à rede ou os deveres de prestação de informação, nos termos que, sumariamente, se detalham de seguida.

Em relação à obrigação de ligação à rede, o operador da rede de transporte é obrigado a proporcionar ligação aos clientes que a requisitem nas condições comerciais de ligação à rede aprovadas pela ERSE. Já os operadores das redes de distribuição têm obrigação de ligação apenas das instalações de clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ (n), bem como das instalações que se situem dentro da área de influência das redes, definida como o espaço geográfico na proximidade da rede existente, cuja fronteira é definida pela ERSE (atualmente 100 m). As instalações de gás natural não podem ser ligadas às redes sem a prévia emissão de licença ou autorização por parte das entidades administrativas competentes.

São considerados elementos de ligação à rede as infraestruturas físicas que permitem a ligação de uma instalação de gás natural às redes, classificando-se como rede a construir ou ramais de distribuição. A construção dos elementos de ligação é responsabilidade dos operadores das redes embora, para a ligação de grandes instalações de consumo, possa ser o requisitante a fazê-lo. Depois de construídos, os elementos de ligação passam a fazer parte integrante das redes logo que sejam considerados pelo respetivo operador em condições técnicas de exploração.

Genericamente, as redes são pagas pelos consumidores de gás natural do seguinte modo:

- Encargos de ligação à rede de acordo com as regras aprovadas pela ERSE.
- Tarifas de uso das redes, que constituem uma parcela da fatura de gás natural. Os custos suportados pelos requisitantes, a título de participação, não integram as tarifas reguladas de uso das redes.

As condições comerciais estabelecidas incluem incentivos a uma adequada sinalização económica dos custos da instalação a ligar à rede, promovem uma afetação eficiente dos recursos e assentam em regras simples e fáceis de aplicar, de modo a assegurar a compreensão dos encargos de ligação por parte dos requisitantes e a redução do nível de conflitos no setor.

A regulamentação obriga os operadores de redes a enviar semestralmente à ERSE informação sobre o número de ligações efetuadas, participações dos requisitantes discriminadas por tipo de elementos, extensão total dos elementos construídos, prazos médios de orçamentação e prazos médios de execução e o número de alterações em ligações existentes.

4.1.1.4 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural (RQS) estabelece disposições de qualidade de serviço de natureza técnica. A vertente técnica abrange a continuidade de serviço e as características do fornecimento do gás natural (i.e. características do gás natural e pressão de fornecimento). O âmbito de aplicação do RQS abrange clientes, comercializadores e operadores das infraestruturas do setor⁹⁸.

Em relação ao terminal de GNL estão estabelecidos indicadores gerais de continuidade de serviço com o objetivo de avaliar o serviço prestado por esta infraestrutura nos seguintes processos: receção de GNL proveniente dos navios metaneiros, carga de camiões cisterna com GNL (para fornecimento das unidades autónomas de GNL) e injeção de gás natural na rede de transporte.

Em 2018, os aspetos mais significativos em termos de desempenho do terminal de GNL foram os seguintes:

- O terminal abasteceu 6062 camiões cisterna de GNL (tendo aumentado face ao valor registado no ano de 2017, que correspondeu a 5277 camiões cisterna);
- Os enchimentos de camiões cisterna com atraso corresponderam a cerca de 10% do número total de enchimentos (2 p.p. acima do verificado no ano anterior). As principais causas de atraso foram a indisponibilidade das baías de enchimento, indisponibilidades de operação no terminal de GNL e problemas técnicos;
- O número de descargas de navios metaneiros foi de 45 (face a 41 operações de descarga realizadas em 2017);
- Não se registaram situações de atraso na descarga de navios metaneiros (situação semelhante ao ano anterior);
- As nomeações de injeção de gás natural para a rede de transporte registaram cumprimento de 100%, tal como nos anos anteriores.

Em termos da continuidade de serviço associada ao armazenamento subterrâneo importa avaliar as nomeações de extração e injeção de gás natural e o cumprimento energético de armazenamento⁹⁹. Em

⁹⁸ I.e. operadores das redes de distribuição, operador da rede de transporte, operador de armazenamento subterrâneo e operador de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL.

⁹⁹ Nos termos do RQS, entende-se por cumprimento energético do armazenamento como sendo o erro quadrático médio da energia extraída e injetada no armazenamento subterrâneo nomeada relativamente à energia realmente extraída e injetada.

2018, o cumprimento das nomeações de injeção e extração e o cumprimento energético de armazenamento foi de 100%.

A continuidade do serviço de fornecimento da rede de transporte é avaliada com base nos seguintes indicadores: número médio de interrupções por pontos de saída; duração média das interrupções por pontos de saída (minutos/ponto de saída) e duração média de interrupção (minutos/interrupção). No ano de 2018 registaram-se duas interrupções de fornecimento em pontos de saída na rede de transporte, nomeadamente: i) a primeira interrupção classificada como controlável acidental, ocorreu no dia 22 de fevereiro, causada pelo fecho inadvertido da válvula de saída da GRMS 12209 cuja duração foi de cerca de 22 minutos; ii) a segunda interrupção classificada como não controlável acidental, ocorreu no dia 10 de julho, causado pela avaria da válvula de entrada da GRMS 1269, tendo afetado a Central Termoelétrica do Ribatejo durante aproximadamente 32 minutos.

Nas redes de distribuição, tal como na rede de transporte, o desempenho é avaliado através de indicadores que consideram o número e a duração das interrupções. Em 2018, das 11 redes de distribuição existentes, 3 não registaram interrupções (Beiragás, Sonorgás e Paxgás) e apenas 0,6% de cerca de 1,45 milhões de instalações de clientes registaram interrupções. Cerca de 72% das interrupções ocorridas nas redes de distribuição foram devidas a casos fortuitos ou de força maior, motivadas por intervenção de terceiros nas redes.

O RQS estabelece que a monitorização das características do gás natural, incluindo a pressão de fornecimento, deve ser realizada pelos operadores das infraestruturas e define limites para as seguintes características: índice de Wobbe, densidade relativa, ponto de orvalho, sulfureto de hidrogénio e enxofre total.

Em 2018 verificou-se o cumprimento integral dos limites regulamentares das características do gás natural, por ponto de monitorização da rede de transporte.

Todos os operadores das redes de distribuição apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes. Em 2018, a pressão de fornecimento foi monitorizada em 340 pontos das redes de distribuição, tendo sido verificadas situações pontuais de não cumprimento dos limites da pressão estabelecidos na legislação aplicável e nas metodologias de monitorização que, de acordo com os operadores das redes de distribuição, não tiveram impacto no fornecimento de gás natural aos clientes.

É de referir que, de acordo com o estabelecido no RQS, a ERSE publica anualmente um relatório da qualidade de serviço¹⁰⁰, o qual caracteriza e avalia a qualidade de serviço das atividades do setor do gás natural.

4.1.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E DAS INFRAESTRUTURAS E CUSTOS DE LIGAÇÃO

ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

À ERSE compete a aprovação da metodologia de cálculo das tarifas e preços para o setor do gás natural, as formas de regulação dos proveitos permitidos, bem como a aprovação das tarifas transitórias de venda a clientes finais, das tarifas de acesso às redes e infraestruturas, e ainda dos preços das atividades reguladas.

As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas de gás natural vigentes em 2018 resultam das regras aprovadas na revisão regulamentar de 2018¹⁰¹. A revisão regulamentar foi motivada: (i) pela necessidade de adaptação das metodologias tarifárias ao Código de Rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás¹⁰²; (ii) pela introdução da atividade de operação logística de mudança de comercializador nas atividades reguladas; e (iii) pela adoção das alterações ao mecanismo de financiamento da tarifa social, preconizadas pelo Orçamento do Estado para 2018¹⁰³.

PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E DAS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

No setor do gás natural existem diversas atividades reguladas cujos proveitos permitidos, estabelecidos pela ERSE, são recuperados pelas seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Uso do Armazenamento Subterrâneo, Operação Logística de Mudança de Comercializador, Uso da Rede de Distribuição em MP, Uso da Rede de Distribuição em BP, Energia e Comercialização.

¹⁰⁰ Disponível em:

<http://www.erse.pt/pt/gasnatural/qualidadedeservico/relatoriosdequalidadedeservico/>

¹⁰¹ Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril
(http://www.erse.pt/pt/gasnatural/regulamentos/tarifario/Documents/Regulamento%20225_2018_RT.pdf).

¹⁰² Aprovado pelo [Regulamento \(UE\) 2017/460 da Comissão, de 16 de março](#).

¹⁰³ [Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro](#), que aprova o Orçamento do Estado para 2018.

Tendo subjacente o princípio de que devem ser identificados os serviços que estão associados a cada atividade regulada, procura-se definir as variáveis físicas mais adequadas à valorização dos encargos efetivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem os termos a faturar de cada uma das tarifas.

Os preços destas variáveis de faturação são determinados por forma a apresentarem uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais, sendo previstos escalamentos que permitam assegurar os proveitos permitidos em cada atividade regulada e que garantam o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

Os preços das tarifas de acesso por cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade. Na medida em que as tarifas que compõem essa soma são baseadas nos custos marginais, são evitadas subsidiasões cruzadas entre clientes e garantida uma afetação eficiente de recursos.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado das várias componentes tarifárias por atividade. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MP e em que variáveis de faturação esse valor é considerado. A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, assume especial importância para os clientes sem experiência na escolha de fornecedor e, em particular, para os clientes com menos informação.

As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas de gás natural são devidas pelo acesso às respetivas infraestruturas do SNGN e abarcam as tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição, Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Uso do Armazenamento Subterrâneo. As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas são aprovadas pela ERSE.

Em 2018, a ERSE iniciou o processo de consulta pública¹⁰⁴ que conduziu à aprovação da decisão fundamentada¹⁰⁵ sobre as regras das estruturas harmonizadas das tarifas de transporte de gás, incluindo

¹⁰⁴ [Consulta pública n.º 66](#), sobre a implementação do Código de Rede relativo a Estruturas Tarifárias harmonizadas para o Transporte de Gás Natural.

¹⁰⁵ Nos termos da [Diretiva n.º 8/2019](#), que aprova a metodologia de determinação dos preços de referência da tarifa de Uso da Rede de Transporte.

as regras sobre a aplicação de uma metodologia de preços de referência, os requisitos de publicação e consulta, bem como o cálculo dos preços de reserva dos produtos de capacidade normalizados.

No que se refere às redes, o acesso é pago por todos os consumidores de gás natural, pelo que as tarifas de acesso às redes estão incluídas nos preços pagos pelos consumidores de gás natural, quer seja nos preços praticados no mercado, quer nos preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais. Estas tarifas são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes¹⁰⁶. Quanto à tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e à tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, estas são pagas pelos utilizadores destas infraestruturas.

O Quadro 4-1 e o Quadro 4-2 sintetizam o conjunto de tarifas de acesso às redes e das infraestruturas e as respetivas variáveis de faturação.

Quadro 4-1 – Estrutura das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes de gás natural

Tarifas de acesso às redes	Variáveis de faturação	Cientes em AP	Cientes em MP	Cientes em BP>	Cientes em BP<
Tarifa de Uso Global do Sistema	Energia	●	●	●	●
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	Capacidade	●			
	Energia	●	●	●	●
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	Termo fixo		●	●	●
	Capacidade		○	○	
	Energia		●	●	●
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	Termo fixo		●	●	●
	Capacidade	●			

○ - Dependente da opção tarifária

¹⁰⁶ Estas tarifas podem, alternativamente, ser pagas diretamente pelos clientes que sejam agentes de mercado, que correspondem a clientes que compram o gás natural diretamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos desvios decorrentes da diferença entre as contratações de capacidade, previsões de procura das suas carteiras de clientes e os consumos efetivos registados.

Quadro 4-2 – Estrutura das tarifas das infraestruturas de gás natural

Tarifas de acesso às infraestruturas	Variáveis de faturação
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	Termo fixo *
	Capacidade
	Energia
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	Capacidade
	Energia

* Apenas para o serviço de carregamento de camiões cisterna

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E DAS INFRAESTRUTURAS

As tarifas de acesso às redes em vigor em 2018 correspondem às tarifas aprovadas para o ano gás 2017-2018, no que se refere ao primeiro semestre, e às aprovadas para o ano gás 2018-2019, para o segundo semestre¹⁰⁷.

Para o ano gás 2018-2019, as tarifas de acesso às redes e das infraestruturas em alta pressão, para a procura prevista para esse ano, sofreram significativos decréscimos tarifários face a 2017-2018, conforme o Quadro 4-3 e o Quadro 4-4 ilustram.

¹⁰⁷ As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas de gás natural em vigor a partir de julho de 2017 estão disponíveis em http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1997/Tarifas_GN_2107-2018.pdf e as vigentes após julho de 2018 estão disponíveis em http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/2018_2019/Documents/PagPrincipal/DIR_9_2018_TarifasGN.pdf.

Quadro 4-3 – Evolução tarifária das infraestruturas em alta pressão, do uso das redes e do uso global do sistema para o ano gás 2018-2019, por atividade

Tarifas por atividade	Preço médio 2017-2018 (EUR/MWh)*	Preço médio 2018-2019 (EUR/MWh)	Varição
Uso do Terminal de GNL (Sines)	1,66	0,88	-46,7%
Uso do Armazenamento Subterrâneo	12,13	8,12	-33,0%
Uso da Rede de Transporte	1,92	1,57	-18,3%
Uso da Rede de Distribuição	9,17	8,37	-8,8%
Uso Global do Sistema	0,51	0,08	-84,9%

* Aplicação das tarifas de 2017-2018 à procura prevista para 2018-2019.

Fonte: dados ERSE

Quadro 4-4 – Evolução tarifária do acesso às redes para o ano gás 2018-2019, por tipologia de clientes em cada nível de pressão

Tarifas de acesso às redes por nível de pressão	Preço médio 2017-2018 (EUR/MWh)*	Preço médio 2018-2019 (EUR/MWh)	Varição
Centros eletroprodutores	2,67	1,84	-31,1%
Clientes em Alta Pressão	1,66	0,91	-45,1%
Clientes em Média Pressão	3,66	3,07	-16,3%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	15,05	13,84	-8,1%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	32,51	32,30	-0,6%

* Aplicação das tarifas de 2017-2018 à procura prevista para 2018-2019.

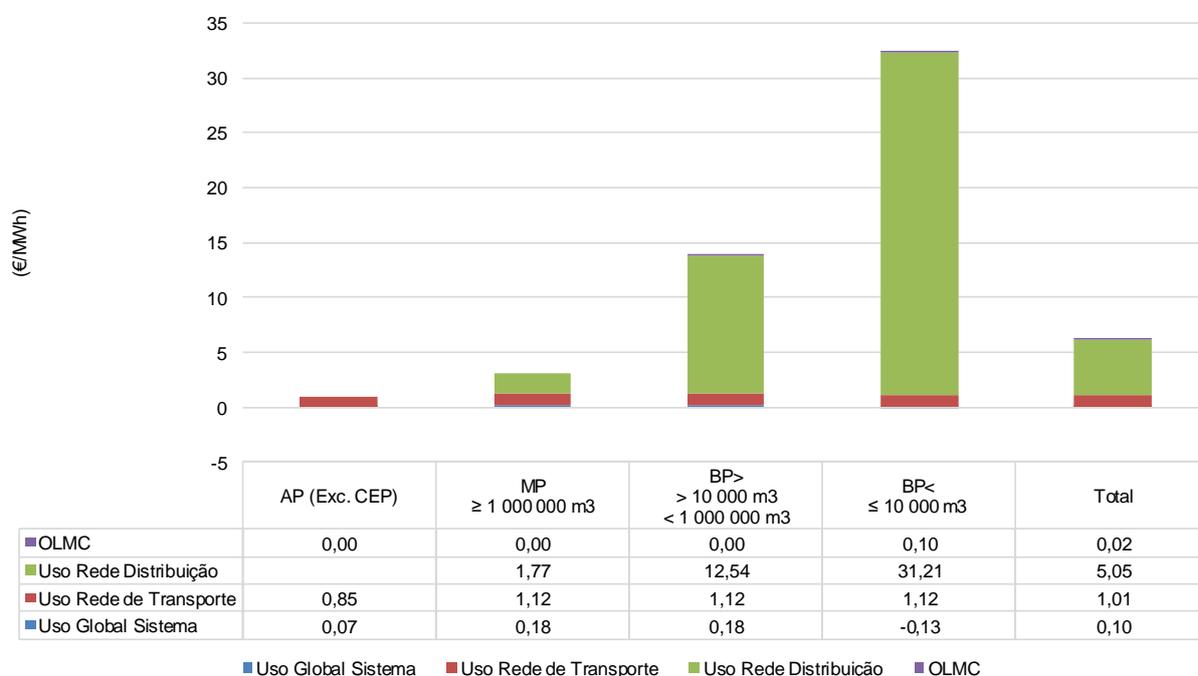
Fonte: dados ERSE

As variações tarifárias apresentadas beneficiam da conjugação de diversos fatores, entre os quais se destacam a diminuição dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de acesso às redes. Na base deste facto está: (i) o maior consumo das centrais de ciclo combinado a gás natural verificado em 2016 e em 2017 que, por sua vez, induziu nesses anos um aumento da procura de gás natural nas grandes

infraestruturas de alta pressão até níveis historicamente elevados; (ii) a diminuição dos custos de investimento, face à conjugação da diminuição da taxa de remuneração por ação da ERSE, com uma melhor adaptação do nível de investimento ao nível da procura; (iii) a redução do nível de proveitos permitidos às empresas reguladas em resultado das metas de eficiência que lhes são aplicadas.

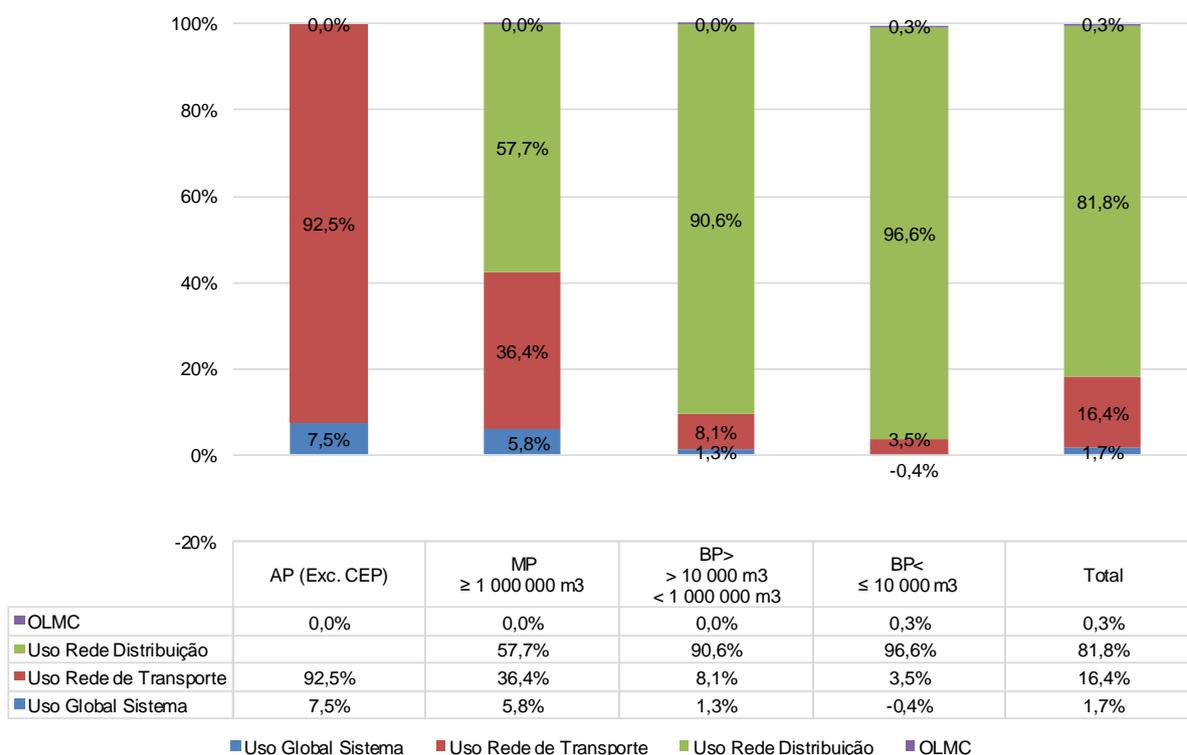
Nas figuras seguintes apresentam-se a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes, pelas várias tarifas que as compõem, para cada nível de pressão. O preço médio da tarifa de acesso em alta pressão não inclui os centros eletroprodutores (CEP).

Figura 4-1 – Decomposição do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2018-2019



Fonte: dados ERSE

Figura 4-2 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, no ano gás 2018-2019



Fonte: dados ERSE

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2018 foi o último ano do período de regulação 2016-2017 a 2018-2019, tendo-se iniciado no final do ano os procedimentos de preparação para o novo período de regulação e para a alteração regulamentar, cuja consulta pública só foi lançada no início de 2019.

De seguida resumem-se os modelos regulatórios aplicados no período regulatório em vigor, para cada uma das atividades reguladas:

- Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL – aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*¹⁰⁸ nos custos de exploração (OPEX¹⁰⁹) e de uma metodologia *rate of return* com um mecanismo de alisamento do custo de capital de 10 anos (terminou no ano gás 2016-2017) no

¹⁰⁸ O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia regaseificada.

¹⁰⁹ *Operational expenditure*.

CAPEX; aplicação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários que reconhece as externalidades positivas para o SNGN associadas a esta atividade;

- Atividade de Armazenamento Subterrâneo – metodologia de regulação do tipo *price cap*¹¹⁰ no OPEX e uma metodologia *rate of return* no CAPEX; aplicação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos dos proveitos permitidos, à semelhança da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.
- Atividade de Transporte de gás natural – esta atividade segue i) uma regulação por incentivos no OPEX, tendo sido estabelecida uma metodologia do tipo *price cap* com uma parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e uma parcela indexada à evolução da variável capacidade máxima utilizada nas saídas; ii) uma metodologia *rate of return* no CAPEX; e iii) foi implementado a partir do período regulatório em vigor um mecanismo que procura mitigar os efeitos associados à volatilidade da procura no nível de proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas;
- Atividade de Gestão Técnica Global do Sistema – introduziu-se uma alteração da metodologia regulatória desta atividade, tendo passado de um modelo de custos aceites, para um modelo de regulação por incentivos. Assim, esta atividade segue uma metodologia de *rate of return* no CAPEX, e uma metodologia do tipo *revenue cap* ao nível da parcela do OPEX composta pelos custos intragrupo.
- Atividade de Distribuição de gás natural – no OPEX aplica-se uma metodologia do tipo *price cap*¹¹¹ e no CAPEX para uma metodologia *rate of return*; foi ainda implementado o mecanismo de recuperação dos proveitos permitidos associada à evolução da procura, à semelhança da atividade de Transporte de gás natural;
- Atividade de Comercialização de último recurso retalhista – aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*¹¹², acrescida da remuneração do fundo de maneiio. Acrescente-se que as empresas concessionárias têm direito a um proveito adicional equivalente a 4€ por cliente (número de

¹¹⁰ O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia extraída/injetada.

¹¹¹

Os indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são: energia distribuída e pontos de abastecimento.

¹¹² O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.

clientes no início de cada período de regulação). No setor do gás natural são ainda definidos custos de referência para a atividade de comercialização retalhista.

Os fatores de eficiência anuais aplicados ao OPEX variaram entre (i) 2% na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL; (ii) 3% na atividade de Transporte; (iii) 2% na atividade de Gestão Técnica Global de Sistema; (iv) 3% na atividade de Armazenamento Subterrâneo; (v) 2% e 7% por empresa, no caso da atividade de Distribuição; e (vi) 2% para todos os comercializadores de último recurso retalhistas.

Destaca-se ainda a manutenção da metodologia de indexação do custo de capital, a qual permite refletir a evolução da conjuntura económico-financeira e assim compensar os riscos dos capitais próprios e alheio¹¹³. Assim, as taxas de remuneração são atualizadas com base nas *yields* da Obrigações do Tesouro (OT). Dada a volatilidade dos indicadores de mercado, o valor final da taxa de remuneração é limitado superior e inferiormente.

CONTESTAÇÃO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

Em matéria de recurso de uma decisão ou metodologia utilizada pela entidade reguladora, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 41.º da Diretiva 2009/73/CE, há a referir as ações judiciais que as concessionárias das redes de distribuição de gás natural intentaram contra a ERSE, impugnando anualmente a aprovação das tarifas de uso das redes referentes ao período de 1 de julho de 2010 a 30 de junho de 2018. Estas ações foram contestadas e, atualmente, encontram-se no tribunal administrativo competente, não havendo até ao momento qualquer decisão.

De referir, ainda, a ação judicial intentada pela EEM- Empresa de Eletricidade da Madeira S.A. contra a ERSE com vista ao reconhecimento do direito à repercussão tarifária dos custos com as taxas de direitos de passagem desde o ano de 2006. Esta ação foi contestada, não havendo até ao momento qualquer decisão.

Adicionalmente, a EDP Serviço Universal, S.A. propôs uma ação contra a ERSE tendo em vista ser declarada a nulidade ou ser anulado o ato administrativo da ERSE que determina os "*Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2018 das Empresas Reguladas do setor*", na parte em que o mesmo fixa o acerto relativo à empresa Celticerâmica. Esta ação foi contestada não havendo até ao momento qualquer decisão.

¹¹³ Para o ano de 2018 as taxas de remuneração do ativo foram: atividades de alta pressão – 5,52%; atividade de distribuição – 5,82%.

ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

A ligação à rede de uma instalação tem custos que dependem do tipo de instalação a ligar, da própria rede e da envolvente (nível de pressão, distância, exigências técnicas, traçados).

O RRC GN estabelece as condições comerciais de ligações às redes, que incluem as regras aplicáveis e os respetivos encargos, como genericamente descritos no ponto 4.1.1.3. Um dos aspetos principais desta regulamentação é a determinação do custo suportado pelo requisitante da ligação, sendo que o diferencial entre o custo total de investimento e o custo diretamente imputado ao requisitante é suportado por todos os consumidores, através das tarifas de uso de rede.

4.1.3 MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS E ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL DAS INTERLIGAÇÕES

Os mecanismos de atribuição de capacidade e resolução de congestionamentos nas infraestruturas do SNGN são estabelecidos de acordo com os princípios instituídos no RARII, aprovado pela ERSE.

O RARII integra os princípios estabelecidos no Regulamento (UE) n.º 2017/459 da Comissão, de 16 de março, que institui o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 984/2013. Este regulamento comunitário complementa o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

O RARII prevê a atribuição de capacidade em horizontes superiores ao designado "ano de atribuição de capacidade", cuja vigência decorre entre os dias 1 de outubro e 30 de setembro do ano seguinte.

Os procedimentos relativos aos mecanismos de atribuição de capacidade, mecanismos de resolução e gestão de congestionamentos e metodologias de determinação de capacidade nas infraestruturas do SNGN são estabelecidos no MPAI, aprovado pela ERSE.

No que respeita à atribuição de capacidade e mecanismos de gestão de congestionamentos no *Virtual Interconnection Point* (VIP)¹¹⁴, o MPAI prevê: (i) a oferta de produtos intradiários de capacidade nas interligações; (ii) a implementação do mecanismo de cedência voluntária de capacidade por parte dos

¹¹⁴ VIP, ou *Virtual Interconnection Point*, corresponde à agregação de todos os pontos de interligação internacional num único ponto virtual, sobre o qual se processa a contratação e nomeação da capacidade de atravessamento entre Portugal e Espanha.

agentes de mercado (*capacity surrender*) a produtos de maturidade mensal; (iii) a implementação do mecanismo de perda da reserva de capacidade não utilizada; e (iii) a implementação do mecanismo de aumento de capacidade através do regime de sobrerreserva e resgate (*Oversubscription and Buy-back*) a produtos de capacidade harmonizados (*bundled*), ficando salvaguardado o cumprimento da Decisão 2012/490/UE da Comissão, de 24 de agosto de 2012, relativa à alteração do Anexo I do Regulamento (CE) n.º 715/2009 relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

O MPAI prevê a operacionalização do MIBGAS e, em concreto, a implementação de um mecanismo implícito para a atribuição de capacidade no VIP, previsto no artigo 50.º do RARII. Assim, está estabelecido um mecanismo de reserva de capacidade no VIP para atribuição de forma implícita com as transações de gás natural no MIBGAS, bem como os procedimentos associados a esse mecanismo de atribuição.

Durante 2018, não foi atribuída capacidade ao abrigo do novo mecanismo de atribuição implícita de capacidade no VIP, em virtude do adiamento da entrada em funcionamento do MIBGAS. Assim, as regras para atribuição de capacidade no VIP, no ano de 2018, basearam-se exclusivamente no código de rede europeu para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás. A plataforma adotada para o efeito foi a PRISMA, à semelhança do que sucede na grande maioria das interligações de gás natural do espaço comunitário.

No que respeita à aplicação dos mecanismos de resolução de congestionamentos, a implementação da metodologia harmonizada de sobrerreserva e resgate no VIP Ibérico resultou na disponibilização de sobrecapacidade em 47 dias de 2018.

ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

O acesso às interligações ocorreu mediante leilões de produtos anuais, trimestrais, mensais, diários e intradiários, realizados através da plataforma PRISMA. Uma parte significativa da capacidade está contratada a prazo no lado de Espanha, pelo que os produtos harmonizados (*bundled*) apenas cobrem a parte restante da capacidade disponível.

Em 2018, não se registaram situações em que a procura por capacidade no VIP excedesse a oferta. A figura seguinte apresenta a capacidade relativa a 2018, atribuída na plataforma PRISMA e reservada em contratos de longo prazo, comparando a contratação de capacidade com as nomeações submetidas pelos agentes de mercado e a capacidade técnica máxima oferecida no VIP.

Figura 4-3 – Capacidade contratada versus nomeações em 2018



Fonte: ENTSOG

Da figura anterior destaca-se a elevada contribuição dos produtos de maturidade anual no total da capacidade contratada, essencialmente através de contratos de longo prazo.

COOPERAÇÃO

Os operadores das redes de transporte português e espanhol têm mantido uma cooperação estreita tendo em vista a interoperabilidade dos dois sistemas. Esta cooperação foi sendo materializada em acordos de gestão das interligações Portugal-Espanha, numa lógica semelhante aos acordos de interligação (*Interconnection Agreements*) previstos no Código de Rede de Interoperabilidade e Troca de Dados, aprovado pelo Regulamento (UE) 2015/703 da Comissão, de 30 de abril de 2015.

A CNMC e a ERSE têm desenvolvido esforços no sentido de remover progressivamente as tarifas de atravessamento na fronteira Portugal-Espanha. Adicionalmente, a ERSE e a CNMC continuaram os trabalhos sobre possíveis modelos para promover uma maior integração do mercado ibérico de gás natural, conforme previsto no plano de trabalho da Iniciativa Regional de Gás do Sul.

MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DOS OPERADORES DE INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Gás Natural

Depois de, no final de 2017, ter sido lançada a consulta pública à proposta apresentada pela REN Gasodutos à DGEG, do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período compreendido entre 2018 e 2027 (PDIRGN 2017), a ERSE emitiu em 13 abril de 2018 o respetivo Parecer, considerando que o operador da RNTGN criou condições que facilitam a aprovação da proposta de PDIRGN 2017 pelo concedente, após a audição da Assembleia da República que, entretanto, foi legalmente estabelecida. O PDIRGN 2017 foi aprovado pelo Governo em 19 de dezembro de 2018.

No processo de acompanhamento da 3.ª lista dos Projetos de Interesse Comum (PIC), liderado pela Comissão Europeia e em que a ACER participou juntamente com os reguladores, foram realizadas diversas atividades onde se destacam a verificação da consistência entre o *Ten-Year Network Development Plan* da ENTSOG e o PDIRGN 2017 bem como a monitorização da implementação dos projetos da 3.ª lista de PIC e onde constam a terceira interligação Portugal Espanha (1ª fase e 2ª fase).

Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural

Os 11 operadores das redes de distribuição de gás natural¹¹⁵ apresentaram à DGEG as respetivas propostas de Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição, para o período 2019-2023 (PDIRD-GN 2018).

Por sua vez, depois de solicitar alterações aos diversos operadores das redes de distribuição, a DGEG comunicou à ERSE as propostas recebidas, cabendo à ERSE promover uma consulta pública dos seus conteúdos que se iniciou a 10 de dezembro de 2018.

Nessa consulta pública a ERSE salientou que, embora as propostas de PDIRD-GN 2018, apresentem reconhecidamente uma melhoria significativa de qualidade, concretizando grande parte das recomendações anteriores da ERSE, nomeadamente em termos de informação de caracterização e de evidências dos critérios de seleção de investimentos, o racional de elaboração das atuais propostas quase não aborda as perspetivas da transição energética previstas no PNEC 2030, relativas ao futuro do setor do gás natural e as suas eventuais consequências para as redes de distribuição.

¹¹⁵ Setgás, LisboaGás, Lusitaniagás, Beiragás, Medigás, Dianagás, Duriensegás, Paxgás, REN Portgás Distribuição, Sonorgás e Tagusgás.

4.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

4.2.1 MERCADO GROSSISTA

4.2.1.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL DE EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

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 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.

Por outro lado, 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 (representou cerca de 34% do saldo importador em 2018), 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 bcm¹¹⁶ 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, tendo subjacente um volume de cerca de 3,42 bcm em base anual. Em 2018, cerca de 62% do aprovisionamento de gás natural foi realizado através de descargas de GNL.

¹¹⁶ Billion cubic meters

Outros agentes com menor expressão no mercado português mobilizam gás natural a partir de Espanha (que conta com um mercado grossista líquido, com fornecimentos a partir da Argélia, Nigéria, Trinidad e Tobago, Egito, Qatar, Omã, Noruega, Líbia, Guiné Equatorial e outros) e também pela entrada de navios metaneiros pelo terminal de GNL de Sines.

TRANSPARÊNCIA

Apesar de se encontrar em curso o processo de implementação das regras de transparência e integridade de mercado a nível europeu, reconhece-se que a utilização de mecanismos de contratação a longo prazo do gás natural dificulta a transparência e a simetria de informação no mercado. Este é também o caso do setor do gás natural em Portugal, onde, apesar da existência de mecanismos regulados de contratação grossista, a informação sobre o funcionamento do mercado é ainda reduzida. Contudo, a 5 de outubro de 2015, iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos negociados nas plataformas de mercado organizado, de acordo com o calendário previsto no artigo 12.º do Regulamento de Execução (EU) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro, relativo à comunicação de dados que dá execução aos números 2 e 6 do artigo 8.º do REMIT.

Apesar do *hub* ibérico de gás natural, MIBGAS, ter iniciado a sua atividade em dezembro de 2015, com a entrada em negociação de produtos *spot* com entrega em Espanha, através da plataforma MIBGAS,S.A., ainda não existe até ao momento presente uma previsão de entrada em negociação de produtos *spot* com entrega em Portugal, dificultando a explicitação de uma referência de preço e o registo de volumes de negociação, quer à vista, quer a prazo.

No dia 7 de abril de 2016 iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos relativos ao transporte de gás natural, celebrados na sequência de uma atribuição primária explícita de capacidade pelo operador de rede de transporte e contratos negociados fora das plataformas de mercado organizado em toda a União Europeia, de acordo com o calendário previsto no artigo 12.º do Regulamento de Execução (EU) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro, relativo à comunicação de dados que dá execução aos números 2 e 6 do artigo 8.º do REMIT, bem como outra informação de mercado relevante referente à utilização das infraestruturas de armazenamento de GNL e de gás natural e às operações de carga e descarga por navios metaneiros.

Sendo certo que a informação sobre a caracterização das transações integra, ela própria, informação comercialmente sensível, resulta evidente que, no contexto regulatório, é possível prever a existência de

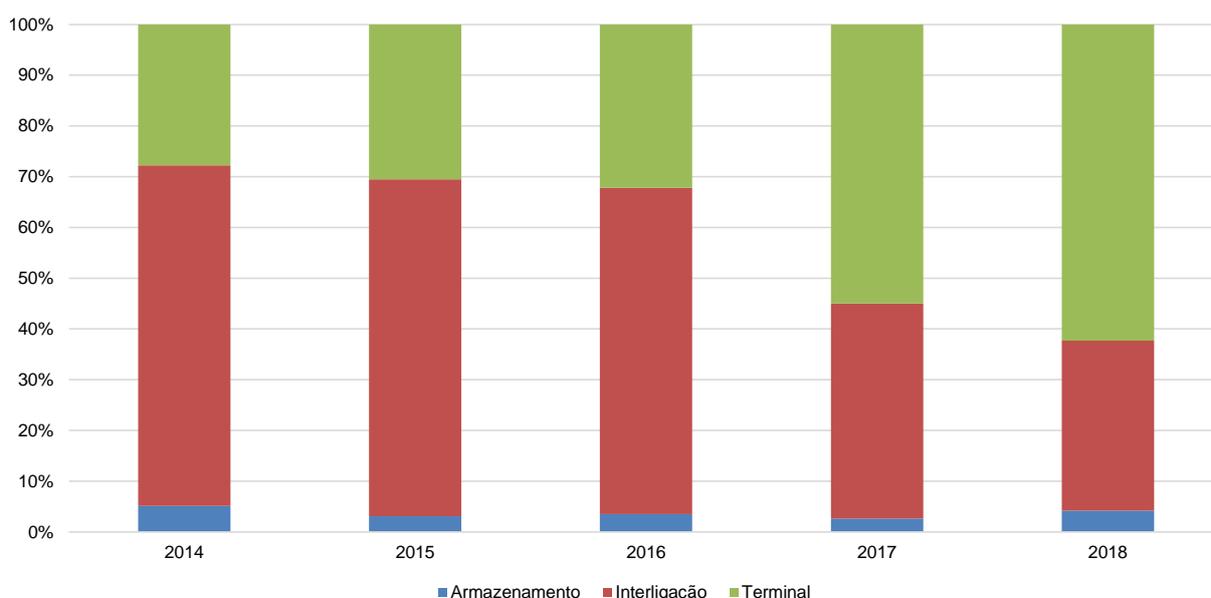
mecanismos que, por um lado, assegurem a salvaguarda dessa informação e, por outro lado, concretizem as condições de integridade do mercado e da sua transparência.

A revisão regulamentar do setor do gás natural, ocorrida em 2016, incorporou as especificidades referentes à aplicação do REMIT.

APROVISIONAMENTO DE GÁS NATURAL

Uma vez que Portugal não dispõe de produção própria, os principais países fornecedores de gás natural são a Argélia e a Nigéria, fundamentalmente através de contratos *take or pay* de longo prazo. A caracterização do aprovisionamento é efetuada na Figura 4-4.

Figura 4-4 – Repartição do aprovisionamento por infraestrutura, 2014 a 2018

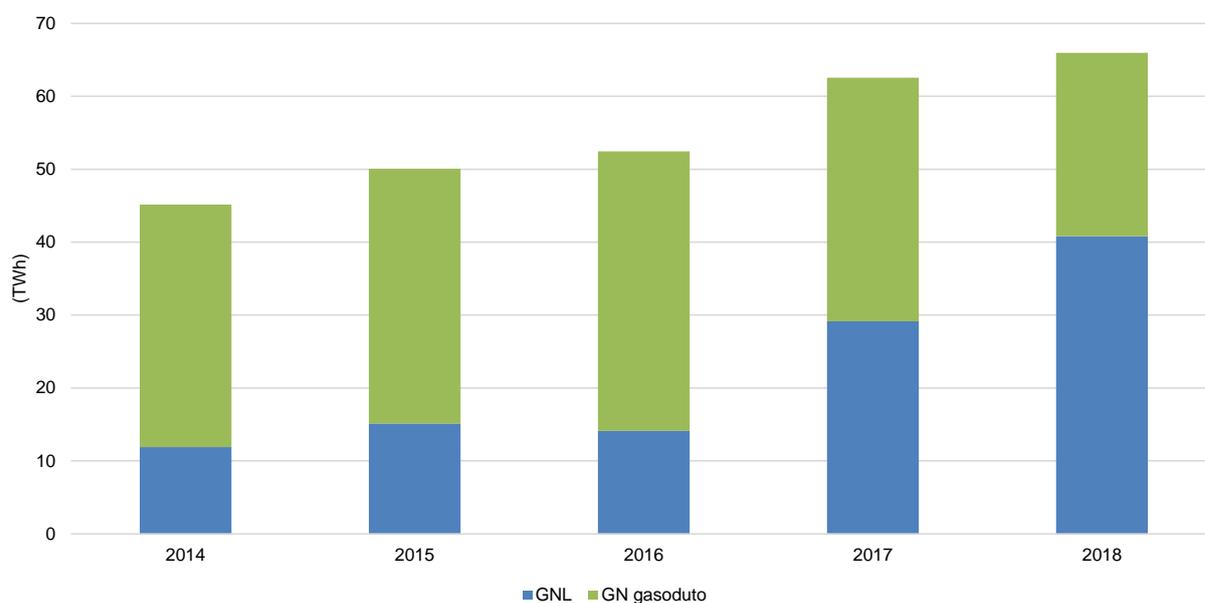


Fonte: dados REN Gasodutos, REN Armazenamento e REN Atlântico

Entre 2013 e 2016 verificou-se uma menor importância do terminal por contraponto à utilização da interligação, tanto na entrada de Campo Maior, como na entrada de Valença. Em 2017 e 2018 o Terminal de Sines constituiu-se como a principal via de aprovisionamento, representando, respetivamente, cerca de 55% e 62% do volume total de gás contratado.

Na Figura 4-5 observa-se a evolução dos volumes do saldo importador de gás natural em Portugal de GNL e de gás natural proveniente da interligação transfronteiriça com Espanha, sendo que em 2018 se importou um volume total de 66 TWh.

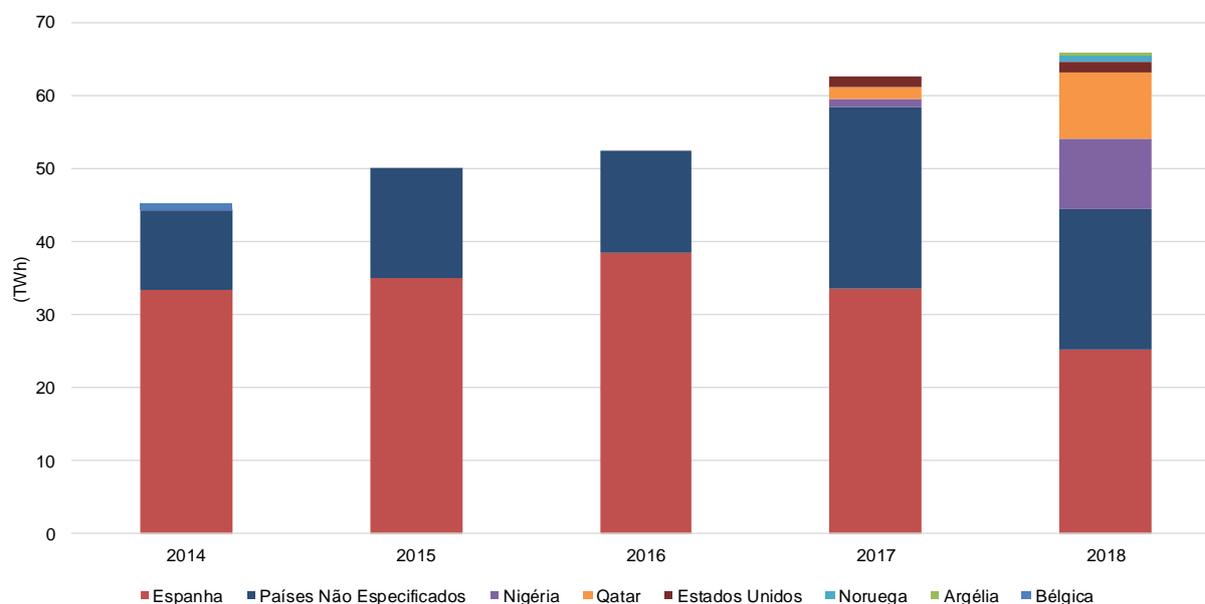
Figura 4-5 – Evolução dos volumes importados de gás natural, 2014 a 2018



Fonte: EUROSTAT, Elaboração ERSE

A Figura 4-6 apresenta a origem de proveniência do gás natural entre 2014 e 2018.

Figura 4-6 – Origem do gás natural importado, 2014 a 2018



Fonte: EUROSTAT, Elaboração ERSE

Verifica-se uma forte presença de Espanha, sendo estes volumes associados às importações provenientes da Argélia por gasoduto, referentes ao contrato Sonatrach. Por outro lado, o aprovisionamento a partir da Nigéria refere-se às entregas de GNL contratualizadas no terminal de Sines.

Relativamente aos restantes volumes de importação, referem-se à receção de GNL no terminal de Sines. Em 2018, salientam-se as contribuições do Qatar, bem como a presença dos Estados Unidos da América como fonte de aprovisionamento em resultado da existência de 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 para 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.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

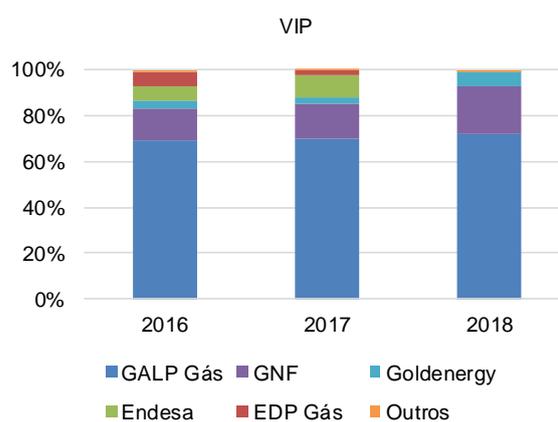
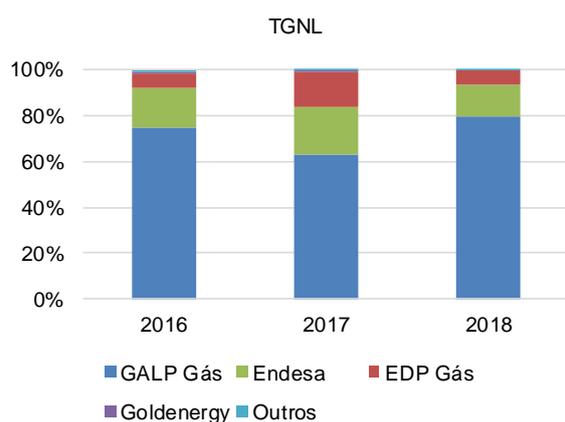
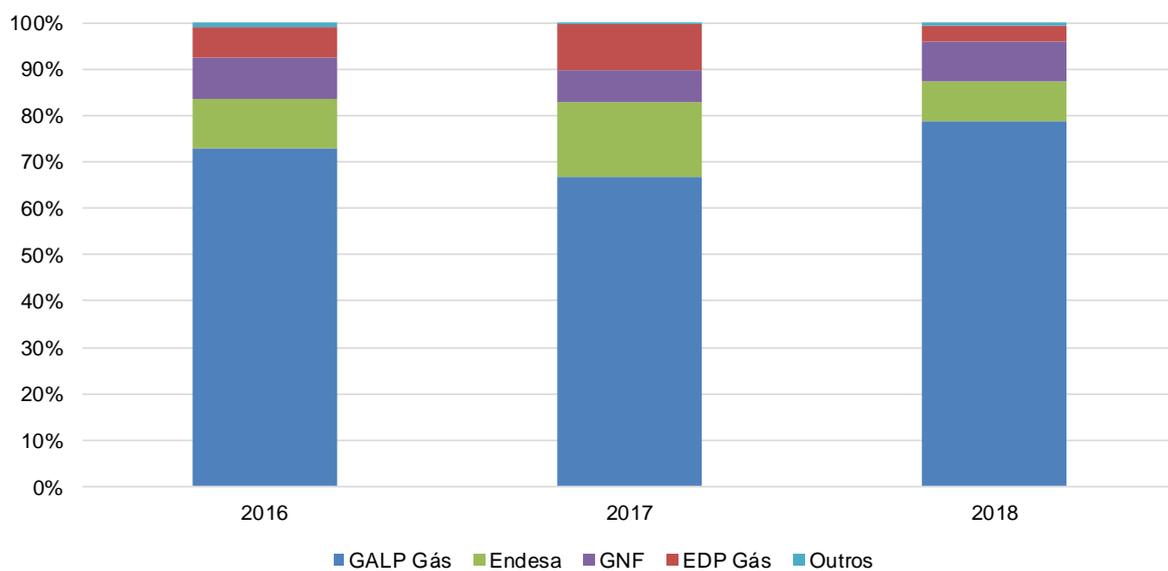
A Figura 4-7 apresenta as entradas de gás natural na RNTGN considerando as interligações por gasoduto (VIP) e o terminal de Sines, entre 2016 a 2018.

Relativamente às empresas responsáveis pelo aprovisionamento nacional, e quando se observa 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, os agentes de mercado Gas Natural Fenosa (GNF), através de importações no VIP, e Endesa, a partir do terminal, surgem ambos em segundo lugar das importações. A diminuição das importações da Endesa, entre 2017 e 2018 deveu-se a uma menor utilização da CCGT do Pego¹¹⁷.

O grupo EDP surge como o quarto agente responsável por introduções na RNTGN sendo que estas se concentraram quase exclusivamente no terminal de Sines. As razões associadas às diminuições das entradas da EDP em 2018, face a 2017, são semelhantes às da Endesa. Destaca-se ainda a Goldenergy que se constitui como o terceiro agente de maior dimensão nas entradas a partir do VIP.

¹¹⁷ A CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine*) do Pego produziu cerca de 4,2 TWh em 2017 e cerca de 3 TWh em 2018.

Figura 4-7 – Entradas na RNTGN (TGNL+VIP), 2016 a 2018

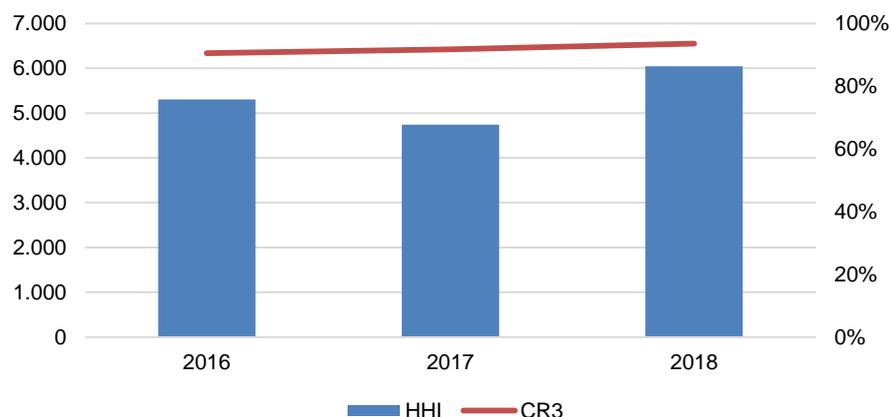


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

A Figura 4-8 apresenta os índices de concentração, HHI e CR3¹¹⁸, nas entradas na RNTGN (TGNL+VIP), entre 2016 e 2018

¹¹⁸ O índice CR3 refere-se à quota de mercado dos três maiores agentes de mercado.

Figura 4-8 – Índices de concentração nas entradas na RNTGN (TGNL+VIP), 2016 a 2018

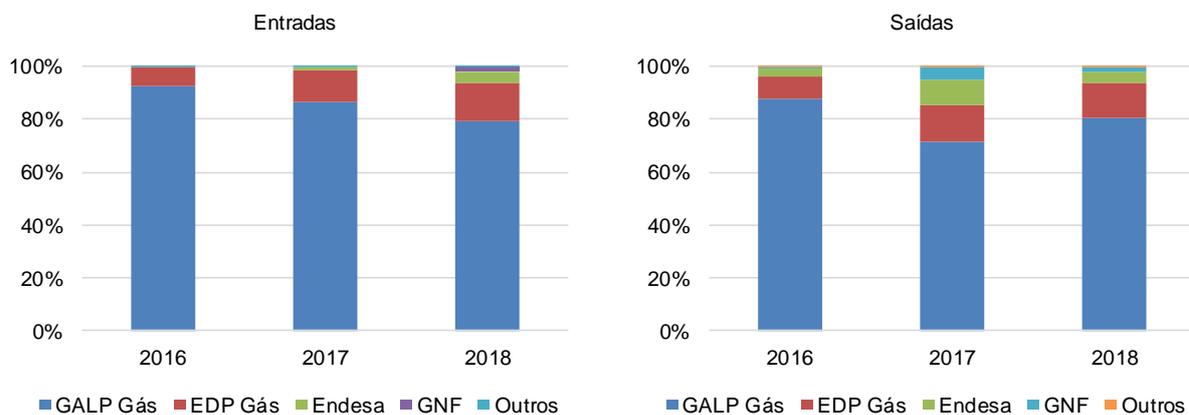


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

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

Na Figura 4-9 encontra-se a utilização do armazenamento subterrâneo, entre 2016 a 2018.

Figura 4-9 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2016 a 2018

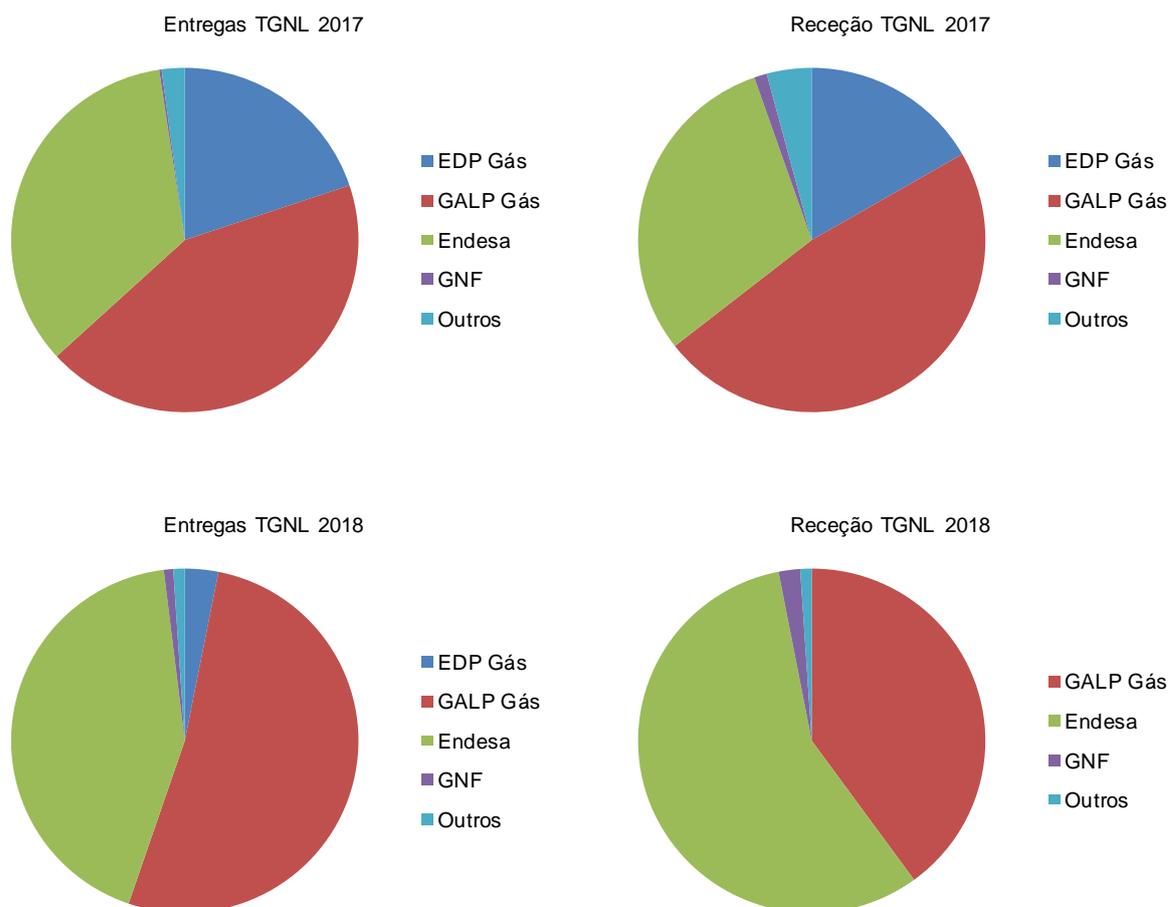


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Relativamente às entradas e saídas no armazenamento subterrâneo assinala-se a maior utilização da 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.

Na Figura 4-10 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de GNL no terminal de Sines, em 2017 e 2018.

Figura 4-10 – Trocas no TGNL, 2017 e 2018

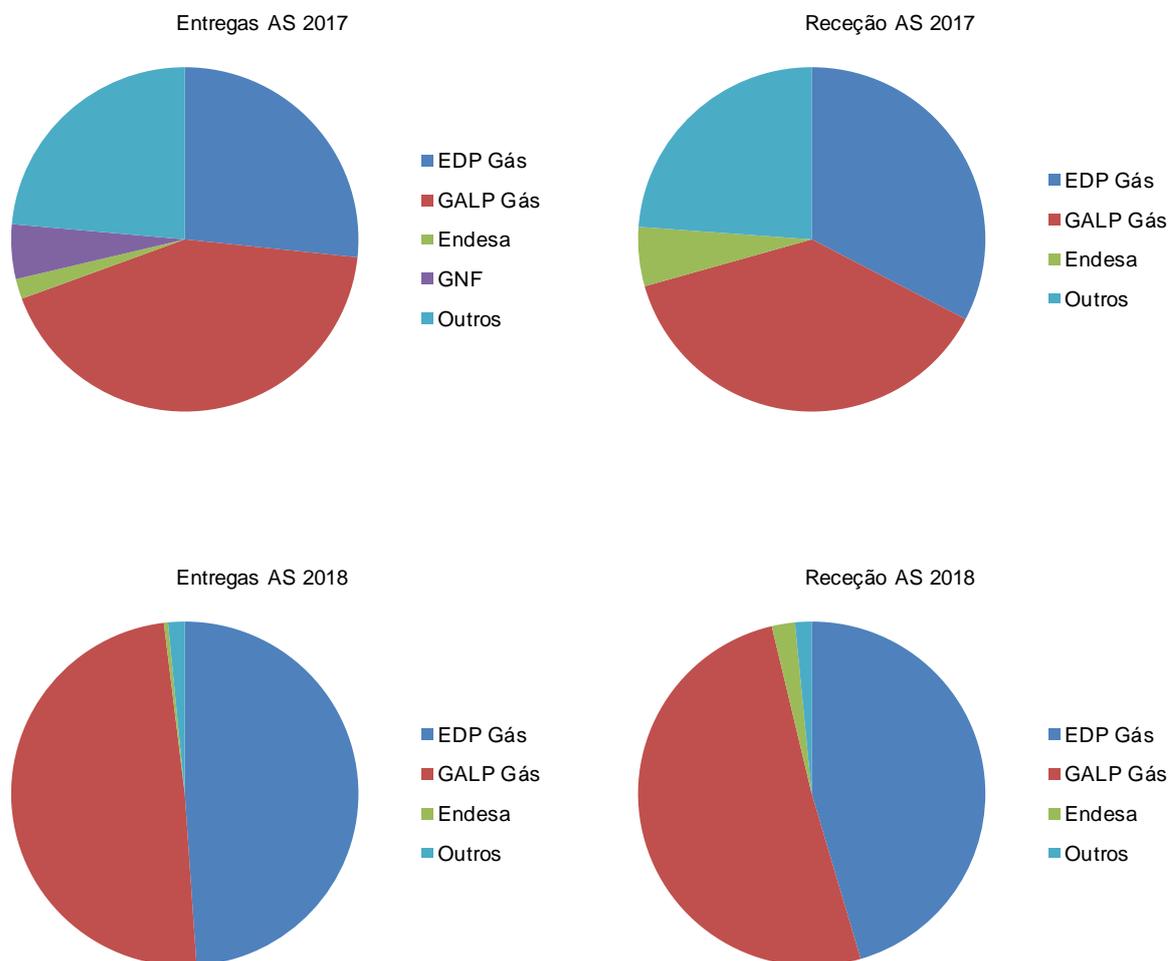


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Entre 2017 e 2018 é de assinalar a redução do peso da EDP Gás. A GALP regista em 2017 mais receções que entregas, invertendo a situação em 2018, passando-se exatamente o contrário com a ENDESA. A EDP Gás surge sempre com mais entregas do que receções no TGNL. As restantes entidades registam valores muito reduzidos.

Na Figura 4-11 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de GNL no armazenamento subterrâneo, em 2017 e 2018.

Figura 4-11 - Trocas no AS, 2017 e 2018

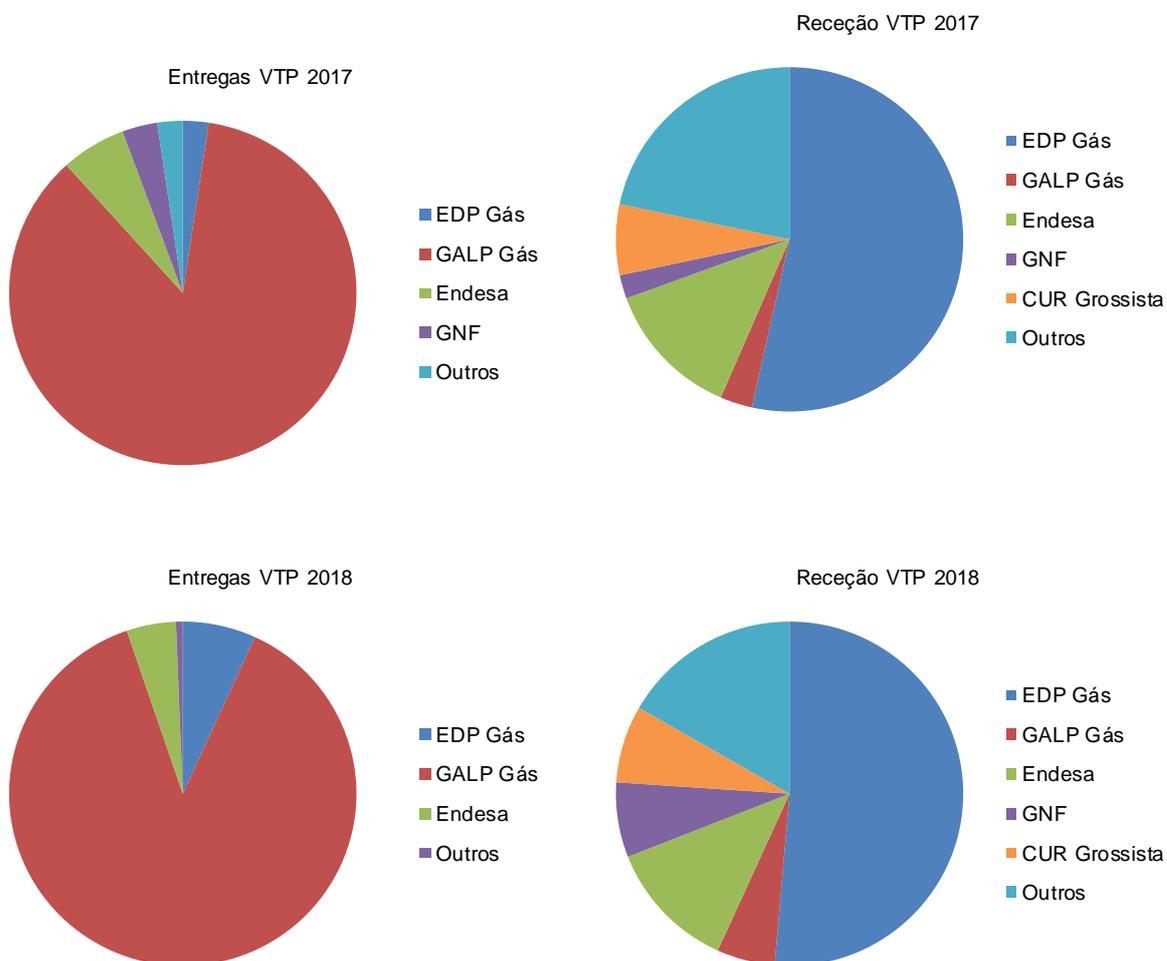


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

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

Na Figura 4-12 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de GNL no ponto de trocas virtual (VTP), em 2017 e 2018.

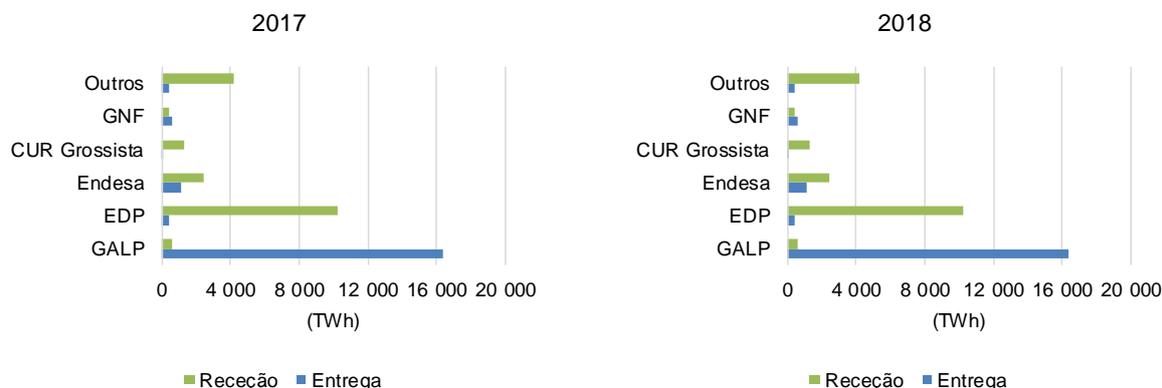
Figura 4-12 – Trocas no VTP, 2017 e 2018



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Contrariamente ao que se verifica no terminal ou no armazenamento subterrâneo, em que as trocas parecem ser meros *swaps* entre agentes de mercado, através da observação da Figura 4-13, 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 gás natural no SNGN.

Figura 4-13 – Trocas (VTP)



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

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, configura-se como 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%.

Relativamente aos leilões de libertação de quantidades excedentárias de gás natural do comercializador do SNGN é de assinalar que não se realizou qualquer leilão durante o ano gás 2017-2018.

REGRAS DE COMPENSAÇÃO DA REDE

Dado que o início da negociação de produtos *spot* com entrega em Portugal na plataforma MIBGAS, S.A., continua pendente de regulamentação específica, foi aprovada em 2016 a Diretiva n.º 16/2016 de 27 de outubro que estabelece que, até que ocorra o início da referida negociação, será utilizada a plataforma do OMIP para a realização de leilões de aquisição ou venda de gás natural nos quais o GTG atua como comprador ou vendedor único tendo em vista a compensação da rede.

A entrada em vigor das novas regras de compensação da rede apoia o desenvolvimento do mercado grossista de gás natural, dado que os utilizadores da rede são financeiramente incentivados a manterem equilibradas as suas carteiras de compensação. Efetivamente, os desequilíbrios registados entre os fornecimentos e os consumos na carteira de compensação de um utilizador de rede são sujeitos à aplicação

de encargos que refletem os preços de mercado e os preços das ações de compensação do GTG, afetados de um pequeno ajuste, de acordo com as regras previstas no Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março de 2014. Nestas condições, os utilizadores da rede são incentivados a equilibrarem as suas carteiras de compensação, mesmo que, para tal, tenham de recorrer a transações em mercado, dado que essa atuação é menos onerosa do que a opção de se manterem em desequilíbrio.

4.2.2 MERCADO RETALHISTA

Do ponto de vista do desenvolvimento do mercado retalhista, continuou a observar-se uma consolidação do mercado liberalizado, quer em termos de consumo global de gás natural, quer em número de clientes, em parte devido à extinção de tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais.

No final de 2018, já mais de 97% dos consumos de gás natural do segmento convencional (excluindo-se os centros eletroprodutores) são abastecidos por comercializadores em regime de mercado.

No final de 2018, estavam presentes 12 comercializadores no mercado livre de gás natural, e todos se encontravam a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m³/ano. Durante o ano de 2018, mais de 212 mil consumidores, num universo de cerca de 1,5 milhões, mudaram de comercializador através da respetiva plataforma, correspondendo, na sua maioria, a consumidores do segmento residencial.

4.2.2.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL DE EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

METODOLOGIA DE RECOLHA DE PREÇOS DE REFERÊNCIA E PREÇOS MÉDIOS VERIFICADOS NO MERCADO RETALHISTA

No âmbito das obrigações de publicitação de preços pelos comercializadores, bem como das competências da ERSE quanto à monitorização do mercado de gás natural e à informação aos consumidores e aos restantes agentes sobre os preços praticados, os comercializadores enviam à ERSE informação atualizada sobre os preços de referência que estes praticam ou preveem praticar para os fornecimentos de gás natural em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<), assim como informação sobre os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista¹¹⁹.

¹¹⁹ Nos termos do [Despacho n.º 3677/2011](#), de 24 de fevereiro, disponível em.

Os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista, reportados trimestralmente pelos comercializadores de gás natural à ERSE, são utilizados pela ERSE nas suas funções de monitorização e supervisão do mercado de gás natural a retalho, constituindo também uma ferramenta de informação para os relatórios produzidos pelos organismos oficiais de dados estatísticos (INE ou Eurostat, por exemplo).

Quanto aos preços de referência, estes são entendidos como o conjunto de tarifas, opções tarifárias e os respetivos preços e indexantes por variável de faturação oferecidos pelos comercializadores aos seus clientes, bem como as condições de aplicação das tarifas, designadamente as características de consumo, duração dos contratos e condições de revisibilidade dos preços. Os preços de referência constituem a oferta comercial básica do comercializador, que não impede a prática de condições contratuais particulares diferenciadas, como sejam a aplicação de descontos ou de outras campanhas promocionais.

Esta informação, que deve ser enviada em base anual (fim de julho) e sempre que haja alguma alteração de preços ou condições contratuais, é integrada em ferramentas de simulação e apoio à tomada de decisão dos consumidores, disponibilizadas pela ERSE na sua página na internet¹²⁰, as quais são descritas no ponto dedicado à transparência. Estas ferramentas são complementadas com a publicação de boletins trimestrais acerca dos preços de referência praticados no mercado em BP<¹²¹.

A análise realizada às ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores revelou que, em dezembro de 2018, para o consumidor representativo do universo dos clientes domésticos¹²², existiam oito comercializadores em mercado, com um total de 31 ofertas (exclusivamente) de gás natural e 63 ofertas integradas de gás natural e eletricidade (duais), totalizando 94 ofertas comerciais. Três destes comercializadores apresentaram ofertas com serviços adicionais, como por exemplo, serviços de assistência técnica e diagnósticos energéticos, e ofertas comerciais com pré-pagamento.

No referido período, a oferta comercial com menor fatura anual apresentava o valor de 198 €/ano, tratando-se de uma oferta comercial exclusivamente de gás natural. O diferencial desta oferta em relação à oferta mais cara é de 68 €/ano (26%). A oferta comercial dual (gás natural e eletricidade) com menor

¹²⁰ Em <https://simulador.precos.erse.pt>.

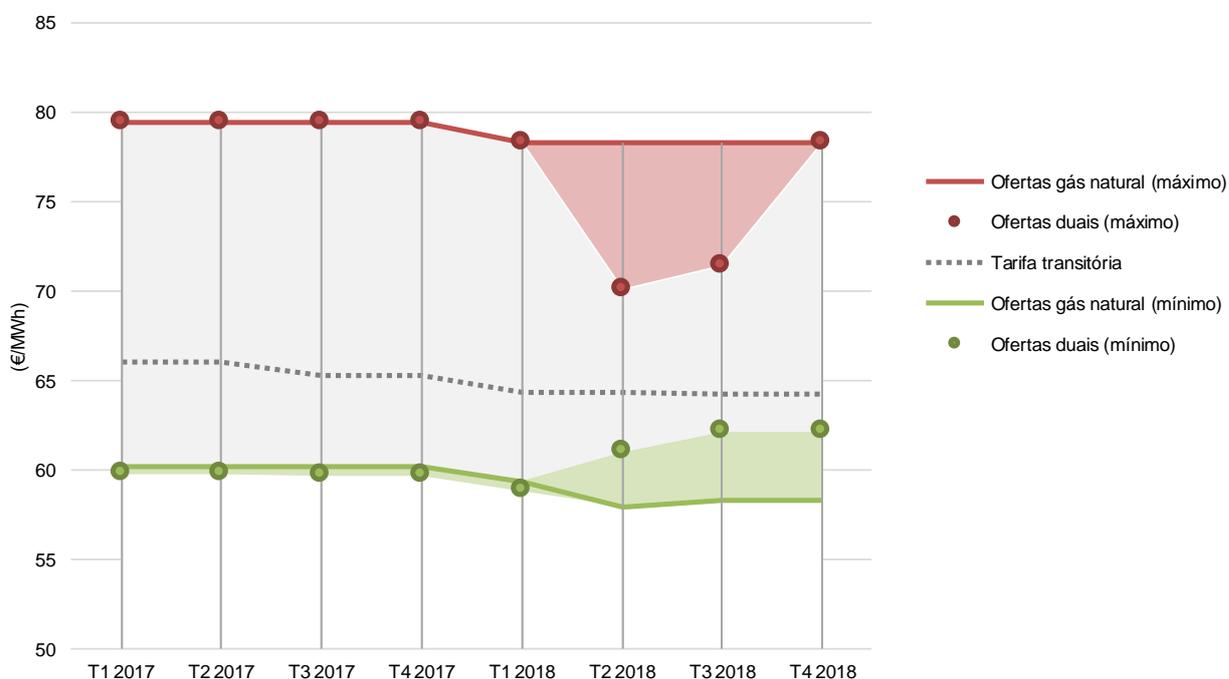
¹²¹ Disponíveis nos [Boletins das Ofertas Comerciais de Gás Natural](#) encontram-se em.

¹²² Representatividade em unidades de energia. Corresponde ao consumidor tipo 2 (casal com filhos e sem aquecimento central), com um consumo anual de gás natural de 292 m³.

valor na componente de fornecimento de gás natural apresentava o valor de 212 €/ano, um desconto de aproximadamente 21% em relação à oferta mais cara.¹²³

A Figura 4-14 apresenta a evolução dos preços das ofertas em mercado, bem como os preços da tarifa transitória, em 2017 e 2018. Em 2018, os preços das ofertas comerciais mantiveram-se estáveis no período, tendo descido ligeiramente relativamente a 2017. De salientar a aproximação dos preços máximos e mínimos no 2.º e 3.º trimestre de 2018, em particular das ofertas duais.

Figura 4-14 – Preço das ofertas comerciais de gás natural (exclusivamente de gás natural e duais) para o consumidor tipo 2 em 2017 e 2018



TRANSPARÊNCIA

Dando continuidade à disponibilização de informação aos consumidores de gás natural sobre preços de referência praticados no mercado, bem como de ferramentas informáticas de apoio aos consumidores na escolha de comercializador, a ERSE disponibiliza no seu sítio na internet um simulador de comparação de

¹²³ Preços reais, sem impostos e taxas.

preços no mercado em Portugal continental para instalações em BP<¹²⁴. O simulador de preços permite a comparação dos preços de todos os comercializadores registados e em atividade em Portugal continental¹²⁵ permitindo ao consumidor escolher o seu fornecedor de gás natural, pela comparação dos preços e das condições comerciais praticadas por cada comercializador.

De forma a garantir a transparência da informação disponibilizada aos consumidores por parte dos comercializadores, a ERSE verifica ainda se estes divulgam na sua página de internet as ofertas que se encontram a praticar no mercado, quer em termos de preços, quer de condições comerciais, e se estas se encontram de acordo com a informação sobre preços de referência enviada à ERSE no âmbito da monitorização. Nas situações em que se identifiquem discrepâncias ou lacunas, a ERSE reserva-se o direito de não publicação das ofertas comerciais no seu simulador, até os comercializadores terem ultrapassado as questões identificadas.

Além do simulador, a ERSE disponibiliza também na página de internet toda a informação de preços de referência e demais condições contratuais que serve de base ao funcionamento do simulador¹²⁶, para garantir o acesso à informação a todos os interessados, em formato editável.

Acresce que os comercializadores que pretendam abastecer clientes BP< devem disponibilizar publicamente, designadamente através das suas páginas na Internet, ofertas públicas de fornecimento de gás natural, bem como as condições gerais dos contratos para estes clientes¹²⁷.

Estão também em vigor regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente sobre a periodicidade de faturação, informação relativa à parcela das tarifas de acesso, indicação do volume de gás natural medido e dos fatores de conversão para energia (de unidades físicas, em m³, para unidades de energia, em kWh)¹²⁸ e da rotulagem do gás natural.

¹²⁴ Disponível em <https://simulador.precos.erse.pt>.

¹²⁵ Nas Regiões Autónomas não há fornecimento de gás natural.

¹²⁶ O documento está disponível em <https://simulador.precos.erse.pt/>

¹²⁷ Nos termos do número 2 do artigo 87.º do Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril, com as alterações aprovadas pelo Regulamento n.º 224/2018, de 16 de abril, que aprova o [RRC do setor de gás natural](#).

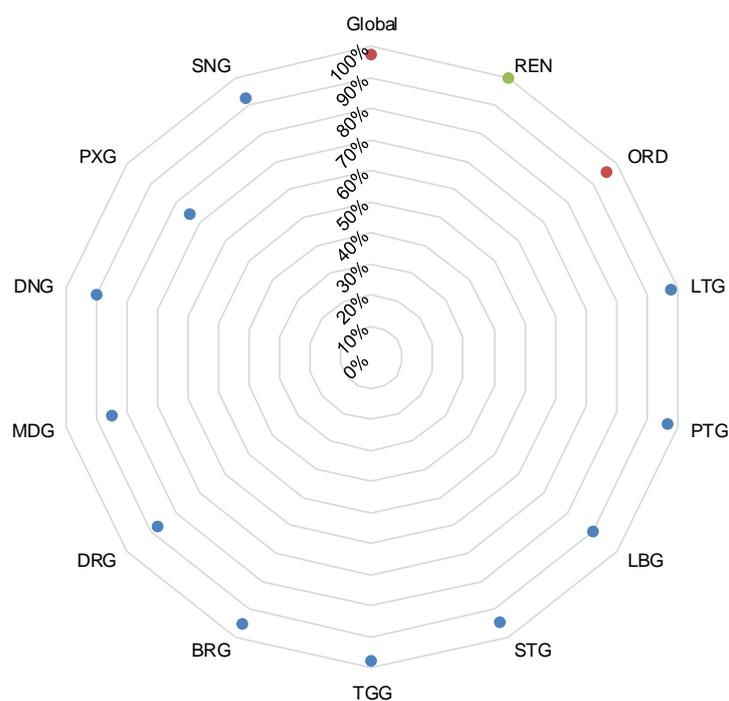
¹²⁸ A faturação de gás natural é efetuada em €/ kWh, nos termos do artigo 111.º do RRC do setor do gás natural.

As regras de acesso à informação dos consumos de gás natural, pelos clientes, estão reguladas pela ERSE nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados¹²⁹, o qual foi objeto de revisão em 2018.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

Em termos de abertura efetiva do mercado, a Figura 4-15 apresenta a parte do mercado (em consumo), no ano de 2018, que se encontra a ser abastecida por um comercializador em regime de mercado. É observável que 97% do total do consumo, excluindo os centros eletroprodutores devido ao seu volume expressivo em termos de consumo, é assegurado por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado nas principais distribuidoras de gás natural.

Figura 4-15 – Penetração do Mercado Liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2018

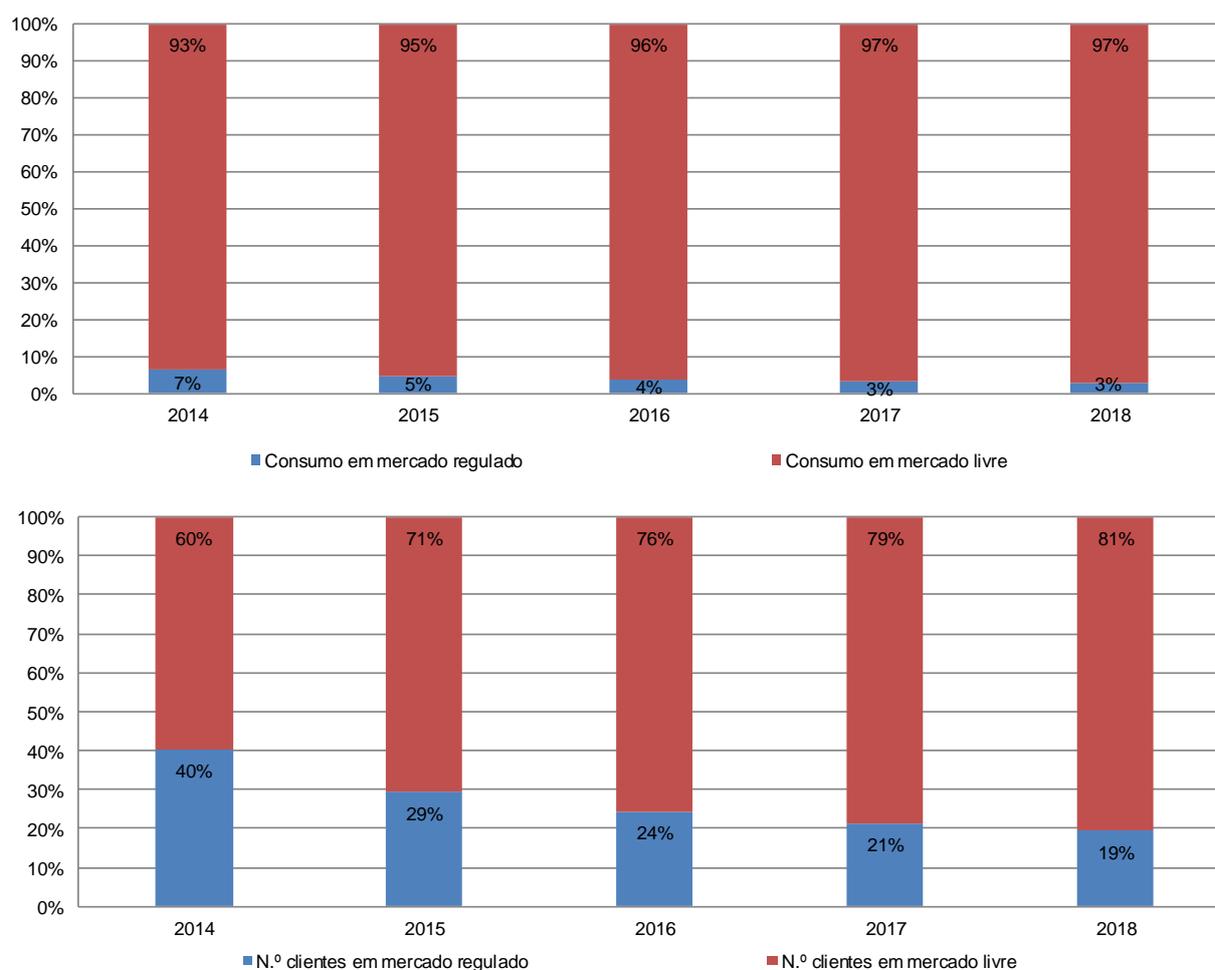


Fonte: dados REN Gasodutos. Nota: BRG – Beiragás, DNG – Dianagás; DRG – Duriensegás; LBG – Lisboagás; LTG – Lusitaniagás; MDG – Medigás; PTG – REN Portgás; PXG – Paxgás; SNG – Sonorgás; STG – Setgás; TGG – Tagusgás; REN – REN Gasodutos; ORD – conjunto dos operadores de rede de distribuição; Global – ORD e REN.

¹²⁹ Aprovado pela [Diretiva n.º 7/2018, de 28 de março](#).

O aumento da dimensão do mercado liberalizado deve-se igualmente ao processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, abrangeu todo o conjunto de clientes, incluindo os clientes residenciais. A evolução do mercado liberalizado entre 2014 e 2018 pode ser observada na Figura 4-16.

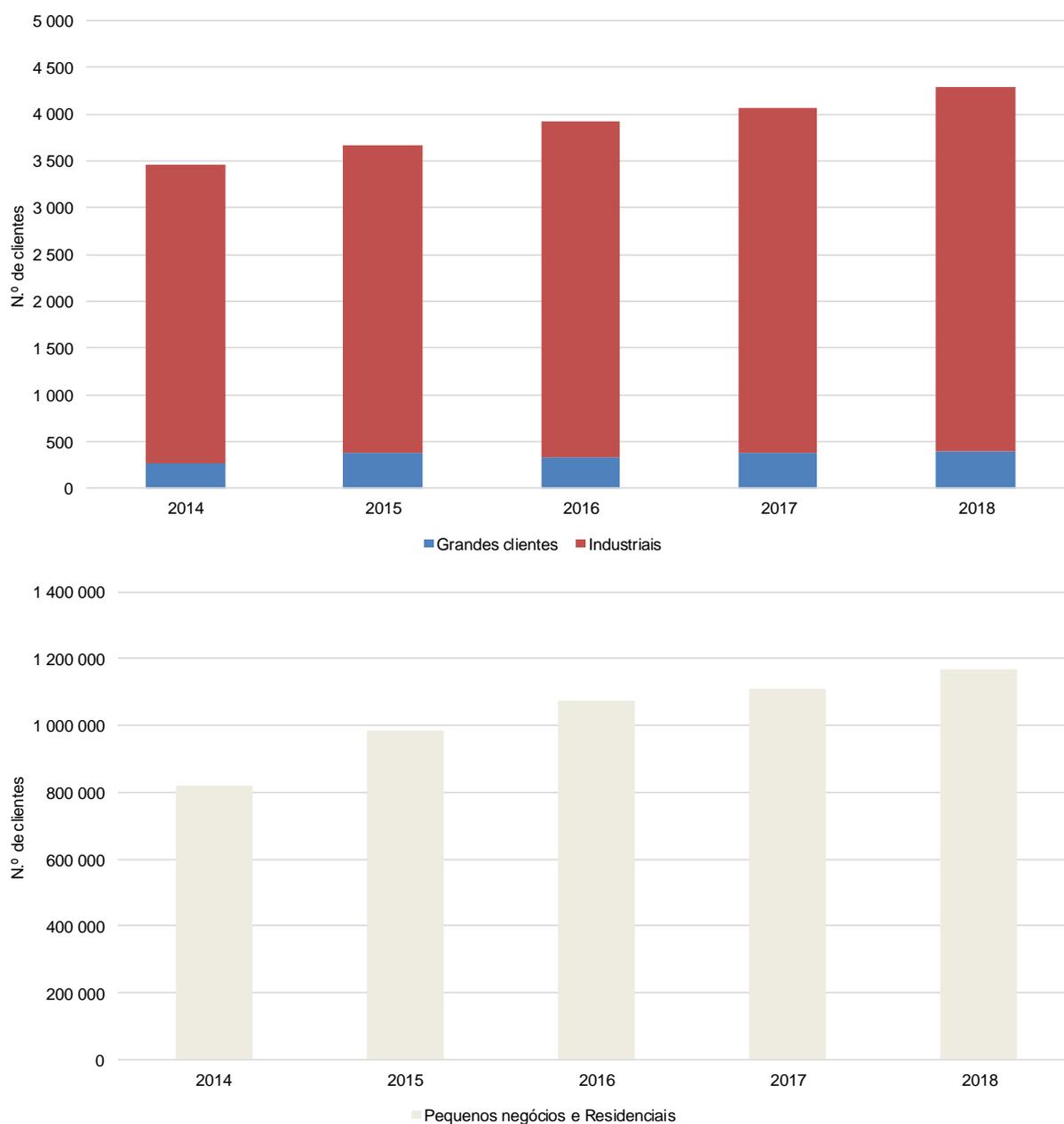
Figura 4-16 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2014 a 2018



Fonte: dados REN Gasodutos

Quanto ao número total de clientes, o aumento da dimensão do mercado no período analisado deve-se essencialmente à continuação da entrada de clientes residenciais e pequenos negócios (segmentos com consumo anual inferior a 10 mil m³) e, também, de clientes industriais (com um consumo anual entre 10 mil m³ e 1 milhão de m³) que, em 2018, aumentaram cerca de 6% face ao ano anterior (vide Figura 4-17). Em 2018, cerca de 81% dos clientes já está no mercado livre.

Figura 4-17 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2014 a 2018

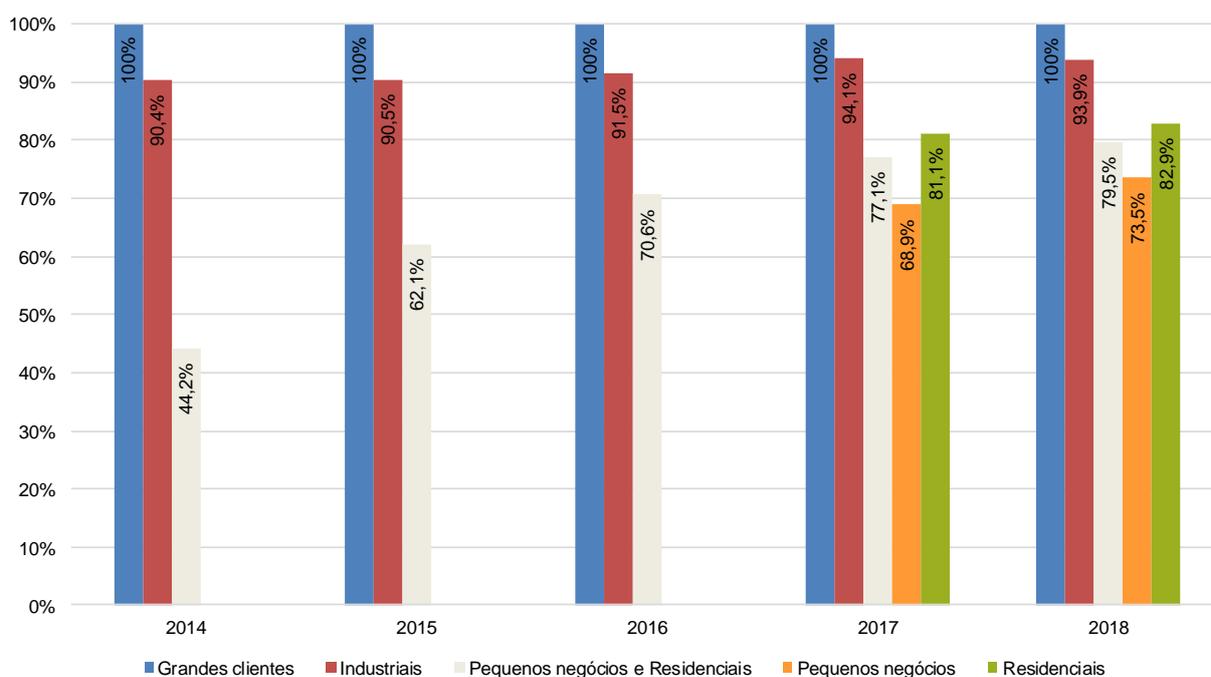


Fonte: dados REN Gasodutos

Na figura anterior pode observar-se ainda que, em 2018, o segmento com um maior consumo, referente a grandes clientes (com um consumo superior a 1 milhão de m³), registou um aumento de 4% face a 2017. O número de clientes residenciais e pequenos negócios e industriais aumentou cerca de 5% em cada um dos segmentos.

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado são apresentados na Figura 4-18, sendo observável que, desde 2014, pelo menos, a totalidade do consumo de grandes clientes foi assegurada por comercializadores em mercado.

Figura 4-18 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2014 a 2018



Fonte: dados REN Gasodutos

Relativamente aos valores específicos no segmento de clientes industriais, estes seguem o mesmo racional do total de clientes, sendo de realçar que, globalmente, cerca de 94% do consumo deste conjunto de clientes é já abastecido por comercializadores em regime de mercado.

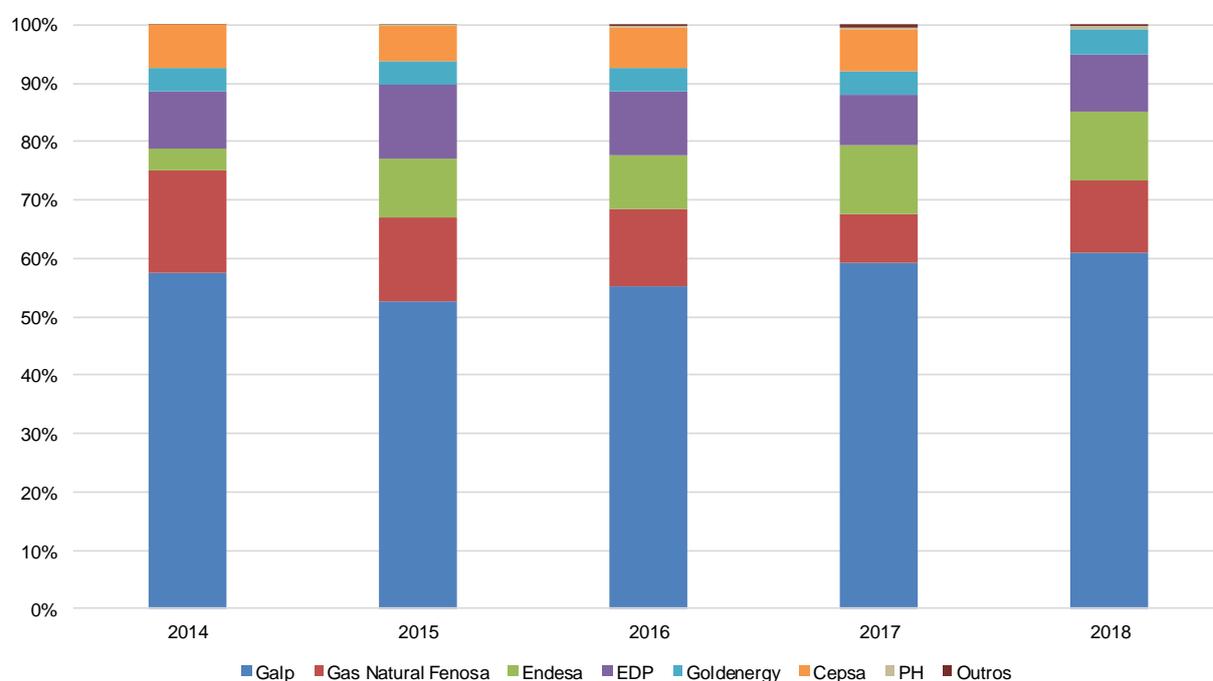
No mercado liberalizado, existia um comercializador com quota superior a 50% no final de 2018. O segmento de clientes industriais é o mais disputado de todos, tendo também o segmento de clientes residenciais uma competitividade bastante elevada.

O segmento residencial, em termos de número de clientes, é o mais preponderante no mercado livre de gás natural, representando a quase totalidade dos clientes, mas representando apenas cerca de 7% do consumo total neste mercado.

Ao contrário da tendência observada no ano anterior, de aumento da concentração global empresarial no segmento de clientes residenciais, em 2018 observou-se uma redução da concentração em número de consumidores. No que se refere ao consumo, observou-se um aumento da concentração.

Apesar da redução de quota de mercado do grupo Galp em 2014 (70% em 2013), principal operador no mercado do gás natural, registou-se uma tendência crescente entre 2014 e 2018. Em 2018, a respetiva quota foi de 61%, conforme se pode extrair da Figura 4-19.

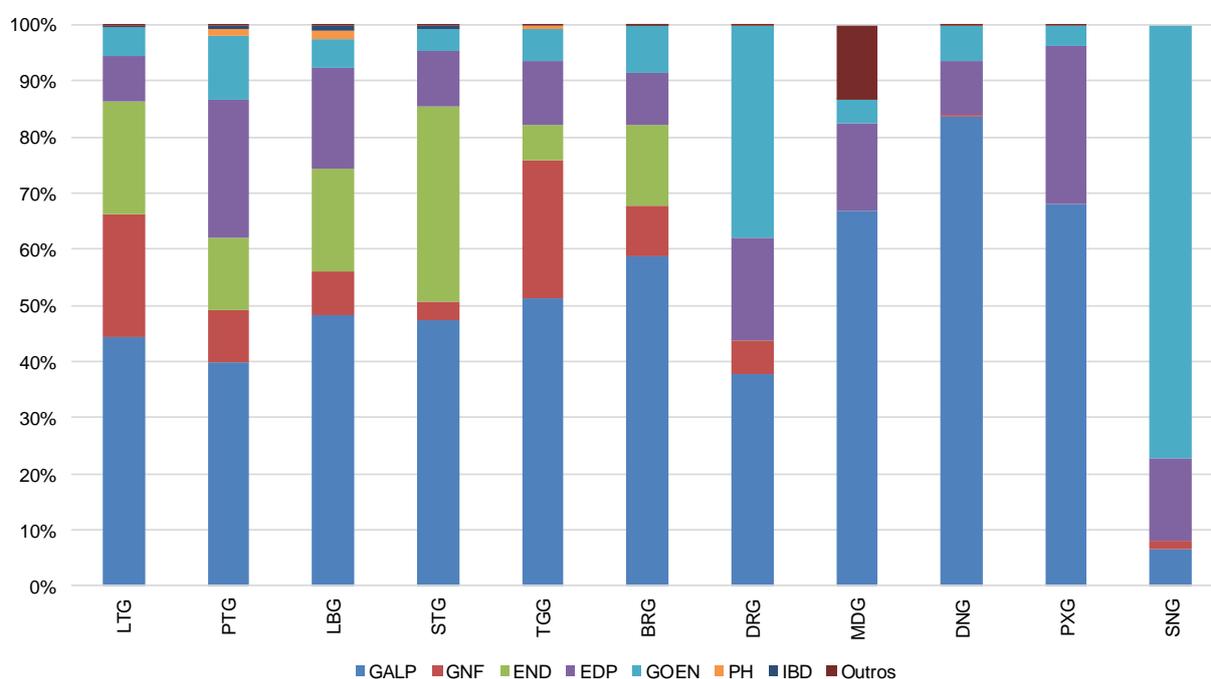
Figura 4-19 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2014 a 2018



Fonte: dados REN Gasodutos

A repartição das quotas de mercado, em consumo abastecido, por rede de distribuição, é explicitada na Figura 4-20. Em 2018 o grupo Galp deteve uma quota de mercado superior a 40% em mais de metade das redes de distribuição.

Figura 4-20 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado e por rede de distribuição, 2018



Fonte: dados REN Gasodutos

Em 2018, a EDP Comercial continuou a ocupar uma posição de destaque em termos de quota de fornecimento de gás natural, com a sua posição mais expressiva nas redes de distribuição operadas pela REN Portgás¹³⁰ (PTG), Lisboagás (LBG), Paxgás (PXG), Duriensegás (DRG) e Medigás (MDG).

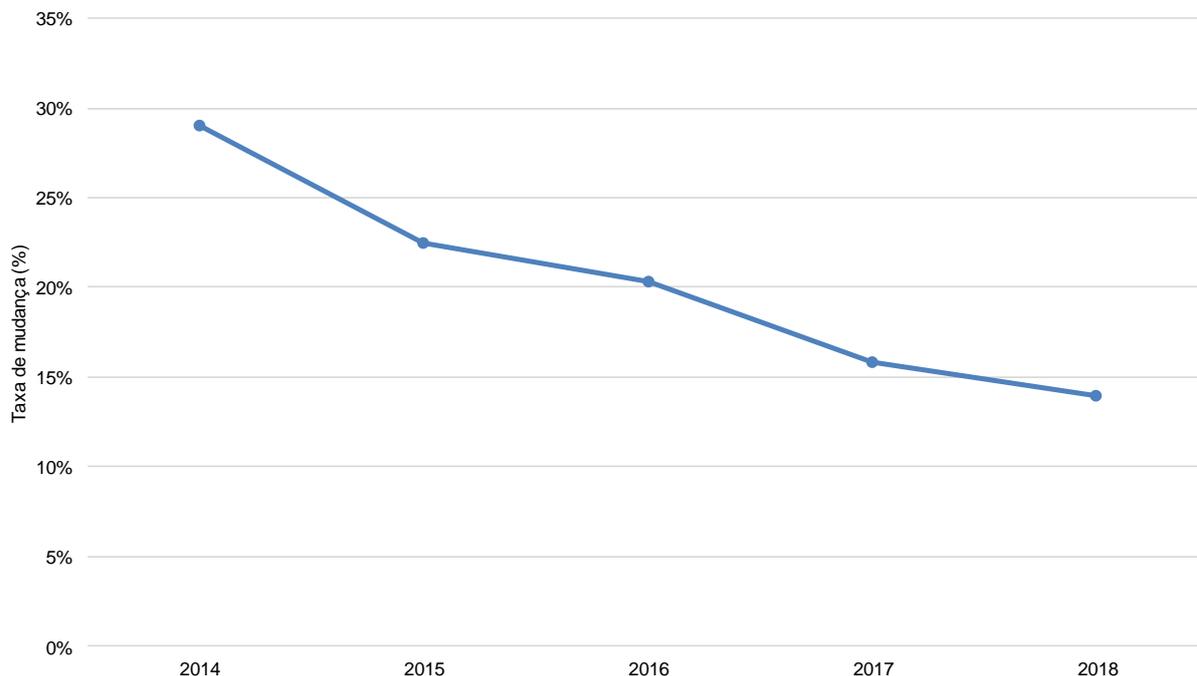
Salienta-se ainda a Goldenergy, que continua a ocupar posições maioritárias nas redes de distribuição da Duriensegás (DRG) e da Sonorgás (SNG).

A Endesa e a Gás Natural Fenosa têm posições relevantes nas áreas concessionadas pela Lusitaniagás (LTG), REN Portgás (PTG), Lisboagás (LBG), Setgás (STG), Beiragás (BRG) e Tagusgás (TGG).

A taxa de mudança de comercializador em número de clientes continua relevante, 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 4-12.

¹³⁰ A empresa anteriormente designada por EDP Gás Distribuição foi adquirida pela REN no final de 2017.

Figura 4-21 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2014 a 2018



Fonte: dados REN Gasodutos

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.

4.2.2.2 RECOMENDAÇÕES SOBRE PREÇOS DE FORNECIMENTO, INVESTIGAÇÕES E MEDIDAS PARA PROMOVER UMA CONCORRÊNCIA EFICAZ

RECOMENDAÇÕES AOS PREÇOS DE FORNECIMENTO

Em 2018, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de comercialização nos termos do artigo 3.º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho. Importa salientar que se manteve em vigor o regime transitório de tarifas de venda de gás natural a clientes finais em BP, bem como para os clientes finais em MP.

MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

Conforme referido supra, a ERSE possui competências próprias, que advêm do quadro legal do setor energético e da concorrência. Neste âmbito, durante o ano de 2018, foi emitido um parecer à Autoridade da Concorrência sobre a operação de concentração que consistiu na aquisição, pela AXPO International, S.A., diretamente e através da sua subsidiária, AXPO Ibéria, S.L., do controlo exclusivo da Goldenergy – Comercializadora de Energia, S.A (GOLDENERGY), empresa atualmente controlada conjuntamente pela AXPO e pela Dourogás – Participações Sociais, S.G.P.S., S.A.. A operação incidiu sobre as atividades de comercialização de eletricidade e gás natural. Cabe referir que, antes desta operação, a AXPO não se encontrava presente no segmento da comercialização de gás natural em Portugal continental. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE.

REGIME TRANSITÓRIO DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

Desde 1 de julho de 2012¹³¹ que as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, publicadas pela ERSE para Portugal continental, passaram a ter um carácter transitório.

Em 2018 estas tarifas aplicaram-se aos fornecimentos do comercializador de último recurso retalhista (CURR) em baixa e média pressão, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em alta pressão.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais são determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes e às infraestruturas, da tarifa transitória de energia e da tarifa de comercialização regulada¹³², sendo as mesmas aprovadas pela ERSE¹³³.

¹³¹ Para os para os clientes com consumos anuais superiores a 500 m³ e 1 de janeiro de 2013 para clientes com consumos anuais iguais ou inferiores a 500 m³, nos termos do [Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março](#).

¹³² O regime da tarifa transitória é determinado pela aplicação da [Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril](#). É igualmente aplicável o [Despacho n.º 11412/2015, de 12 de outubro](#).

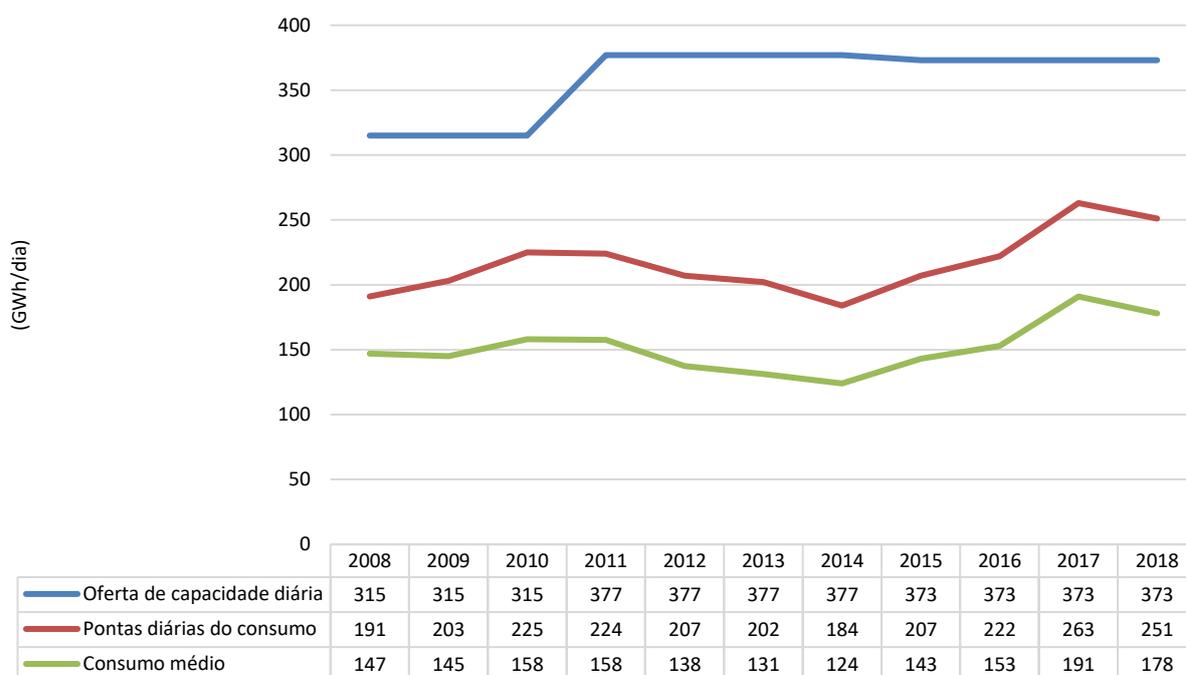
¹³³ [Diretiva n.º 9/2018, de 22 de junho](#).

4.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

A ERSE monitoriza a atribuição de capacidade na RNTGN, em particular o nível da capacidade existente para fins comerciais face à capacidade utilizada.

Na Figura 4-22 apresenta-se a evolução da oferta de capacidade no SNGN¹³⁴, o consumo médio diário de gás natural e as pontas anuais de consumo, entre 2008 e 2018. Neste período, o consumo médio diário de gás natural cresceu, em média, cerca de 2% ao ano. A ponta de consumo de gás natural mais expressiva do SNGN ocorreu em 2017, tendo sido registado um valor de 263 GWh/dia.

Figura 4-22 – Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2008 a 2018



Fonte: REN - Dados Técnicos 2018

Da análise da figura anterior é possível constatar que a oferta de capacidade diária registou um crescimento de 20% de 2010 para 2011 e um decréscimo de 1% entre 2014 e 2015; mantendo-se estável nos restantes anos. Para além disso, verifica-se que a oferta de capacidade no SNGN é bastante superior à ponta diária

¹³⁴ A oferta de capacidade no SNGN corresponde ao somatório das capacidades de entrada das interligações de Campo Maior e Valença do Minho e ligação entre a RNTGN e o terminal de GNL de Sines.

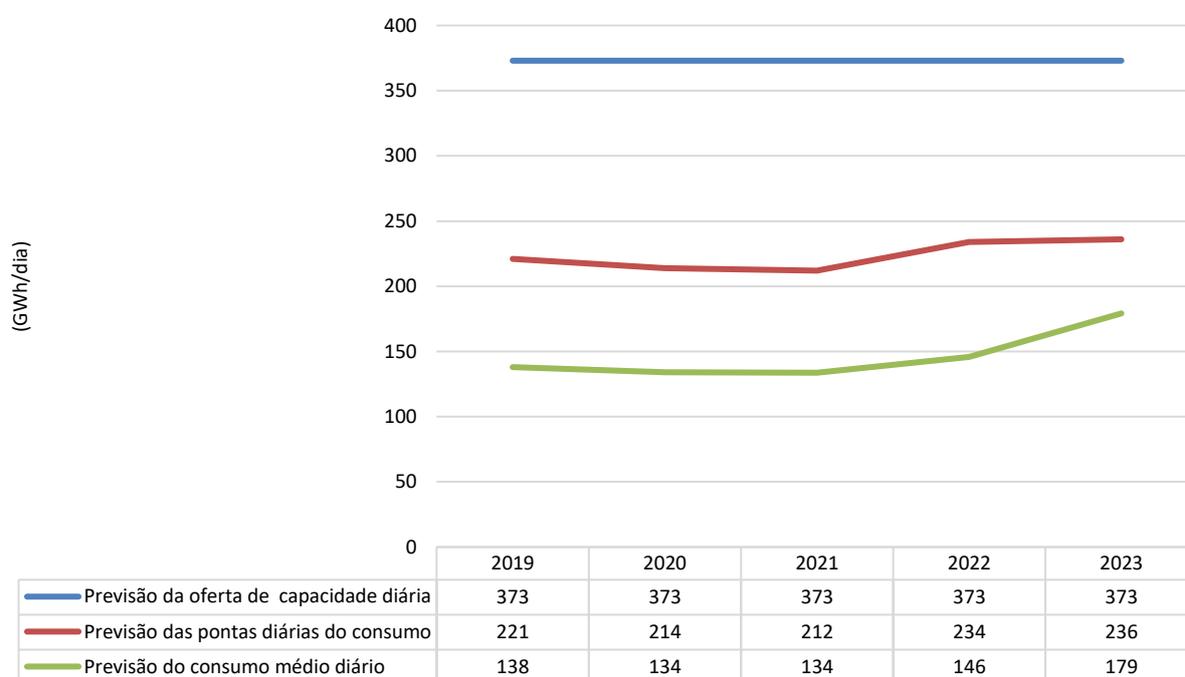
de consumo para todo o período considerado. No ano de 2018, o consumo médio diário e a ponta de consumo representaram 48% e 67% da oferta de capacidade no SNGN, respetivamente.

4.3.1 EVOLUÇÕES PREVISTAS DA PROCURA E DA OFERTA

A Figura 4-23 mostra as previsões da evolução da oferta de capacidade no SNGN, do consumo médio diário de gás natural e das pontas anuais de consumo, entre 2019 e 2023.

Com base nos dados da REN Gasodutos, a previsão da capacidade disponível para fins comerciais situa-se bastante acima da previsão de utilização de capacidade para os próximos anos. No ano de 2023 prevê-se que o consumo médio diário e a ponta de consumo representarão cerca de 48% e 63% da oferta de capacidade no SNGN, respetivamente. De acordo com as previsões da REN Gasodutos, os projetos propostos no Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período 2018-2027 não têm qualquer impacto na capacidade disponível.

Figura 4-23 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2019 a 2023



Fonte: REN Gasodutos – PDIRGN 2018-2027

4.3.2 MEDIDAS PARA GARANTIA DE ABASTECIMENTO

A promoção das condições de garantia e segurança do abastecimento de gás natural do SNGN é feita através de medidas do lado da oferta e do lado da procura.

Apesar do SNGN continuar a depender principalmente de um grande país fornecedor de gás - a Argélia - a diversificação de origens de aprovisionamento foi potenciada pelo terminal de GNL de Sines, cuja entrada em exploração ocorreu em 2004.

Outra das iniciativas visando a segurança de abastecimento, no que respeita à diversificação das fontes de aprovisionamento, foi a integração do mercado português no âmbito do mercado ibérico. Com efeito, no ano de 2018, à semelhança de 2017, a presença de agentes de mercado no SNGN, com uma atividade expressiva em Espanha, teve como consequência um incremento da utilização das interligações, passando o mercado nacional a beneficiar da diversificação de fontes de aprovisionamento existente em Espanha.

Uma outra forma de garantir a segurança do abastecimento de gás natural consiste na constituição e manutenção de reservas de segurança, as quais devem salvaguardar o aprovisionamento dos “clientes protegidos”, estabelecidos em conformidade com o Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de outubro relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás, e os produtores de eletricidade em regime ordinário não interruptíveis, por um período de 30 dias, numa situação de falta de aprovisionamento ao SNGN.

Tendo por base as conclusões do Relatório sobre “Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento de Gás Natural em Portugal, período 2017-2025” (publicado pela DGEG), a RNTIAT dispõe de capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das necessidades de reservas de segurança.

Para além das medidas adotadas para salvaguardar a segurança do abastecimento e a cobertura das pontas de consumo, do lado da oferta, também estão implementadas medidas do lado da procura, as quais consistem na utilização de combustíveis alternativos, em concreto combustíveis derivados de petróleo, em substituição do gás natural nos produtores de eletricidade em regime ordinário interruptíveis. Com efeito, as centrais eletroprodutoras da Tapada do Outeiro e de Lares dispõem de grupos bi-fuel e estão autorizadas contratualmente a garantirem o seu funcionamento mediante a queima de combustível alternativo ao gás natural, nos termos previstos no artigo 50.º-B do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

5 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

5.1 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES

Em 2018 a ERSE prosseguiu a sua atribuição geral de proteção dos direitos e interesses dos consumidores de energia. Esta é uma preocupação transversal à atividade genérica da ERSE, estando presente em todas as iniciativas e decisões regulatórias, designadamente no âmbito da promoção de regras de relacionamento comercial transparentes e justas, tarifas e preços que reflitam custos eficientes, qualidade dos serviços prestados e promoção da informação e esclarecimento dos consumidores.

Neste quadro, a ERSE desenvolve atividades de proteção dos consumidores, de forma continuada, dentro dos seguintes temas: (i) medidas de natureza regulamentar; (ii) verificação do cumprimento da legislação; (iii) disponibilização de informação; e (iv) outros desenvolvimentos na área do relacionamento de consumo.

A ERSE verifica e acompanha as alterações introduzidas pelos comercializadores em regime de mercado nas condições gerais dos contratos de fornecimento propostos e aquelas que são apresentadas pelos novos comercializadores.

Na informação aos consumidores, além da resposta a questões individualmente apresentadas, tratadas em sede da gestão da conflitualidade, a ERSE elabora periodicamente e divulga conteúdos formativos e informativos através do Portal do Consumidor, um sub portal dedicado aos consumidores de energia alojado no seu portal institucional.

Foram assim concretizadas tarefas de atualização de conteúdos informativos residentes nesse portal, principalmente os associados ao ciclo comercial do fornecimento de eletricidade e de gás natural, frequentemente acedidos pelos consumidores.

Em paralelo, foi dada continuidade à produção de Alertas de Más Práticas. Estes alertas foram lançados no dia 29 de maio de 2017 (Dia Mundial da Energia). Preparados e orientados para os consumidores com maior vulnerabilidade no acesso à informação, estes alertas colocam em evidência algumas práticas comerciais levadas a cabo por comercializadores de energia que se pretendem evitar ou prevenir, designadamente com conselhos práticos simples.

Em 2018, além da sua difusão avulsa, foi editada uma brochura em papel, reunindo um conjunto selecionado desses alertas.

Do mesmo modo, foram elaboradas duas outras brochuras, contendo, de modo resumido, a informação constante dos módulos pedagógicos interativos “A Eletricidade: Como funciona?” e “O Gás Natural: Como funciona?”, produzidos em 2017.

Foram também preparados diversos conselhos úteis – “Anotes”-, destinados inicialmente a serem inseridos apenas nas comunicações dirigidas aos consumidores que interagem com a ERSE no âmbito da apresentação de reclamações ou pedidos de informação. A impressão de um conjunto de “Anotes”, a que se juntaram, no verso, “Dicas” de poupança, foi amplamente divulgada, dirigida a organizações de defesa do consumidor, a entidades de Resolução Alternativa de Litígios de Consumo (RALC), autarquias e agências de energia, etc.

O programa ERSEFORMA, que tem como objetivo prioritário apoiar as instituições com responsabilidades no esclarecimento dos consumidores e poder disseminador e multiplicativo dos conteúdos sobre o setor energético – entidades de resolução alternativa de litígios, centros de arbitragem, associações de consumidores, entidades da esfera pública municipal e da administração central – abriu o seu programa de 2018 com uma ação sobre tarifas de energia destinada a estas entidades.

A ERSE aceitou igualmente o convite para participar no *Roadshow* organizado pela Direção-Geral do Consumidor, no âmbito das comemorações do Dia Mundial dos Direitos do Consumidor, estando presente em Tavira (6 de março), Coimbra (13 de março) e no Porto (26 de março).

A ERSE participou também em ações de formação promovidas pelo Centro de Informação e Arbitragem de Consumo do Vale do Cávado (CIAB), dedicada ao tema “Serviços Públicos Essenciais” (31 de outubro), e pelo Triave - Centro de Arbitragem de Conflitos de Consumo do Vale do Ave, sobre “Eletricidade e Gás Natural – Contratação e Execução do Contrato de Fornecimento” (5 de dezembro).

Os conteúdos informativos e formativos utilizados nas ações descritas são disponibilizados na página da ERSE na Internet, em www.erse.pt/consumidor/erseforma.

Na vertente da resolução de conflitos, de natureza comercial e contratual, além do esclarecimento das partes envolvidas, a ERSE pode recomendar ou sugerir a resolução de um litígio, ainda que não possa impor a solução do caso concreto.

Em paralelo, a ERSE fomenta o recurso à arbitragem, em especial a efetuada no âmbito dos centros de arbitragem de conflitos de consumo existentes, com a celebração de protocolos de colaboração. No

capítulo seguinte, contempla-se informação mais detalhada sobre o tratamento de reclamações levado a cabo em 2018 pela ERSE.

5.2 GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

Na sua intervenção direta na gestão de conflitualidade, a ERSE promove o recurso à arbitragem voluntária e faz uso de outros mecanismos de resolução de litígios de carácter voluntário, através dos quais pode recomendar a resolução de casos concretos.

A ERSE pode ainda promover inspeções aos registos de reclamações e às instalações dos comercializadores de eletricidade e de gás natural para aferir da sua conformidade à Lei e aos regulamentos do setor, designadamente no que se refere às obrigações específicas relativas ao Livro de Reclamações.

Estas tarefas encontram-se internamente atribuídas a uma equipa dedicada ao apoio ao consumidor de energia. O ACE (Apoio ao Consumidor de Energia) é uma unidade funcional autónoma, cuja atuação assenta em três grandes áreas: i) a informação ao consumidor; ii) a formação/educação do consumidor; e iii) o tratamento de reclamações/resolução de conflitos.

A atribuição estatutária de informar e esclarecer os consumidores de energia foi concretizada, em 2018, através da resposta escrita a pedidos de informação, do atendimento telefónico através de linha dedicada, todos os dias úteis das 15h às 18h, e da laboração e atualização de conteúdos informativos constantes tanto da página da ERSE na internet como em suporte físico. O atendimento telefónico é assegurado diretamente por colaboradores da ERSE. A ERSE também assegura atendimento presencial, sujeito a prévio agendamento.

Os pedidos de informação dirigidos à ERSE por escrito têm origem em diversos canais, privilegiando-se cada vez mais os meios eletrónicos. Em 1 de julho de 2017, entrou em funcionamento a plataforma digital do Livro de Reclamações Eletrónico, através da qual os consumidores podem escolher entre apresentar uma reclamação ou solicitar informação, sendo que esta é enviada direta e exclusivamente à entidade reguladora do setor. Entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2018, a ERSE recebeu via plataforma do Livro de Reclamações Eletrónico 1189 pedidos de informação. O número total de pedidos de informação registados na ERSE em 2018 foi de 1911. O tema “faturação” e o tema relativo ao “contrato de fornecimento”, assim como a matéria relativa às “tarifas e preços”, foram os temas mais suscitados em pedidos de informação.

O tratamento de reclamações, à semelhança da resposta aos pedidos de informação, assenta, desde logo, numa ferramenta informática de gestão de processos (CRM) através da qual são geridas as várias fases do processo, desde a triagem à resposta final, passando pela análise jurídica e eventuais pedidos de apoio técnico junto das demais unidades orgânicas de regulação.

Em 2018 foram registadas 29510 reclamações, que deram origem a processos novos. No mesmo ano, foram concluídos 31033 processos (inclui reclamações e pedidos de informação), na sua maioria, com informação ao consumidor, após análise da resposta obtida junto da entidade reclamada.

Quanto à distribuição temática destacou-se o setor elétrico, com 58% do total de reclamações recebidas, uma vez que o universo de consumidores de eletricidade (cerca de 6 milhões) é muito superior ao de gás natural (aproximadamente 1,5 milhões), que representou 7% das solicitações dirigidas à ERSE.

O fornecimento dual (eletricidade e gás natural) representou 19% e as reclamações associadas aos setores dos combustíveis e do GPL canalizado (15%), que começaram a ser recebidas na ERSE a partir do dia 1 de julho de 2017, data de entrada em vigor do novo regime jurídico do Livro de reclamações, introduzido pelo Decreto-Lei n.º 74/2017, de 21 de junho que, entre outras alterações, veio atribuir à ERSE novas competências em matéria de verificação do cumprimento daquele regime, apresentam uma tendência crescente.

A plataforma digital do Livro de Reclamações Eletrónico, que entrou em funcionamento na mesma data, foi responsável pela entrada na ERSE de 13306 reclamações, registadas até 31 de dezembro de 2018.

A “faturação” também surge como o tema mais reclamado em 2018 (10534), seguido pelas questões relativas ao “contrato de fornecimento” (3217).

6 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE

6.1 CERTIFICAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE

A REN – Rede Eléctrica Nacional, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade e a REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, foram certificados em 2015 pela ERSE, como Operador da Rede de Transporte (ORT) em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*).

O processo de certificação do operador da rede de transporte de eletricidade e do operador da rede de transporte de gás natural, da competência da ERSE, tem em vista avaliar o cumprimento das condições relativas à separação jurídica e patrimonial destes operadores.

A ERSE tem vindo, desde 2015, a fazer um acompanhamento e uma fiscalização permanentes do cumprimento das condições da certificação concedida a estes operadores.

Neste enquadramento, o operador da rede de transporte de eletricidade, bem como o operador da rede de transporte de gás natural, devem enviar anualmente à ERSE, até 30 de junho, um relatório, referente a 31 de maio desse ano, contendo informação completa e detalhada sobre o estado do cumprimento das condições relativas à independência, no plano jurídico e patrimonial, do operador da rede de transporte previstas no regime legal de certificação, bem como todas as atas das assembleias gerais do grupo económico em que se insere.

O operador da rede de transporte de eletricidade, bem como o operador de rede de transporte de gás natural devem, ainda, enviar simultaneamente à ERSE os comunicados relativos a participações qualificadas e informação anual e semestral que a REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. divulgue ao mercado ou à Comissão de Mercados e Valores Mobiliários (CMVM).

As referidas obrigações foram cumpridas pelo operador da RNT (eletricidade) e pelo operador da RNTGN (gás natural), permitindo à ERSE, durante o ano de 2018, assegurar o cumprimento das condições fixadas na decisão de certificação da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. e da REN Gasodutos, S.A., conforme relatórios da REN – Rede Eléctrica Nacional e da REN Gasodutos remetidos à ERSE em junho de 2018.

6.2 DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS

No âmbito das competências que lhe foram cometidas pelos seus Estatutos e demais legislação aplicável, a ERSE tem cumprido as obrigações inerentes à sua qualidade de regulador.

Para tanto, aprova regulamentos, emite decisões vinculativas sobre as empresas reguladas, emite pareceres sobre matérias solicitadas pelo Governo, pelo Parlamento ou outras entidades da administração pública.

Ainda, desenvolve inquéritos sobre o funcionamento do mercado de eletricidade e gás natural, exige às empresas reguladas informações relevantes para o cumprimento das suas funções, solicita e promove a realização de auditorias às empresas sujeitas à regulação da ERSE, bem como desenvolve outras ações de fiscalização e de inspeção.

Para além disso, promove a informação e esclarecimento dos consumidores de eletricidade e gás natural, trata as suas queixas e reclamações e intervém na resolução extrajudicial de litígios e sanciona os comportamentos das empresas reguladas que constituam infrações classificadas como contraordenação.

Em 2018 foram publicados, no âmbito do gás natural, os seguintes regulamentos da ERSE:

- Regulamento n.º 224/2018, de 16 de abril - Primeira Alteração ao Regulamento das Relações Comerciais do setor do Gás Natural.
- Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril - Aprovação do Regulamento Tarifário do setor do Gás Natural.
- Regulamento n.º 385/2018, de 21 de junho – Alteração do Regulamento Tarifário do setor do Gás Natural.
- Regulamento n.º 387/2018, de 22 de janeiro – Segunda Alteração ao Regulamento das Relações Comerciais do setor do Gás Natural.

Ainda de medidas de natureza regulamentar, destacam-se os seguintes atos normativos aprovados pela ERSE em 2018:

- Diretiva n.º 1/2018, de 3 de janeiro- Operacionalização do regime equiparado ao das tarifas transitórias.

- Diretiva n.º 2/2018, de 4 de janeiro - Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018.
- Diretiva (extrato) n.º 3/2018, de 11 de janeiro - Perfis de consumo, de produção e de autoconsumo aplicáveis em 2018.
- Diretiva (extrato) n.º 4/2018, de 11 de janeiro- Perfis de perdas aplicáveis em 2018.
- Diretiva n.º 5/2018, de 18 de janeiro- Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019.
- Diretiva n.º 6/2018, de 27 de fevereiro - Aprovação das regras dos projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental.
- Diretiva n.º 7/2018, de 28 de março- Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural.
- Diretiva n.º 8/2018, de 30 de abril- Fornecimento de energia elétrica a instalações eventuais.
- Diretiva n.º 9/2018, de 22 de junho - Aprova as Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2018-2019.
- Declaração de Retificação n.º 573/2018, 16 de agosto- Declara a retificação da Diretiva n.º 9/2018, de 22 de junho.
- Diretiva n.º 10/2018, de 10 de julho - Implementação do mercado intradiário contínuo e aprovação do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e do Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da interligação Portugal-Espanha.
- Diretiva n.º 11/2018, de 16 de julho - Regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN.
- Diretiva n.º 12/2018, de 26 de julho- Aprovação da inscrição em Áreas de Balanço da Unidade Física relativa ao aproveitamento hidroelétrico de Labruja.
- Diretiva n.º 13/2018, de 6 de agosto - Aprova os perfis de consumo de gás natural e consumos médios diários aprovados pela ERSE para vigorarem no ano gás 2018-2019.

- Diretiva n.º 14/2018, de 10 de agosto - Alteração do Procedimento n.º 5 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico.
- Diretiva n.º 15/2018, de 19 de dezembro - Procedimentos de mudança de comercializador no setor elétrico e no setor do gás natural.
- Instrução n.º 4/2018, de 13 de setembro- Instrução relativa à Devolução dos Créditos dos Consumidores de Energia Elétrica.
- Instrução n.º 5/2018, de 18 de setembro- Instrução aos comercializadores de último recurso retalhistas relativamente a fornecimento a clientes do comercializador Crieneco Unipessoal, Lda.
- Instrução n.º 6/2018, de 18 de setembro- Instrução ao operador logístico de mudança de comercializador, relativamente a fornecimento a clientes do comercializador Crieneco Unipessoal, Lda.
- Instrução n.º 7/2018, de 18 de setembro- Instrução aos operadores das redes de distribuição de gás natural, relativamente ao fornecimento a clientes do comercializador Crieneco Unipessoal, Lda.
- Instrução n.º 8/2018, de 17 de outubro- Instrução à EDP Serviço Universal relativamente a fornecimento a clientes do comercializador Elusa, Lda.
- Instrução n.º 9/2018, de 17 de outubro - Instrução ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador, relativamente a fornecimento a clientes do comercializador Elusa, Lda.
- Instrução n.º 10/2018, de 17 de outubro- Instrução aos operadores das redes de distribuição de eletricidade, relativamente ao fornecimento a clientes do comercializador Elusa, Lda.

6.3 REGIME SANCIONATÓRIO

No âmbito do Regime Sancionatório do Setor Energético, aprovado pela Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, no ano de 2018 foram recebidas 91 denúncias e arquivadas 39 denúncias por falta de fundamentos bastantes para lhes ser dado seguimento, sendo que, no mesmo período, 38 denúncias deram origem ou integraram processos de contraordenação.

Os principais temas denunciados foram o relacionamento comercial, a comunicação de leituras e faturação, a eficácia do atendimento, as práticas comerciais desleais (em especial, a contratação de fornecimento através de práticas agressivas), a interrupção injustificada do fornecimento de eletricidade e de gás natural, os serviços adicionais, a qualidade do serviço comercial e a demora na mudança de comercializador (*switching*).

Ainda, foram abertos 29 processos de contraordenação (eletricidade e gás natural) tendo sido proferidas 25 decisões finais em processos de contraordenação abertos na ERSE.

Das decisões finais proferidas, 10 são decisões finais de arquivamento, 15 são decisões finais de condenação pela prática de infrações, 1 das quais com aplicação de admoestação e 14 de condenação com coima (três em procedimento de transação, nove por pagamento voluntário da coima e duas por condenação com coima, sendo que neste último caso o visado não pagou a coima tendo sido enviada para execução no Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão). De mencionar que nenhuma das decisões da ERSE foi judicialmente impugnada.

Refira-se, ainda, que na pendência do ano de 2018, foram deduzidas 6 notas de ilicitude.

6.4 MOBILIDADE ELÉTRICA

A MOBI.E, S.A. é, transitoriamente, operadora e comercializadora de eletricidade para a mobilidade elétrica de pontos de carregamento em domínio público de acesso público. A rede operada pela MOBI.E, S.A. tem estado em expansão, prevendo-se para breve que estejam disponíveis cerca de 1600 pontos de carregamento normal.

Em novembro de 2018, há a assinalar o início dos carregamentos com custos para o utilizador nos pontos de carregamento rápido, iniciando-se assim a aplicação do modelo definitivo, permitindo que cada utilizador de veículo elétrico escolha (de entre as ofertas comerciais disponíveis) o(s) seu(s) comercializador(es) e o(s) ponto(s) de carregamento.

A ERSE manteve um conjunto alargado de reuniões com a MOBI.E, S.A., na sua qualidade de Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME), com o objetivo de dinamizar o estabelecimento do Manual de Procedimentos da EGME, previsto no Regulamento da Mobilidade Elétrica, o que acontecerá em 2019. Foram ainda dinamizadas reuniões com o operador da rede AT/MT e com comercializadores para a mobilidade elétrica.

A ERSE publicou ainda em 2018 os preços das tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica.

ANEXOS

I. LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS

- ACE – Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia
- ACER – Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*)
- AP – Alta Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é superior a 20 bar)
- AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
- bcm – *billion cubic meters*
- BP – Baixa Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é inferior a 4 bar)
- BP< - Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³
- BP> - Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³
- BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)
- BTE – Baixa Tensão Especial (fornecimento ou entregas em BT com potência contratada superior a 41,4 kW)
- BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimento ou entregas em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA)
- CAE – Contratos Aquisição de Energia Elétrica
- CAPEX – *Capital Expenditure*
- CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine*
- CCR SWE - *Capacity Calculation Region South-west Europe*
- CDS – *Credit Default Swaps*
- CEER – *Council of European Energy Regulators*
- CIEG – Custos de Interesse Económico Geral
- CMEC – Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual
- CNMC – *Comisión Nacional de Mercados y Competencia*
- CMVM – Comissão de Mercados e Valores Mobiliários
- CUR – Comercializador de Último Recurso
- CURR - Comercializador de Último Recurso Retalhista
- DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

- FTR – *Financial Transmission Rights*
- GN – Gás Natural
- GNL – Gás Natural Liquefeito
- GTG – Gestor Técnico Global
- GWh – Gigawatt hora (unidade de energia)
- IGCC - International Grid Control Cooperation
- MARI - Manually Activated Reserves Initiative
- MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
- MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade
- MIBGAS – Mercado Ibérico de Gás Natural
- MP – Média Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar)
- MPAI – Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do SNGN
- MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
- MW – Megawatt (unidade de potência)
- OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.
- OMIP – Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português
- ONME – Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade
- OPEX – *Operational Expenditure*
- ORD – Operador da Rede de Distribuição
- ORT – Operador da Rede de Transporte
- OT – Obrigações de Tesouro
- OTC – *Over The Counter*
- p.p. – pontos percentuais
- PCI – *Project of Common Interest*
- PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento
- PICASSO - Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation
- PNBEPH - Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
- PRE – Produção em Regime Especial
- RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações
- RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade

- RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade
- RNTGN – Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
- RNTIAT – Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
- RQS – Regulamento de Qualidade de Serviço
- RRC – Regulamento de Relações Comerciais
- RT – Regulamento Tarifário
- SE – Setor Elétrico
- SEN – Sistema Elétrico Nacional
- SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural
- SWE REM – Mercado regional de eletricidade do sudoeste da Europa (*South West Europe Regional Electricity Market*)
- TERRE - Trans European Replacement Reserves Exchange
- TR – Tempo Real
- VIP – *Virtual Interconnection Point*
- VTP – *Virtual Trading Point*

II. LISTA DE DIPLOMAS LEGAIS

A. LEGISLAÇÃO NACIONAL

Em 2018, de relevante, foram publicados os seguintes diplomas legais:

- Decreto-Lei n.º 5/2018, de 2 de fevereiro - Estabelece os critérios definidores do processo de receção, devolução e troca de garrafas utilizadas de gás de petróleo liquefeito e os termos de comercialização obrigatória, nos postos de abastecimento de veículos rodoviários, de gás de petróleo liquefeito engarrafado.
- Decreto-Lei n.º 11/2018, de 15 de fevereiro - Estabelece as restrições básicas ou níveis de referência referentes à exposição humana a campos eletromagnéticos derivados de linhas, instalações e demais equipamentos de alta e muito alta tensão, regulamentando a Lei n.º 30/2010, de 2 de setembro.
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 12/2018, 19 de fevereiro - Aprova um conjunto de medidas com vista à atualização do regime jurídico da Zona Piloto para energias renováveis oceânicas.
- Portaria n.º 62/2018, de 2 de março - Aprovação do regulamento para atribuição de licenças de produção ou aceitação de comunicação prévia para a produção de eletricidade em regime especial e no regime remuneratório geral.
- Despacho n.º 4389-A/2018, de 3 de março - Determina que o valor do parâmetro «k», para o ano de 2018, toma o valor de 1, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 4/2018, de 2 de fevereiro, criou um incentivo, que assume a forma de um desconto aplicado ao preço de energia elétrica, aplicável a veículos elétricos.
- Resolução da Assembleia da República n.º 71/2018, de 19 de março - Recomenda ao Governo que desenvolva um programa de promoção da utilização de biomassa agroflorestal para autoconsumo.
- Resolução da Assembleia da República n.º 76/2018, de 22 de março - Recomenda ao Governo que reforce a informação dada aos consumidores nas faturas relativas à comercialização de combustíveis.

- Despacho n.º 3121/2018, de 27 de março - Determina o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de gás natural, aplicável a partir de 1 de julho de 2018.
- Lei n.º 20/2018, de 4 de maio - Reforça as regras de proteção contra a exposição aos campos eletromagnéticos, procedendo à primeira alteração à Lei n.º 30/2010, de 2 de setembro.
- Decreto-Lei n.º 36/2018, de 22 de maio- Aprova o regime extraordinário relativo ao abastecimento provisório de energia elétrica a fogos integrados em núcleos de habitações precárias.
- Lei n.º 61/2018, de 21 de agosto- Primeira alteração, por apreciação parlamentar, ao Decreto-Lei n.º 96/2017 de 10 de agosto, que estabelece o regime das instalações elétricas particulares.
- Decreto-Lei n.º 69/2018, de 27 de agosto- Procede à reestruturação da Entidade Nacional para o Mercado de Combustíveis, E. P. E., da Direção-Geral de Energia e Geologia e do Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I. P.
- Portaria n.º 240/2018, de 29 de agosto - Aprovação do projeto-piloto de aplicação da tarifa solidária de gás de petróleo liquefeito (GPL) a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis.
- Portaria n.º 246/2018, de 3 de setembro - Determina a consulta obrigatória da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) no âmbito dos procedimentos de autorização do sobre-equipamento de parques eólicos, e define critérios de decisão a adotar, procedendo à primeira alteração da Portaria n.º 102/2015, de 7 de abril.
- Portaria n.º 269/2018, de 26 de setembro - Portaria que procede à segunda alteração da Portaria n.º 246-A/2016, de 8 de setembro, que estabelece as condições e os procedimentos do regime de reembolso parcial de impostos sobre combustíveis para empresas de transportes de mercadorias, previsto no artigo 93.º-A do Código dos Impostos Especiais de Consumo (CIEC), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 73/2010, de 21 de junho.
- Despacho n.º 9217/2018, de 1 de outubro - Determina o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de eletricidade, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2019.
- Despacho n.º 10346/2018, de 8 de novembro - Determina a alteração ao Despacho n.º 15793-H/2013, de 2 de dezembro.
- Portaria n.º 301-A/2018, de 23 de novembro- Fixa o valor das taxas unitárias do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos (ISP).

- Decreto-Lei n.º 109/2018, de 7 de dezembro- Altera o Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.
- Decreto-Lei n.º 152-C/2017, de 11 de dezembro - Transpõe a Diretiva (UE) 2015/1513, que altera a Diretiva 98/70/CE relativa à qualidade da gasolina e do combustível para motores diesel e a Diretiva 2009/28/CE relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis.
- Decreto-Lei n.º 11/2018, de 15 de dezembro- Estabelece as restrições básicas ou níveis de referência referentes à exposição humana a campos eletromagnéticos derivados de linhas, instalações e demais equipamentos de alta e muito alta tensão, regulamentando a Lei n.º 30/2010, de 2 de setembro.

Na elaboração do presente relatório foi tida em conta a seguinte legislação nacional:

- Lei n.º 144/2015, de 8 de setembro, alterada pelo Decreto-Lei n.º 102/2017, de 23 de agosto que transpõe a Diretiva 2013/11/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de maio de 2013, sobre a resolução alternativa de litígios de consumo, que estabelece o enquadramento jurídico dos mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos de consumo.
- Lei n.º 75/2015, de 28 de julho, que estabelece o regime de acesso e exercício da atividade de prestação de serviços de auditoria de instalações de produção em cogeração ou de produção a partir de fontes de energia renováveis.
- Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, que aprova o regime Sancionatório do Setor Energético, transpondo, em complemento com a alteração aos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, as Diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelecem regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás natural e revogam as Diretivas n.º 2003/54/CE e 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003.
- Decreto-Lei n.º 205/2015, de 23 de setembro, que procede à alteração ao Decreto-Lei n.º 57/2008, de 26 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável às práticas comerciais desleais das empresas nas relações com os consumidores, ocorridas antes, durante ou após uma transação comercial relativa a um bem ou serviço, clarificando assim a transposição da Diretiva 2005/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de maio de 2005.

- Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, alterado por Declaração de Retificação nº 30-A/2015 e pela Lei n.º 82-B/2014, de 31 de dezembro que estabelece disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração, transpondo a Diretiva 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética.
- Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que altera os Decretos-Lei n.º 74/2012 e 75/2012, ambos de 26 de março; 66/2010, de 11 de junho e o 104/2010 de 29 de setembro, os quais estabelecem o regime de extinção das tarifas reguladas. Este diploma vem alterar a forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para o fornecimento de gás natural e eletricidade aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ e com consumos de baixa tensão normal, e estabelece a proibição dos comercializadores em mercado livre indexarem os preços do contrato à tarifa transitória de venda a clientes finais.
- Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril que altera a Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, que aprova o prolongamento do prazo para extinção das tarifas transitórias aplicáveis ao fornecimento de gás natural, estendendo o atual prazo de extinção até 31 de dezembro de 2020.
- A Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, que procede à 4.ª alteração da Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, alterada pelas Portarias n.os 97/2015, de 30 de março, 39/2017, de 26 de janeiro e 144/2017, de 24 de abril, que procede à aprovação das datas previstas no n.º 1 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na redação do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro e Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.
- Decreto-Lei n.º 2/2015, de 6 de janeiro, que procede à alteração ao Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de junho, prorrogando assim o prazo para a apresentação dos pedidos de restituição aos consumidores do valor das cauções dos serviços públicos essenciais, como é o caso da eletricidade e gás natural, criando ainda obrigações adicionais de informação aos consumidores a quem as cauções ainda não foram devolvidas.
- Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, que procede à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 138 -A/2010, de 28 de dezembro, que cria a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, e à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, que cria o apoio social

extraordinário ao consumidor de energia, no sentido de alargar os critérios de elegibilidade que permitem a atribuição da referida tarifa social a clientes finais considerados economicamente vulneráveis.

- Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, completa a transposição da Diretiva 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga a Diretiva 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho e alterado pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro. Dá ainda execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1775/2005, e ao Regulamento (UE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga a Diretiva 2004/67/CE, do Conselho.

- Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, conclui a transposição da Diretiva 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga a Diretiva 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho e pelo Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março que aprova o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador de eletricidade e gás.

- Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro que transpõe a Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade, e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro.

- Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro que completa a transposição da Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, pelo Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, pelo Decreto-Lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro e pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro.

- Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006, que aprova o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino da Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), assinado em Santiago de Compostela em 1 de outubro de 2004.
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, publicada no Diário da República, 1.ª série, de 10 de abril, que aprova o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020.
- Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto, que estabelece as percentagens das participações sociais das sociedades na empresa MIBGAS, S. A., sociedade autorizada a atuar como entidade gestora do mercado organizado de gás, a contado, no âmbito da criação do Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS).
- Portaria n.º 237/2015, de 12 de agosto, que altera a Portaria n.º 278-C/2014, de 29 de dezembro, que veio definir os novos procedimentos e condições para a atribuição, aplicação e manutenção da tarifa social.
- Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro e pelo Despacho n.º 11412/2015, de 30 de setembro que procede à definição do mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural.
- Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, alterada pela Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro e pela Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril e pela Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro que aprova as novas datas relativas ao período de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ e de eletricidade com consumos em baixa tensão normal.
- Portaria n.º 251-B/2014, de 28 novembro, que procede à segunda alteração à Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de uso global do sistema aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional, alterada pelo Despacho n.º 14451-B/2014, de 28 de novembro e pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.

- Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril, que aprova o Regulamento de Relações Comerciais do setor de gás natural, alterado pelo Regulamento n.º 224/2018, de 16 de abril e pelo Regulamento n.º 387/2018, de 22 de janeiro.
- Regulamento n.º 225/2018, de 16 de abril - Aprovação do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural.
- Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico.
- Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro, primeira alteração ao Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico.
- Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro, primeira alteração ao Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico.
- Regulamento n.º 632/2017, de 21 de dezembro, primeira alteração ao Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico.
- Regulamento n.º 629/2017, de 20 de dezembro, aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural.
- Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro, da ERSE, aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental.
- Diretiva n.º 15/2015, de 9 de outubro, da ERSE, que estabelece as margens comerciais dos agentes de mercado.
- Diretiva n.º 8/2015, de 27 de maio, da ERSE, que detalha os procedimentos operativos de detalhe para aplicação desses acordos.
- Diretiva n.º 6/2015, de 27 de abril, da ERSE, relativa à prestação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade, que prevê a obrigação de divulgação e de conteúdo harmonizado das condições de prestação de informação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade em Portugal continental.

- Diretiva n.º 13/2017, de 28 de julho que revogou a Diretiva n.º 14/2014, de 4 de agosto, da ERSE, que aprova Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas (MPAI).
- Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da Direção-Geral de Energia e Geologia, que estabelece regras e procedimentos necessários para estabelecer a disciplina da interrupção da produção em regime especial nomeadamente, a ordem e sequência da redução de potência a observar pelas instalações de produção do regime especial, ligadas à RNT ou à RND.
- Despacho n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro, da ERSE, que estabelece a monitorização de preços de referência e preços médios praticados pelos comercializadores de gás natural, no sentido de concretizar os requisitos informativos a estabelecer com os comercializadores relativamente ao cálculo e envio, quer dos preços de referência que os comercializadores preveem praticar no mercado, quer dos preços médios efetivamente praticados.
- Despacho n.º 18637/2010, de 15 de dezembro, da ERSE, que estabelece a monitorização de preços de referência e preços médios praticados pelos comercializadores de energia elétrica, no sentido de concretizar os requisitos informativos a estabelecer com os comercializadores relativamente ao cálculo e envio, quer dos preços de referência que os comercializadores preveem praticar no mercado, quer dos preços médios efetivamente praticados. Este despacho vem alterar o Despacho n.º 9244/2009, integrando algumas alterações na metodologia de cálculo dos preços de referência e dos preços médios praticados.
- Decisão n.º 1/2014, de 21 de fevereiro, da ERSE, que aprova os processos de atribuição de capacidade no ponto virtual de interligação de gás natural entre Portugal e Espanha.
- Recomendação n.º 2/2013, da ERSE, relativa a aspetos da contratação de eletricidade relevantes para os consumidores: a existência e abrangência de períodos de fidelização, a disponibilização de meios de pagamento e a indexação de preços no mercado liberalizado de energia.

B. LEGISLAÇÃO COMUNITÁRIA

Na elaboração do presente relatório foi tida em conta a seguinte legislação comunitária:

- Diretiva 2009/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, que altera a Diretiva 2003/87/CE a fim de melhorar e alargar o regime comunitário de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa.
- Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece as regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE.
- Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece as regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE.
- Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 96/92/CE.
- Regulamento (UE) 2015/1222, da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos.
- Regulamento (UE) 2015/703 da Comissão, de 30 de abril de 2015, que institui um código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados.
- Regulamento de Execução (UE) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro de 2014, relativo à comunicação de dados que dá execução ao artigo 8.º, n.º 2 e 6, do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia.
- Regulamento (UE) n.º 543/2013 da Comissão, de 14 de junho de 2013, relativo à apresentação e a publicação de dados dos mercados da eletricidade e que altera o anexo I do Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho.

- Regulamento (UE) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro de 2013, que institui o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás e que completa o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.
- Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011 relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (REMIT).
- Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 994/2010.
- Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1775/2005.
- Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003.

III. INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA (APLICÁVEIS AO SETOR ELÉTRICO)

TIE	Tempo de Interrupção Equivalente: indicador de aplicação à rede de transporte. Traduz o tempo de interrupção (aplicável a interrupções longas) do sistema com base no valor médio da potência anual expectável (Pme)
TIEPI	Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada: indicador de aplicação à rede de distribuição em MT. Fornece indicação acerca da duração da interrupção (aplicável a interrupções longas) da potência instalada nos postos de transformação
SAIDI	Duração média das interrupções longas do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição
SAIFI	Frequência média das interrupções longas do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição
MAIFI	Frequência média das interrupções breves do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição

Nota: Interrupções longas - interrupções com uma duração superior a 3 minutos. Interrupções breves - Interrupções com uma duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos.



Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 - 3º
1400 - 113 Lisboa
PORTUGAL

Tel. +351 213 033 200
www.erse.pt