



RELATÓRIO ANUAL SOBRE OS MERCADOS DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL EM 2021

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
2.1	Avaliação do desenvolvimento e regulação do mercado	3
2.2	Relatório sobre a implementação do Pacote de Energia Limpa	7
3	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	9
3.1	Regulação das redes	9
3.1.1	Funcionamento técnico	9
3.1.1.1	Balanço	9
3.1.1.2	Qualidade de serviço técnica	12
3.1.1.3	Medidas de salvaguarda	17
3.1.1.4	Produção em Regime Especial	18
3.1.1.5	Desenvolvimentos regulamentares	21
3.1.2	Tarifas de acesso às redes e custos de ligação	25
3.1.3	Gestão das interligações, ações de balanço transfronteiriço e acoplamento de mercados	35
3.1.4	Investimentos nas redes de eletricidade	47
3.1.5	Concessões de distribuição em BT	49
3.2	Promoção da concorrência	50
3.2.1	Mercado grossista	50
3.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	51
3.2.2	Mercado retalhista	76
3.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	77
3.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover a concorrência efetiva	91
3.3	Segurança de abastecimento	96
3.3.1	Monitorização do balanço entre oferta e procura	100
3.3.2	Monitorização dos investimentos em produção	105
4	MERCADO DO GÁS NATURAL	107
4.1	Regulação das redes	107
4.1.1	Funcionamento técnico	107
4.1.1.1	Balanço	107
4.1.1.2	Acesso às infraestruturas de armazenamento, <i>linepack</i> e serviços de flexibilidade	109
4.1.1.3	Qualidade de serviço técnica	113
4.1.1.4	Desenvolvimentos Regulamentares	115
4.1.2	Tarifas de acesso às redes e das infraestruturas e custos de ligação	119
4.1.3	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações	128

4.2	Promoção da concorrência.....	136
4.2.1	Mercado grossista	136
4.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência	136
4.2.2	Mercado retalhista	147
4.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência	148
4.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover uma concorrência eficaz.....	162
4.3	Segurança de abastecimento	166
4.3.1	Evoluções previstas da procura e da oferta.....	168
4.3.2	Medidas para garantia de abastecimento	169
5	PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE	171
5.1	Proteção dos consumidores	171
5.2	Gestão da conflitualidade.....	173
6	OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE	177
6.1	Certificação dos operadores das redes de transporte.....	177
6.2	Desenvolvimentos legislativos.....	177
6.3	Regime Sancionatório.....	182
6.4	Mobilidade elétrica.....	185
	ANEXOS (TODOS).....	189
I.	Lista de siglas e acrónimos	189
II.	Lista de diplomas legais	193
A.	Legislação nacional.....	193
B.	Legislação comunitária	205
III.	Indicadores de continuidade de serviço técnica (aplicáveis ao setor elétrico).....	209

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, 2021	10
Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2020	11
Figura 3-3 – Evolução dos desvios, 2021	12
Figura 3-4 – Potência instalada da PRE, 2017 a 2021	19
Figura 3-5 – Produção de energia elétrica pela PRE, 2017 a 2021.....	20
Figura 3-6 – Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2021, por atividade.....	30
Figura 3-7 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2021	30
Figura 3-8 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2009 a 2021	39
Figura 3-9 - Evolução do spread e prémio verificados em 2021	42
Figura 3-10 – Evolução do preço médio anual em mercado <i>spot</i> e separação de mercados, 2017 a 2021.....	52
Figura 3-11 – Volatilidade do preço <i>spot</i> , 2017 a 2021	53
Figura 3-12 – Preço em mercado <i>spot</i> e tempo de separação de mercados, 2020 e 2021	54
Figura 3-13 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo, 2018 a 2021	55
Figura 3-14 –Evolução do peso do volume negociado em mercado intradiário contínuo relativamente ao volume negociado em mercado diário	56
Figura 3-15 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2018 a 2021.....	57
Figura 3-16 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2017 a 2022	58
Figura 3-17 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2020 e 2021	59
Figura 3-18 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2019 a 2021	60
Figura 3-19 – Procura em mercado <i>spot</i> e consumo global mensal, 2019 a 2021	62
Figura 3-20 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2017 a 2021	63
Figura 3-21 – Comunicação de factos relevantes, 2021	65
Figura 3-22 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal continental (por agente e capacidade instalada), 2017 a 2021.....	66
Figura 3-23 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2017 a 2021...67	67
Figura 3-24 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2017 a 2021	68
Figura 3-25 – Quotas de energia produzida por agente, 2017 a 2021	69
Figura 3-26 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2017 a 2021	70
Figura 3-27 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2017 a 2021.....	71
Figura 3-28 – Evolução dos preços médios da eletricidade para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA)	78

Figura 3-29 – Faturação mensal da oferta de eletricidade e da oferta dual mais competitivas para o consumidor tipo 2 em 2021.....	80
Figura 3-30 – Repartição do consumo e do número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2017 a 2021.....	85
Figura 3-31 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2017 a 2021.....	86
Figura 3-32 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2017 a 2021.....	87
Figura 3-33 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2017 a 2021 (HHI).....	88
Figura 3-34 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2017 a 2021.....	89
Figura 3-35 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor elétrico, 2017 a 2021.....	89
Figura 3-36 – Mudança de comercializador, 2017 a 2021.....	90
Figura 4-1 – Preços de desequilíbrio na área de balanço portuguesa, em 2021.....	109
Figura 4-2 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto.....	111
Figura 4-3 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, por produto.....	112
Figura 4-4 – Atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, por produto.....	113
Figura 4-5 – Decomposição do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2021-2022.....	124
Figura 4-6 – Estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2021-2022.....	124
Figura 4-7 – Percentagem mensal de dias com oferta de capacidade firme no VIP Ibérico pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate, desde outubro de 2020.....	130
Figura 4-8 – Atribuição de capacidade na interligação (VIP Ibérico), por produto <i>bundled</i> ou <i>unbundled</i>	131
Figura 4-9 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2020 e 2021 (importação).....	132
Figura 4-10 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2020 e 2021 (exportação).....	132
Figura 4-11 – Repartição das injeções na RNTG por infraestrutura, 2017 a 2021.....	138
Figura 4-12 – Evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, 2017 a 2021.....	139
Figura 4-13 – Origem do gás natural importado, 2017 a 2021.....	139
Figura 4-14 – Entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2017 a 2021.....	140
Figura 4-15 – Índices de concentração nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2017 a 2021.....	141
Figura 4-16 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2017 a 2021.....	142
Figura 4-17 – Trocas no TGNL, 2020 e 2021.....	143
Figura 4-18 - Trocas no AS, 2020 e 2021.....	144
Figura 4-19 – Trocas no VTP, 2020 e 2021.....	145
Figura 4-20 – Trocas no VTP em quantidades, 2020 e 2021.....	146
Figura 4-21 – Evolução dos preços médios de gás natural para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA).....	149

Figura 4-22 – Faturação mensal da oferta de gás e da oferta dual mais competitivas para o consumidor tipo 2 em 2021.....	151
Figura 4-23 – Penetração do Mercado Liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2021	154
Figura 4-24 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2017 a 2021	155
Figura 4-25 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2017 a 2021.....	156
Figura 4-26 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2017 a 2021	157
Figura 4-27 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor do gás natural, 2017 a 2021	158
Figura 4-28 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2017 a 2021 (HHI).....	159
Figura 4-29 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2017 a 2021.....	160
Figura 4-30 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado e por rede de distribuição, 2021.....	161
Figura 4-31 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2017 a 2021	162
Figura 4-32 – Evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2009 a 2021.....	166
Figura 4-33 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2022 a 2026.....	169
Figura 6-1 – Número de utilizadores da rede de mobilidade elétrica, em 2021.....	186
Figura 6-2 – Número de carregamentos na rede de mobilidade elétrica, em 2021	187
Figura 6-3 – Energia carregada na rede de mobilidade elétrica, em 2021	187

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2021.....	13
Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço na RAA, 2021.....	14
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço na RAM, 2021.....	15
Quadro 3-4 - Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica	27
Quadro 3-5 – Tarifas de acesso às redes para 2021	29
Quadro 3-6 – Evolução mensal das rendas de congestionamento, 2021.....	38
Quadro 3-7 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2021.....	41
Quadro 3-8 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2021.....	42
Quadro 3-9 – Estatística relativa ao TERRE, 2021.....	45
Quadro 3-10 - Comercializadores de eletricidade abrangidos por processo de fornecimento supletivo	93
Quadro 3-11– Défice tarifário, 2021.....	96
Quadro 3-12 – Margem de capacidade do SEN.....	101
Quadro 3-13 – Abastecimento do consumo.....	101
Quadro 3-14 - Evolução do consumo por nível de tensão.....	102
Quadro 3-15 – Repartição da produção por fonte de energia.....	103
Quadro 3-16 – Potência máxima anual.....	103
Quadro 3-17 – Parque electroprodutor.....	104
Quadro 3-18 - Extensão das redes de transporte e de distribuição.....	105
Quadro 3-19 – Evolução prevista para as energias renováveis em 2022, 2025 e 2030.....	106
Quadro 4-1 – Estrutura das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes de gás natural.....	121
Quadro 4-2 – Estrutura das tarifas das infraestruturas de gás natural.....	122
Quadro 4-3 – Evolução tarifária das infraestruturas em alta pressão, do uso das redes e do uso global do sistema para o ano gás 2021-2022, por atividade.....	123
Quadro 4-4 – Evolução tarifária do acesso às redes para o ano gás 2021-2022, por tipologia de clientes em cada nível de pressão	123
Quadro 4-5 - Comercializadores de gás natural abrangidos por processo de fornecimento supletivo	163
Quadro 4-6 – Evolução do consumo anual de gás natural verificada entre 2017 e 2021.....	167
Quadro 4-7 – Indicadores das infraestruturas e dos operadores das redes do SNG entre 2017 e 2021	168

1 NOTA DE ABERTURA

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) tem por atribuições a regulação, em todo o território português, dos setores da eletricidade, do gás natural e do gás de petróleo liquefeito (GPL) em todas as suas categorias, dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis e da rede de mobilidade elétrica.

O disposto nas Diretivas 2019/944¹ do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019 relativamente a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/EU e na Diretiva 2009/73/CE alterada pela Diretiva (UE) 2019/692² do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019 que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural, preveem 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.

Nesse sentido, o presente relatório é remetido pela ERSE, igualmente, ao membro do Governo responsável pela área da energia, à Assembleia da República e à Comissão Europeia, e ainda publicado no site.

O relatório segue a estrutura de reporte proposta a nível europeu e apresenta os principais desenvolvimentos dos mercados de eletricidade e gás natural em Portugal em 2021, 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.

Os dados estatísticos e informação apresentados no relatório incidem, essencialmente, no ano de 2021, o qual foi ainda marcado pela pandemia de COVID-19, agravada com a crise energética, com impacto significativo na sociedade e, como tal, na regulação e nos mercados.

O relatório abrange, sempre que aplicável, quer Portugal continental, quer as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, enquanto para o setor do gás natural apenas se inclui Portugal continental, uma vez

¹ Transposta para o direito nacional através do Decreto-Lei n.º 101-D/2020 de 7 de dezembro (Estabelece os requisitos aplicáveis a edifícios para a melhoria do seu desempenho energético e regula o Sistema de Certificação Energética de Edifícios); e pelo Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro (Aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável).

² Transposta para o direito nacional através do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

que na Região Autónoma do Açores o gás natural ainda não foi introduzido, e na Região Autónoma da Madeira é utilizado exclusivamente como combustível para a produção de eletricidade.

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

2.1 AVALIAÇÃO DO DESENVOLVIMENTO E REGULAÇÃO DO MERCADO

Produção e consumo de energia

O ano de 2021 foi marcado pelos efeitos da COVID-19 no que respeita ao consumo de energia. O consumo elétrico, apesar de superior a 2020, não atingiu o valor de 2019, ficando 1,7% abaixo desse valor. No caso do consumo de gás natural, reduziu-se em 2021 em 4,6% face a 2020, representando ainda uma redução de 6,1% face ao nível de 2019. A maior contribuição para a queda do consumo de gás natural foi dada pelos grandes consumidores industriais em alta pressão (com redução anual de 12%).

Na produção de eletricidade, o ano hidrológico foi seco (índice de produtibilidade hidroelétrica anual de 0,93) refletindo-se na produção hídrica. O índice de produtibilidade eólica aumentou face ao ano anterior para 1,01, verificando-se também um acréscimo de 2,3% na potência instalada. A satisfação do consumo por produção renovável passou de 59% em 2020, para 63% em 2021³, apesar da hidraulicidade desfavorável.

Em 2021 encerraram ambas as centrais a carvão existentes em Portugal, Sines e Pego, constituindo assim um momento marcante para o sistema elétrico português. Por seu lado o saldo importador elétrico cresceu de 1,5 TWh em 2020 para 4,8 TWh em 2021.

A potência instalada na produção reduziu-se face a 2020, devido ao descomissionamento das centrais a carvão, no Pego e em Sines, num total de 1756 MW. Não obstante, a produção renovável continuou a aumentar a potência instalada, com destaque para a potência solar fotovoltaica com mais 508 MW (incremento de 58%, não considerando o autoconsumo⁴) mas também a energia eólica com mais 122 MW (mais 7%).

³ Estatísticas rápidas “Renováveis” n.º 205 (dezembro 2021), DGEG.

⁴ Considerando as instalações de autoconsumo registadas, o incremento da potência instalada fotovoltaica foi de 701 MW (65%).

Fontes de energia renováveis

A potência total instalada em produção renovável aumentou, em 2021, 4,5%, resultado sobretudo da nova potência solar fotovoltaica. Os recentes leilões de reserva de potência de ligação à rede, focados nesta tecnologia, apontam para a continuação desta tendência nos próximos anos.

Adicionalmente, e no contexto do mais recente quadro legislativo do setor elétrico, aprovado já em janeiro de 2022, os produtores de energias renováveis manifestam grande interesse por projetos de tecnologia híbrida, quer nos sítios com produção renovável já instalada, quer em novos projetos.

A produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis face ao ano anterior aumentou 3%. As centrais hidroelétricas contribuíram para o abastecimento de 27% do consumo⁵. A produção eólica representou 26% do consumo, tendo a restante produção renovável mantido uma quota equivalente à do ano anterior.

Mercados grossistas de eletricidade e de gás natural

Ao nível do mercado grossista, o setor elétrico registou a entrada de um novo agente de mercado produtor-Movhera⁶- detentor de ativos de geração hídricos transferidos da EDP Produção.

Verificou-se uma redução da produção instalada, motivada pelo descomissionamento das centrais térmicas a carvão do sistema electroprodutor, apontando para uma maior concorrência e descarbonização do setor elétrico.

O grau de integração do mercado ibérico manteve-se muito elevado, podendo considerar-se que os preços estão praticamente acoplados, mesmo tendo em conta as diversas circunstâncias associadas à reduzida hidraulicidade ou de aumento dos preços das *commodities* com impacte na formação do preço grossista de eletricidade.

No que respeita ao gás natural, 2021 assinala a entrada em funcionamento, em 16 de março, do mercado organizado para produtos com entrega no VTP – Virtual Trading Point, na plataforma MIBGAS. Com essa plataforma de transação, o gestor técnico global (GTG) – responsável pela compensação da rede de transporte de gás – passou a poder realizar ações de compensação, através da compra e venda de produtos standard (diário e intradiário) em mercado.

⁵ Incluindo bombagem.

⁶ A Movhera é uma empresa criada pelo consórcio ENGIE, Crédit Agricole Assurances e Mirova - Grupo Natixis.

Entre maio e novembro de 2021, o GTG realizou ainda um programa de compras de gás de enchimento e de operação, totalizando 390 GWh, para substituição do gás dos agentes que até então cumpria essa função.

Mercados retalhistas de eletricidade e de gás natural

No mercado retalhista, continuou a verificar-se uma grande variedade de ofertas comerciais, incluindo ofertas integradas de eletricidade e de gás natural. O ritmo de mudança de comercializador cresceu ligeiramente, mantendo-se em níveis significativos (17% no setor elétrico e 15% para o setor do gás natural).

Em 2021, no setor elétrico, cerca de 95% do consumo e 85% dos clientes foram abastecidos por um comercializador em regime de mercado, enquanto no setor do gás natural, cerca de 98% do consumo e 85% dos clientes foram abastecidos por um comercializador em regime de mercado.

No mercado de eletricidade, no final de 2021, estavam presentes 30 comercializadores em regime de mercado, dos quais 29 estavam a fornecer clientes domésticos e pequenas empresas (com potências até 41,4 kVA). Relativamente a 2020, registou-se a saída de 4 comercializadores de eletricidade do mercado livre, tendo sido aplicado o fornecimento supletivo⁷ a 2 comercializadores e o fornecimento supletivo preventivo a outros 2, por aplicação das medidas excecionais no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás, estabelecidas no Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro. No mercado de gás natural, estavam presentes 21 comercializadores em regime de mercado, 20 dos quais se encontravam a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m³/ano.

Desde 2018, vigora uma medida legislativa que permite aos clientes domésticos de eletricidade no mercado livre optarem pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, praticado por comercializadores em mercado, ou, caso o seu comercializador não participe neste regime, optarem por celebrar contrato com o comercializador de último recurso (CUR). Esta medida, em conjunto com a aplicação do fornecimento supletivo, permitiu o regresso de 29 328 consumidores ao CUR, tendo o regresso ao mercado regulado em 2021 correspondido a 5,5% do consumo total dos clientes que mudaram de comercializador no mercado liberalizado.

⁷ Os clientes do comercializador que sai do mercado, preventivamente ou não, passam a ser fornecido pelo comercializador de último recurso, de modo a evitar-se interrupção de fornecimento.

De assinalar ainda que 12,7% dos consumidores de eletricidade e 2,2% dos consumidores de gás natural em Portugal continental estão abrangidos pelo regime da tarifa social, que atribui um desconto que se reflete no preço final, transversal a todos os comercializadores.

Preços de eletricidade e de gás natural

Os preços grossistas de eletricidade e de gás natural aumentaram significativamente durante 2021 face a 2020 (+330% no preço de eletricidade e cerca de +461% no preço do gás natural).

As tarifas reguladas de acesso às redes variaram 4,4 % na eletricidade e entre -32,2% e -1,9%, consoante os níveis de pressão e tipo de consumidor, no gás natural. No setor elétrico, com efeitos a partir de 1 de julho de 2021 e novamente a 1 de outubro de 2021, os preços da tarifa de energia aplicável pelo CUR, no mercado regulado, foram atualizados em alta (5 EUR/MWh, em cada vez), em resultado do aumento dos preços de energia ocorrido no MIBEL, designadamente nos preços do mercado à vista durante os primeiros meses de 2021 e nos preços do mercado a prazo para o ano de 2021 em geral.

Outros desenvolvimentos relevantes no mercado

O ano de 2021 continuou a ser marcado pela pandemia COVID-19, bem como pelo agravamento de preços nos mercados grossistas de eletricidade e de gás natural, o que obrigou o regulador a dar uma resposta adequada aos desafios que surgiram.

Neste sentido, e à semelhança de 2020, a ERSE aprovou e publicou diversos regulamentos e instruções relativos às condições de prestação dos serviços de fornecimento de energia enquanto serviços públicos essenciais aos consumidores, identificados no ponto 6.2 deste documento.

De entre as medidas decretadas pela ERSE para proteção dos consumidores, destacam-se a proibição de interrupção do fornecimento e a obrigação dos comercializadores proporcionarem o pagamento fracionado aos clientes afetados pela pandemia que se encontrassem em situação de desemprego, com quebra de rendimentos do agregado familiar igual ou superior a 20% ou infetados pelo COVID-19, e a possibilidade de fracionamento do pagamento das faturas de eletricidade e/ou de gás natural para os restantes clientes, através da disponibilização de planos de pagamento na sequência de valores não liquidados, a implementar por solicitação do cliente ao seu comercializador.

Relativamente aos comercializadores, foi dada a possibilidade de, nos casos previstos nos regulamentos, poderem requerer ao operador de rede o pagamento fracionado dos montantes relativos ao acesso às

redes devidos por clientes. Foi, ainda, prorrogado o prazo de reporte à ERSE de informação no âmbito da rotulagem de energia elétrica e da qualidade de serviço comercial.

A nível regulamentar, destaca-se a revisão dos regulamentos de gás, que deram concretização às bases de organização do setor do gás, alteradas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, adaptando o quadro regulamentar para a injeção de gases de origem renovável ou com baixo teor de carbono nas redes. A revisão regulamentar concluiu também a implementação do código de rede europeu de compensação da rede de transporte de gás, incorporando o início do funcionamento da plataforma de mercado organizado para a realização das ações de compensação pelo GTG.

2.2 RELATÓRIO SOBRE A IMPLEMENTAÇÃO DO PACOTE DE ENERGIA LIMPA

Em outubro de 2019, foi aprovado o Decreto-Lei n.º 162/2019, que aprova o novo regime legal para o autoconsumo de energia elétrica e para as comunidades de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

Neste enquadramento, a ERSE publicou em 2020 o Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, que integrou as novas modalidades de autoconsumo na regulamentação do setor elétrico, na sequência da aprovação do novo quadro legal para o autoconsumo de energia elétrica e comunidades de energia renovável. Este Regulamento foi, entretanto, reformulado, através da publicação do Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio, que veio dar resposta à entrada em vigor (em 2021) de disposições legais previstas no referido diploma legal, bem como a diversas necessidades demonstradas pelos agentes do setor. O referido regulamento criou um quadro de regras mais abrangentes e claras, com destaque para a inclusão da atividade de armazenamento de energia, no contexto do autoconsumo, e a possibilidade de implementação de projetos-piloto.

No final de 2021, encontrava-se em processo legislativo, um novo decreto-lei, que acabou por ser publicado no início de 2022⁸, com o objetivo de rever a legislação relativa às bases do funcionamento do sistema elétrico nacional, incluindo as matérias que constavam do novo Decreto-Lei n.º 162/2019. Este novo Decreto-lei, incluiu ainda matérias relativas ao Pacote Energia Limpa, que ainda não estavam plasmadas na

⁸ Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

legislação, como por exemplo as relativas à participação ativa dos consumidores na produção e nos mercados, incluindo as comunidades de cidadãos para a energia.

De referir, ainda, que a ERSE colocou a consulta pública, em fevereiro de 2020, uma proposta de revisão das regras do PPEC ⁹, visando a adaptação do programa ao contexto de transição energética (considerando as disposições de eficiência energética ao abrigo do Pacote da Energia Limpa) e a integração de setores (eletricidade e gás), com foco na promoção da utilização eficiente da energia. Esta proposta incorporou um conjunto de contribuições significativas recebidas no âmbito da consulta pública prévia ¹⁰, que decorreu em 2019, mantendo, não obstante, a estrutura base do PPEC, no que respeita aos concursos, segmentos de atividade e tipologias de medidas. O novo Regulamento do PPEC foi publicado em abril de 2021, através do [Regulamento n.º 343/2021](#), de 15 de abril.

⁹ Consulta pública n.º [86](#).

¹⁰ Consulta pública n.º [77](#).

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 S.A., na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, nos termos do Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico (ROR) ¹¹ e do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS) ¹².

A energia mobilizada na resolução de restrições técnicas e a banda de regulação secundária (“reserva de restabelecimento da frequência”) contratada comportam custos que se refletem nos consumidores. Adicionalmente, os custos da mobilização de energia de regulação secundária e de reserva de regulação (“reserva de reposição”), 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.

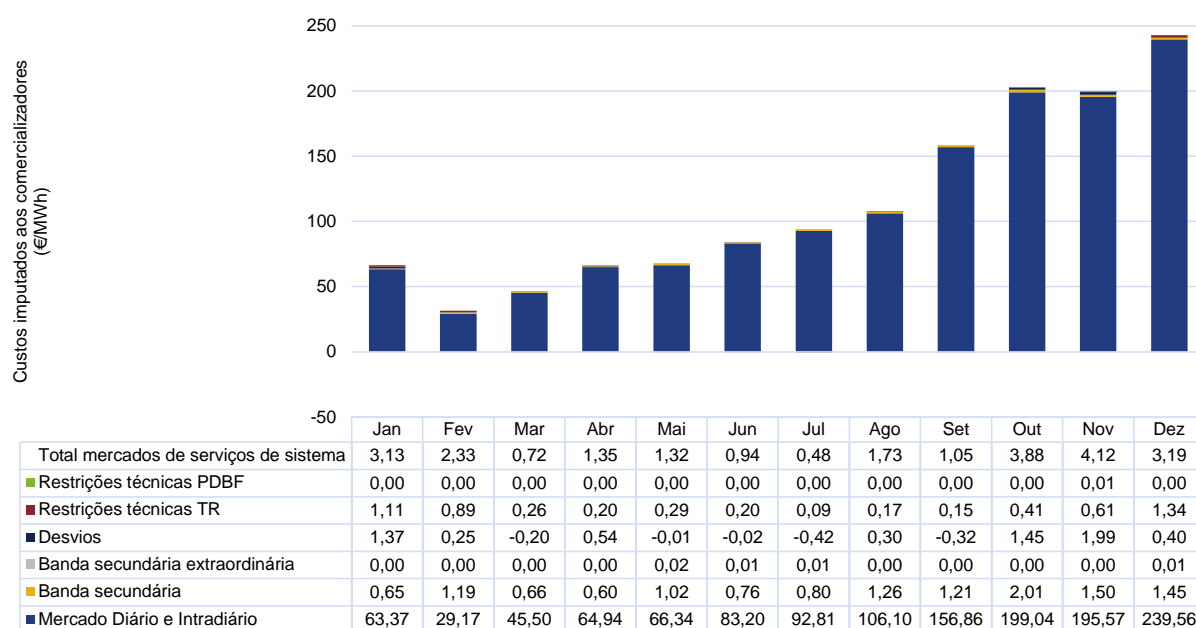
A Figura 3-1 apresenta a repercussão dos mercados diário e intradiário e mercado de serviços de sistema, nos custos imputados aos comercializadores em 2021, com desagregação da parcela relativa ao mercado diário e intradiário e da que respeita ao mercado de serviços de sistema.

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, à resolução de desvios e de restrições técnicas em tempo real, tendo as restantes componentes uma expressão menos significativa.

11 O [Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico](#) foi aprovado pelo Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro.

12 O [MPGGS](#) foi aprovado pela Diretiva n.º 10/2018, de 10 de julho, alterada pela Diretiva n.º 14/2018, de 10 de agosto, pela Diretiva n.º 9/2020, de 29 de maio e pela Diretiva n.º 4/2021, de 25 de janeiro.

Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e intradiário¹³ e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2021



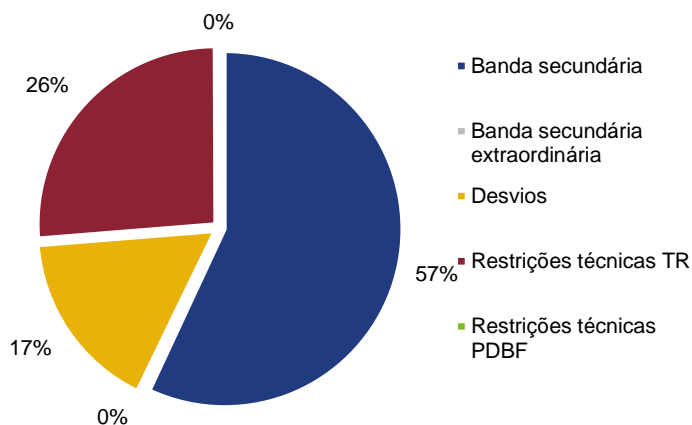
Fonte: dados REN. Nota: PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento e TR – Tempo Real.

O mercado de serviços de sistema representou, em 2021, um custo médio ponderado de 2,0 €/MWh comercializado, face a um preço marginal ponderado nos mercados diário e intradiário de 113,38 €/MWh, o que traduz um expressivo aumento do preço médio de mercado diário e intradiário de cerca de 326% face ao ano anterior, maior que o do custo médio do mercado de serviços de sistema, que aumentou 194% face ao valor verificado em 2020.

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

¹³ 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, 2020



Fonte: dados REN.

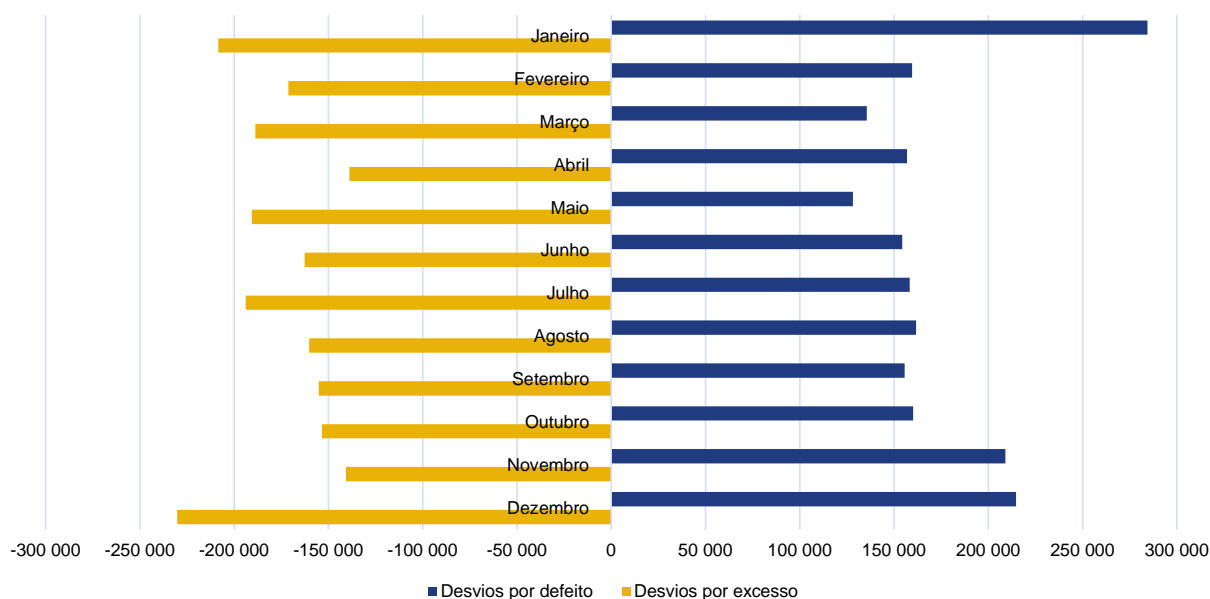
A valorização dos desvios em cada hora corresponde exatamente aos custos variáveis de regulação, a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio através da participação no mercado de serviços de sistema.

A Figura 3-3 apresenta a evolução das energias de desvio, por defeito ¹⁴ e por excesso ¹⁵, verificadas ao longo de 2021. Face a 2020, registou-se um ligeiro aumento dos desvios, quer por defeito quer por excesso, mais expressivo no caso dos desvios por excesso.

¹⁴ 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.

¹⁵ 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.

Figura 3-3 – Evolução dos desvios, 2021



Fonte: dados REN.

3.1.1.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

Para Portugal continental e para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)¹⁶ e o Regulamento Tarifário (RT)¹⁷ apresentam disposições relativas à regulamentação da continuidade de serviço¹⁸.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

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

¹⁶ O Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás e o respetivo Manual de Procedimentos foram aprovados pelo Regulamento n.º [406/2021](#), publicado no Diário da República, 2.ª série, de 12 de maio.

¹⁷ O Regulamento Tarifário do setor elétrico foi aprovado pelo Regulamento n.º [785/2021](#), publicado no Diário da República, 2.ª série, de 23 de agosto, revogando o Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.ºs 76/2019, de 18 de janeiro e 496/2020, de 26 de maio.

¹⁸ Além deste tema, o RQS estabelece ainda obrigações relativas à qualidade da onda de tensão e à qualidade de serviço comercial.

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 ¹⁹, em 2021 ²⁰.

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2021

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Transporte	TIE (min)	0	0,05	0
	SAIFI (int)	0	0,01	0
	SAIDI (min)	0	0,08	0
	MAIFI (int)	0	0,02	0
Distribuição AT	SAIFI (int)	0,01	0,09	0,02
	SAIDI (min)	1,38	4,89	1,11
	MAIFI (int)	0	0,45	0
Distribuição MT	TIEPI (min)	0,02	48,95	7,15
	SAIFI (int)	0	1,63	0,42
	SAIDI (min)	0,27	63,30	22,79
	MAIFI (int)	0	8,82	0,50
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,01	1,52	0,32
	SAIDI (min)	1,26	75,48	16,84

Fonte: dados REN e E-REDES

No que respeita a 2021, os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho da rede de transporte mantêm a tendência de valores reduzidos quando comparados com os valores registados nos últimos anos. Os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho das redes de

¹⁹ Indicadores referentes à rede de transporte da REN e à rede de distribuição (AT, MT e BT) da E-REDES.

²⁰ Informação relativa à evolução histórica dos indicadores de continuidade de serviço encontra-se disponível em:

<https://www.erse.pt/eletricidade/qualidade-de-servico/#relatorio-anual>

<https://www.erse.pt/eletricidade/qualidade-de-servico/#tecnica>

distribuição mantiveram-se em linha sua generalidade, em comparação com o registado no ano anterior. Este desempenho deveu-se aos serviços periódicos de manutenção realizados nas redes elétricas, levados a cabo pelo operador das redes de distribuição, e à redução do impacto que os eventos excepcionais tiveram nos indicadores de continuidade de serviço.

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 monetária ²¹, sem que o cliente necessite de a solicitar.

Relativamente a 2021, verificaram-se incumprimentos em 52 883 clientes, tendo conduzido a compensações no valor de cerca de 597 mil euros. Em 2020, o número de incumprimentos foi de 23 207, dos quais 21 758 foram relativos à duração das interrupções e 1 449 ao número total de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 262 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 2021.

Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço na RAA, 2021

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Distribuição MT	TIEPI (min)	31,30	59,12	17,78
	SAIFI (int)	1,00	4,45	0,88
	SAIDI (min)	43,79	88,18	27,56
	MAIFI (int)	1,11	2,07	0,09
Distribuição BT	SAIFI (int)	1,06	5,37	0,94
	SAIDI (min)	39,65	111,54	32,42

Fonte: dados EDA

²¹ Este pagamento visa compensar o cliente pelo incumprimento do indicador. Não corresponde a qualquer indemnização por danos causados por interrupções.

Relativamente a 2021, os indicadores de continuidade de serviço na RAA registaram uma degradação face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu o aumento das interrupções acidentais com origem na produção e nas redes. Refira-se, ainda, que o impacto da ocorrência das interrupções acidentais classificadas como eventos excecionais foi pouco expressivo nos indicadores de continuidade de serviço.

Registaram-se ainda, na RAA, 130 situações de incumprimento de padrões individuais de continuidade de serviço relativas à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 3 mil euros em compensações por incumprimento dos respetivos padrões. Em 2020, o número de incumprimentos foi de cinco, sendo dois relativos ao número de interrupções e três relativos à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 44 euros em compensações.

O Quadro 3-3 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados na Região Autónoma da Madeira (RAM), em 2021.

Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço na RAM, 2021

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excecionais
Distribuição MT	TIEPI (min)	16,04	23,17	293,06
	SAIFI (int)	0,25	0,95	2,12
	SAIDI (min)	21,32	30,65	298,28
	MAIFI (int)	0,02	0,34	0
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,25	0,94	2,23
	SAIDI (min)	26,33	32,62	294,79

Fonte: dados EEM

No que respeita a 2021, a continuidade de serviço percebida pelos clientes da RAM registou uma degradação face ao ano anterior no que respeita aos indicadores SAIDI (duração média de interrupções) e SAIFI (número médio de interrupções), essencialmente, devido à ocorrência de interrupções acidentais classificadas como eventos excecionais. Destaca-se que esta degradação dos indicadores de continuidade de serviço foi provocada especialmente pelos eventos excecionais ocorridos nos dias 27 e 28 de março de 2021, na ilha da Madeira, resultantes de grande precipitação e de um nível de intensidade anormal de trovoadas. Devido a estas condições meteorológicas, descargas atmosféricas incidiram sobre infraestruturas elétricas, provocando o colapso do sistema elétrico da ilha da Madeira.

Em 2021, o número de incumprimentos foi de 46, 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 439 euros em compensações. Em 2020, foram registados 124 incumprimentos relativos à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 2,2 mil euros em compensações por incumprimento destes indicadores.

Conforme estabelecido no RQS, a ERSE publica anualmente informação sobre qualidade de serviço.

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 em 2021. 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 (RNT), bem como as interrupções classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais ²².

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)

²² O RQS aprovado em 2021 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.

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 2021. 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, bem como as interrupções com origem em razões de segurança e com origem na RNT.

Relativamente ao valor do montante inerente à “componente 1” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base nos valores de 39 042 GWh de energia distribuída e de 47,34 minutos de TIEPI MT, estimou-se o valor de 3,52 GWh para a energia não distribuída, valor este que corresponde a um aumento dos proveitos do operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) de cerca de 3,3 milhões de euros no ano de 2021. No que respeita à “componente 2” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base no valor de 482,54 minutos obtido para o SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos postos de transformação de distribuição e de clientes em MT, o valor do montante obtido foi de zero euros no ano de 2021.

3.1.1.3 MEDIDAS DE SALVAGUARDA

Em caso de crise repentina no mercado de energia ou de ameaça à segurança e integridade física de pessoas, equipamentos, instalações e redes, designadamente devido a acidente grave ou por outro evento de força maior e quando não se justifique a declaração de crise energética, o membro do Governo responsável pela área da energia pode tomar, a título transitório e temporariamente, as medidas de salvaguarda necessárias ²³.

Durante o ano de 2021 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas de salvaguarda.

²³ Artigo 101.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

3.1.1.4 PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

Considera-se produção em regime especial (PRE)²⁴ 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.

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)²⁵, que prevê, em situações excecionais de exploração do Sistema Elétrico Nacional (SEN), nomeadamente, quando se verificarem 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, com a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, a 3 de junho²⁶, estabeleceu-se a revisão do quadro normativo da PRE, passando esta a poder ser exercida tanto ao abrigo do regime de remuneração garantida, como ao abrigo do regime de remuneração geral. No regime de remuneração garantida, os produtores vendem a eletricidade produzida a um preço garantido num determinado período (fixo ou indexado a um referencial, com ou sem fixação de limiares mínimos e/ou máximos), estando incluído um mecanismo concorrencial de definição de tarifa garantida. No regime de remuneração geral, os produtores vendem a eletricidade a um preço de mercado.

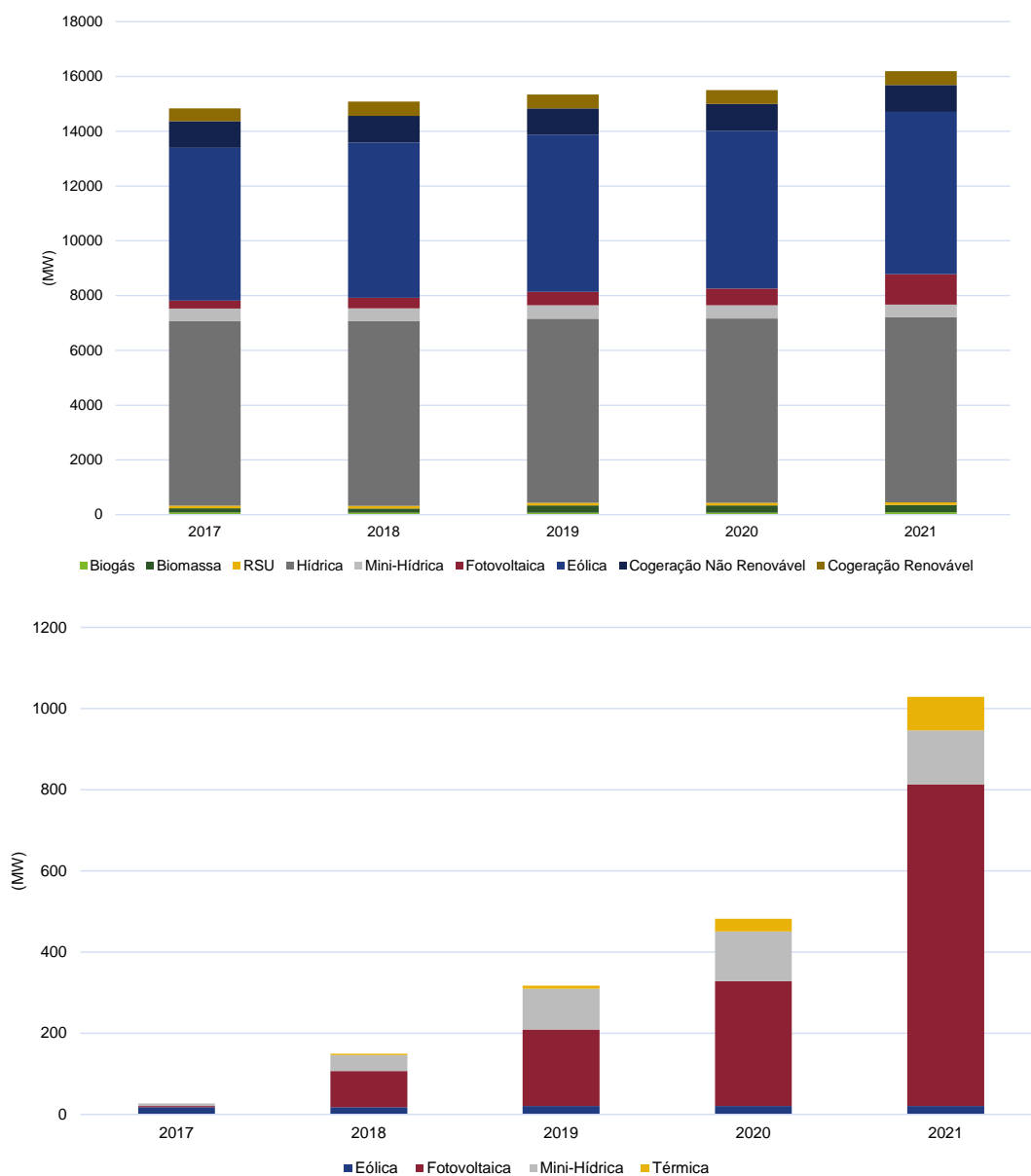
Em 2021, a potência instalada da PRE representou 85% da potência instalada total do sistema elétrico português. No período de 2017 a 2021, este peso variou entre 75% e 85%. A Figura 3-4 apresenta a evolução da potência instalada da PRE para os anos de 2017 a 2021, bem como a potência instalada da PRE em regime de mercado para os anos entre 2017 e 2021, excluindo a grande hídrica de modo a facilitar a interpretação gráfica. Destaca-se em 2021 a existência de cerca de 1835 MW de potência instalada de PRE a participar diretamente em mercado, com exceção da grande hídrica, distribuída pelas tecnologias mini-hídrica (9%), fotovoltaica (50%), eólica (1%) e térmica (40%).

²⁴ Artigo 2.º, alínea zz, do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que procede à altera o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

²⁵ 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).

²⁶ Que procedeu à décima primeira alteração do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, desenvolve as bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, alterando o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

Figura 3-4 – Potência instalada da PRE, 2017 a 2021

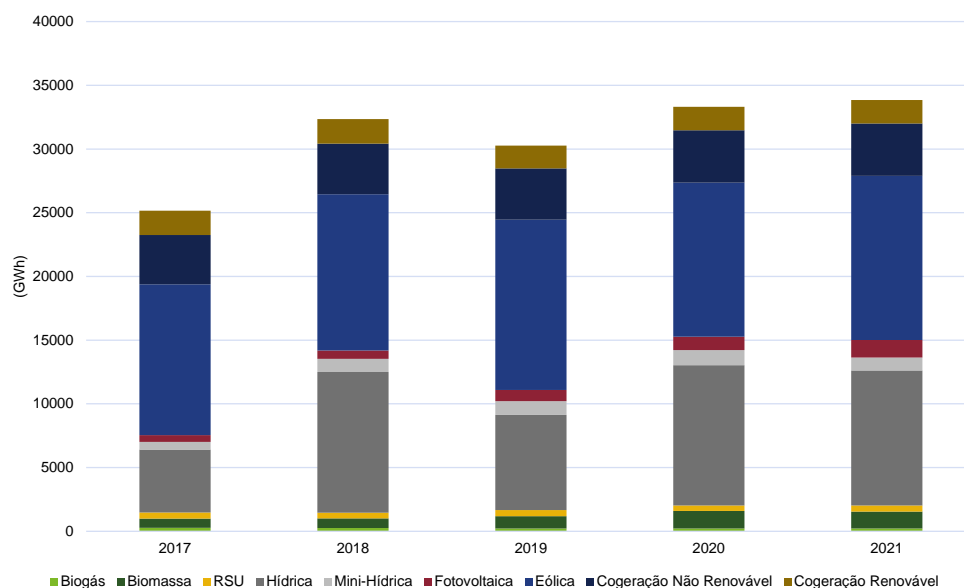


Fonte: dados REN

Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

Relativamente à energia elétrica produzida em 2021, cerca de 34 TWh tiveram origem na PRE, representando 72% do total de energia elétrica produzida, valor que, entre 2017 e 2021, se situou entre 46% e 72%. A Figura 3-5 apresenta a evolução da energia elétrica produzida pela PRE para os anos de 2017 a 2021, desagregada por tecnologia.

Figura 3-5 – Produção de energia elétrica pela PRE, 2017 a 2021



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

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

AUTOCONSUMO E COMUNIDADES DE ENERGIA

O autoconsumo de energia renovável sofreu um impulso recente em Portugal, fruto da alteração do regime jurídico em 2019 (Decreto-Lei n.º 162/2019). Além de medidas simplificadoras e valorizadoras do autoconsumo individual, como a consideração dos saldos de energia em períodos de 15 minutos ou a dispensa de instalação de contador da produção total abaixo de 4 kW de potência instalada, foram também introduzidos o autoconsumo coletivo e as comunidades de energia renovável (CER).

Desde então, o número de autoconsumidores e a potência instalada em autoconsumo renovável cresceu significativamente. Enquanto os autoconsumidores cresceram em número, sobretudo no segmento residencial (que representa 92% do número de autoconsumidores), com potências até 4 kW, a potência instalada veio essencialmente do segmento empresarial, em particular em média tensão. No final de 2020, o número de autoconsumidores era cerca de 27 mil, tendo atingido 79 mil no final de 2021 (praticamente o triplo). Na potência instalada, passou-se de 264 MW em 2020, para 478 MW, no final de 2021 (mais 81%).

O desenvolvimento do autoconsumo coletivo e das comunidades de energia tem sido mais lento, devido à complexidade inerente a estes modelos. No final de 2021, estavam registados dois casos de autoconsumo

coletivo. Alguns dos casos mais avançados de CER, sobretudo relativamente a métodos dinâmicos de partilha da produção renovável, estão a ser preparados através da figura do projeto-piloto, prevista na regulamentação do autoconsumo.

3.1.1.5 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Incentivo para a gestão otimizada de CAE não cessados

A REN Trading, na sua qualidade de Agente Comercial, é responsável por efetuar a gestão e operacionalização da colocação em mercado grossista das centrais termoelétricas do Pego (Tejo Energia — central a carvão) e da Tapada do Outeiro (Turbogás — central de ciclo combinado a gás natural), para as quais o respetivo contrato de aquisição de energia (CAE) não foi cessado.

No quadro regulatório que incide sobre a atividade do Agente Comercial, a mencionada operacionalização da colocação em mercado da energia produzida por aqueles dois centros eletroprodutores tem subjacente um incentivo económico, destinado a promover a gestão otimizada destes dois ativos.

O período de vigência remanescente dos referidos CAE é, à entrada do ano de 2021, relativamente curto, na medida em que a cessação do CAE da Tejo Energia ocorreu no final de novembro de 2021 e a do CAE da Turbogás no final do primeiro trimestre de 2024.

Considerando a proximidade do fim dos CAE em causa, assim como a vigência de uma conjuntura de mercado elétrico com diferenças substantivas face às que ocorriam aquando da última revisão do incentivo à gestão otimizada dos CAE não cessados, entendeu a ERSE colocar em consulta de interessados, dirigida à REN Trading, e do Conselho Tarifário uma proposta de revisão destinada a promover uma maior flexibilidade do incentivo, a par da sua melhor adequação às atuais circunstâncias envolventes.

Para concretização da revisão do incentivo económico, a ERSE aprovou a Diretiva n.º 2/2021, a 19 de janeiro, com produção de efeitos a partir de 1 de janeiro de 2021.

Definição do parâmetro de encargos suportados pelos produtores em regime especial no âmbito da norma transitória do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019

O Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que alterou do regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos

mercados de eletricidade, tem prevista uma norma transitória no artigo 8.º, vigente enquanto não for atribuída a licença de facilitador de mercado, que prevê a possibilidade do comercializador de último recurso (CUR) atuar em regime de substituição daquele agente. Neste quadro é estabelecido que a ERSE define a parcela de encargos suportados com a representação em mercado do produtor na expressão para o cálculo da remuneração da energia elétrica fornecida à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

Para que a aplicação das disposições transitórias previstas no Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, possa decorrer adequadamente, a ERSE aprovou a Diretiva n.º 5/2021, de 24 de fevereiro, na qual foi definida a parcela dos encargos a serem suportados pelos produtores em regime especial cuja potência autorizada de injeção na RESP não exceda o limiar definido no n.º 1 do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, nomeadamente os desvios à programação, a tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores, quando aplicável, e outros encargos.

Para o apuramento da parcela de encargos foi definida uma repartição binómia através de uma componente fixa que cobre os encargos gerais de operação, e uma segunda componente variável que cobre os desvios à programação e outros encargos, quando existentes, com base na liquidação pelo Gestor Global do SEN, e na tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores, com base na liquidação pelo operador de rede. Tal solução permite assim imunizar os desvios de programação e a tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em termos de repercussão tarifária, ficando estabelecido um valor de referência para a componente fixa.

Projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação

Prorrogação do funcionamento

Durante 2021 manteve-se em funcionamento o projeto piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação. Através da [Diretiva n.º 6/2020](#), de 20 de abril, a ERSE aprovou que, a partir do dia 2 de abril de 2020, se continuassem a aplicar as regras estabelecidas pela Diretiva n.º 4/2019, de 15 de janeiro, sobre a participação do consumo no Mercado de Reserva de Regulação e, querendo as partes, os respetivos contratos. Esta disposição é transitória e vigora até à aprovação das alterações a introduzir na regulamentação vigente.

Conclusão da Consulta Pública relativa à revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural

A revisão mais recente do RQS, publicado em 2017, manteve o conceito e a definição das zonas de qualidade de serviço em vigor, no que respeita ao setor elétrico, desde a primeira publicação deste regulamento, em 2004, em Portugal continental. À data, estava já identificada a necessidade de revisão deste tema, tornando-se oportuna, dada a evolução que se vem verificando ao nível da georreferenciação nos sistemas informáticos dos operadores de redes. A alteração regulamentar destes temas foi concretizada através da [consulta pública n.º 94](#), tendo o novo RQS sido publicado em 12 maio de 2021.

A exigência imposta aos operadores de redes no que respeita à continuidade de serviço no setor elétrico foi alterada, tornando-se maior, com a publicação do primeiro RQS operada em 2013. Os estudos entretanto desenvolvidos, em colaboração com os operadores de redes, demonstraram ser possível aumentar a qualidade do serviço prestada aos clientes por via do aumento do nível de exigência dos padrões gerais e individuais de continuidade de serviço no setor elétrico. O novo RQS, entretanto publicado, veio acomodar novos valores para os padrões de continuidade de serviço.

A publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, trouxe alterações à organização do Sistema Nacional de Gás (SNG) que obrigam a adaptar o RQS, destacando-se a possibilidade de injeção na rede de gases renováveis e de gases de baixo teor em carbono.

Projeto-piloto relativo à utilização dos dados de qualidade de serviço técnica recolhidos pelos equipamentos de medição inteligentes

O Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto, aprovou o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI) que estabelece o enquadramento aplicável à prestação dos serviços no âmbito das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica no que respeita aos operadores de rede e comercializadores.

O referido regulamento cobre matérias também abordadas no Regulamento de Relações Comerciais, no Regulamento da Qualidade de Serviço e no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

De acordo com o artigo 22.º do RSRI, os operadores de rede em baixa tensão devem propor à ERSE a execução de projeto-piloto relativo à disponibilização e utilização dos dados de qualidade de serviço técnica registados pelo equipamento de medição inteligente (EMI).

A E-Redes – Distribuição de Eletricidade, S.A.²⁷ submeteu à ERSE uma proposta de execução de projeto-piloto referente à utilização dos dados sobre qualidade de serviço registados pelos EMI, tendo a ERSE aprovado o projeto-piloto em 28 de abril de 2020.

O projeto-piloto, concluído em 23 de novembro de 2021, envolveu cerca de 21 mil clientes em baixa tensão alimentados pela subestação da Marinha Grande. Estes clientes em baixa tensão contribuíram para o operador de rede não só avaliar o tipo de informação técnica recolhida pelos EMI, mas também para melhorar o cálculo dos indicadores individuais de continuidade de serviço deste nível de tensão (número de interrupções e duração de interrupções).

Uma mais-valia que ficou demonstrada através da realização deste projeto-piloto consiste no contributo da informação extraída dos EMI para suporte na resposta a reclamações sobre a tensão da rede fora do intervalo de valores padrão, possibilitando complementarmente melhorar a eficiência do processo de despiste e avaliação de reclamações de qualidade de energia elétrica.

Autoconsumo de energia elétrica e comunidades de energia renovável

Em 2021, a ERSE reformulou o Regulamento do Autoconsumo, publicando o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio. A alteração regulamentar veio clarificar e desenvolver os conceitos aplicáveis ao autoconsumo nos domínios da medição e do relacionamento comercial e veio também enquadrar o armazenamento de energia elétrica e a sua participação em autoconsumo, como previa a lei.

O novo regulamento veio ainda prever a possibilidade de implementação de projetos-piloto. Esta moldura dos projetos-piloto permite a derrogação temporária ou a aprovação de regras particulares, em divergência ou em complemento ao Regulamento do Autoconsumo. Assim, visa-se a testagem de novos modelos de negócio e novas formas de organização do autoconsumo, com destaque para a utilização de formas dinâmicas de partilha da energia produzida²⁸.

²⁷ Nova designação da EDP Distribuição - Energia, S.A., por imposição regulamentar de diferenciação de imagem.

²⁸ Já no início de 2022, em 14 de janeiro, foi alterado o regime jurídico do autoconsumo pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, prevendo nomeadamente a possibilidade de estabelecer sistemas dinâmicos para partilha de energia. Assim, os projetos-piloto assumem um papel de implementação inicial das novas regras, antes da sua transposição para o quadro regulamentar. Desta forma, pretende-se testar modelos concretos de implementação para orientar a futura definição da regulamentação aplicável.

Projetos-piloto de autoconsumo de energia elétrica e comunidades de energia renovável

Suportados no Regulamento do Autoconsumo, que prevê um enquadramento para projetos-piloto, foram apresentadas à ERSE diversas propostas de projetos-piloto de CER e autoconsumo coletivo.

Os projetos-piloto visam o apoio técnico da ERSE no seu desenvolvimento e interpretação do quadro regulamentar, e também procuram testar formas avançadas de partilha de energia entre os autoconsumidores, definindo os coeficientes de partilha após o dia e já conhecendo os diagramas de produção e de consumo de cada participante. Estas formas avançadas de partilha permitem otimizar a partilha de energia segundo a função objetivo a definir em cada caso (minimização do excedente injetado na rede, minimização da utilização da rede pública e do pagamento de tarifas, implementação de modelos de partilha entre pares, etc.).

A ERSE acompanhou os referidos projetos e assegurou o apoio técnico aos promotores de projetos-piloto e outros interessados. Em 2022, alguns dos projetos-piloto deverão chegar à fase de execução.

3.1.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E CUSTOS DE LIGAÇÃO

ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

À ERSE compete, nomeadamente, a aprovação da metodologia de cálculo das tarifas e preços para o setor elétrico, as metodologias de regulação dos proveitos permitidos, bem como a aprovação das tarifas de acesso às redes de transporte e de distribuição e das tarifas transitórias (estas últimas aplicáveis pelos comercializadores de último recurso) ²⁹.

A metodologia de cálculo tarifário e as metodologias 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, em particular o Conselho Tarifário. O processo de aprovação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também regulamentado pelo RT.

As tarifas vigentes em 2021, incluindo as tarifas de acesso às redes de energia elétrica, resultam das regras estabelecidas no RT, aprovado pelo [Regulamento n.º 619/2017](#), de 18 de dezembro, e alterado pelo [Regulamento n.º 76/2019](#), de 18 de janeiro, e pelo [Regulamento n.º 496/2020](#), de 26 de maio.

²⁹ Nos termos dos seus Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril na redação vigente.

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 geral ³⁰, pelos comercializadores em representação dos seus clientes e repercutidas no preço final.

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 a aplicar aos produtores pela entrada na RNT e na RND, 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 comercializador. 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 nos princípios da (i) uniformidade tarifária, de modo a que o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes, promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos do continente e das regiões autónomas e da (ii) 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. As tarifas que compõem a soma são baseadas nos custos marginais, promovendo-se assim uma utilização eficiente dos recursos e evitando-se subsídios cruzados.

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.

³⁰ 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.

Quadro 3-4 - Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica ³¹

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	●	●	●	●	●

Nos termos do Regulamento da Mobilidade Elétrica em vigor em 2021, os pontos que integram a rede da mobilidade elétrica que estejam ligados à RESP, suportam o pagamento das tarifas de acesso às redes de energia elétrica aplicáveis à mobilidade elétrica. As tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica aplicam-se aos utilizadores dos veículos elétricos e são constituídas por um preço de energia por período horário, em euros por kWh.³²

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 59.º da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, em 2021 foram interpostas várias ações administrativas por produtores de energia contra a ERSE. Diversos produtores de energia que aderiram ao regime remuneratório alternativo previsto no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, intentaram contra a ERSE, o Estado e/ou a SU Eletricidade, S.A. (SU Eletricidade) mais de 5 dezenas de ações, que correm em 13 tribunais diferentes, tendo por subjacente fundamentalmente: i) uma interpretação deste diploma conflituante com o Despacho n.º 6304/2021, de 16 de junho, do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, ii) e na sua decorrência da

³¹ O quadro não inclui a tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores pela entrada na RNT e na RND considerando que a mesma não integra as tarifas de acesso às redes, sendo o seu pagamento assegurado diretamente pelos utilizadores.

³² Para mais informação sobre a mobilidade elétrica ver o ponto 6.4 neste documento.

Instrução n.º 11/2021 da ERSE que o operacionaliza, iii) bem como das comunicações da SU Eletricidade relativas aos valores de reconciliação apurados nos termos da instrução da ERSE.

Os produtores pugnam por uma interpretação do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 35/2013 que lhes garanta uma remuneração pela eletricidade produzida superior àquela que resulta do Despacho impugnado e, outrossim, da instrução da ERSE que lhe dá execução, desde o momento da sua aplicação.

O argumentário apresentado pelos produtores tem um tronco comum, em torno do “Acordo de Princípio” que teria sido alcançado a 27/08/2012 no âmbito do plano de assistência financeira a Portugal, entre o membro do Governo da área da energia e a APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis, do teor do Decreto-Lei n.º 35/2013, da prática alegadamente seguida pela SU Eletricidade e do princípio da proteção da confiança.

Nalguns casos, com diferentes intensidades e desenvolvimentos, são invocados alegados vícios por incompetência, falta de habilitação e omissão de formalidades para a emanção do Despacho impugnado, bem como a suposta violação de outros princípios Administrativos e Constitucionais.

A ERSE, não obstante ter sido consultada no final do processo legislativo sobre o Decreto-Lei n.º 35/2013, foi alheia às negociações que o precederam e que vieram a desembocar no invocado “Acordo de Princípio”. Contudo, a ERSE assinalou nas várias ações administrativas que, por um lado, uma simples comparação de textos permite perceber que o diploma legal não verteu tal qual o documento datado de 27/08/2012 junto pelos produtores e, por outro, que nem todos os produtores, nas respetivas ações intentadas, apresentaram uma versão uniforme quanto à interpretação da alegada proposta de 27/08/2012 e do acordo alcançado. Foi igualmente assinalado pela ERSE que o membro do Governo da área da energia em funções à data das negociações apresentou, em sede de Comissão Parlamentar de Inquérito, uma interpretação do acordo alcançado que apoia a solução do Despacho impugnado e desautoriza qualquer das versões dos produtores, tanto no período de 2013 a 2020, como daí em diante.

Defendeu a ERSE que, ao contrário do alegado pelos produtores, não colhem os putativos vícios formais nem se verifica violação de qualquer norma Administrativa ou Constitucional relativamente ao despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, à instrução da ERSE que o operacionaliza, ou à subsequente faturação da SU Eletricidade.

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de acesso às redes em vigor em 2021³³ registaram, para a procura prevista para esse ano, um acréscimo tarifário de 4,4% face a 2020, conforme se apresenta no Quadro 3-5.

Quadro 3-5 – Tarifas de acesso às redes para 2021

	Tarifas 2020 (preços médios) €/kWh*	Tarifas 2021 (preços médios) €/kWh	Variação
Tarifas de Acesso às Redes	0,06890	0,07192	4,4%
Acesso às Redes em MAT	0,02264	0,02264	0,0%
Acesso às Redes em AT	0,02828	0,02828	0,0%
Acesso às Redes em MT	0,04798	0,04799	0,0%
Acesso às Redes em BTE	0,08219	0,08726	6,2%
Acesso às Redes em BTN	0,10505	0,11168	6,3%

* Aplicação das tarifas de 2020 à procura prevista para 2021.

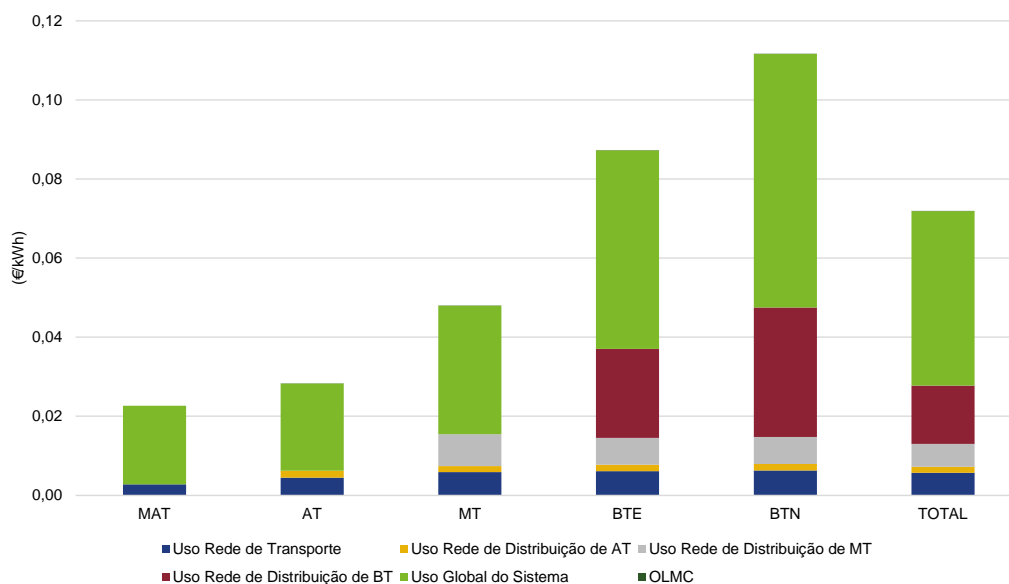
Fonte: dados ERSE

A decomposição, em 2021, 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 tensão³⁴.

³³ [Diretiva n.º 1/2021](#), de 8 de janeiro, que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021.

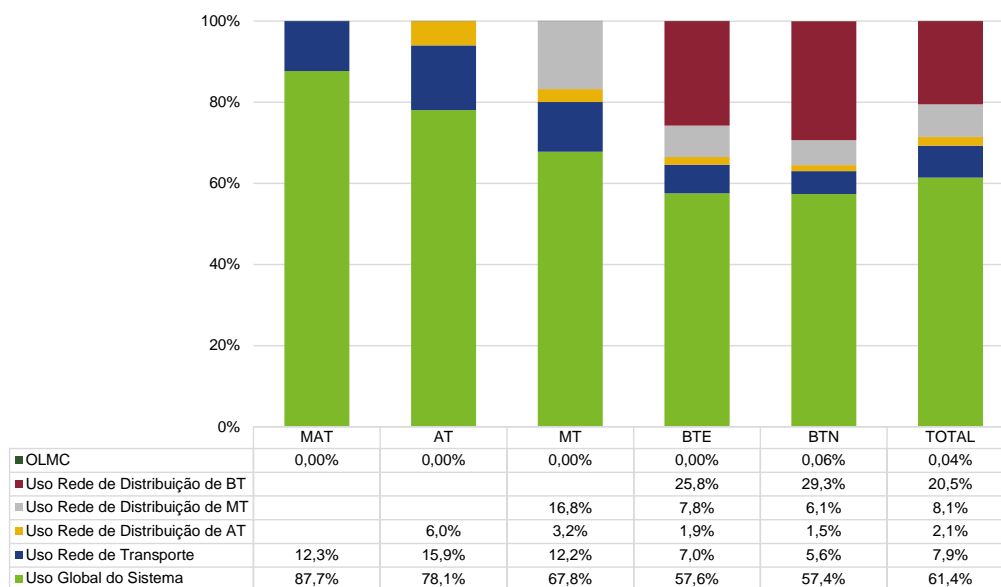
³⁴ O valor da tarifa do OLMC, apesar de aplicável, não é visível nos gráficos.

Figura 3-6 – Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2021, 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 2021



Fonte: dados ERSE

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Projeto-piloto de tarifas dinâmicas na BT

O Pacote de Energia Limpa, o enquadramento legal europeu para a eletricidade, veio estabelecer um papel mais relevante para a flexibilidade da procura, criando as figuras dos clientes ativos, das comunidades de cidadãos para a energia e dos agregadores, entre outras. A importância da flexibilidade da procura também está presente no direito a um contrato de eletricidade a preços dinâmicos.

Neste contexto foi colocada na [Consulta Pública n.º 101](#) uma proposta de promover um projeto-piloto para a introdução de preços dinâmicos na tarifa de Acesso às Redes em BT, considerando duas modalidades. A primeira alternativa, designada por tarifa de Acesso às Redes indexada (TAR indexada), poderia adotar uma estrutura de *Critical Peak Pricing* e consistiria na definição dos períodos críticos de forma indexada a partir da informação do MIBEL. A segunda alternativa, designada por tarifa de Acesso às Redes sazonal (TAR sazonal), seria um projeto-piloto em linha com a proposta de nova opção de tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT e passaria por se desenhar uma opção tarifária no Acesso às Redes em BTE e BTN, com uma maior diferenciação sazonal, tanto em termos temporais como também locais.

Os participantes na consulta manifestaram uma posição favorável sobre o mérito de se testarem novas estruturas tarifárias através de projetos-piloto, embora poucos tenham indicado uma clara preferência por uma das duas modalidades apresentadas na consulta pública.

Assim, a ERSE irá realizar um projeto-piloto ao longo do próximo período de regulação, consultando os interessados e finalizando-o em 2024, de forma a acautelar eventuais alterações ao quadro regulamentar antes do início do período de regulação seguinte.

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2021 foi o último ano do período de regulação iniciado em 2018. Inicialmente, o período de regulação deveria terminar em 2020. No entanto, devido à pandemia da COVID-19, o período de regulação foi prolongado até 2021.

De seguida, resume-se, por tipo de operador de rede e para os comercializadores de último recurso, os modelos regulatórios aplicados neste período ao cálculo dos proveitos permitidos:

- Para Portugal continental:

- o Operador da rede de transporte (ORT) – Atividade de transporte: modelo baseado em incentivos económicos: (i) aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*³⁵ com metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração (OPEX³⁶); (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 um pequeno prémio; (iii) 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 eficiência³⁷.
- o Operador da rede de distribuição – Metodologia do tipo *price cap*³⁸ aplicada ao OPEX e custos aceites em base anual no caso dos custos com capital (CAPEX³⁹)⁴⁰, 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 TOTEX⁴¹ (custos totais) da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. São igualmente aplicados outros incentivos: (i) incentivo ao investimento em redes inteligentes⁴²; (ii) incentivo à melhoria da continuidade de serviço; (iii) incentivo à redução de perdas e (iv) incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes.
- o Operador logístico de mudança de comercializador – a partir de 2018 a atividade de operação logística de mudança de comercializador foi individualizada⁴³ e sujeita a uma

³⁵ 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 rede (km) e o número de painéis em subestações. O fator de eficiência foi fixado em 1,5%.

³⁶ *Operational expenditure*.

³⁷ O fator de eficiência foi fixado em 1,5%.

³⁸ Os indutores de custos em AT/MT são a energia distribuída e a extensão de rede (km); em BT, são a potência instalada, a extensão de rede (km) e o número de clientes. O fator de eficiência é de 2%, ao qual se soma a inflação.

³⁹ *Capital Expenditure*.

⁴⁰ A remuneração do ativo líquido e amortizações.

⁴¹ *Total Expenditure*.

⁴² Desde o período de regulação 2015-2017 este incentivo passou a ser calculado com base em valores reais e auditados e passou a ter uma duração de 6 anos.

⁴³ Até 2017 a atividade de operação logística de mudança de comercializador era desenvolvida pelo operador de rede de distribuição em média e alta tensão.

metodologia de regulação do tipo *revenue cap* ao nível do OPEX ⁴⁴ e de custos aceites ao nível do CAPEX.

- o Comercializador de último recurso - Regulação do tipo *price cap* ⁴⁵, acrescida de uma componente de custos não controláveis.
- Para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, aplica-se uma regulação por incentivos económicos às empresas com as concessões do transporte e da distribuição de energia elétrica: (i) regulação da atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema assente numa metodologia do tipo *revenue cap* ⁴⁶; (ii) regulação das atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap* ⁴⁷ no OPEX e custos aceites em base anual no caso dos custos com capital CAPEX ; (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 combustíveis ⁴⁸ e (iv) incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes.

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 à taxa de remuneração dos ativos regulados ⁴⁹, aplica-se uma metodologia de indexação parcial às *yields* das obrigações do tesouro (OT), a qual permite refletir a evolução da conjuntura económico-financeira e, assim, compensar os riscos dos capitais próprios e alheio.

⁴⁴ Para o período de regulação 2018-2021 a meta de eficiência foi fixada em 1,5%.

⁴⁵ O indutor de custo é o número de clientes. O fator de eficiência anual é de 1,5%.

⁴⁶ Fator de eficiência fixado em 1,5%.

⁴⁷ 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 custo é o número de clientes. Em ambas as regiões autónomas as metas de eficiência aplicadas a cada uma das atividades variam entre 3% na atividade de distribuição e 2,5% na atividade de comercialização.

⁴⁸ 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.

⁴⁹ Taxas de remuneração do ativo para 2021 para Portugal continental e regiões autónomas – transporte: 4,60%; distribuição: 4,85%.

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, em Portugal continental, incluem custos que derivam essencialmente de decisões legislativas, os denominados Custos de Interesse Económico Geral (CIEG). Os CIEG mais significativos, quer pelo valor, quer pelo seu impacto no funcionamento do mercado, incidem na produção de energia elétrica.

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 (Agente Comercial, nos termos do RRC). As receitas desta empresa dependem de incentivos definidos pela ERSE. De um modo geral, estes incentivos relacionam diretamente as receitas da empresa comercializadora com a margem operacional obtida com a venda da energia das centrais com CAE em mercado. Em 2021 terminou um desses contratos, existindo agora apenas um CAE, cujo efeito do sobrecusto terminará em 2024 com o fim desse contrato.

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, tal como indicado no relatório do ano anterior, terminou em 2017. Os efeitos decorrentes do ajustamento final previsto legalmente durarão 10 anos, a partir de 2018.

Para além daqueles custos existem outros, que atualmente são claramente mais significativos, relacionados com a remuneração da energia produzida a partir de fontes renováveis ou cogeração (Produção em Regime Especial, 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 2021 não se registaram alterações relevantes na natureza das parcelas incluídas nos CIEG.

ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

A ligação de uma instalação à rede de energia elétrica comporta custos que dependem da instalação a ligar (nível de tensão, exigências técnicas), da rede a que é feita a ligação (aérea, subterrânea, radial, malhada), da tipologia da ligação (aérea, subterrânea), da distância da instalação a ligar à rede existente e da envolvente (traçados).

As condições comerciais de ligação às redes de energia elétrica – que incluem as regras aplicáveis e os respetivos encargos – encontram-se estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC), da responsabilidade da ERSE, não tendo sido objeto de alteração durante o ano de 2021.

As condições comerciais estabelecidas (que abrangem também a obrigação de ligação à rede, a construção e propriedade dos elementos de ligação, o tipo de encargos a suportar pelos requisitantes ou os deveres de informação dos diversos intervenientes), 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 sua compreensão e a reduzir o nível de conflitos no setor.

As redes são pagas pelos consumidores de energia elétrica através dos encargos de ligação à rede (de acordo com as regras aprovadas pela ERSE) e das tarifas de uso das redes, que constituem uma parcela da fatura de energia elétrica (o diferencial entre o custo total de investimento e o custo diretamente imputado ao requisitante por via dos encargos de ligação é suportado por todos os consumidores, através das tarifas de uso da rede).

3.1.3 GESTÃO DAS INTERLIGAÇÕES, AÇÕES DE BALANÇO TRANSFRONTEIRIÇO E ACOPLAMENTO DE MERCADOS

Em 2021, 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* ⁵⁰.

Relembra-se que o MIBEL entrou 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 Conselho⁵¹; Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações ⁵² da ERSE; Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha ⁵³ da ERSE; Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico ⁵⁴ da ERSE.

Em 2021 continuaram os trabalhos de aprovação e implementação dos termos, condições ou metodologias previstas 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));
- 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*

⁵⁰ 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.

⁵¹ Este regulamento está revogado. Desde 1 de janeiro de 2020 que é aplicável o Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=en>

⁵² 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.

⁵³ 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, com as alterações introduzidas pela Diretiva da ERSE n.º 1/2019, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 7 de janeiro.

⁵⁴ O Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS) foi aprovado através da Diretiva da ERSE n.º 10/2018, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 10 de julho, com as alterações introduzidas pelas Diretivas da ERSE n.º 14/2018, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 10 de agosto, n.º 9/2020, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 29 de maio e n.º 4/2021, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 25 de janeiro, pela Diretiva n.º 13/2021, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 19 de julho e pela Diretiva n.º 16/2021, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 18 de novembro.

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;

- Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade.

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

Neste âmbito, foi aprovado o pedido de derrogação do ORT à aplicação em 2022 do artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento (UE) 2019/943 sobre os níveis mínimos de capacidade da interligação disponível para o comércio interzonal.

RENDAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

De acordo com a legislação e a regulação europeias, as rendas de congestionamento apenas podem ser usadas para: 1) compensar os custos decorrentes de ações coordenadas de balanço⁵⁵ com vista a garantir a capacidade de interligação contratada nos mercados diário e intradiários; 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 2021 as rendas de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercados, atingiram um total de 4,15 milhões de euros, um valor superior ao registado em 2020 (2,49 milhões de euros).

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.

⁵⁵ 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 congestionamento, 2021

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	59	8%	60,69	60,17	0,53	645 328	273 528	830
Fevereiro	36	5%	28,19	28,49	-0,30	95 105	819 026	423
Março	21	3%	45,39	45,45	-0,06	322 559	481 092	162
Abril	28	4%	64,93	65,02	-0,08	543 659	348 835	388
Mai	21	3%	67,12	67,12	0,00	919 817	143 863	183
Junho	13	2%	83,29	83,30	-0,01	464 526	251 312	59
Julho	9	1%	92,60	92,42	0,18	688 333	167 093	445
Agosto	2	0%	105,99	105,94	0,04	956 008	60 742	86
Setembro	16	2%	156,53	156,14	0,38	644 513	121 163	927
Outubro	2	0%	199,92	199,90	0,02	878 639	150 033	74
Novembro	15	2%	193,50	193,43	0,07	652 390	232 059	369
Dezembro	8	1%	239,27	239,16	0,10	553 471	333 459	208
								4 153

Fonte: dados OMIE⁵⁶

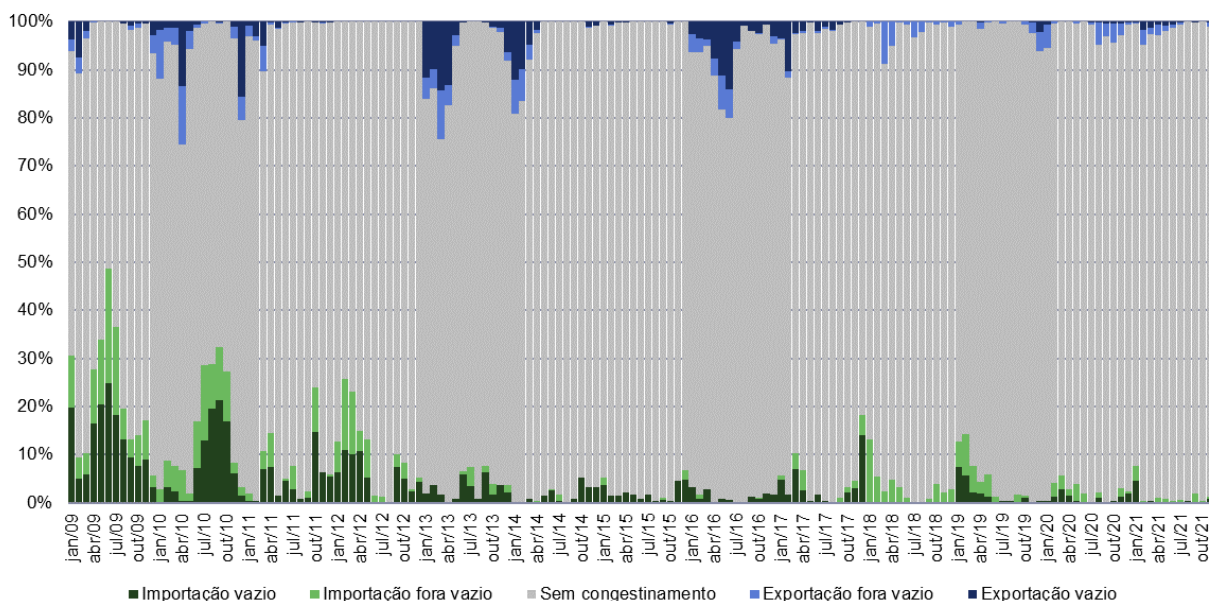
Traduzida em número total de horas de congestionamento, a variação foi de 358 horas em 2020 para 230 horas em 2021 (em ambos os sentidos da interligação) e reflete uma forte integração dos mercados.

Em termos do diferencial de preço, em 2021, verificou-se um *spread* médio positivo de 0,07 €/MWh, no sentido importador, acima do registado em 2020, igualmente no sentido importador, mas de 0,03 €/MWh, mantendo valores razoavelmente baixos ao longo do ano, verificando-se inversão do sentido do congestionamento em alguns meses do ano.

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, no período 2009 a 2021, sendo possível identificar a redução do número de horas de congestionamento em ambos os sentidos.

⁵⁶ Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español.

Figura 3-8 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2009 a 2021



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.

Dada a localização geográfica de Portugal 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 Europa CCR SWE) no âmbito da integração europeia do Mercado Ibérico de Eletricidade.

GESTÃO A PRAZO DA CAPACIDADE COMERCIAL NA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA

Durante 2021, 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, no quadro do Conselho de Reguladores do MIBEL e da região do Sudoeste da Europa.

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.

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 Office* (JAO), tendo sido concluído o processo de migração dos leilões para esta plataforma no mês de dezembro de 2018.

Assim sendo, no leilão de dezembro de 2018 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 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 da ERSE n.º 1/2019, de 7 de janeiro.

Entre dezembro de 2020 e novembro de 2021, ocorreram na plataforma única de atribuição, os leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2021, como se apresenta no Quadro 3-7.

Quadro 3-7 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2021

Produto colocado	Maturidade	Data	Prémio (€/MWh)	Volume (MW)	N.º de participantes	N.º de adjudicatários
ES-PT YR	Anual	09/12/20	0,10	340	20	13
PT-ES YR	Anual	09/12/20	0,08	350	20	13
ES-PT Q1	Trimestral	15/12/20	0,09	260	10	8
PT-ES Q1	Trimestral	15/12/20	0,05	490	9	8
ES-PT M1	Mensal	22/12/20	0,08	300	20	13
PT-ES M1	Mensal	22/12/20	0,04	1140	20	18
ES-PT M2	Mensal	26/01/21	0,11	257	21	15
PT-ES M2	Mensal	26/01/21	0,10	239	19	6
ES-PT M3	Mensal	23/02/21	0,00	0	1	0
PT-ES M3	Mensal	23/02/21	0,13	510	24	12
ES-PT Q2	Trimestral	11/03/21	0,07	270	7	6
PT-ES Q2	Trimestral	11/03/21	0,06	120	6	4
ES-PT M4	Mensal	24/03/21	0,10	220	23	15
PT-ES M4	Mensal	24/03/21	0,10	490	23	13
ES-PT M5	Mensal	23/04/21	0,13	70	23	9
PT-ES M5	Mensal	23/04/21	0,08	630	23	15
ES-PT M6	Mensal	26/05/21	0,06	430	21	17
PT-ES M6	Mensal	26/05/21	0,15	399	22	7
ES-PT Q3	Trimestral	10/06/21	0,03	490	7	7
PT-ES Q3	Trimestral	10/06/21	0,02	338	6	6
ES-PT M7	Mensal	24/06/21	0,03	330	20	16
PT-ES M7	Mensal	24/06/21	0,21	160	21	3
ES-PT M8	Mensal	22/07/21	0,07	440	20	13
PT-ES M8	Mensal	22/07/21	0,19	190	19	4
ES-PT M9	Mensal	24/08/21	0,09	520	24	12
PT-ES M9	Mensal	24/08/21	0,07	350	23	12
ES-PT Q4	Trimestral	10/09/21	0,07	360	7	5
PT-ES Q4	Trimestral	10/09/21	0,05	339	6	4
ES-PT M10	Mensal	22/09/21	0,21	589	25	12
PT-ES M10	Mensal	22/09/21	0,16	490	22	9
ES-PT M11	Mensal	22/10/21	0,23	70	25	8
PT-ES M11	Mensal	22/10/21	0,09	578	23	13
ES-PT M12	Mensal	24/11/21	0,11	430	25	11
PT-ES M12	Mensal	24/11/21	0,14	220	24	8

Fonte: dados JAO, elaboração ERSE

O Quadro 3-8 apresenta a liquidação anual, em 2021, dos leilões de direitos financeiros de utilização da capacidade na interligação Portugal – Espanha.

Quadro 3-8 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2021

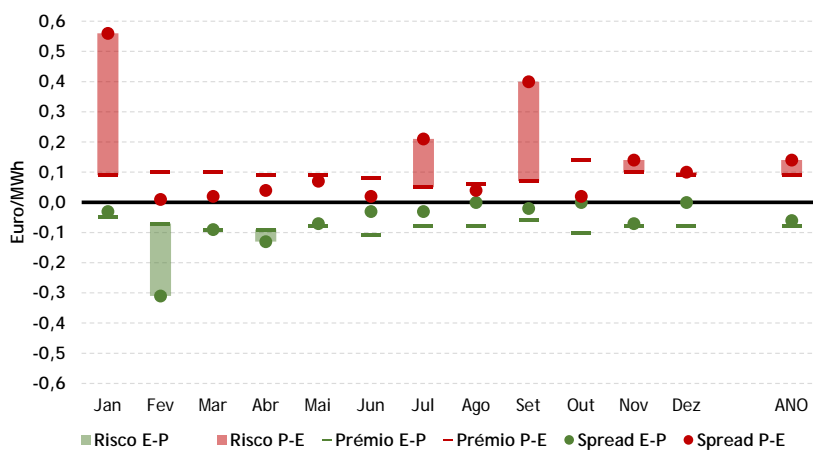
Liquidação anual acumulada	GLOBAL	Pr ES > Pr PT	Pr PT > Pr ES
		FTR E-P	FTR P-E
Quantidade (MW)	1 123 + 991	1123	991
Energia (MWh)	9 834 933 + 8 678 969	9 834 933	8 678 969
Prémio (€/MWh)	----	0,08	0,09
Spread (€/MWh)	----	0,06	0,14
Rendas MD (euros)	4 153 280	1 218 431	2 934 849
Risco liquidado FTR (euros)	1 877 881	614 434	1 263 447
Receita Prémio FTR (euros)	1 528 373	769 661	758 711
Receita Líquida FTR (euros)	-349 508	155 228	-504 736
Rendas MD + Rec. Líquida (euros)	3 803 772	1 373 659	2 430 113
MD - Mercado Diário, FTR - Financial Transmission Rights			

Fonte: dados JAO, REN e OMIE, elaboração ERSE

Verifica-se que, no sentido de Portugal para Espanha, se registou em 2021 um prémio ⁵⁷ de 0,08 €/MWh e um *spread* ⁵⁸ observado de 0,06 €/MWh. No sentido de Espanha para Portugal verificaram-se em 2021 um prémio de 0,09 €/MWh e um *spread* observado de 0,14 €/MWh.

A Figura 3-9 apresenta a evolução do *spread* observado e o prémio verificados em 2021.

Figura 3-9 - Evolução do spread e prémio verificados em 2021



Fonte: dados JAO, REN e OMIE, elaboração ERSE

⁵⁷ Prémio corresponde ao valor do prémio ponderado por produto colocado, com entrega em 2021, adjudicado nos leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha (valores distintos por sentido importador/exportador) da capacidade atribuída.

⁵⁸ *Spread* corresponde ao diferencial de preços médios observados no mercado diário do OMIE entre a zona portuguesa do MIBEL e a zona espanhola do MIBEL, imputável a cada sentido do trânsito observado na interligação Portugal-Espanha (valores distintos por sentido importador/exportador).

Assim sendo, os leilões de direitos financeiros de utilização da capacidade na interligação Portugal–Espanha, com entrega em 2021, resultaram numa perda líquida para o sistema de aproximadamente 350 mil euros.

APROVAÇÃO DO PEDIDO DE DERROGAÇÃO À APLICAÇÃO EM 2022 DO ARTIGO 16.º, N.º 8, DO REGULAMENTO (UE) 2019/943 SOBRE OS NÍVEIS MÍNIMOS DE CAPACIDADE DISPONÍVEL PARA O COMÉRCIO INTERZONAL

O artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, estabelece os valores mínimos de capacidade da interligação a disponibilizar pelos operadores de redes de transporte (ORT) para o comércio interzonal:

“8. Os operadores de redes de transporte não devem limitar o volume de capacidade de interligação a disponibilizar a participantes no mercado para resolverem congestionamentos no seio das suas próprias zonas de ofertas, ou como meio de gerir os fluxos resultantes de transações internas para zonas de ofertas. Sem prejuízo da aplicação das derrogações nos termos dos n.ºs 3 e 9 do presente artigo e em aplicação do artigo 15.º, n.º 2, considera-se cumprido o disposto no presente número se forem atingidos os seguintes níveis mínimos de capacidade disponível para o comércio interzonal:

a) Para fronteiras que utilizam uma abordagem baseada na capacidade líquida coordenada de transporte, a capacidade mínima será de 70 % da capacidade de transporte, respeitando os limites de segurança operacional após dedução de emergências, tal como determinado nos termos da orientação relativa à atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, adotada com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009;”

O artigo 16.º, n.º 9, do Regulamento (UE) 2019/943 permite às entidades reguladoras conceder uma derrogação ao requisito estabelecido no n.º 8 do mesmo artigo, em relação à capacidade mínima de interligação de 70% oferecida, mediante pedido dos operadores das redes de transporte.

A REN, na sua qualidade de ORT português, enviou à ERSE, em 9 de novembro de 2021, o documento “REN request for derogation on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade in accordance with Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast), November 2021”, pedindo a derrogação de um ano, para cumprimento em 2022, sobre a obrigação dos operadores de redes de transporte de disponibilizarem, a partir de 1 de janeiro de 2020, pelo menos 70% da capacidade de transporte para o comércio interzonal, respeitando os limites de segurança operacional após dedução de emergências.

Após avaliação técnica do pedido de derrogação enviado pela REN, a ERSE aprovou a derrogação solicitada pela REN relativa à aplicação em 2022 do disposto no artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento (UE) 2019/943 sobre os níveis mínimos de capacidade disponível para o comércio interzonal.

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

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.

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. A plataforma de troca de energia de balanço a partir de reservas de reposição (LIBRA), que concretizou o projeto TERRE, iniciou o seu funcionamento em janeiro de 2020, através do operador da rede de transporte (ORT) da República Checa (CEPS). No início de março de 2020, foi a vez do ORT de Espanha (REE) passar a utilizar a plataforma, seguida do ORT de Portugal (REN - Rede Elétrica Nacional) a 29 de setembro, do ORT da Suíça (Swissgrid), a 8 de outubro, de França (RTE), a 2 de dezembro de 2020 e por último de Itália (TERNA) a 13 de janeiro de 2021.

O Quadro 3-9 mostra os valores de energia e os preços médios ponderados em 2021 de reserva de reposição transacionada no âmbito do TERRE em cada um dos sentidos. O quadro mostra ainda a mesma informação no que diz respeito a Portugal, sobre ofertas, ativações e o respetivo preço médio ponderado, bem como a energia na interligação, importada (subir) e exportada (descer).

Quadro 3-9 – Estatística relativa ao TERRE, 2021

	Subir	Descer
Energia (GWh)	403	424
Preço Médio (€/MWh)	143,23	79,85
Ofertas PT (GWh)	9 656	9 331
Ativações PT (GWh)	242	312
Preço Médio PT (€/MWh)	121,90	97,24
Interligação (GWh)	572	527

Fonte: dados REN

Recorda-se que em 16 de dezembro de 2020, a REN iniciou a utilização da plataforma IGCC, do processo de coordenação de desvios (IN).

Outros projetos europeus em que a REN está a participar no desenvolvimento e que irão igualmente dar lugar a plataformas europeias são o PICASSO, para o aFRR, e o MARI para o mFRR⁵⁹. A participação nestas plataformas é obrigatória. No caso do TERRE, atrás referido, a sua obrigatoriedade é exclusiva aos Estados Membros cujos ORT utilizam a Reserva de Reposição, anteriormente denominada Reserva de Regulação. Apenas participam no TERRE os ORT.

Prevê-se que as plataformas dos projetos PICASSO (aFRR) e MARI (mFRR) deverão entrar em funcionamento no decurso de 2022.

Em 2021, na sequência dos trabalhos em conjunto com os reguladores e os ORT iniciados em 2019, foram monitorizadas pela ACER várias atividades como os trabalhos de implementação das plataformas MARI e PICASSO bem como a monitorização do funcionamento das plataformas TERRE e IGCC e da implementação das metodologias aprovadas de acordo com o EB GL como sejam “Imbalance settlement harmonisation” (artigo 52(2) do EB GL), “Standard Balancing Capacity Products” (artigo 25 do EB GL), “Methodology for Co-optimised allocation process of Cross-Zonal Capacity” (artigo 40 do EB GL). Iniciou-se de igual modo a definição da metodologia “Harmonization of Cross-Zonal Capacity Allocation methodologies” e “RCC facilitation for Balancing Capacity procurement”.

⁵⁹ IGCC: International Grid Control Cooperation; PICASSO: Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation; MARI: Manually Activated Reserves Initiative; TERRE: Trans European Replacement Reserves Exchange

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 cada Estado-Membro deverá designar 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 OMIE⁶⁰, responsável pela gestão dos mercados diário e intradiários, tendo sido reportado esse facto à ACER em dezembro de 2015.

Em 2021, 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, 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.

Atualmente esta iniciativa integra o mercado intradiário contínuo dos seguintes países; Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Croácia, República Checa, Dinamarca, Eslovénia, Espanha, Estónia, Finlândia, França, Húngria, Itália, Letónia, Lituânia, Luxemburgo, Noruega, Países Baixos, Polónia, Portugal, Roménia e Suécia. Durante os próximos anos estão planeadas novas expansões do projeto XBID.

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

⁶⁰ Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.

encontro das ofertas. Isso significa que os agentes de mercado numa determinada zona de preço podem 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 desenho de mercado, no dia 11 de junho de 2018 foram aprovados pela ERSE o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e o Manual de Procedimentos do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

Ainda no âmbito do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, foi aprovada a Decisão da ACER n.º 4/2018, relativa aos horários de abertura e de fecho do mercado intradiário contínuo, que estabeleceu como horário de abertura as 15h00 CET (*Central European Time*) e o horário de fecho 60 minutos antes do início da entrega da energia para a hora relevante negociada no mercado intradiário contínuo.

Com o objetivo de implementar a referida Decisão da ACER n.º 4/2018, os ORT ibéricos (Rede Elétrica Nacional e Red Eléctrica de España) e o Operador Nomeado do Mercado Elétrico para Portugal e Espanha (OMIE) procederam a uma consulta pública sobre a alteração dos horários das sessões de leilões intradiários na Península Ibérica para melhor acomodar a abertura do mercado intradiário contínuo às 15h00 CET. De acordo com os resultados dessa consulta, estabeleceu-se que se manteria a realização de 6 leilões intradiários com algumas alterações nos respetivos horários. Para concretizar a implementação da abertura do mercado intradiário contínuo às 15h00 CET, foi aprovado um aviso da GGS submetido pelo ORT português que visou alterar os horários regulamentarmente previstos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Em 2021, não houve desenvolvimentos relativos ao Projeto XBID.

3.1.4 INVESTIMENTOS NAS REDES DE ELETRICIDADE

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade

A REN, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), apresentou à ERSE uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2022-2031

(PDIRT-E 2021), competindo a esta entidade, nos termos do n.º 2 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho ⁶¹, promover uma consulta pública ao seu conteúdo.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública, entre os dias 3 de maio e 16 de junho de 2021, a proposta de PDIRT-E 2021 ⁶².

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRT-E 2021, 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 aos projetos incluídos na Proposta de PDIRT-E 2021, designadamente àqueles incluídos no *Ten Year Network Development Plan*, TYNDP 2020, e classificados como Projeto de Interesse Comum (PIC), e outros essenciais para a segurança de operação do sistema. Apesar disso, e de modo a garantir a neutralidade tarifária, num contexto económico reservado decorrente da crise provocada pela pandemia de COVID-19, o parecer da ERSE recomendou uma redução do montante global de investimento na ordem dos 171 milhões de euros (cerca de 20% do investimento proposto), sugerindo ainda de que forma esta redução poderia ser efetuada.

REDES INTELIGENTES

As redes inteligentes são uma realidade que tem sido integrada e desenvolvida gradualmente no sistema elétrico português. Começando pela instalação massificada de contadores inteligentes, os operadores desenvolvem novos serviços sobre as capacidades da infraestrutura inteligente. Para promover e orientar o desenvolvimento de serviços nas redes inteligentes, a ERSE aprovou, em 2019, o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto). Este regulamento define um conjunto de serviços obrigatórios a prestar pelos operadores de redes e pelos comercializadores, aos clientes integrados numa rede inteligente.

Em 2021, a ERSE publicou um relatório sobre o desenvolvimento das redes inteligentes – “Balanço das Redes Inteligentes de energia elétrica em 2020”⁶³. O relatório apresenta o balanço das redes inteligentes no final de 2020 e os planos dos operadores de redes para o seu desenvolvimento.

⁶¹ Disponível para consulta em <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/76-2019-122476954>

⁶² <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-100/>

⁶³ Disponível online em: <https://www.erse.pt/media/thrgy4q5/balancoredesinteligentes2020.pdf>

No final de 2020, havia cerca de 1 milhão de clientes em rede inteligente (16% dos clientes em baixa tensão), mas mais de 3 milhões de clientes tinham um contador inteligente (52% do mesmo universo). No final de 2021, este número era cerca de 4 milhões, dos quais cerca de 1,7 milhões de contadores estavam integrados em rede inteligente. Com os planos atualizados em 2022, os operadores estimam que todos os clientes estejam integrados em rede inteligente até ao final de 2024.

O relatório concluiu ainda que o mercado, sobretudo os comercializadores e os clientes, ainda não aproveitam nem potenciam satisfatoriamente os novos serviços das redes inteligentes, incluindo os dados de consumo discriminados.

3.1.5 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; ii) as concessões municipais de distribuição em baixa tensão (BT) atribuídas pelos 278 municípios de Portugal continental.

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 cessa entre 2021 e 2022. A sua atribuição, nos termos da lei, deve decorrer de concurso público.

A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, aprovou os princípios e regras gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público para atribuição, por contrato, de concessões destinadas ao exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade de baixa tensão. Esta lei incentiva a agregação territorial (várias concessões atribuídas a um único concessionário num único procedimento) e o lançamento sincronizado dos concursos.

Nos termos da referida lei, a ERSE elaborou, em 2019, uma proposta de delimitação territorial da área das concessões com base em estudos técnicos e económicos, após consulta pública e em articulação com a Associação Nacional de Municípios Portugueses, na qual apresentou os parâmetros a ter em conta nas peças-tipo dos concursos.

De acordo com o n.º 3 do artigo 5.º da mesma lei, cabe aos municípios, enquanto entidades concedentes, a definição das áreas em concurso, designadamente aceitando a proposta da ERSE ou mediante a

elaboração de estudos económicos que demonstrem vantagens relevantes desse cenário alternativo para o interesse público. As peças-tipo dos concursos têm que ser aprovadas pelo Governo.

Neste enquadramento, foi publicado o Despacho n.º 11814/2020, de 30 de novembro, que criou um grupo de trabalho para a elaboração dos projetos de peças do procedimento, programa do concurso tipo e caderno de encargos tipo, dos concursos de atribuição das concessões municipais de distribuição de energia elétrica em baixa tensão.

O grupo de trabalho foi coordenado pelo Gabinete do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, sendo constituído por representantes da Associação Nacional de Municípios Portugueses, das entidades intermunicipais com competências delegadas na matéria, da ERSE, da DGEG e do Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência.

Através do Despacho n.º 3759/2021, de 13 de abril, foi prorrogado por 4 (quatro) meses o prazo para apresentação dos projetos de peças do procedimento e a minuta de contrato tipo de concessão da atividade de exploração das redes de distribuição de eletricidade em BT, previsto no n.º 6 do Despacho n.º 11814/2020, de 30 de novembro.

O Grupo de Trabalho constituído para este efeito extinguiu-se com a apresentação ao Secretário de Estado Adjunto e da Energia, no decorrer do prazo de prorrogação previsto, dos projetos de peças do procedimento e da minuta de contrato tipo de concessão da atividade de exploração das redes de distribuição de eletricidade em BT.

3.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

3.2.1 MERCADO GROSSISTA

Em 2021, observou-se uma diminuição da concentração no mercado de produção de energia elétrica, devido ao regime hidrológico menos favorável, face ao ano anterior, da produção hídrica por parte do operador dominante⁶⁴ EDP Produção e à venda de ativos hídricos por parte deste agente de mercado produtor. Apesar desta situação, verificou-se uma diminuição do nível de participação das centrais

⁶⁴ 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.

térmicas, face a 2020, verificando-se um decréscimo da produção proveniente das centrais a carvão (ambas as centrais fecharam durante 2021), e também uma redução da produção proveniente das centrais de ciclo combinado a gás natural.

Face a 2020, a percentagem de tempo em que ocorreram situações de diferencial de preço entre as áreas do MIBEL apresentou uma diminuição, como já referido no ponto 3.1.3. Assim, de um modo geral, o ano de 2021, devido a piores condições de hidraulicidade e da venda de ativos de geração, ficou marcado por uma evolução desfavorável para o operador dominante EDP Produção, traduzida na redução do nível de concentração global da produção de eletricidade. Persiste, ainda 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

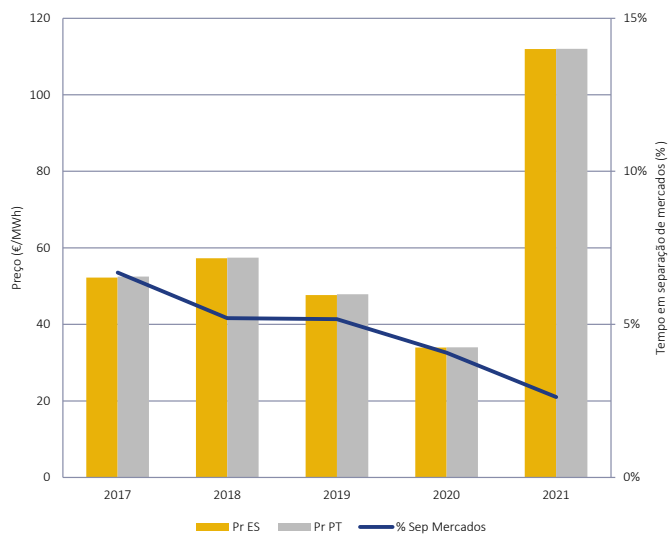
PREÇOS

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 mercados 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, para o período compreendido entre 2017 e 2021.

Figura 3-10 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados, 2017 a 2021

Fonte: dados OMIE

O preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2021, situou-se em 112,01 €/MWh, cerca de 230% acima do preço registado em 2020 (33,99 €/MWh).

Relativamente ao ano anterior verificou-se um ano hidrológico um pouco menos favorável e uma consequente diminuição da produção hídrica. A produção térmica foi novamente fortemente impactada pelas consequências da continuação da pandemia COVID-19 e das medidas de confinamento com impacto económico e no consumo elétrico, com a redução da procura residual dirigida a esta tecnologia. Contudo, o aumento dos custos de aprovisionamento de gás natural e do carvão, acompanhado também do crescimento dos preços das licenças de emissão de CO₂, foram fatores que contribuíram para o acentuado aumento do preço médio no mercado *spot* para Portugal.

O valor do preço médio de mercado em 2021 para Portugal esteve cerca de 3% acima do custo marginal⁶⁵ 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 32% acima do custo marginal das centrais térmicas a carvão estimado pela ERSE (85,12 €/MWh).

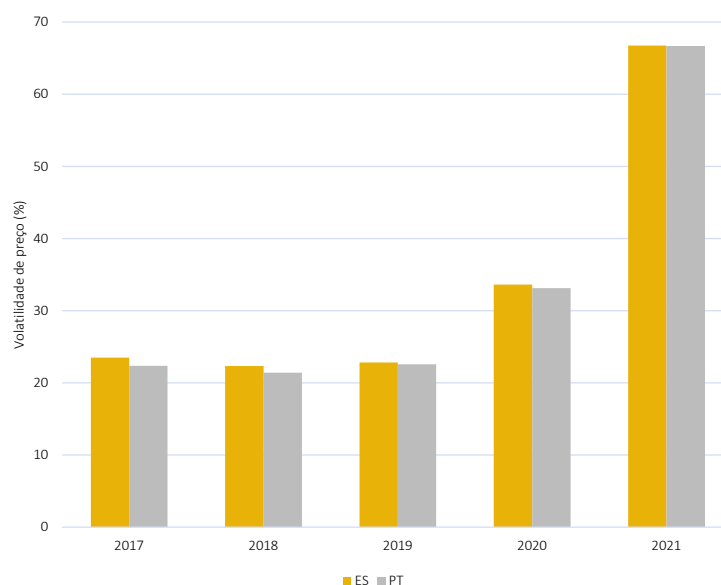
⁶⁵ Custo marginal estimado calculado de acordo com a metodologia adotada no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, a qual exclui a estimativa com os custos de acesso de terceiros à rede de alta pressão de gás natural. O custo marginal das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural encontra-se publicado em <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfSistema/BandaSecundaria/Paginas/AjustePrc.aspx>.

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 2021, 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 67%, o que significa que os preços oscilaram em média num intervalo entre os 37 €/MWh e os 187 €/MWh.

A Figura 3-11 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço para o mercado *spot*, de 2017 a 2021, tanto para Portugal como para Espanha, observando-se um aumento da volatilidade do preço *spot* entre 2020 e 2021, fruto da baixa hidraulicidade verificada e essencialmente da evolução das *commodities* envolvidas na formação de preço das centrais térmicas, bem como da evolução incerta da procura de energia elétrica motivada pela pandemia COVID-19.

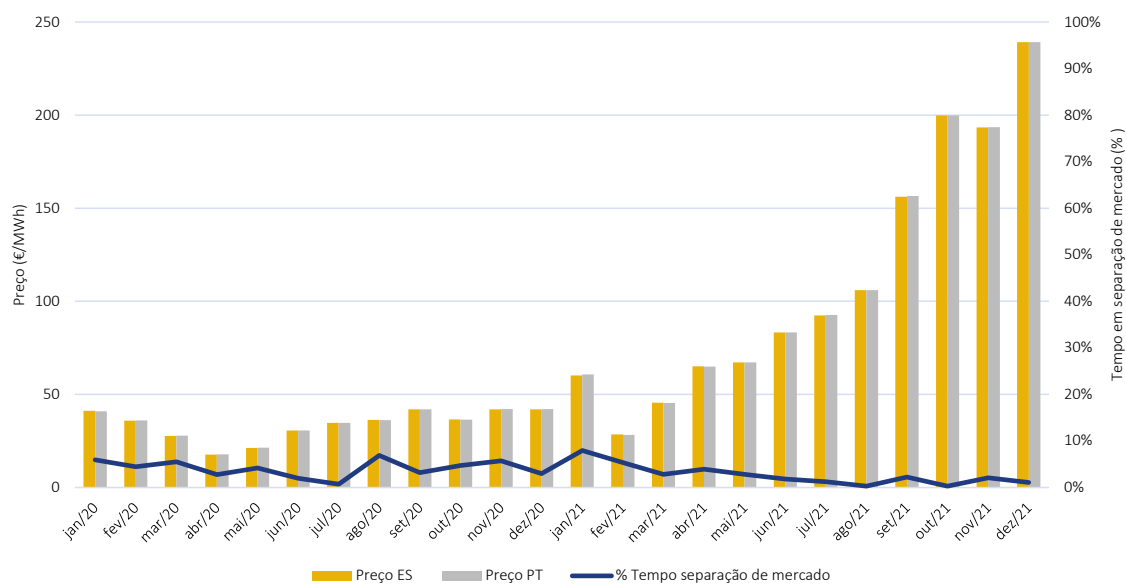
Figura 3-11 – Volatilidade do preço *spot*, 2017 a 2021



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 médios em Portugal e Espanha e a percentagem do tempo em separação de mercados, em base mensal, para os anos de 2020 e 2021.

Figura 3-12 – Preço em mercado *spot* e tempo de separação de mercados, 2020 e 2021

Fonte: dados OMIE

No que respeita a 2021, é de notar: (i) um aumento acentuado do preço médio formado em mercado face ao que acontecera em 2020; (ii) a existência de um regime hidrológico menos húmido e um acentuado aumento do custo das *commodities* com influência na produção térmica e (iii) uma diminuição do número de horas de separação de mercados face a 2020.

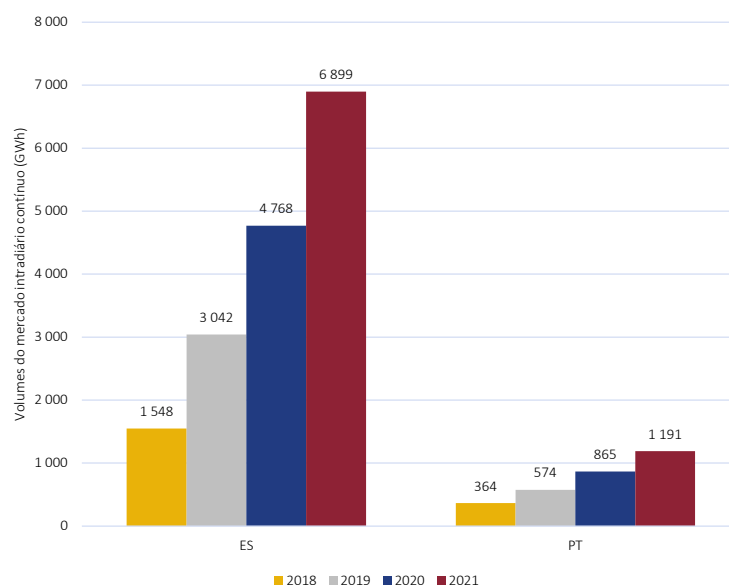
Preços no mercado intradiário contínuo

O projeto XBID (*European Cross-Border Intraday Initiative*) teve início a 13 de junho de 2018 com a entrada *go-live* da primeira fase, proporcionando negociação intradiária em contínuo de eletricidade em diversos países europeus, incluindo Portugal e Espanha.

A Figura 3-13 apresenta o volume negociado ⁶⁶ desde junho de 2018 até ao final de 2021, para Portugal e Espanha.

⁶⁶ Para efeitos do apuramento do volume negociado em cada zona de preço, considerou-se o volume de energia negociado, nomeadamente as compras e vendas, pelas contrapartes dos contratos que fazem parte dessa zona de preço.

Figura 3-13 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo, 2018 a 2021

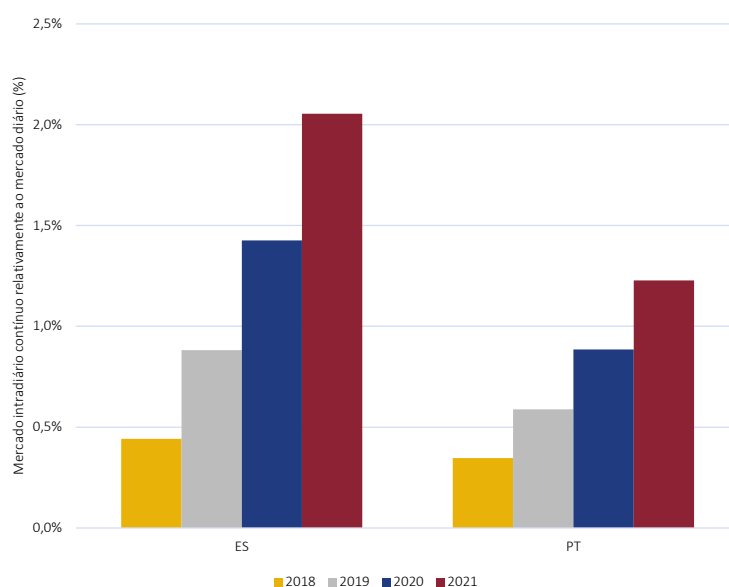


Fonte: dados OMIE

Verifica-se uma tendência de crescimento do volume negociado pelos agentes em cada zona de preço (Portugal e Espanha) desde o início do projeto XBID.

A Figura 3-14 apresenta a relação entre o volume negociado no mercado intradiário contínuo e o volume negociado no mercado diário, desde junho de 2018 até ao final de 2021, para Portugal e Espanha.

Figura 3-14 –Evolução do peso do volume negociado em mercado intradiário contínuo relativamente ao volume negociado em mercado diário



Fonte: dados OMIE

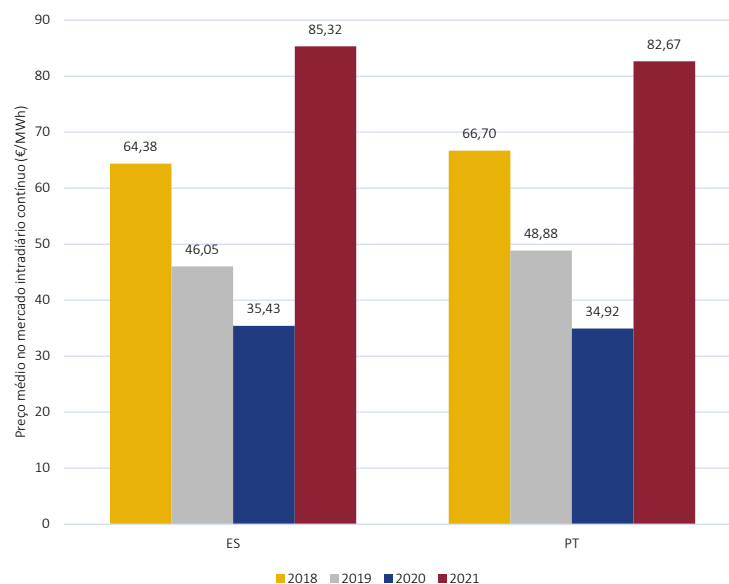
Em 2021, o volume negociado no mercado intradiário contínuo em Portugal representou cerca de 1,2% do volume negociado no mercado diário (cerca de 1 191 GWh), tendo aumentado o seu peso face a 2020, o que se justifica pela evolução do nível de liquidez deste mercado.

A Figura 3-15 apresenta a evolução do preço médio ponderado ⁶⁷ do mercado intradiário contínuo desde junho de 2018 até ao final de 2021, para Portugal e Espanha.

Observou-se uma subida generalizada dos preços médios ponderados para Portugal e Espanha, em linha com o que já foi observado como tendência de evolução dos preços no mercado *spot*.

⁶⁷ Para efeitos do cálculo do preço médio ponderado em cada zona de preço, considerou-se a ponderação dos preços pelos volumes de energia negociados, compras e vendas, aplicado às contrapartes dos contratos que fazem parte dessa zona de preço.

Figura 3-15 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2018 a 2021



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 aos 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.

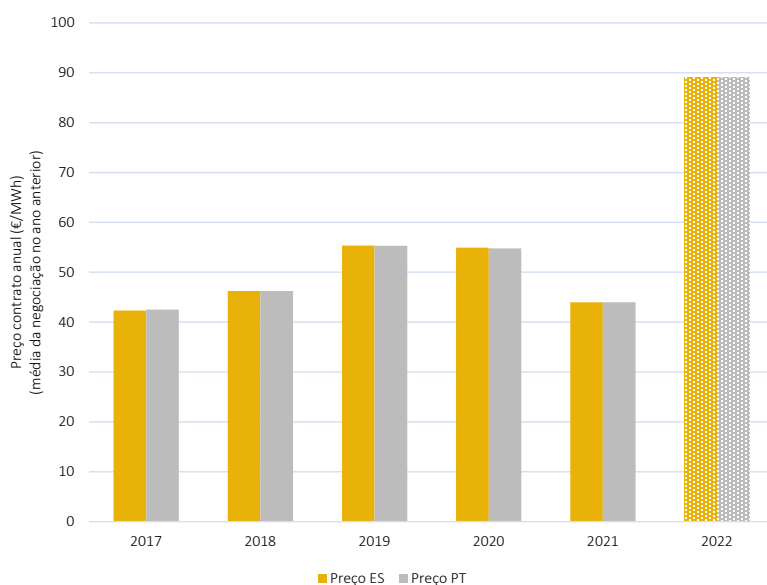
O mercado *spot* é uma plataforma bastante líquida no contexto ibérico. Em particular, e durante 2021, no caso português, cerca de 69% do consumo foi satisfeito através de contratação ⁶⁸ neste referencial de mercado. Neste sentido, não havendo um problema intrínseco de liquidez ou profundidade deste 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 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).

⁶⁸ Inclui mercado diário e leilões intradiários.

A evolução do preço formado em mercado a prazo demonstrou uma diminuição entre 2019 e 2020, e um aumento acentuado entre 2021 e 2022. Os agentes de mercado que, em 2020, tivessem adquirido posição no contrato de entrega em carga base para 2021, teriam pago um preço médio (43,91 €/MWh para Portugal ⁶⁹) cerca de 61% inferior ao que se veio a formar em mercado *spot*. Esta diferença resulta da variação verificada em 2021 no custo das *commodities* que influenciam a formação de preço das centrais de ciclo combinado.

A Figura 3-16 apresenta a evolução dos preços médios de fecho de mercado relativos ao contrato anual, com entrega em carga base.

Figura 3-16 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2017 a 2022



Fonte: dados OMIE

Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega em carga base (e.g. preço de 2022 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2021).

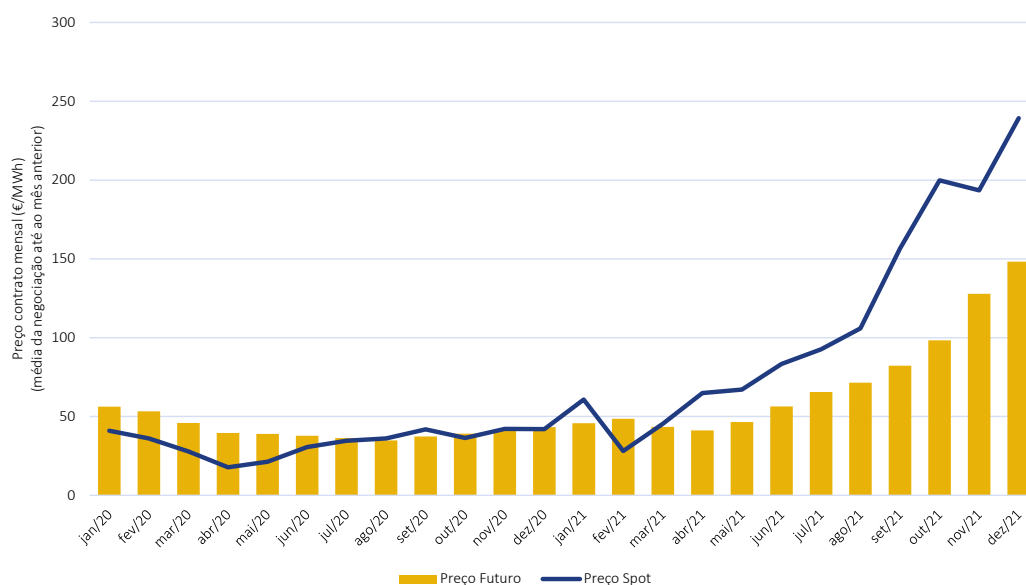
Em 2021, a negociação de contratos mensais de futuros com entrega em carga base apresentou um prémio de risco (diferença entre a cotação a prazo e a cotação *spot*, para o mês correspondente) na contratação a

⁶⁹ O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2021 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e *over the counter* (OTC).

prazo ao longo de todos os meses, exceto fevereiro, onde a situação foi mais favorável para os agentes que negociaram no mercado a prazo. 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 3-17 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 em 2021 exibiu, em média, uma tendência de subida entre o início do segundo trimestre e o final do quarto trimestre de 2021.

Figura 3-17 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2020 e 2021



Fonte: dados OMIE e OMIP

Em 2021, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia adquirida a produtores em regime especial, foram realizados cinco 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 leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 590 MW. A variação de volume foi integralmente efetuada pela modulação de quantidade no produto trimestral (de 395 MW para os quatro primeiros trimestres) e no produto anual (de 195 MW). O volume de energia colocado neste instrumento correspondeu a cerca de 10% do consumo nacional, equivalente a 5,17 TWh.

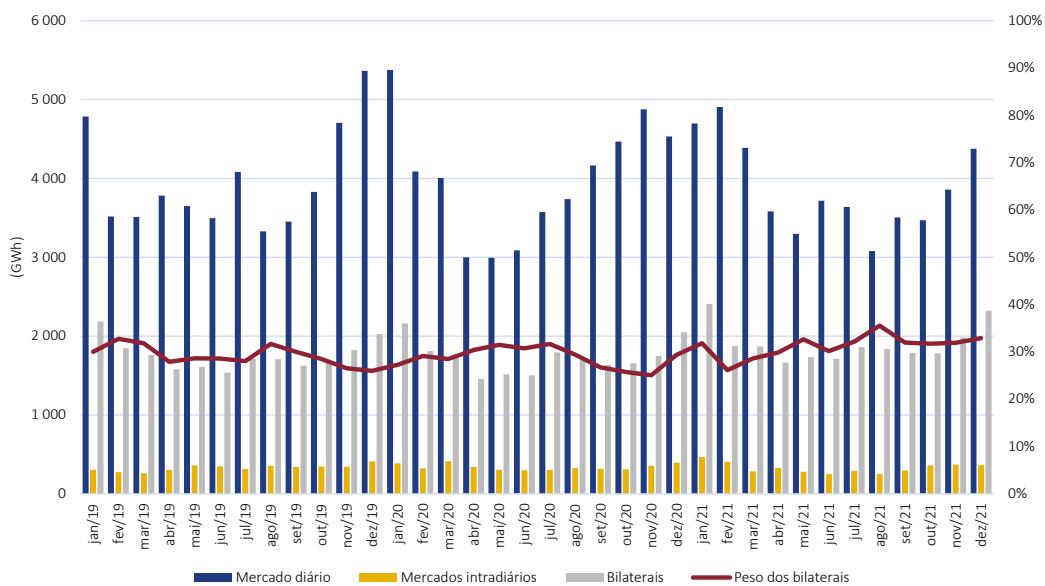
Os leilões realizados para entrega em 2021 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo permitido a estabilização do preço de colocação da energia de PRE. A esta circunstância acresce que a existência do mecanismo de leilão permitiu disponibilizar ao mercado ferramentas de cobertura do risco de aprovisionamento de energia (em volume e em preço), que foram avaliadas positivamente pelos agentes de mercado.

Em 2021, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia para aprovisionamento do CUR, foram realizados cinco leilões, com a colocação de um total de cinco produtos distintos (um de carga base anual e quatro de carga base trimestral). Desses leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de cerca de 147 MW. O volume de energia colocado neste instrumento correspondeu a cerca de 3% do consumo nacional, equivalente a 1,29 TWh.

Os leilões realizados para entrega em 2021 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo contribuído para a estabilização do preço de aquisição de energia do CUR.

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 3-18. Convém, contudo, reter que as aquisições de produtos listados no mercado a prazo do MIBEL poderão ter ainda liquidação física através do mercado diário.

Figura 3-18 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2019 a 2021



Fonte: dados OMIE e REN

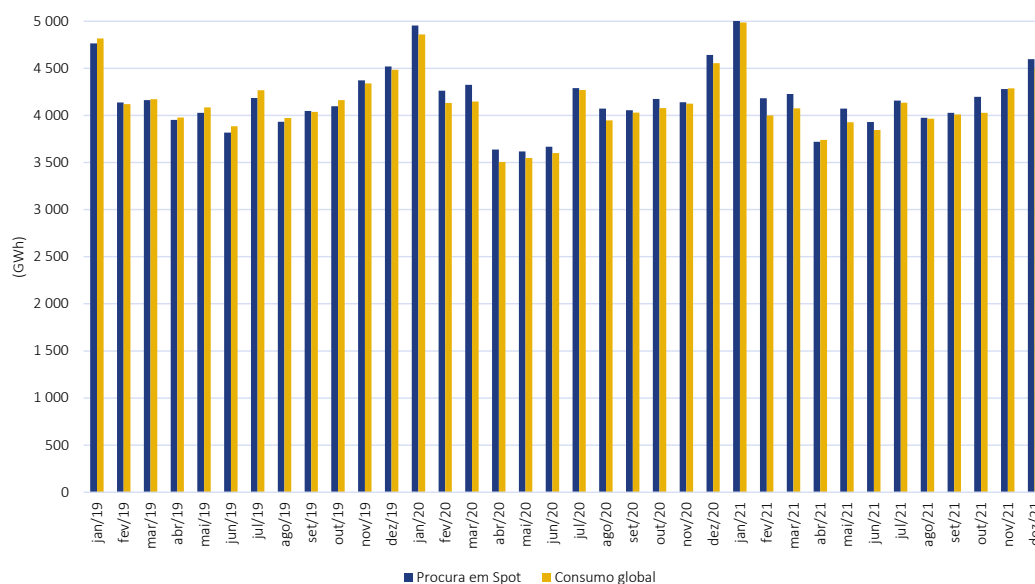
Em 2021 observou-se um aumento do valor médio do peso da contratação bilateral quando comparado com 2020, verificando-se, também, um aumento do valor absoluto de contratação bilateral (aumento de 10%, equivalente a 2,1 TWh), no qual se observou um peso de 31%, correspondente a 23 TWh. É de referir que 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 correspondentes ofertas em mercado.

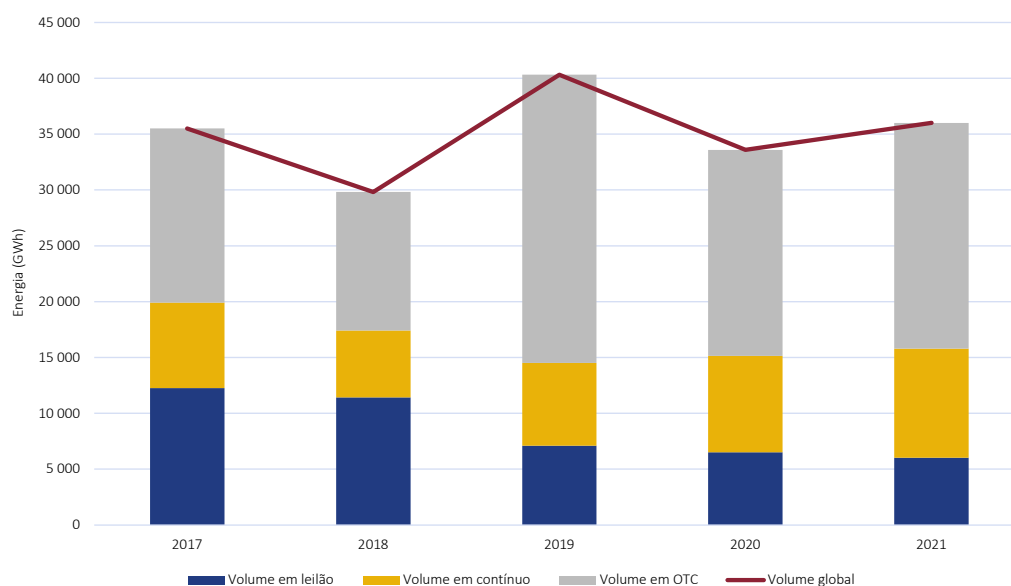
A evolução, quer da procura dirigida a mercado *spot*, quer do consumo global em Portugal continental, é apresentada na Figura 3-19, onde se observa que o consumo é satisfeito por recurso a aquisições em mercado *spot*.

Figura 3-19 – Procura em mercado *spot* e consumo global mensal, 2019 a 2021

Fonte: dados OMIE

A Figura 3-20 apresenta a evolução dos volumes negociados e registados no mercado a prazo, entre 2017 e 2021. Em 2018, verificou-se uma diminuição no volume de negociação global de 16% (5,7 TWh). Em 2019, apesar da passagem da negociação dos contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação entre Portugal e Espanha para a plataforma única de atribuição (JAO), após 5 anos de operacionalização do mecanismo da gestão de interligação entre Portugal e Espanha pelo OMIP, verificou-se um aumento, neste caso de 35% ou 10,5 TWh. Em 2020, constatou-se uma nova redução, neste caso de 17% ou 6,7 TWh. Em 2021, ocorreu um aumento, de 7% ou 2,4 TWh.

Figura 3-20 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2017 a 2021



Fonte: dados OMIP

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 impõe obrigações de divulgação de informação privilegiada ao mercado. Com efeito, a obrigação de reporte de factos relevantes ao abrigo do RRC foi implementada há vários 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*⁷⁰), 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.

⁷⁰ Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia.

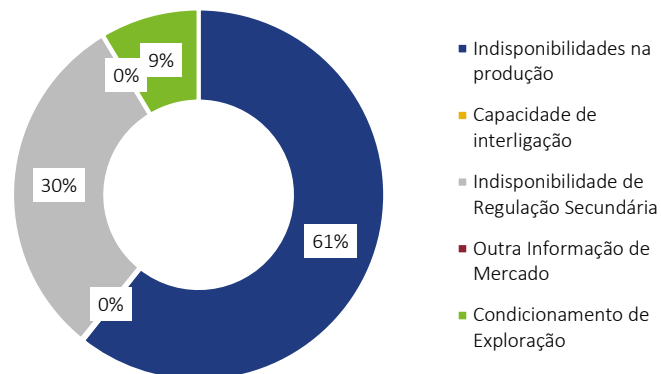
No dia 7 de abril de 2016 iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos relativos ao transporte de eletricidade celebrados na sequência de uma atribuição primária explícita de capacidade pelo operador de rede de transporte e contratos negociados fora das plataformas 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 rede (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, através de um portal gerido pela REN ⁷¹. Durante 2021 foram comunicados 7114 factos relevantes. Destes, cerca de 61% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de produção, 30% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de regulação secundária e 9% corresponderam a condicionamentos de exploração de aproveitamentos hídricos, alterações da capacidade de interligação disponível para mercado e respetiva formação do preço no contexto do MIBEL, conforme se observa na Figura 3-21.

⁷¹ <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Informa/Paginas/default.aspx>

Figura 3-21 – Comunicação de factos relevantes, 2021



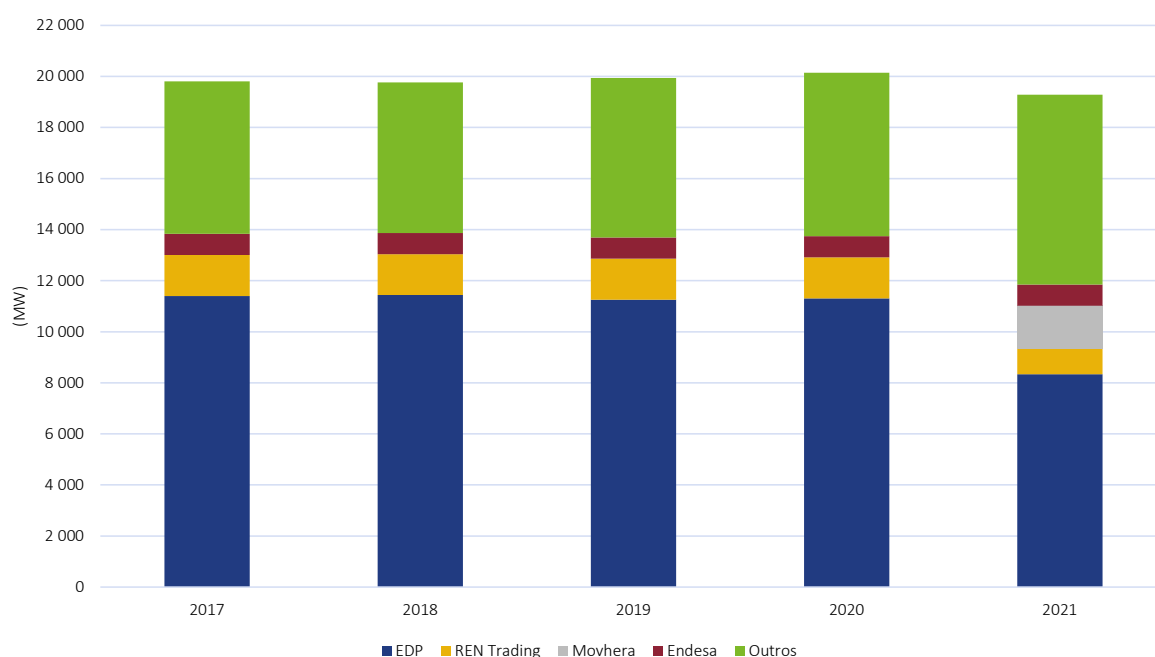
Fonte: dados REN

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A avaliação da eficácia da concorrência no 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 3-22, sendo constatável que o grupo EDP (inclui EDP Produção e EDP Renováveis) detém parte substancial do parque eletroprodutor português.

Figura 3-22 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal continental (por agente e capacidade instalada), 2017 a 2021



Fonte: dados REN, grupo EDP

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

A 17 de dezembro de 2020, a EDP anunciou ⁷² que concluiu a venda de um portefólio de 6 centrais hídricas, em Portugal, ao consórcio de investidores formado pela Engie (participação de 40%), Crédit Agricole Assurances (35%) e Mirova - Grupo Natixis (25%). Este portefólio de centrais hídricas totaliza 1.689 MW de capacidade instalada e localiza-se na bacia hidrográfica do rio Douro, sendo constituído por três centrais de fio de água (Miranda, Picote e Bemposta) com 1,2 GW de capacidade instalada e três centrais de albufeira com bombagem (Foz Tua, Baixo Sabor e Feiticeiro) com 0,5 GW de capacidade instalada. A Movhera constitui uma empresa que resulta da transmissão do portefólio hídrico do referido consórcio.

A EDP anunciou ⁷³ a antecipação do encerramento da central a carvão de Sines, tendo entregue à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), a 14 de julho de 2020, uma declaração de renúncia à licença de produção para que a central pudesse proceder ao encerramento da sua atividade em janeiro de 2021.

⁷² Comunicado EDP: https://www.edp.com/sites/default/files/2020-12/20201217_Closing%206%20Hydro%20Plants_PT_0.pdf

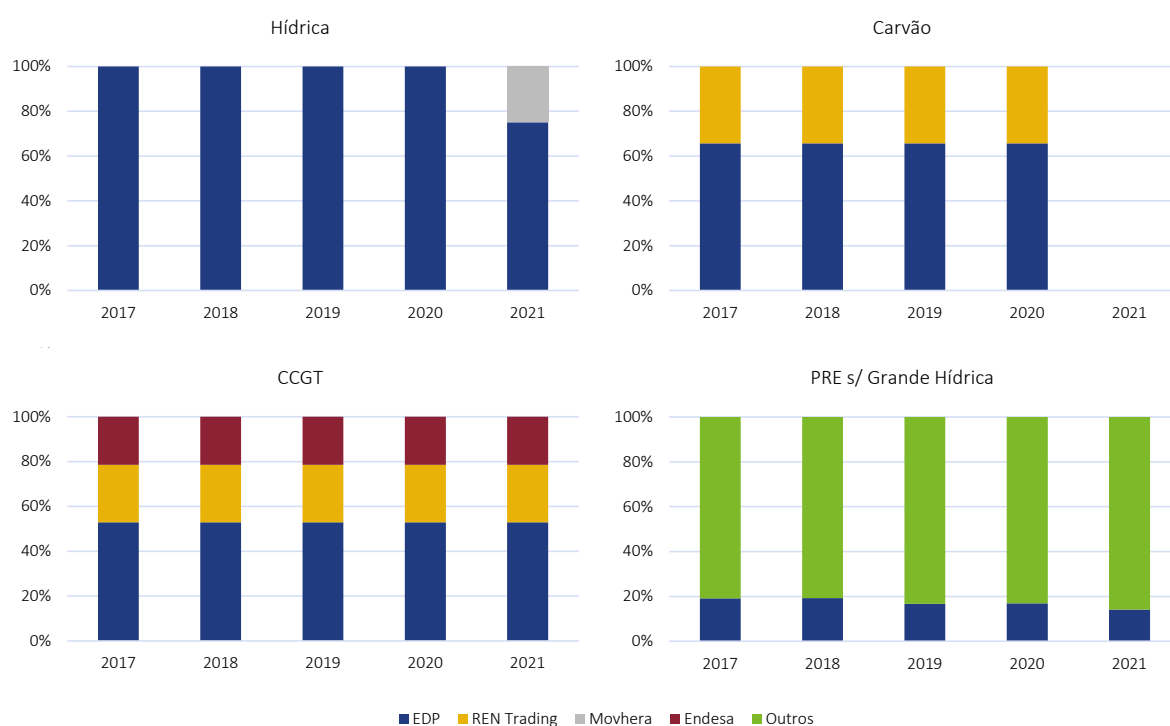
⁷³ <https://www.edp.com/pt-pt/noticias/2020/07/13/edp-antecipa-fecho-de-centrais-a-carvao-em-portugal-e-espanha>

Adicionalmente, a central a carvão do Pego, representada pela REN Trading, cessou as suas operações em novembro de 2021.

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 no final de cada ano em termos de capacidade instalada, por tecnologia ou regime, é apresentada na Figura 3-23. 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 3-24, que apresenta os valores do índice de *Hirschman-Herfindall* (HHI ⁷⁴), que mede a concentração empresarial.

Figura 3-23 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2017 a 2021



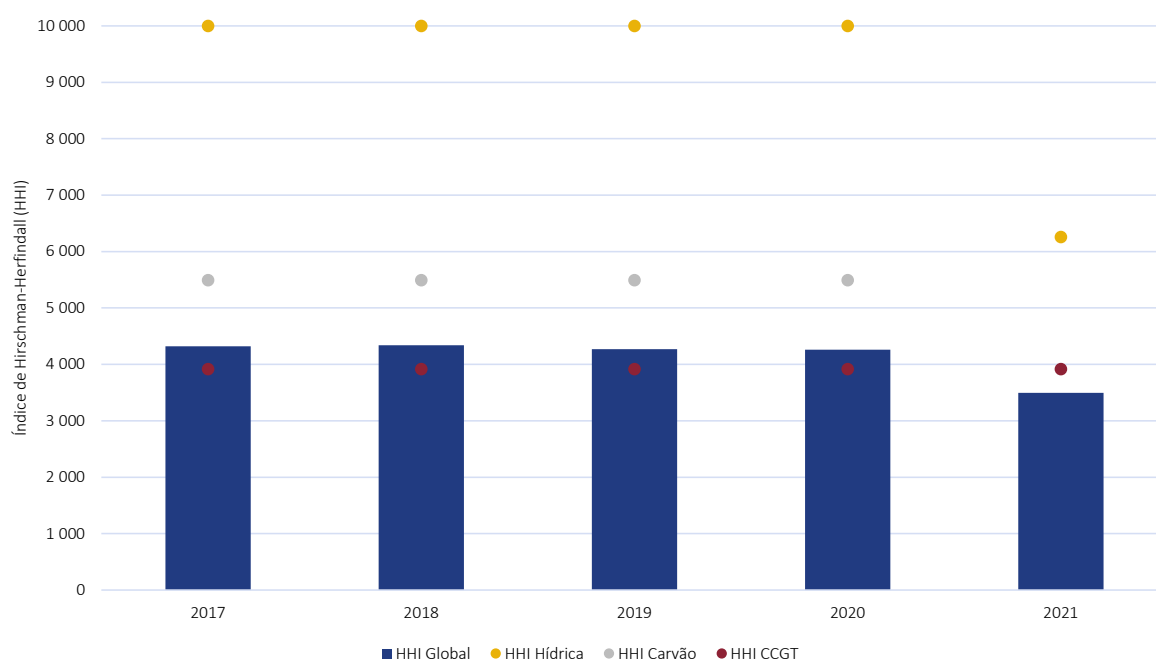
Fonte: dados REN e grupo EDP

Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram que, no segmento do ciclo combinado a gás natural, não se registaram alterações na concentração de mercado. Relativamente à hídrica, observa-se,

⁷⁴ 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.

em 2021, a evolução resultante da venda de ativos de geração hídricos efetuada pela EDP à Movhera. Salienta-se também o desaparecimento, em 2021, das centrais termoelétricas a carvão como meio de produção de energia elétrica.

Figura 3-24 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2017 a 2021

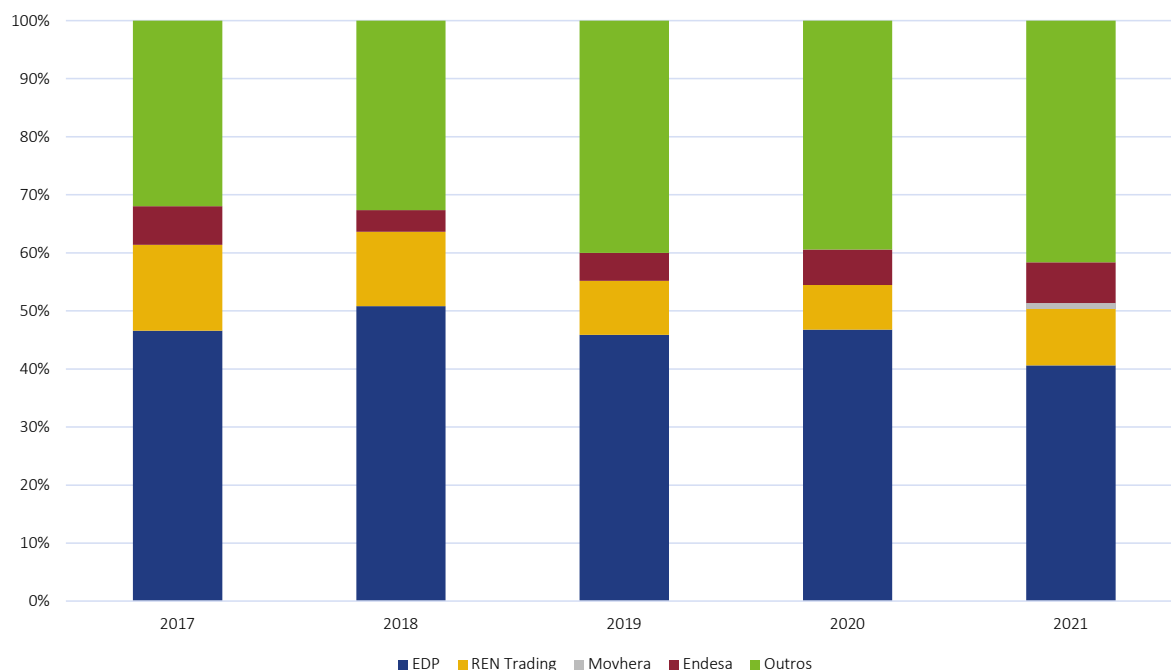


Fonte: dados REN e grupo EDP

Em 2021, a venda de ativos de geração hídricos pela EDP contribuiu para a diminuição da concentração no sistema português.

A evolução das quotas de produção de energia elétrica por agente é apresentada na Figura 3-25.

Figura 3-25 – Quotas de energia produzida por agente, 2017 a 2021

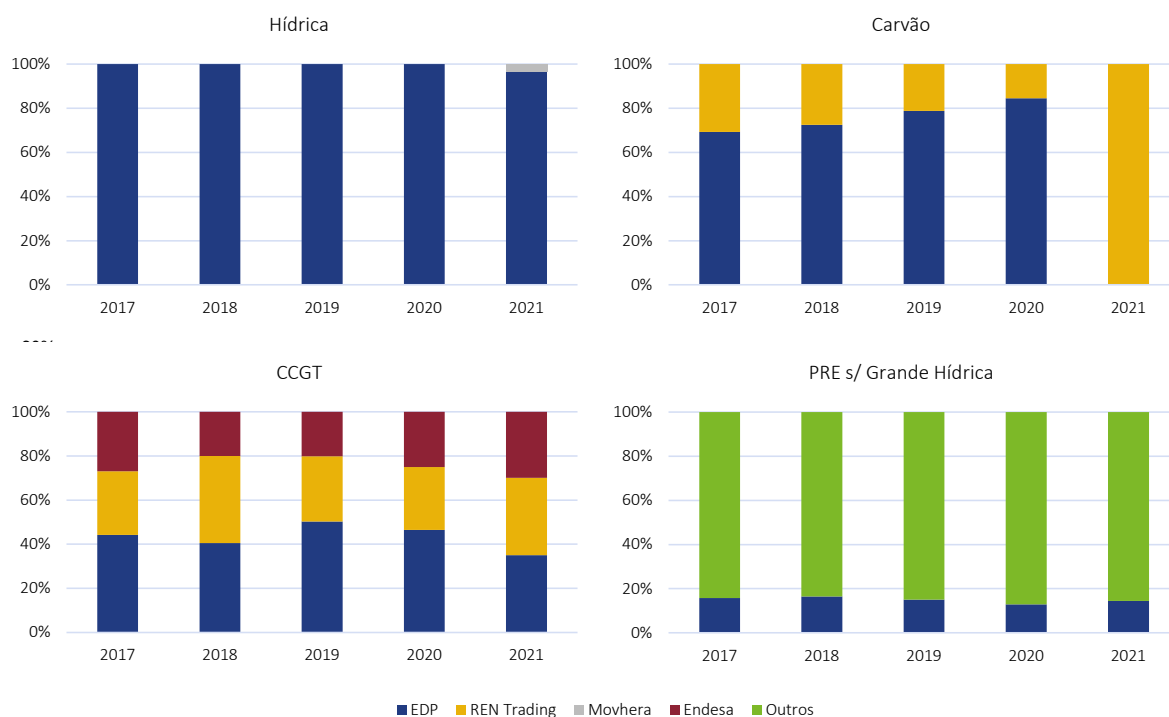


Fonte: dados REN e grupo EDP. Não inclui os valores resultantes do saldo importador da Interligação entre Portugal e Espanha.

Do ponto de vista global, em 2021, há a salientar uma diminuição da participação do grupo EDP na produção total em Portugal continental, fundamentalmente em resultado da diminuição da produção hídrica devido a um regime hidrológico menos favorável, da concretização da venda de ativos de geração hídricos, do fecho da central termoelétrica de Sines e de uma diminuição relativa da produção verificada nos seus ciclos combinados.

A evolução das quotas de produção de energia elétrica nas diferentes tecnologias e regime especial com remuneração garantida é apresentada na Figura 3-26.

Figura 3-26 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2017 a 2021



Fonte: dados REN e grupo EDP

Em termos de energia produzida, o período entre 2017 e 2020 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção por parte do operador dominante EDP, em cada uma das diferentes tecnologias. Em 2021, verifica-se um decréscimo generalizado da quota da EDP nas diferentes tecnologias.

Na PRE, entre 2017 e 2021, a situação tem-se mantido sem variações significativas apesar de uma tendência decrescente do operador EDP.

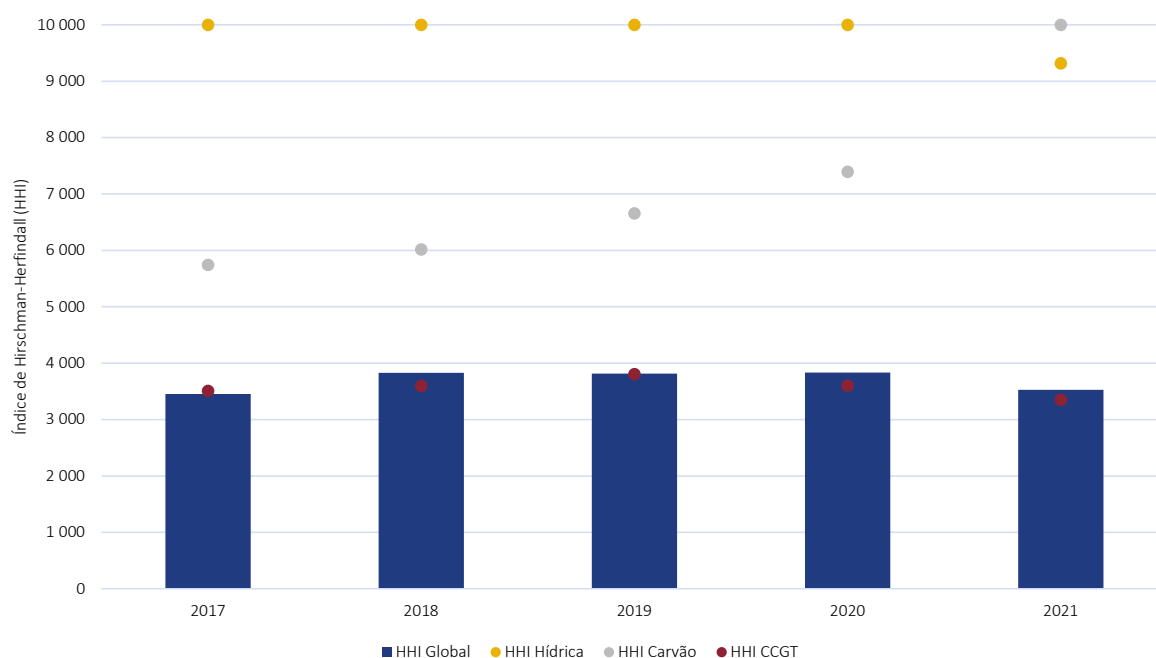
Relativamente à tecnologia hídrica, até 2020 manteve-se a presença exclusiva do operador dominante EDP em resultado de ser detentor de todos os grandes aproveitamentos hídricos. Em 2021, a venda de ativos hídricos da EDP à Movhera resultou em alterações das quotas relativas.

No caso dos ciclos combinados a gás natural, ocorreu uma redução global na produção em 2021, face a 2020. Este decréscimo, de cerca de 1,2 TWh em termos absolutos, resultou essencialmente da diminuição de produção dos grupos de ciclo combinado a gás natural da EDP (centrais de Lares e do Ribatejo). A Endesa registou um aumento de produção na sua central de ciclo combinado a gás natural (Pego ciclo combinado), tal como a central gerida pela REN Trading (central da Turbogás) que observou também um aumento da sua produção.

Relativamente às centrais a carvão, verificou-se uma diminuição significativa na produção em 2021, face a 2020. Este decréscimo ascendeu a cerca de 1,5 TWh em termos absolutos, e resultou da diminuição de produção, tanto por parte do grupo EDP (devido ao fecho da central de Sines no início de 2021), como da central gerida pela REN Trading (devido ao fecho da central do Pego em novembro de 2021).

Os indicadores de concentração global, relativos a 2021, registam uma concentração empresarial inferior à que ocorrera em 2020. Esta evolução é sustentada fundamentalmente pela diminuição do nível de produção do grupo EDP.

Figura 3-27 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2017 a 2021



Fonte: dados REN e grupo EDP

Relativamente ao índice de concentração no carvão, em 2021, o aumento não é relevante, uma vez que resulta do facto de a central do Pego ter operado durante boa parte do ano, ao contrário da central de Sines, sendo que ambas as centrais cessaram operações antes do término de 2021.

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, a ERSE possui competências próprias em matérias relacionadas com a promoção da concorrência que lhe advêm do quadro legal do setor elétrico e outras atribuições que decorrem da legislação da concorrência.

Decorre do regime jurídico da concorrência, a obrigação de articulação da Autoridade da Concorrência com as autoridades reguladoras setoriais no âmbito do controlo de concentrações. Nesse sentido, sempre que uma concentração de empresas tenha incidência num mercado que seja objeto de regulação setorial, a Autoridade da Concorrência, antes de tomar uma decisão que ponha fim ao procedimento, solicita que a ERSE emita parecer sobre a operação notificada, fixando um prazo razoável para esse efeito.

Nestes termos, 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 práticas eventualmente contrárias ao Direito da concorrência.

Durante 2021, foram emitidos três pareceres, solicitados pela Autoridade da Concorrência, referentes às seguintes operações de concentração relativas ao setor elétrico:

- Operação de concentração que consistiu na aquisição, pelos grupos empresariais EDP Renováveis, S.A. (“EDP”) e ENGIE, S.A. (“ENGIE”) do controlo exclusivo sobre a WINDPLUS, S.A. (“WINDPLUS”), empresa atualmente detida e controlada em conjunto pela OW OFFSHORE, S.L. (“OW”) e pela REPSOL RENEWABLES S.L.U. (“REPSOL”). A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, condicionada ao envio de documentação complementar;

- Operação de concentração que consistiu na aquisição, pela Finerge, S.A. (“Finerge”) e pela Guild Investments Limited (“Guild”), do controlo conjunto das empresas Eólica da Arada – Empreendimentos Eólicos da Serra da Arada, S.A., Eólica da Cabreira, S.A. e Eólica de Montemuro S.A. (em conjunto, “Empresas ACM”). A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, condicionada ao envio de documentação complementar;
- Operação de concentração que consistiu na aquisição, pela Galp Power, S.A. (“Galp Power”), subsidiária da Galp Energia SGPS, S.A., do controlo exclusivo sobre a empresa Mobiletric, Lda. (“Mobiletric”). A operação incidiu sobre a atividade de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica e de operação de pontos de carregamento da rede de mobilidade elétrica, desempenhadas por ambas as sociedades nesta operação. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, por não resultar em alterações materialmente relevantes da concorrência efetiva no mercado da mobilidade elétrica.

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Regime da gestão de riscos e garantias

A ERSE, reconhecendo a necessidade de alterar a gestão de riscos e garantias nos setores elétrico e do gás natural, nomeadamente no que diz respeito aos procedimentos e meios de prestação, bem como à 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, que centraliza a atividade de gestão de garantias relativa aos contratos de uso de redes e de gestão dos serviços de sistema celebrados entre agentes de mercado e operadores de rede, 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. Até à concretização desta entidade, a ERSE aprovou um conjunto de regras

transitórias, que afirmavam o essencial dos princípios já consagrados no RRC SE, e que previam que se promovesse 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 11/2018⁷⁵, de 16 de julho, e previamente sujeitas a consulta dirigida aos agentes interessados, envolvendo o ORT, os ORD e os comercializadores que atuam no SEN, visaram robustecer a aferição e prevenção de riscos para este sistema e previram flexibilidade para que os comercializadores pudessem escolher o prazo de pagamentos aos operadores de redes, acompanhada de uma diferenciação positiva dos agentes cumpridores.

No seguimento da publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que veio alterar o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade previamente estabelecido no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com as subseqüentes alterações, veio a consagrar-se a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do SEN, prevendo-se expressamente a figura do gestor integrado de garantias e a adoção de regras de gestão prudencial.

No art.º 58.º D desse mesmo diploma, é atribuída à ERSE a competência de definição regulamentar da atividade de gestão de garantias, a gestão de riscos e de prestação de garantias no âmbito do SEN, bem como a atividade e procedimentos a observar pelo Gestor Integrado de Garantias, visando a sua concretização num modelo definitivo.

Com a conclusão do quadro legal e a avaliação da experiência de aplicação do modelo transitório, importava concretizar a adoção de um modelo definitivo, que consagrasse a atuação do gestor integrado de garantias, estabelecesse o seu limiar de regulação e adequasse as regras de gestão de riscos e garantias a esta nova realidade.

Neste âmbito, no seguimento da colocação em consulta pública pela ERSE de uma proposta de regime de gestão de riscos e garantias no contexto do SEN, foi aprovada a Diretiva n.º 2-A/2020⁷⁶, de 14 de fevereiro, visando a sua operacionalização no início do 2.º semestre de 2020.

⁷⁵ [Diretiva n.º 11/2018](#), estabelece o regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN.

⁷⁶ [Diretiva n.º 2-A/2020](#), estabelece o regime de gestão de riscos e garantias no SEN.

Por sua vez, o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, veio estabelecer a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) e o respetivo regime jurídico, e consagrar da mesma forma a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias, mas desta vez no âmbito do Sistema Nacional de Gás (SNG).

Neste contexto, a ERSE colocou a consulta pública um modelo de regras para a gestão de riscos e garantias, aplicável a ambos os setores, devidamente alinhado com o contexto legal de cada um deles, que culminou com a aprovação da Diretiva n.º 7/2021 ⁷⁷, de 15 de abril.

Aplicação do regime de equilíbrio concorrencial de mercado grossista

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, com a alteração dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, estabelece “um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal”.

No âmbito da aplicação do mecanismo regulatório, os centros eletroprodutores abrangidos devem suportar o valor do impacto que é gerado na formação do preço com os eventos externos, sendo aplicável tal encargo unitário à sua produção, que, no caso dos centros eletroprodutores hídricos equipados com bombagem, assume um valor líquido de bombagem e, no caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, deve considerar, para efeitos de faturação de encargos, a parte da produção que exceda o limiar de funcionamento definido no n.º 4 do artigo 4.º da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto.

Para que a aplicação das disposições previstas no Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, e demais legislação complementar, possa decorrer adequadamente, importa estabelecer um conjunto de procedimentos a seguir pelos agentes abrangidos por esta legislação, de forma a assegurar o normal funcionamento do relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e os produtores no âmbito da aplicação do mecanismo regulatório de equilíbrio concorrencial do mercado grossista de eletricidade em Portugal continental. Por outro lado, o RRC dispõe, no seu artigo 329.º, que "As regras aplicáveis ao relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e os produtores, relativo à aplicação do mecanismo regulatório de equilíbrio concorrencial do mercado grossista de eletricidade em

⁷⁷ [Diretiva n.º 7/2021](#), que estabelece o regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e no Sistema Nacional de Gás (SNG).

Portugal continental, são aprovadas pela ERSE e integram a norma complementar relativa ao mecanismo de equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal."

Esse conjunto de procedimentos foi sistematizado na Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março, que visou estabelecer os prazos e a informação a remeter à ERSE pelo operador da rede de transporte e pelos centros eletroprodutores abrangidos, para que se possam calcular os valores dos eventos extramercado internos e operacionalizar a aplicação dos valores unitários no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial, incidindo com especialização por tecnologia e por exercício a que reportem os valores totais de produção injetada nas redes do SEN. A Diretiva prevê igualmente a periodicidade de faturação e o conteúdo da fatura a emitir pelo operador da rede de transporte aos agentes de mercado abrangidos.

3.2.2 MERCADO RETALHISTA

Durante 2021, 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.

Contudo, ao nível de fatores conjunturais, e como consequência dos atos que antecederam o início da ofensiva contra a Ucrânia e da crise energética, registaram-se preços no mercado grossista que vieram aumentar os riscos comerciais dos comercializadores, em especial dos comercializadores com ofertas de preço fixo, o que veio a determinar a saída de 4 comercializadores do mercado liberalizado no setor elétrico português.

No final de 2021, encontravam-se a abastecer clientes em mercado 30 comercializadores, dos quais 29 a fornecer em BTN.

Apesar da situação de crise energética, vivida especialmente a partir do terceiro trimestre de 2021, a mudança de comercializador, em 2021, 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 residenciais: cerca de 88% dos consumidores residenciais já se encontravam no mercado liberalizado no final de 2021 (mais 1 ponto percentual (p.p.) face ao final de 2020). A intensidade de mudança de comercializador continuou elevada quando

comparada com a registada nos restantes países europeus, com uma taxa de mudança de cerca de 17% em 2021.

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 sobre os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista, assim como informação atualizada sobre os preços de referência que estes praticam ou preveem praticar para os fornecimentos de eletricidade em Baixa Tensão (BT) ⁷⁸.

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).

A Figura 3-28 destaca a evolução dos preços médios da eletricidade, tanto para os consumidores domésticos, como não domésticos. O preço da energia depende de uma série de diferentes condições de oferta e procura, do cabaz energético nacional, da diversificação das importações, dos custos da rede, dos custos da proteção ambiental, das condições climáticas severas ou dos níveis de impostos e tributação. É de salientar que os preços apresentados nesta figura incluem IVA, taxas e outros impostos, para consumidores domésticos. Para consumidores não domésticos é excluído o IVA.

⁷⁸ Nos termos do [Despacho n.º 18637/2010](#), de 15 de dezembro.

Figura 3-28 – Evolução dos preços médios da eletricidade para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA)



Fonte: Eurostat, ERSE.

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 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 no seu site ⁷⁹, as quais são descritas, mais adiante, 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 BTN ⁸⁰.

Da análise realizada às ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores, verificou-se que, no final de 2021, para o consumidor representativo do universo dos clientes domésticos ⁸¹, existiam 21 comercializadores em mercado, com 198 ofertas (exclusivamente) de eletricidade e 129 ofertas integradas de eletricidade e gás natural (duais), totalizando 327 ofertas comerciais, mantendo-se a tendência de crescimento do número de ofertas.

Em igual período, a oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal tinha o valor de 81,26 euros/mês, o que correspondia a um desconto de 14% e uma poupança mensal de 13,38 euros em relação à Tarifa Regulada. Para as ofertas comerciais duais (eletricidade e gás natural), a oferta comercial dual com menor fatura mensal tinha o valor de 45,00 euros/mês (componente de eletricidade), o que correspondia a um desconto de 10% e uma poupança mensal de 4,93 euros em relação à Tarifa Regulada.

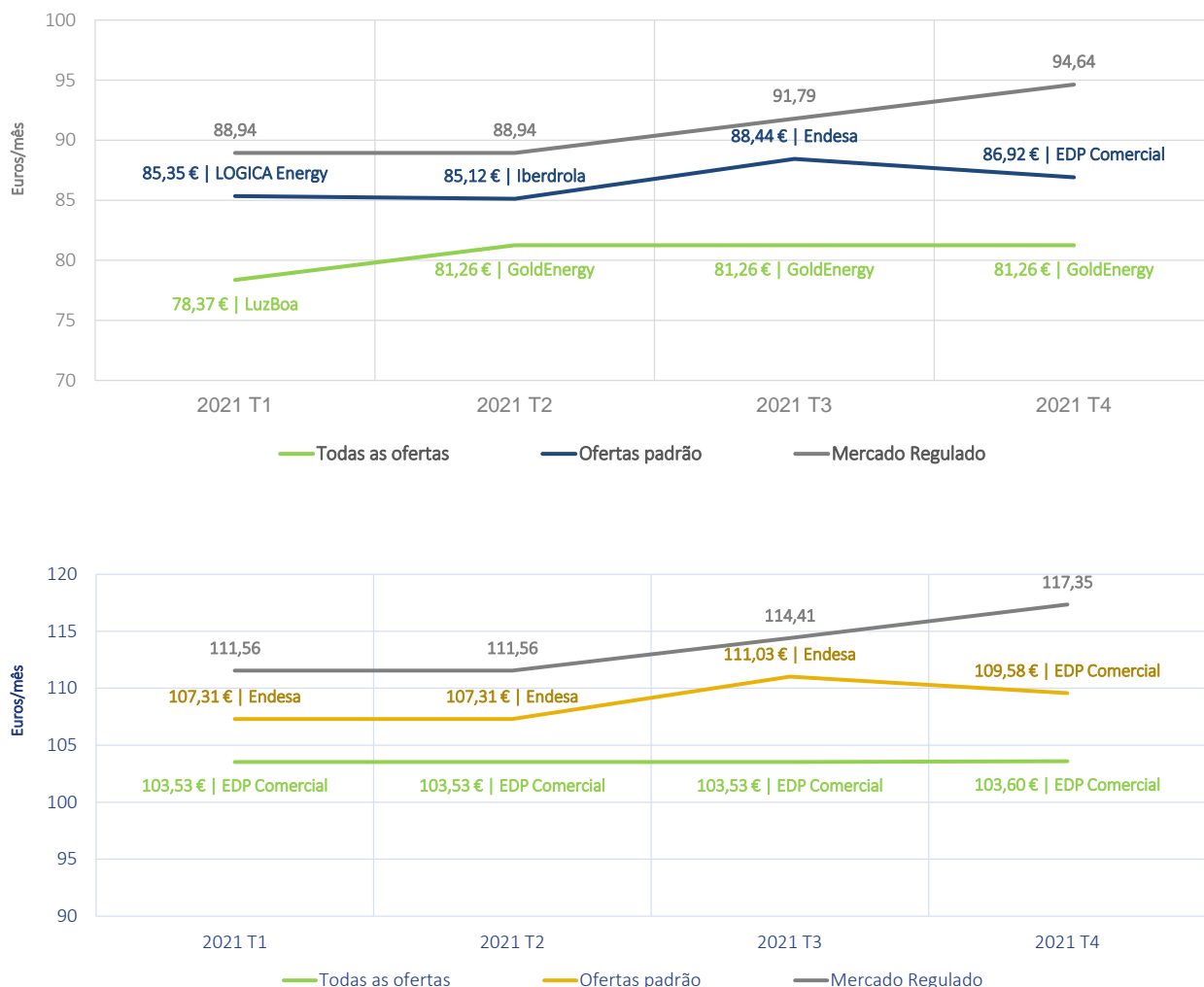
A Figura 3-29 apresenta a evolução da faturação mensal da oferta de eletricidade e da oferta dual mais competitiva, em 2021. Ao longo do período em análise verifica-se que a oferta de eletricidade e a oferta dual de valor mínimo são sempre mais competitivas do que a tarifa do Mercado Regulado, verificando-se uma manutenção desta diferença ao longo dos três primeiros trimestres de 2021 e um aumento no 4.º trimestre, tendo como base a totalidade das ofertas comerciais. No 4.º trimestre de 2021 a diferença face ao Mercado Regulado corresponde a 13,38 euros/mês e a 13,75 euros/mês, respetivamente para a oferta de eletricidade e para a oferta dual, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais.

⁷⁹ Em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

⁸⁰ [Boletins das Ofertas Comerciais de Eletricidade](#).

⁸¹ 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.

Figura 3-29 – Faturação mensal da oferta de eletricidade e da oferta dual mais competitivas para o consumidor tipo 2 em 2021



Fonte: dados ERSE

Os preços apresentados incluem as taxas e impostos aplicáveis, exceto a taxa DGEG para a eletricidade e a taxa de ocupação do subsolo para o gás natural. Adicionalmente, a análise efetuada inclui a totalidade das ofertas comerciais, ou seja, para além das ofertas padrão (sem qualquer tipo de restrição), inclui as ofertas condicionadas (com condições contratuais que condicionam a subscrição ao público em geral, como por exemplo as ofertas que obrigam ao estabelecimento de parcerias com outras instituições ou as ofertas que obrigam ao cumprimento de outras condições), as ofertas com fidelização (obrigam à permanência durante um período previamente estabelecido, com a existência de penalizações no caso de resolução antecipada do contrato) e ofertas indexadas (ofertas com mecanismos de indexação de preços aos mercados de energia grossistas). Não são consideradas as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios.

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 site 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 BTN ⁸²;
- Simulador de potência contratada ⁸³;
- Simulador de rotulagem de eletricidade ⁸⁴.

A 8 de março de 2021, o simulador de preços de energia passou a apresentar as seguintes novas funcionalidades:

- Simplificação e melhoramento da visualização gráfica da página do simulador;
- IVA intermédio de 13% nos primeiros 100 KWh de consumo mensal;
- Filtro de inclusão do desconto na taxa de IVA aplicável a famílias numerosas;
- Nova opção de simulação com base no valor mensal da fatura do consumidor;
- Filtro de ofertas com descontos exclusivos para novos clientes;
- Possibilidade de aviso de informação incoerente entre o simulador e outras fontes;
- Reorganização da página de resultados, destacando o menu de personalização da simulação;
- Discriminação das componentes existentes numa fatura de energia em: tarifas de acesso às redes, componente de energia, custo com outros serviços, descontos/reembolsos e taxas e impostos.

De forma a garantir a transparência da informação disponibilizada aos consumidores por parte dos comercializadores, a ERSE verifica ainda se estes últimos divulgam nos seus sites as ofertas que se

⁸² Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

⁸³ Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/potencia-contratada/>.

⁸⁴ Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/rotulagem/>.

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 publicar as ofertas comerciais no seu simulador, até estarem ultrapassadas as questões identificadas.

Além do simulador, a ERSE disponibiliza no seu site 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.

A ERSE continua a disponibilizar, desde 2017, uma calculadora da tarifa social, um instrumento que permite aos beneficiários da tarifa social entender e verificar os descontos da tarifa social nas faturas de eletricidade. Esta calculadora é atualizada periodicamente com os preços das tarifas publicadas pela ERSE.

Considerando que o número de ofertas disponíveis para clientes em BTN tem vindo a aumentar, foram criadas condições de acesso à informação mais eficazes para os consumidores, designadamente para a formulação de escolhas conscientes e informadas. Deste modo, a ERSE estabeleceu ⁸⁵ 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 em Portugal continental: a ficha contratual padronizada. A adoção da ficha contratual padronizada constituiu uma medida de promoção efetiva da concorrência, facilitando a comparabilidade de ofertas disponíveis no mercado.

No âmbito do exercício do regime equiparado ⁸⁶, os comercializadores continuam a ser obrigados a apresentar 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 de a 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. O conteúdo mínimo e a forma de prestação de informação aos consumidores, relativamente ao exercício do regime equiparado, foi aprovado pela ERSE em 2018. ⁸⁷

⁸⁵ [Diretiva n.º 6/2015](#), de 27 de abril.

⁸⁶ Aprovado pela [Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto](#) e pela [Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro](#).

⁸⁷ [Diretiva n.º 1/2018](#), de 3 de janeiro.

Em termos regulamentares, mantém-se a obrigação dos comercializadores com mais de cinco mil clientes⁸⁸ divulgarem publicamente⁸⁹ 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 máximo de 12 dias úteis, nos restantes casos, 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 a relativa à parcela das tarifas de acesso, à parcela CIEG⁹⁰ e à rotulagem de energia elétrica⁹¹.

Ainda no que respeita à fatura de eletricidade, os comercializadores de energia elétrica continuam a ser obrigados⁹² a informar os clientes em BTN da data ou datas preferenciais para comunicação de leituras por parte dos 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 Dados⁹³ e, desde 2019, no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica⁹⁴, no que respeita às instalações em BTN. 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 quarto-horários. No que respeita à BTN, no final de 2021, 64% dos consumidores de eletricidade tinham instalados contadores inteligentes. Destes, aproximadamente 1 milhão e 700 mil instalações já estavam integrados em redes inteligentes e a beneficiar dos serviços respetivos. Nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 janeiro, o Governo aprova o cronograma de instalação dos contadores inteligentes, na sequência de proposta da ERSE, e sua integração nas infraestruturas das redes inteligentes,

⁸⁸ Nos termos do artigo 277.º, n.º 2 do [RRC](#) “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”

⁸⁹ Através dos meios de comunicação que disponibilizam, nomeadamente nas páginas na internet.

⁹⁰ Nos termos dos artigos 51.º e 7.º do anexo I do RRC.

⁹¹ Nos termos dos artigos 57.º do RRC.

⁹² [Diretiva n.º 14/2016](#), de 26 de julho, através da qual a ERSE aprovou obrigações adicionais aplicáveis aos comercializadores de energia elétrica.

⁹³ [Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro](#).

⁹⁴ Aprovado pelo Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto.

assegurando a cobertura de 100 % dos clientes finais até 2024. Os principais serviços das redes inteligentes incluem, por exemplo, faturas realizadas com base em consumos reais, sem estimativas, leitura real diária do consumo de cada cliente, bem como acesso aos dados de consumo real, com maior frequência e maior discriminação, através de meios eletrónicos, ou ainda a prestação de serviços de forma remota (por exemplo, a alteração da potência contratada).

Nas instalações ligadas em BTN sem contador inteligente, a recolha da leitura é realizada localmente, de três em três meses. 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 cliente ⁹⁵. As leituras do contador pelo cliente e pelo ORD têm o mesmo valor jurídico para efeitos da faturação.

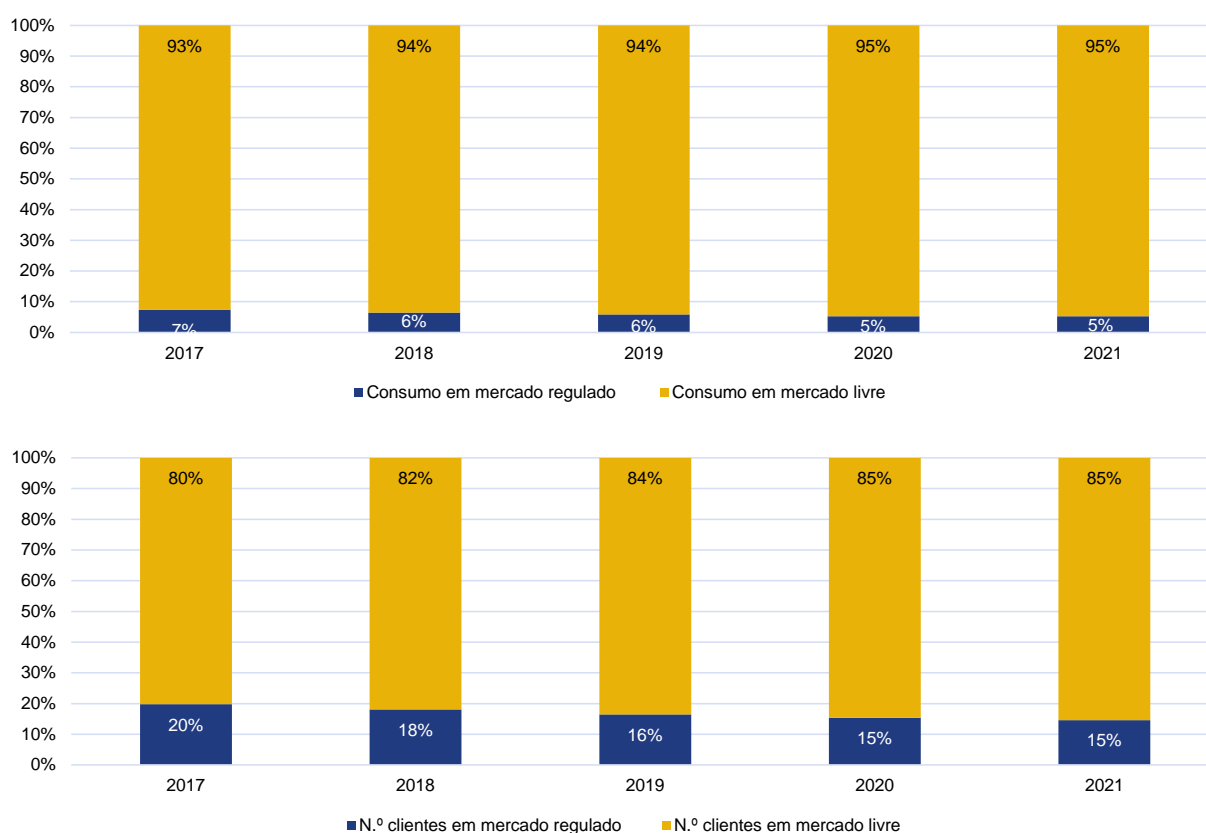
EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

O processo de liberalização do setor elétrico em Portugal continental tem vindo a consolidar-se de forma progressiva, apesar da crise energética que se tem verificado desde o final de 2021. O processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, passou a abranger todos os clientes, incluindo os clientes residenciais, apesar dos seus sucessivos alargamentos de prazo, tem contribuído para alertar para a necessidade de os clientes optarem por um comercializador em regime de mercado.

A evolução do consumo e do número de clientes no mercado liberalizado em Portugal continental, entre 2017 e 2021, pode ser observada na Figura 3-30.

⁹⁵ Nos termos do artigo 35.º do [Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural](#).

Figura 3-30 – Repartição do consumo e do número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2017 a 2021



Fonte: dados REN e OLMC

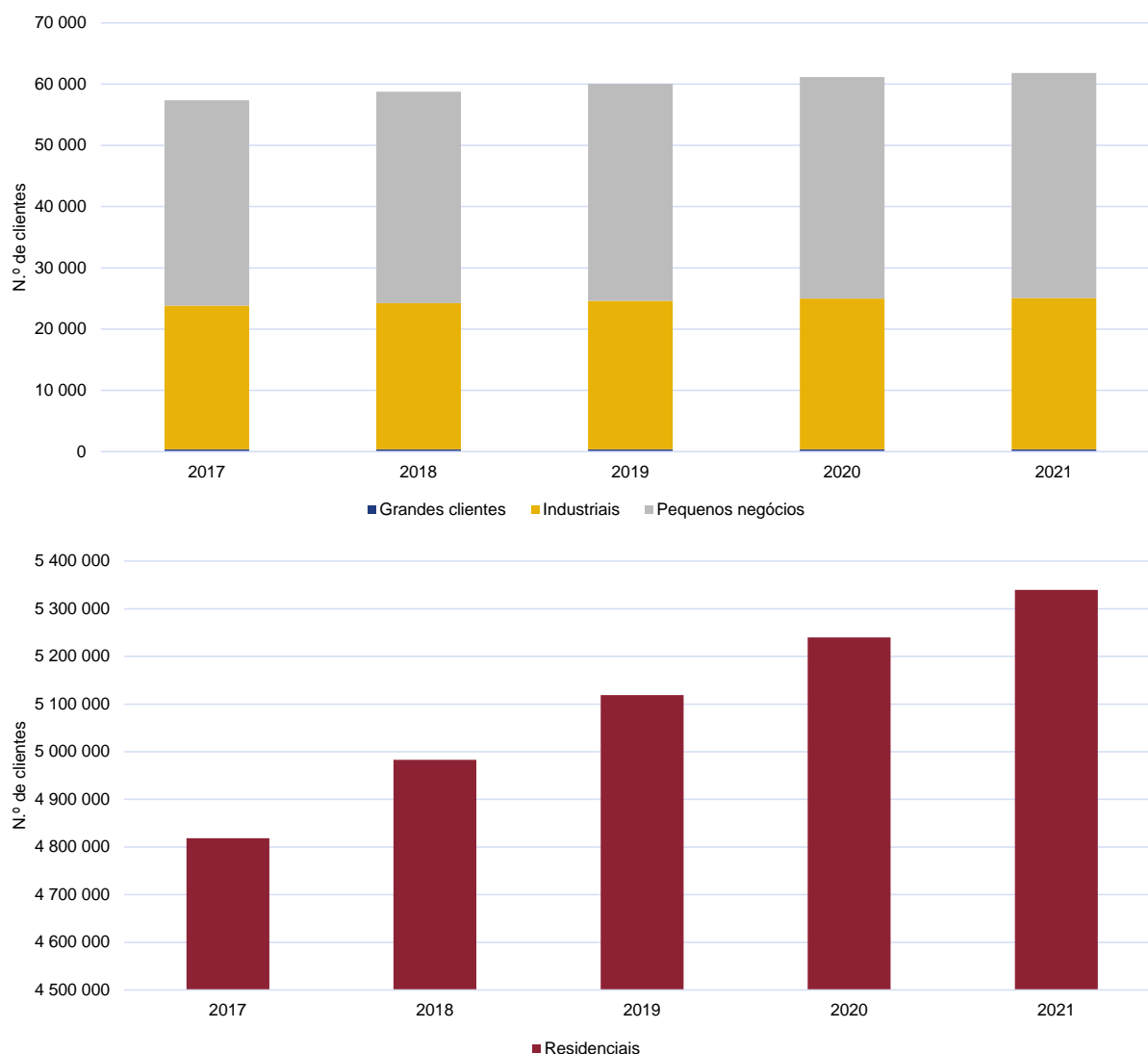
O processo de extinção de tarifas reguladas impulsionou, numa primeira fase, o aumento da dimensão do mercado liberalizado. Contudo, o mercado liberalizado tem vindo a consolidar-se ao longo dos últimos anos. No final de 2021, o consumo em mercado representava já cerca de 95% do consumo total.

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 2021 aumentou cerca de 2%, representando já 85% do número total de clientes.

Na Figura 3-31 é possível observar que, em 2021, os segmentos com maior consumo – grandes clientes (MAT⁹⁶ e AT), industriais (MT) e pequenos negócios (BTE) – continuam a verificar um crescimento de entre 1% e 2% no mercado livre.

⁹⁶ Todos os clientes em MAT já se encontram em mercado livre desde julho de 2013.

Figura 3-31 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2017 a 2021



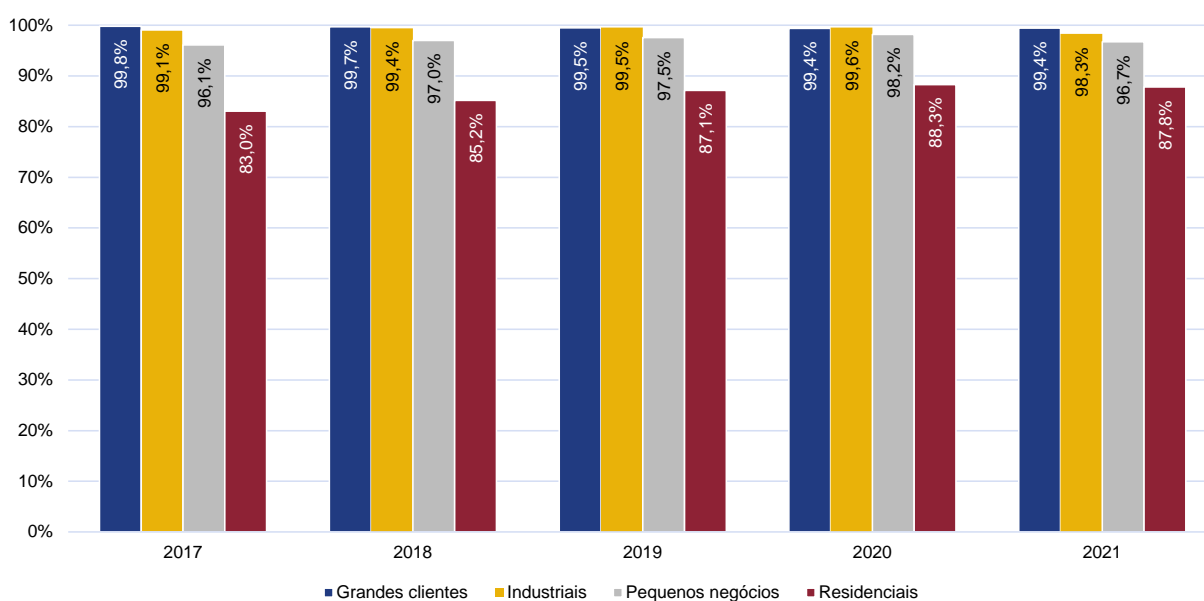
Fonte: dados OLMC

A penetração de cada segmento de clientes, em consumo, que se encontram em mercado liberalizado é apresentada na Figura 3-32. Em 2021, a quase totalidade do consumo de grandes clientes foi assegurado por comercializadores em mercado, o mesmo acontecendo a mais de 98% do consumo de clientes industriais.

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 cerca de 88% dos clientes deste segmento já transitaram para o mercado livre.

Em 2021, registou-se uma ligeira redução da penetração no mercado liberalizado da maior parte dos segmentos de clientes. Este facto deve-se à ativação do fornecimento supletivo⁹⁷ para dois comercializadores, embora o efeito de um deles só se venha a verificar já em 2022, e do fornecimento supletivo preventivo⁹⁸ para outros dois comercializadores, o que implicou a passagem das suas carteiras de clientes para o comercializador de último recurso.

Figura 3-32 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2017 a 2021



Fonte: dados OLMC

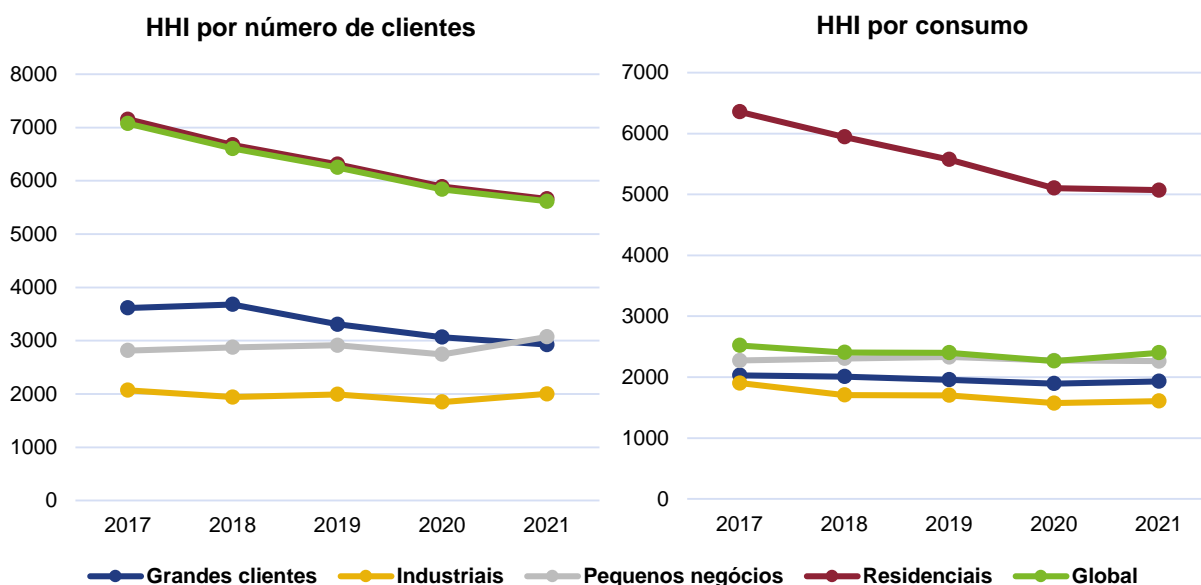
No mercado liberalizado, uma análise por segmentos permite verificar que, em 2021, o segmento de clientes industriais é o mais disputado, sendo o segmento de clientes residenciais aquele em que se observa uma maior concentração empresarial.

Apesar da tendência de crescimento do mercado liberalizado, a concentração global empresarial mantém-se elevada em 2021, essencialmente devido à concentração verificada no segmento residencial. Contudo, e apesar de uma ligeira subida do indicador em termos de consumo, essencialmente devido à aplicação do fornecimento supletivo, é observável uma tendência decrescente, de forma sustentada, deste indicador, conforme apresentado na Figura 3-33.

⁹⁷ Previsto no RRC, em caso de falência.

⁹⁸ Previsto nas medidas extraordinárias, devido aos preços elevados de energia, para evitar situações de falência por parte dos comercializadores.

Figura 3-33 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2017 a 2021 (HHI)

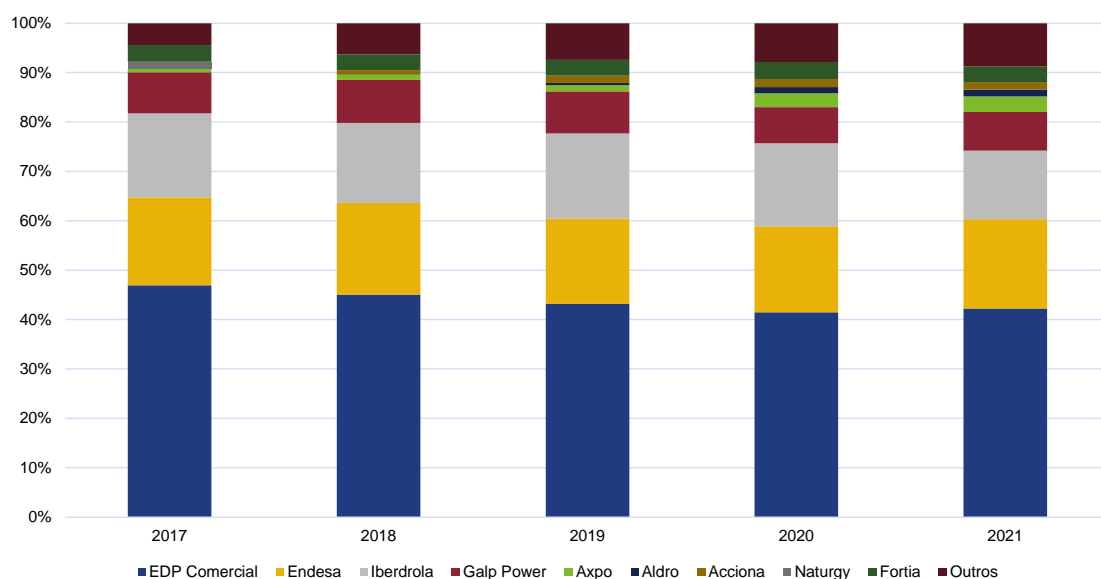


Fonte: dados OLMC

A elevada quota de mercado da EDP Comercial, principal operador no mercado da eletricidade, em especial no segmento de consumidores residenciais, é o fator que mais contribui para esta situação, com este comercializador em mercado livre a representar cerca de 40% (consumo) dos fornecimentos em mercado no último ano, conforme se pode extrair da Figura 3-34.

Ainda assim, é de referir que a EDP Comercial tem vindo a perder quota de mercado, de forma consistente, durante os últimos anos.

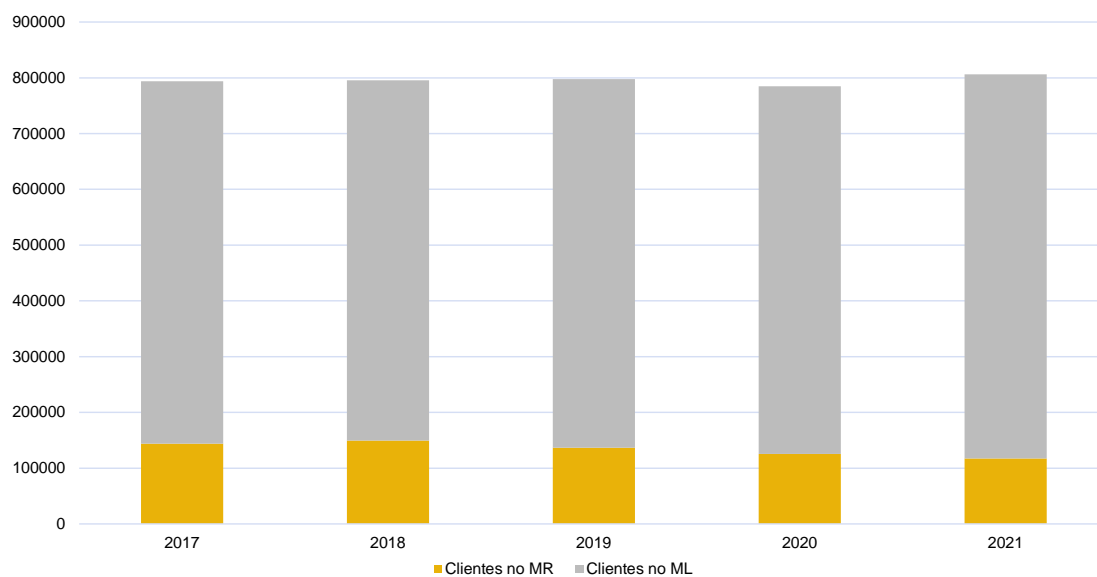
Figura 3-34 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2017 a 2021



Fonte: dados OLMC

No final de 2021, existiam 806.086 consumidores no setor elétrico abrangidos pela tarifa social, 117.402 no mercado regulado e 688.684 no mercado liberalizado (Figura 3-35). No global, 12,7% dos consumidores de eletricidade em Portugal continental têm tarifa social, valor que em 2013 era de apenas 0,7%.

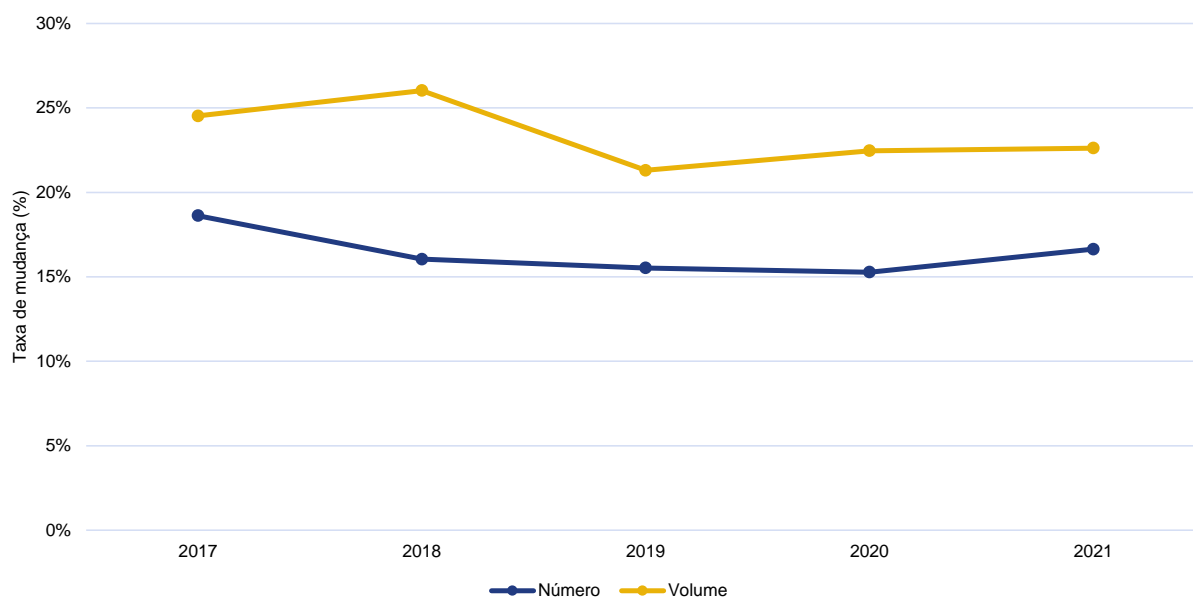
Figura 3-35 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor elétrico, 2017 a 2021



Fonte: dados dos comercializadores

Apesar da tendência decrescente, as taxas de mudança de comercializador ⁹⁹ continuam relevantes: em 2021, cerca de 17% dos consumidores de eletricidade mudaram de fornecedor, *vide* Figura 3-36; as mudanças dentro do mercado liberalizado representaram cerca de 8,8% deste número. Em 2021, registaram-se 29 328 regressos ao mercado regulado, representando 452 GWh.

Figura 3-36 – Mudança de comercializador, 2017 a 2021



Fonte: dados OLMC

Quando se compara o consumo dos clientes que regressaram ao mercado regulado com o consumo total dos clientes que mudaram de comercializador no mercado liberalizado, verificamos que, durante 2021, este valor corresponde a cerca de 5,5%, devido à ativação do fornecimento supletivo para 3 comercializadores¹⁰⁰. Recorda-se que, em anos anteriores, este valor era praticamente insignificante, não correspondendo a mais de 0,1% do consumo correspondente às mudanças no mercado liberalizado.

⁹⁹ As taxas de mudança de comercializador em número de clientes são calculadas pelo somatório das entradas diretas no mercado, das mudanças do mercado regulado para o mercado livre, das mudanças dentro do mercado livre e das mudanças do mercado livre para o mercado regulado durante o ano de 2021 a dividir pelo número médio de clientes em Portugal continental durante o mesmo ano. As taxas de mudança em consumo são calculadas de maneira similar, ou seja, pelo consumo associado ao somatório das entradas diretas no mercado, das mudanças do mercado regulado para o mercado livre, das mudanças dentro do mercado livre e das mudanças do mercado livre para o mercado regulado durante o ano de 2021 a dividir pelo consumo anual médio em Portugal continental durante esse ano.

¹⁰⁰ Os efeitos da ativação do fornecimento supletivo para a carteira do quarto comercializador só se fizeram sentir no início de 2022.

A ERSE disponibiliza no seu site uma análise evolutiva do mercado retalhista ¹⁰¹, em forma de relatório mensal, onde se evidenciam as questões de pressão competitiva no mercado em cada um dos segmentos que o compõem.

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

RECOMENDAÇÕES SOBRE PREÇOS DE FORNECIMENTO

No decurso de 2021, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de fornecimento nos termos previstos no artigo 59.º da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho ¹⁰², no âmbito do mercado livre.

No que respeita ao mercado regulado, a Diretiva n.º 11/2021, de 21 de junho, procedeu à revisão extraordinária da tarifa de Energia no setor elétrico, com efeitos a partir de 1 de julho. Decorrente do aumento dos preços de energia ocorrido no MIBEL, designadamente nos preços do mercado à vista durante os primeiros meses de 2021 e nos preços do mercado a prazo para o ano de 2021 em geral, a ERSE procedeu à atualização em alta, em +5 euros/MWh, da tarifa de Energia.

A Diretiva ERSE n.º 12/2021, de 14 de setembro, procedeu à 2.ª revisão extraordinária da tarifa de Energia aplicável pelo CUR, com efeitos na tarifa de venda a clientes finais do CUR. As tarifas aprovadas entraram em vigor no dia 1 de outubro de 2021. Novamente decorrente do aumento dos preços de energia ocorrido no MIBEL, com impacto no custo de aprovisionamento do CUR para o conjunto do ano de 2021, a ERSE procedeu a uma nova atualização da tarifa de Energia, em +5 euros/MWh, com efeitos a partir de 1 de outubro de 2021.

Estas atualizações da tarifa de Energia foram repercutidas em todos os preços de energia ativa das tarifas de Venda a Clientes Finais do mercado regulado em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, incluindo as respetivas tarifas sociais, ajustando o valor para perdas por período horário e por nível de tensão. Tendo por base os consumidores tipo utilizados no simulador de preços de energia da ERSE, o

¹⁰¹Disponível em: <https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Mercado+Liberalizado+-+Eletricidade&setor=&ano=&descricao=>

¹⁰² Artigo 37.º, n.º 1, al. o) da Diretiva.

impacte estimado de cada atualização da tarifa de energia para os consumidores do mercado regulado em BTN foi de aproximadamente +3% no total da fatura de eletricidade.

O mecanismo de revisão extraordinário está previsto no artigo 144.º-A do Regulamento Tarifário do setor elétrico, através da adequação da tarifa de Energia, caso se verifiquem desvios significativos no preço médio da energia do CUR face ao valor incluído na tarifa de Energia a ser pago pelos consumidores do mercado regulado. A atualização da tarifa de Energia deve ocorrer sempre que o desvio em valor absoluto seja igual ou superior a 10 €/MWh, caso em que a tarifa de Energia deve ser revista num valor fixo de 5 €/MWh ($\beta t=50\%$).

Importa sublinhar que se manteve vigente o regime transitório de tarifas reguladas de venda de eletricidade para clientes finais em BTN, BTE e MT, deixando de ser publicadas tarifas transitórias para AT.

MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

Em 2021, um dos aspetos que sofreu alteração regulamentar, no sentido de 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 da adesão ao mercado de serviços de sistema celebrados entre os agentes de mercado e os operadores de rede e o Gestor Global do SEN, foi a estabilização do processo de gestão integrada de garantias para o setor elétrico e a sua extensão ao setor do gás natural, através da aprovação de um modelo definitivo cuja descrição se encontra caracterizada nos desenvolvimentos regulamentares sobre o regime da gestão de riscos e garantias.

Durante 2021, e devido à ocorrência reiterada de preços historicamente elevados, foi ainda publicado um Regulamento ¹⁰³ que prevê a possibilidade de os comercializadores solicitarem a aplicação do fornecimento supletivo à sua carteira de clientes quando se encontrem impossibilitados de assegurar o regular exercício da sua atividade em condições de viabilidade económica no curto prazo, evitando assim a saída definitiva do mercado e conseqüente risco sistémico para o SEN e SNG.

A ERSE divulga, também, no site, a informação relativa aos comercializadores abrangidos (até à data) pela aplicação do fornecimento supletivo preventivo. Em 2021, e para o setor elétrico, os comercializadores

¹⁰³ [Regulamento n.º 951/2021](#)

abrangidos por processo de fornecimento supletivo (todos os processos) e respetivo número de clientes afetados (transferidos para fornecimento pelo CUR) são os que constam do seguinte quadro:

Quadro 3-10 - Comercializadores de eletricidade abrangidos por processo de fornecimento supletivo

Data de início	Comercializador	N.º de clientes
10/09/2021	HEN – Serviços Energéticos, Lda.	3 764
12/10/2021	PH Energia, Unipessoal, Lda.*	5 289
19/10/2021	Enat – Energias, Lda.*	4940
16/12/2021	ECO CHOICE, S.A.	906

NOTA: * - Comercializadores abrangidos por processo de fornecimento supletivo preventivo

Este Regulamento estabelece, ainda, um mecanismo extraordinário de venda de energia elétrica adquirida aos produtores em regime especial por parte do CUR, através de leilão competitivo, assente num mecanismo *pay-as-bid*, podendo aceder a este mecanismo os comercializadores com quota de mercado igual ou inferior a 5%.

Em 2021, na sequência da realização do 1.º leilão extraordinário de PRE (a 15 de novembro), resultou adjudicada uma potência horária de 120 MW, relativa aos períodos de entrega Semana 47 a Semana 52 (de 22 de novembro a 31 de dezembro), correspondendo a um volume total de 115,2 GWh, atribuível entre 9 e 10 agentes de mercado comercializadores. 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 beneficiaram de grande interesse dos agentes de mercado, traduzindo-se em 9 a 10 agentes adjudicatários e 13 agentes de mercado ofertantes habilitados, assegurando sempre a colocação dos volumes de energia disponibilizada ao mercado, a preços de fecho de leilão sempre superiores aos respetivos preços de abertura.

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

Desde 1 de janeiro de 2013 ¹⁰⁴ que as tarifas de venda a clientes finais em BTN publicadas pela ERSE para Portugal continental ¹⁰⁵ passaram a ter um caráter transitório ¹⁰⁶. Em 2021, estas tarifas aplicaram-se aos fornecimentos do CUR em MT, BTE e BTN ¹⁰⁷, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT e AT, dado já não existirem fornecimentos deste comercializador nestes níveis de tensão.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais, que vigoraram a partir de 1 de janeiro de 2021, foram determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes, da tarifa transitória de energia e da tarifa de comercialização regulada ¹⁰⁸, tendo as mesmas sido aprovadas pela ERSE. ¹⁰⁹

MEDIDAS EXTRAORDINÁRIAS NO SETOR ELÉTRICO POR EMERGÊNCIA EPIDEMIOLÓGICA COVID-19

Durante 2020 e 2021, e atendendo à emergência de saúde pública de âmbito internacional, declarada pela Organização Mundial de Saúde no dia 30 de janeiro de 2020, bem como à classificação da COVID-19 como uma pandemia, a ERSE aprovou e publicou diversos regulamentos e instruções relativos às condições de prestação dos serviços de fornecimento de energia enquanto serviços públicos essenciais aos consumidores.

Estas medidas não só abrangeram a proibição de interrupção de fornecimento decretada pelo Governo, como também possibilitaram o fracionamento do pagamento das faturas dos comercializadores aos clientes e o correspondente fracionamento dos operadores de rede aos comercializadores.

¹⁰⁴ Nos termos do [Decreto-Lei n.º 75/2012](#), de 26 de março.

¹⁰⁵ 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 66.º da Diretiva n.º 2019/944/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho.

¹⁰⁶ Para os restantes níveis de tensão e fornecimento (MAT, AT, MT e BTE) é aplicável o [Decreto-Lei n.º 104/2010](#), de 29 de setembro, na redação das suas subseqüentes alterações.

¹⁰⁷ O [Decreto-lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro](#) procedeu à alteração do 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 2025 pela [Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro](#), [Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro](#), [Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro](#) e [Portaria n.º 83/2020](#), de 1 de abril. Os períodos de aplicação das tarifas transitórias para clientes em MT e BTE foram alterados para 31 de dezembro de 2021 e de 2022, respetivamente, pela [Portaria n.º 83/2020](#), de 1 de abril.

¹⁰⁸ 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.

¹⁰⁹ [Diretiva n.º 1/2021](#), de 8 de janeiro.

Os clientes de eletricidade que se encontrassem em situação de crise empresarial, nomeadamente relativa ao encerramento total ou parcial da sua atividade económica, tinham o direito à alteração dos encargos de potência e termo de energia a serem faturados.

Relativamente aos comercializadores, foi dada a possibilidade de, nos casos previstos nos regulamentos, poderem requerer ao operador de rede uma moratória adicional do pagamento dos encargos com o acesso às redes e foi permitida a consolidação de desvios de comercialização. Foi ainda prorrogado o prazo de reporte de informação à ERSE, no âmbito da rotulagem de energia elétrica e de qualidade de serviço comercial.

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

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 produtores em regime especial, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos de cinco 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, prolongando até 31 de dezembro de 2020 a sua aplicação, de acordo com o n.º 8 do artigo 73.º-A. Em 2020, este mecanismo foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro, permitindo que a transferência intertemporal do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial possa ocorrer num período máximo de cinco anos, até 31 de dezembro de 2025.

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

Os saldos finais em dívida, em 2021, das principais rubricas do défice tarifário do setor elétrico encontram-se apresentados no Quadro 3-11.

Quadro 3-11– Défice tarifário, 2021

	Saldo em dívida em 2021 (10³ EUR)
Défice tarifário 2009	390 117
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	225 217
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	465 447
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	571 283
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	1 104 615
Total	2 756 679

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 monitorização ¹¹⁰. Contudo, a ERSE acompanha a evolução da capacidade instalada e da procura, que de seguida se desenvolve.

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

GARANTIA DE POTÊNCIA - VERTENTE DE INCENTIVO AO INVESTIMENTO

O regime de atribuição de incentivos à garantia de potência era enquadrado pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, a qual suspendeu a modalidade de incentivo à disponibilidade para constituição de reserva de segurança aplicável a produtores térmicos, que não se encontrassem nas situações previstas no artigo 3.º da referida Portaria.

A vertente de incentivo ao investimento do mecanismo de garantia de potência aplicava-se a:

- Centros electroprodutores 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

¹¹⁰ Conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

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 electroprodutores 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.

A Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, revogou a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, com efeito nos incentivos referentes a 2020 dos produtores hídricos com elegibilidade para receber incentivo ao investimento reconhecida até 2019, cuja repercussão tarifária ocorreria no ano de 2021, sem prejuízo das exceções abaixo referidas. Encontram-se nesta situação os aproveitamentos hidroelétricos de Alqueva II, Ribeiradio-Ermida, Baixo Sabor (montante e jusante), Salamonde II e Venda Nova III (Frades II).

O regime transitório definido na Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, estabelece que serão pagos, até 2021, os incentivos ao investimento relativos a centros electroprodutores que tenham obtido reconhecimento de elegibilidade durante o ano de 2020.

Encontra-se nesta situação o aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua, cuja elegibilidade para beneficiar do incentivo ao investimento foi homologada por despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, a 17 de setembro de 2020. Uma vez que o direito de recebimento desta central se iniciou em junho de 2018, este despacho procede igualmente à aprovação do incentivo referente a 2018, no montante de 1,9 milhões de euros. O montante referente a 2019, no valor de 3,1 milhões de euros, foi homologado em abril de 2021, acrescendo ao mesmo 9,1 milhares de euros em juros.

Adicionalmente foi introduzida uma exceção no regime transitório previsto na Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, para os casos em que o incentivo à garantia de potência esteja contratualmente assegurado.

Encontram-se nesta situação os aproveitamentos hidroelétricos de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, em fase de construção. Assim, os impactos só se farão sentir no futuro, após o reconhecimento pelo membro do governo responsável pela área da energia da elegibilidade destes centros produtores.

RESERVA DE SEGURANÇA

O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, prevê a criação de um mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros eletroprodutores ao 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.

Para efeitos de constituição da reserva de segurança, 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 2021, não ocorreu a realização do leilão da reserva de segurança, previsto na Portaria n.º 41/2017, visto o Estado Português não ter rececionado a pronúncia inequívoca da Comissão Europeia relativamente à compatibilidade do mecanismo de reserva de segurança com as disposições comunitárias relativas a auxílios de Estado no setor da energia ¹¹¹, estando o mecanismo suspenso.

Assim, para o 2021, 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 aplicável ¹¹², 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 a Portaria n.º 592/2010, na sua redação vigente, o serviço de interruptibilidade permite:

- Dar uma resposta rápida e eficiente a eventuais situações de emergência;
- Flexibilizar a operação do sistema;
- Contribuir para a segurança do abastecimento.

De acordo com a informação disponibilizada pelo operador da RNT, para a prestação do serviço de interruptibilidade, que decorreu entre 1 de novembro de 2020 e 31 de dezembro de 2021, estiveram ativos

¹¹¹ [Portaria n.º 93/2018](#), de 3 de abril.

¹¹² [Portaria n.º 592/2010](#), de 29 de julho, com as alterações posteriores que lhe foram introduzidas.

47 Contratos de Adesão ao Serviço de Interruptibilidade. A potência total interruptível ao abrigo deste serviço totalizou 655,5 MW.

A remuneração pela prestação do serviço de interruptibilidade, no período que decorreu entre 1 de novembro de 2020 e 31 de dezembro de 2021, representou cerca de 117,7 milhões de euros.

Pela primeira vez desde a sua existência, foi solicitada a atuação automática dos relés de deslastre frequencimétrico existentes nas instalações prestadoras do serviço de interruptibilidade, na sequência dos incidentes ocorridos nas linhas de interligação Espanha – França em 24.7.2021, que conduziram à separação da península ibérica da rede síncrona europeia, com redução da frequência para 48,68 Hz, abaixo do limiar de disparo das instalações prestadoras do serviço de interruptibilidade (49,2 Hz).

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 cumprimento dos ensaios por parte de todas as instalações prestadoras do serviço de interruptibilidade.

Em 29 de outubro de 2021, foi publicada a Portaria nº 230-A/2021, que revogou a Portaria nº 592/2010, de 29 de julho, e estabeleceu o regime transitório a vigorar até 31 dezembro 2021, prorrogando até ao final de 2021 os contratos de adesão ao serviço de Interruptibilidade ativos à data de 31 de outubro de 2021, pondo fim ao serviço de interruptibilidade.

Banda de Reserva de Regulação

Tendo em consideração as profundas alterações que se têm vindo a verificar no SEN, designadamente a desclassificação das centrais termoelétricas a carvão e o fim do serviço de interruptibilidade, foi sinalizado pelo operador da rede de transporte, ao abrigo das disposições do Regulamento (UE) 2017/2195 da comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico, a necessidade de complementar a reserva operacional do SEN com banda de reserva de regulação, a fornecer ao sistema por consumidores habilitados para esse efeito, por forma a salvaguardar a segurança de abastecimento.

Para o efeito, a ERSE publicou a Diretiva n.º 16/2021, de 18 de novembro, no seguimento de consulta a interessados, que aprova a implementação do Mercado de Banda de Reserva de Regulação, contribuindo assim para assegurar a regularidade e estabilidade no fornecimento de eletricidade no SEN.

A operacionalização do Mercado de Banda de Reserva de Regulação é feita através de um leilão competitivo, aberto a todos os consumidores de energia elétrica devidamente habilitados para o efeito. São elegíveis para prestação do serviço de Banda de Reserva de Regulação os agentes de mercado consumidores em Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT) ou Média Tensão (MT).

A 14 de dezembro de 2021, foi realizado o primeiro leilão competitivo de Banda de Reserva de Regulação, para as 8760 horas do ano de 2022, com uma procura requerida pelo operador da rede de transporte de 425 MW/hora ao preço de reserva de 20 €/MW/hora.

No âmbito do processo de leilão, resultou adjudicada uma potência de 304,4 MW/hora relativa à Banda de Reserva de Regulação, a 21 instalações consumidoras adjudicatárias, o que corresponde a cerca de 72% das necessidades requeridas pelo operador da rede de transporte, ao preço de equilíbrio de 20 €/MW/hora.

O Mercado de Banda de Reserva de Regulação está operacional desde 1 de janeiro de 2022, na sequência da concretização do leilão de mercado de Banda de Reserva de Regulação.

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, diminuiu em 2021 (para 49%), face ao valor verificado em 2020, resultado de um aumento da ponta de consumo e da diminuição da potência total instalada. A evolução da potência instalada e da potência máxima anual é apresentada no Quadro 3-12.

Quadro 3-12 – Margem de capacidade do SEN

	2020	2021	Variação
	(MW)	(MW)	(%)
Potência total instalada	20 412	19 233	-5,78%
Potência renovável	14 042	14 680	4,54%
Potência não renovável	6 370	4 553	-28,52%
Potência máxima anual	8 906	9 888	11,03%
Margem de capacidade	11 506	9 345	-18,78%
Margem de capacidade / Potência total instalada	56%	49%	

Fonte: dados REN

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

Quadro 3-13 – Abastecimento do consumo

	2020	2021	Variação
	(GWh)	(GWh)	(%)
Produção total	49 342	46 730	-5%
Produção renovável	30 434	31 123	2%
Produção não renovável	18 908	15 607	-17%
Saldo importador	1 456	4 753	226%
Bombagem hidroelétrica	-1 986	-1 988	0%
Consumo nacional	48 812	49 495	1,4%

Fonte: dados REN

Verifica-se que o consumo de energia elétrica referido à emissão em 2021 se situou em 49,50 TWh, registando-se um aumento de 1,4% face a 2020.

O Quadro 3-14 apresenta a evolução do consumo por nível de tensão, no referencial de saída (ou seja, não incluindo perdas).

Quadro 3-14 - Evolução do consumo por nível de tensão

(GWh)	2018	2019	2020	2021
Muito Alta Tensão (MAT)	2 366	2 344	2 461	2 282
Alta Tensão (AT)	7 036	7 072	6 792	6 826
Média Tensão (MT)	14 987	14 939	13 916	14 416
Baixa Tensão (BT)	21 729	21 334	20 984	21 240
Total	46 118	45 688	44 153	44 764

Fonte: E-Redes

Em 2021, verificaram-se condições hidrológicas desfavoráveis, com um índice de produtividade hidroelétrica¹¹³ de 0,93, tendo-se verificado uma ligeira diminuição do índice em relação a 2020. As centrais hidroelétricas¹¹⁴ representaram 28% da produção, valor igual ao verificado no ano anterior. A produção eólica registou um aumento de 24% para 28%, tendo a restante produção renovável mantido uma quota equivalente à do ano anterior.

As centrais térmicas não renováveis asseguraram, em 2021, uma quota de 33%, inferior aos 38% verificados em 2020, com 1% da produção a partir de centrais a carvão e 31% a partir de centrais a gás natural.

Nas trocas internacionais registou-se um saldo importador de 4 753 GWh, equivalente a 9,6% do consumo, verificando-se um reforço significativo da tendência importadora do ano anterior.

A repartição percentual da produção de eletricidade por fonte de energia é apresentada no Quadro 3-15.

¹¹³ 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.

¹¹⁴ Incluindo bombagem.

Quadro 3-15 – Repartição da produção por fonte de energia

	2020	2021
Produção renovável	62%	67%
Hídrica	28%	28%
Eólica	24%	28%
Biomassa	7%	7%
Solar	3%	4%
Produção não renovável	38%	33%
Carvão	4%	1%
Gás natural	34%	31%
Outros	0%	1%

Fonte: dados REN

A evolução da potência máxima anual e a sua variação é apresentada no Quadro 3-16. No tocante à potência máxima solicitada à rede pública, esta ocorreu no dia 12 de janeiro de 2021, atingindo o valor de 9 888 MW o que, face à ponta de 2020, representa um aumento de 982 MW (11,03%), um aumento superior ao verificado no ano anterior.

Quadro 3-16 – Potência máxima anual

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2017	19/jan	8 771	7,74
2018	07/fev	8 794	0,26
2019	15/jan	8 650	-1,64
2020	13/jan	8 906	2,96
2021	12/jan	9 888	11,03

Fonte: dados REN

A evolução da potência instalada no final de cada ano é apresentada no Quadro 3-17.

Quadro 3-17 – Parque electroprodutor

	2020	2021	Variação
	(MW)	(MW)	(MW)
PARQUE RENOVÁVEL	14 043	14 680	637
Hídrico	7 215	7 222	7
Eólico	5 246	5 368	122
Biomassa	703	703	0
Cogeração	348	348	0
Solar	879	1 387	508
PARQUE NÃO RENOVÁVEL	6 370	4 553	-1 817
Carvão	1 756	0	-1 756
Gás natural	4 586	4 525	-61
Cogeração	757	696	-61
Outros	28	28	0
Cogeração	28	28	0
TOTAL	20 413	19 233	-1 180

Fonte: dados REN

Em 2021, os principais desenvolvimentos da RNT com vista a assegurar a segurança do abastecimento, foram os seguintes:

- Conclusão das linhas a 400 kV: Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão, Ribeira de Pena – Vieira do Minho, Castelo Branco – Fundão e Divor – Pegões;
- Entrada ao serviço do novo eixo a 400 kV Falagueira – Fundão e passagem para exploração a 400 kV das linhas Falagueira – Estremoz e Estremoz - Divor;
- Construção das subestações: Ribeira de Pena 400/60 kV, Fundão 400/220 kV, Divor 400/60 kV e Pegões 400/60 kV;
- Construção do posto de corte de Viana do Castelo, explorado provisoriamente a 60 kV;
- Construção de um painel de linha de 220 kV na subestação de Santarém, de um painel de linha de 150 kV na subestação da Falagueira e de um painel de linha de 60 kV na subestação de Alqueva;

- Modernização de ativos em fim de vida útil, destacando-se as remodelações da linha Carregado – Fanhões 2, a 220 kV, e das linhas Porto Alto – Palmela 1 e Bouçã – Zêzere 1, a 150 kV;
- Conclusão de fases de remodelação de equipamentos e sistemas de proteção, automação e controlo nas subestações de Vila Chã, Estoi e Alto Mira.

Em termos de continuidade de serviço, a rede de transporte registou um Tempo de Interrupção Equivalente de 0,05 minutos (ver ponto 3.1.1.2 neste documento).

O Quadro 3-18 apresenta a evolução da extensão das redes de transporte e de distribuição (em Portugal continental e excluindo a rede de BT explorada por operadores de rede exclusivamente em BT) por nível de tensão.

Quadro 3-18 - Extensão das redes de transporte e de distribuição

(km)	2018	2019	2020	2021
Rede de transporte				
Muito Alta Tensão (MAT)	8 907	9 002	9 036	9 348
Rede de distribuição	226 531	228 046	229 167	230 676
Alta Tensão (AT)	9 543	9 568	9 574	9 607
Média Tensão (MT)	73 547	73 814	74 110	74 380
Baixa Tensão (BT)	143 441	144 664	145 483	146 689

Fonte: REN, E-Redes

3.3.2 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

Relativamente a novos investimentos em produção, no parque térmico, durante 2021, não houve desenvolvimentos significativos, tendo-se verificado, por outro lado, o descomissionamento das centrais de Sines e do Pego. Quanto à central da Tapada do Outeiro, prevê-se a manutenção em serviço da mesma até ao seu descomissionamento, que pode ocorrer até 31 de dezembro de 2029, de acordo com os cenários previstos no Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2022 a 2040 (RMSA-E 2021), aprovado pelo Governo a 7 de outubro de 2021.

No caso do parque hidroelétrico, também não houve desenvolvimentos significativos. No âmbito da concretização do PNBEPH até 2030, o RMSA-E 2021 prevê a entrada em serviço das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega em 2023, num total de 1200 MW, dos quais 880 MW reversíveis.

Relativamente às restantes tecnologias, na eólica registou-se um aumento de 122 MW, enquanto na fotovoltaica o crescimento foi de 508 MW, destacando-se as centrais de Alcoutim, Nisa, Morgado de Arge e Mogadouro, com 200 MW, 50 MW, 45 MW e 42 MW, respetivamente.

Relativamente a previsões da evolução da potência instalada em fontes de energia renováveis, o RMSA-E 2021 refere que estas continuam a basear-se no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), com as devidas atualizações, em função da última informação disponível relativa aos licenciamentos, cruzada com a informação dos promotores, bem como nos cenários em estudo no âmbito do Plano Nacional de Energia e Clima até 2030 (PNEC) e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), como indicado no Quadro 3-19 (para o cenário “Conservador”).

Quadro 3-19 – Evolução prevista para as energias renováveis em 2022, 2025 e 2030

	2023	2025	2030
	(MW)	(MW)	(MW)
Hídrica (> 30 MW)	7 548	7 548	7 548
Hídrica (< 30 MW)	622	625	631
Eólica	5 625	5 694	5 884
Solar	4129	5566	6200
Biomassa / Biogás	335	343	369
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77

Fonte: RMSA-E 2021

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 (SNG) 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 SNG (MPGTG), também aprovado pela ERSE. O MPGTG em vigor foi aprovado em 2021, e adota o modelo de compensação da rede de transporte previsto pelo Código de rede europeu para a compensação das redes de transporte de gás ¹¹⁵ e pelo Código de rede europeu para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados ¹¹⁶.

A implementação integral do modelo de compensação previsto no Código de rede europeu dependia da entrada em funcionamento da plataforma de negociação de gás com entrega em Portugal, atribuída à entidade MIBGAS, S.A. A conclusão da implementação do MIBGAS ocorreu em março de 2021, permitindo que o modelo de compensação através de ações de compra e venda em mercado fosse concretizado durante esse ano.

Até outubro, as regras de balanço em vigor ainda previam a utilização de serviços de compensação pelo GTG, na forma de leilões de compra ou venda de gás numa plataforma específica para o efeito. Durante 2021, o GTG recorreu a este serviço de compensação por 17 vezes, adquirindo um total de 102 GWh a um preço médio de 24,3 €/MWh, entre janeiro e fevereiro de 2021.

Em 16 de março de 2021, entrou em funcionamento o mercado organizado para produtos com entrega no VTP – *Virtual Trading Point*, na plataforma MIBGAS. Com essa plataforma de transação, o GTG – responsável pela compensação da rede de transporte de gás – passou a poder realizar ações de compensação, através da compra e venda de produtos *standard* (diário e intradiário) em mercado. Entre

¹¹⁵ Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março

¹¹⁶ Regulamento (UE) n.º 2015/703, de 30 de abril

maio e novembro de 2021, o GTG realizou ainda um programa de compras de gás de enchimento e de operação da rede de transporte, totalizando 330 GWh, para substituição do gás dos agentes que até então cumpria essa função.

Embora a conclusão da aquisição do gás de operação tenha sido em novembro, apenas em 19 de janeiro de 2022, o GTG realizou a primeira ação de compensação no mercado organizado através de produtos intradiários negociados no mercado contínuo.

Note-se que o nível das existências na rede de transporte pode desencadear ações de compensação pelo GTG, de modo a repor a situação de equilíbrio. Essas ações resultam de operações de compra ou venda de produtos normalizados de gás no mercado grossista, para o dia seguinte ou intradiários. Nesse sentido, a ERSE aprovou, sob proposta do GTG, um limite máximo por transação nas ações de compensação correspondente a 6 GWh, sendo os volumes de gás a constituir pelo GTG, para enchimento da rede de transporte ou *linepack* correspondente a 330 GWh, e para otimização da gestão comercial das infraestruturas de alta pressão, constituindo a extensão do gás de operação correspondente a 60 GWh.

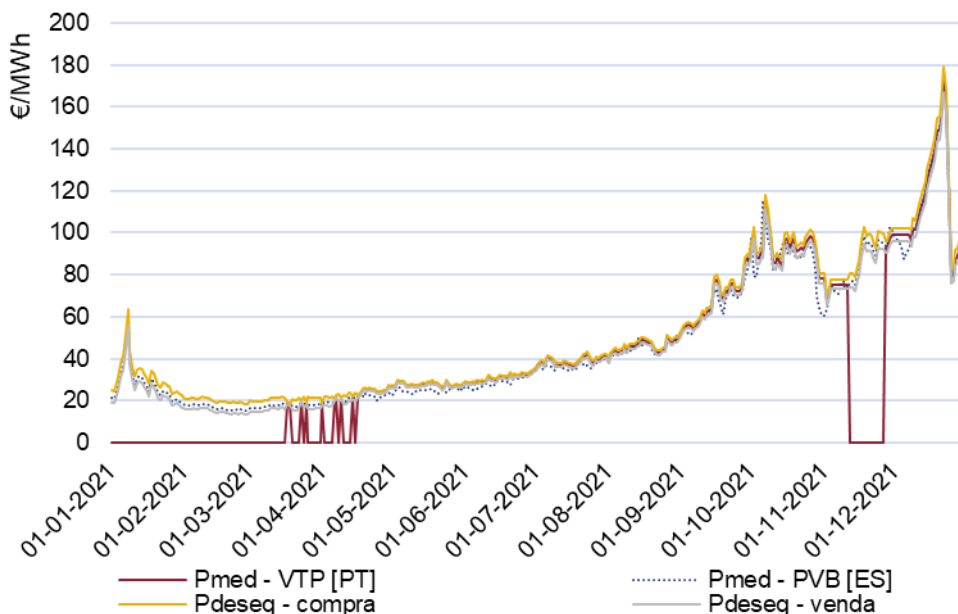
Para além do modelo de compensação da rede de transporte de gás, a ERSE também aprovou um serviço de flexibilidade de *linepack* proposto pelo operador da rede de transporte¹¹⁷. Este serviço oferece flexibilidade da rede aos agentes de mercado, na forma de amortecimento das quantidades sujeitas à aplicação de preços de desequilíbrio. O serviço é atribuído através de leilões específicos, com um preço de reserva. Na atribuição do serviço para o ano gás 2021-2022 foram atingidos prémios significativos, revelando um grande interesse dos agentes pelo serviço.

A conciliação financeira dos desequilíbrios dos agentes de mercado é feita segundo o código de rede europeu, aplicando preços de desequilíbrio diários indexados ao mercado grossista. A Figura 4-1 apresenta os preços de desequilíbrio aplicados aos agentes de mercado em 2021. A evolução dos preços de desequilíbrio traduz o crescimento dos preços grossistas do gás.

A forma de determinação do preço de desequilíbrio implica que, quando existe preço médio de transação no VTP (hub português), é usado como referência para os preços de desequilíbrio por aplicação do ajuste. O valor do ajuste foi de 2,5% até junho de 2021 e passou a 3% a partir de julho. Quando não existem transações no VTP durante vários dias, a referência de preço para cálculo do preço de desequilíbrio passa a ser o preço em Espanha (PVB), afetado das tarifas de interligação.

¹¹⁷ As condições de oferta do serviço de flexibilidade de *linepack* para 2021-22 foram publicadas pelo ORT [

Figura 4-1 – Preços de desequilíbrio na área de balanço portuguesa, em 2021



Fonte: Dados REN Gasodutos

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

O acesso às infraestruturas de armazenamento, *linepack* e serviços de flexibilidade 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 SNG.

O acesso ao terminal de GNL de Sines e ao armazenamento subterrâneo do Carriço obedece ao disposto no Regulamento de Acesso às Redes, Infraestruturas e Interligações (RARII) e no 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 RNTG) estão integradas no MPGTG. Esta regulamentação é aprovada pela ERSE.

Os utilizadores da rede de transporte de gás natural têm instrumentos de flexibilidade para garantir a sua posição de equilíbrio (compensação). Além das infraestruturas de armazenamento subterrâneo e de receção de GNL (cujo armazenamento em tanques tem também uma utilização de armazenamento comercial), existe ainda um serviço de flexibilidade oferecido pelo GTG, recorrendo ao *linepack* da rede de transporte. A atribuição do serviço de flexibilidade de *linepack* aos agentes de mercado até setembro de 2021 foi feita ainda sem custos adicionais, tendo presente que, transitoriamente, o GTG recorreu a gás dos

próprios agentes de mercado para reserva operacional e gás de enchimento ¹¹⁸. No entanto, a partir de outubro foi já aplicado o novo mecanismo de atribuição do serviço de flexibilidade de *linepack*. Este novo mecanismo prevê um serviço remunerado, compatível com o código de rede europeu de compensação, atribuído através de produtos standard e mecanismos concorrenciais. Na primeira atribuição do produto anual de flexibilidade de *linepack* o serviço foi muito procurado tendo sido atribuído com um prémio superior a 4 vezes o preço de reserva.

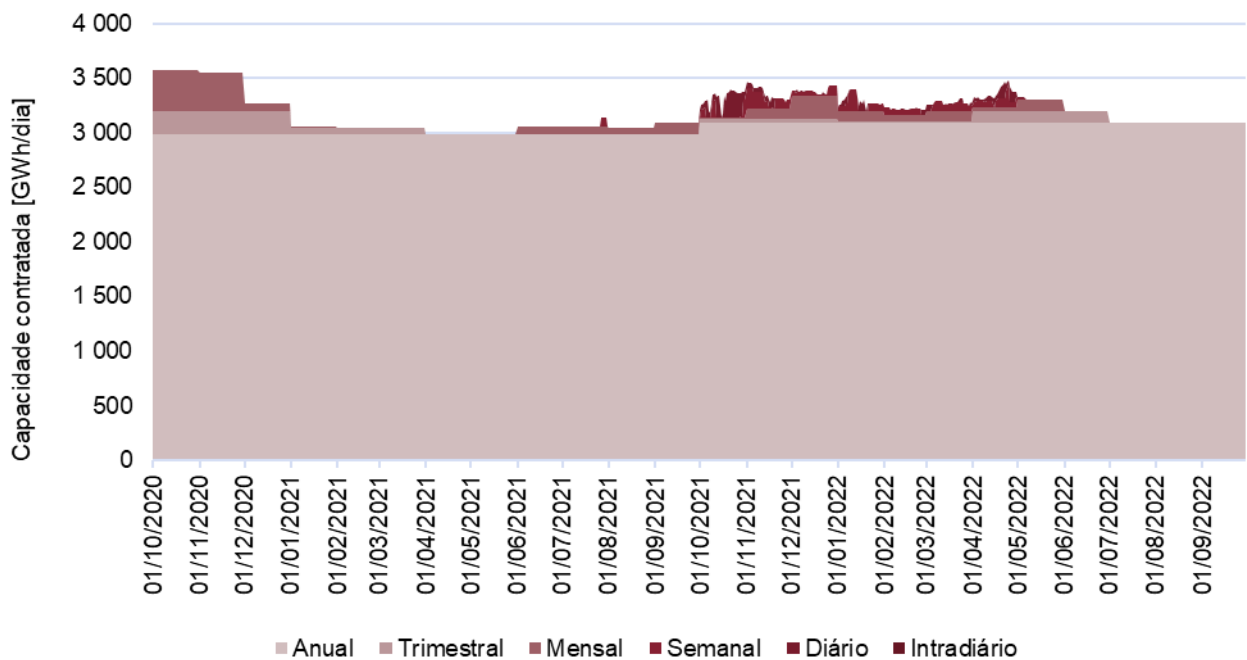
Para além do acesso ao *linepack* na rede de transporte, aplica-se um regime de acesso regulado ao armazenamento de gás natural na infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço e no terminal de GNL de Sines. A ERSE aprova os mecanismos de atribuição de capacidade de armazenamento, integrados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

A ERSE monitoriza as condições de acesso às infraestruturas que disponibilizam produtos de armazenamento, além da rede de transporte. Em 2021, manteve-se uma elevada utilização destas infraestruturas e da respetiva contratação de capacidade. A capacidade de entrada de gás a partir do terminal de GNL (regaseificação) foi totalmente contratada no processo de atribuição anual para o ano gás 2021-2022, tal como aconteceu no ano anterior. Além disto, a contratação média da capacidade de armazenamento subterrâneo, durante 2021, foi de 87%. A capacidade de entrada na rede de transporte, a partir da interligação internacional (VIP Ibérico), viu um grande decréscimo de contratação da capacidade, fruto sobretudo do fim do contrato *unbundled* de longo prazo da GALP. Os mecanismos de contratação de capacidade e de resolução de congestionamentos atuaram devidamente e a ERSE monitorizou a sua aplicação.

A figura seguinte apresenta a evolução da utilização do armazenamento subterrâneo pelos agentes de mercado, com predominância dos produtos anual e trimestral de capacidade. Registe-se que, a partir do ano gás 2020-2021, o produto anual de armazenamento subterrâneo passou a ser dominante nas estratégias de contratação.

¹¹⁸ Esta situação foi eliminada em outubro de 2021.

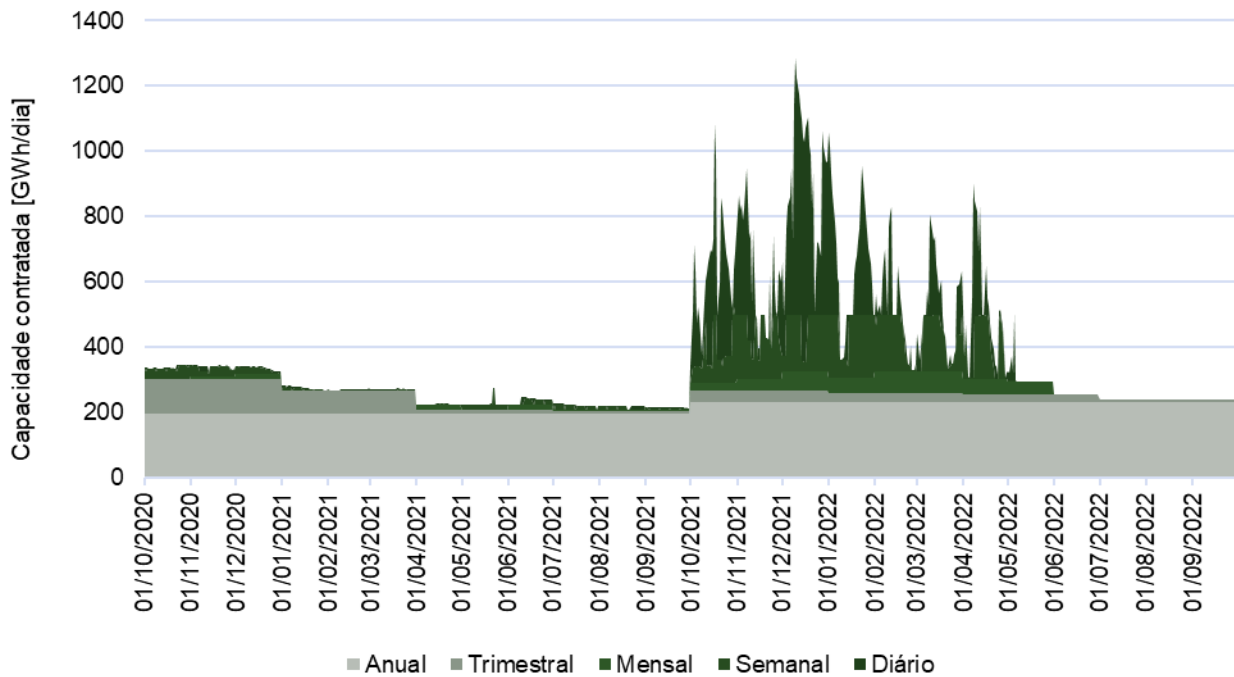
Figura 4-2 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto



Fonte: Dados REN Gasodutos.

As duas figuras seguintes mostram a atribuição de capacidade no terminal de GNL, durante o ano gás 2020-2021 e parte do ano gás 2021-2022. A contratação de armazenamento comercial no terminal de GNL é uma fonte adicional de flexibilidade para o sistema de gás, embora, devido ao elevado ritmo de receção de navios de GNL (em 2021, o terminal registou a receção de 64 navios metaneiros), a capacidade de armazenamento de GNL tenha ficado mais dedicada a fornecer a flexibilidade operacional do terminal. No caso da injeção na rede de transporte (regaseificação de GNL), a contratação de capacidade registou um congestionamento no leilão anual para 2021-2022, tendo sido contratada na totalidade através do produto anual de capacidade.

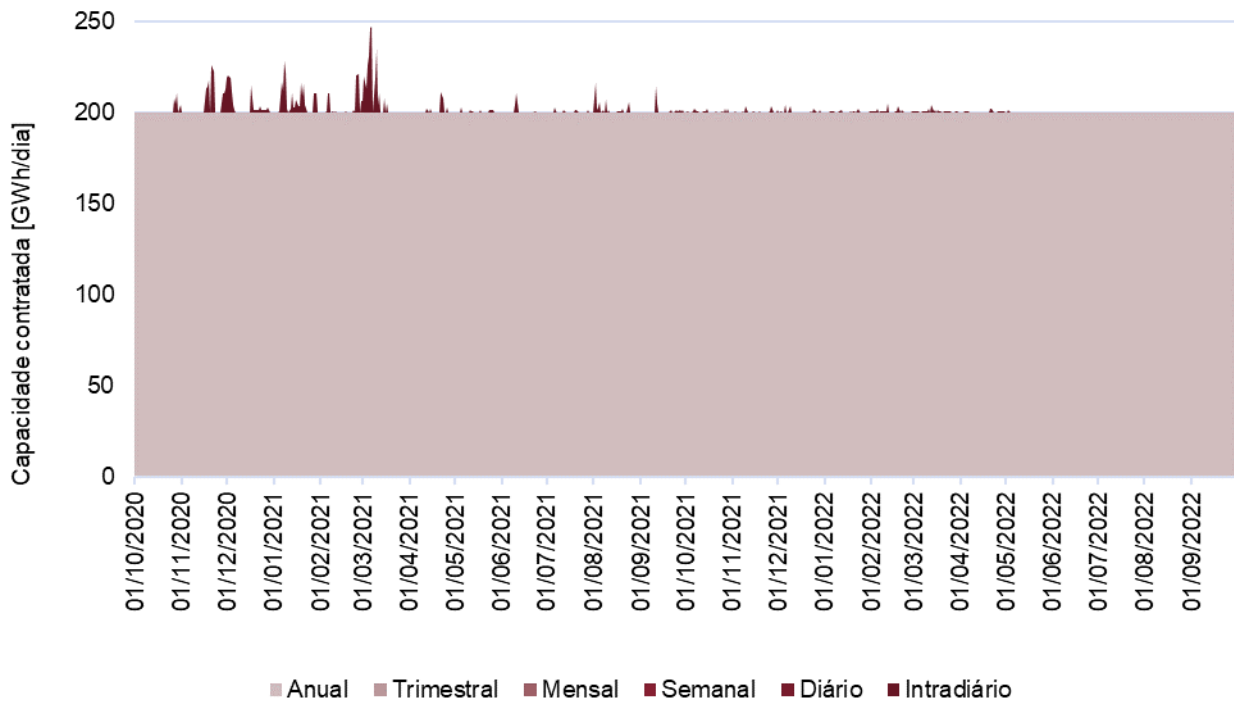
Figura 4-3 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, por produto



Fonte: Dados REN Gasodutos.

Na Figura 4-4 verifica-se a contratação pontual acima do valor da capacidade comercial disponível no terminal de GNL (200 GWh/d). Esta realidade decorre da aprovação em 2020 de uma alteração às regras de atribuição de capacidade que permite a oferta de capacidade firme suplementar em função das condições de operação do terminal de GNL em cada momento e a oferta de capacidade interruptível. Esta otimização da capacidade oferecida ao mercado é especialmente importante nas atuais circunstâncias de plena contratação anual no terminal de GNL.

Figura 4-4 – Atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, por produto



Fonte: Dados REN Gasodutos.

4.1.1.3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás (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 (i.e., características do gás e pressão de fornecimento). O âmbito de aplicação do RQS abrange, entre outros, clientes, comercializadores e operadores das infraestruturas dos setores em questão ¹¹⁹.

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 na rede de transporte.

¹¹⁹ Designadamente, os 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.

Em 2021, os aspetos mais significativos, em termos de desempenho do terminal de GNL, foram os seguintes:

- O terminal abasteceu 7522 camiões cisterna de GNL (tendo aumentado face ao valor registado em 2020, que correspondeu a 6668 camiões cisterna);
- Os enchimentos de cisternas com atraso corresponderam a cerca de 13% do número total de enchimentos. As principais causas de atraso foram a indisponibilidade das baías de enchimento, as indisponibilidades de operação no terminal de GNL e problemas técnicos no terminal de GNL;
- O número de descargas de navios metaneiros foi de 64 (face a 62 operações de descarga realizadas em 2020);
- Registaram-se situações de atraso na descarga de sete navios metaneiros;
- As nomeações de injeção de gás para a rede de transporte registaram cumprimento de 100%, tal como nos anos anteriores.

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). Em 2021 não se registaram interrupções de fornecimento em pontos de saída na rede de transporte, tal como se tinha verificado no ano anterior.

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 2021, das 11 redes de distribuição existentes, duas não registaram interrupções (Paxgás e Sonorgás) e apenas 0,9% dos cerca de 1,50 milhões de instalações de clientes registaram interrupções. Cerca de 77% 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, 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 2021, verificou-se o cumprimento integral dos limites regulamentares das características do gás, 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 2021, a pressão de fornecimento foi monitorizada em 395 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 aos clientes.

É de referir que, de acordo com o estabelecido no RQS, a ERSE publica anualmente um relatório da qualidade de serviço ¹²⁰, o qual caracteriza e avalia a qualidade de serviço das atividades do setor do gás.

4.1.1.4 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

REVISÃO DOS REGULAMENTOS DO SETOR DO GÁS

Após a alteração da legislação das bases de organização do setor do gás, em 2020, através do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a ERSE promoveu a adaptação e revisão dos regulamentos do setor à nova legislação. A reformulação dos regulamentos incluiu o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), o Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), o Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI) e o seu Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG (MPGTG) e o Regulamento Tarifário do setor do gás (RT)¹²¹. Foi ainda aprovada uma diretiva sobre o processo de devolução das existências de gás dos agentes de mercado na reserva operacional e o programa de aquisição do gás de operação pelo GTG¹²².

Um dos principais traços da reformulação dos regulamentos incidiu na descarbonização das redes de gás natural, através da promoção da injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono. Os regulamentos incluíram os aspetos técnicos (planeamento e operação das infraestruturas) e comerciais (acesso às redes e relacionamento comercial) das injeções de gás nas redes.

Outro pilar da revisão foi a plena adoção do código de rede europeu de compensação da rede de transporte de gás [Regulamento (UE) N.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março de 2014].

¹²⁰ Disponível no site da [ERSE](#).

¹²¹ Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio (RQS), Regulamento n.º 407/2021, de 12 de maio (RARII), Regulamento n.º 341/2021, de 14 de abril (ROI), Diretiva n.º 9/2021, de 12 de maio (MPGTG) e Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril (RT)

¹²² Diretiva n.º 6/2021, de 15 de abril (Devolução de existências e aquisição de gás de enchimento da RNTG).

CONCRETIZAÇÃO DO MODELO DE COMPENSAÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE PREVISTO NO CÓDIGO DE REDE EUROPEU

Como referido no ponto anterior, a regulamentação do setor do gás foi alterada, entre outros motivos, para completar e concluir a adoção do código de rede europeu de compensação da rede de transporte de gás [Regulamento (UE) N.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março de 2014]. Parte da concretização deste código de rede estava pendente da existência de uma plataforma de negociação para o gás natural no ponto de balanço português. Esta questão foi ultrapassada no dia 16 de março de 2021, com o início das transações de produtos de gás com entrega no sistema português na plataforma do MIBGAS. Foi, assim, determinado o fim das medidas transitórias que estavam em aplicação desde 2016 e um mecanismo de transição para o gás de operação. Este mecanismo incluiu a devolução das reservas de gás dos agentes de mercado utilizadas pelo gestor de sistema na compensação do sistema e no enchimento da rede de transporte e a sua substituição por gás do próprio operador da rede de transporte, adquirido ao longo de um período de 6 meses através de leilões de produtos diários e intradiários.

Após o período de transição, que terminou em novembro de 2021, o operador da rede de transporte passou a realizar a compensação da rede de transporte nos termos do código de rede, usando ações de balanço realizadas no MIBGAS e, complementarmente, um serviço de compensação aprovado pela ERSE para permitir essa compensação em momentos em que o mercado não ofereça gás de compensação na quantidade necessária. Os preços de desequilíbrio traduzem os custos das ações de compensação.

SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK*

Em complemento ao novo modelo de compensação da rede de transporte de gás, a ERSE aprovou um serviço de flexibilidade de *linepack* proposto pelo operador da rede de transporte¹²³. O novo mecanismo, que substitui o anterior, oferece flexibilidade da rede aos agentes de mercado, na forma de amortecimento das quantidades sujeitas à aplicação de preços de desequilíbrio. O serviço é atribuído através de leilões específicos, com um preço de reserva. Na atribuição do serviço para o ano gás 2021-2022 foram atingidos prémios significativos, revelando um grande interesse dos agentes pelo serviço.

¹²³ As condições de oferta do serviço de flexibilidade de *linepack* para 2021-22 foram publicadas pelo ORT [

PROJETO-PILOTO DE INJEÇÃO DE HIDROGÉNIO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2020, a ERSE aprovou um projeto-piloto de injeção de hidrogénio nas redes de distribuição operada pela Setgás (Seixal), com o objetivo de testar os requisitos e as soluções da injeção de hidrogénio nas redes de gás com diferentes percentagens de mistura. O projeto-piloto *green pipeline*¹²⁴ sofreu atrasos de implementação, mas deverá iniciar-se em 2022.

Regime da gestão de riscos e garantias

A gestão de riscos e garantias no âmbito dos setores regulados assume, para a ERSE, uma importância significativa, desde logo pelo facto de daí poderem decorrer custos económicos e reputacionais que afetam o funcionamento do mercado, de forma individual, tanto no setor elétrico, como no setor do gás, ou de forma conjunta nos dois setores, como pode suceder com a comercialização de energia.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que alterou o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade previamente estabelecido no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, veio a consagrar-se a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN), prevendo-se expressamente a figura do gestor integrado de garantias e a adoção de regras de gestão prudencial.

Por sua vez, o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) e o respetivo regime jurídico, vem efetuar a mesma consagração, desta vez para o setor do gás.

Com a publicação da Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro, veio a concretizar-se regulamentarmente o modelo de gestão de riscos e garantias para o setor elétrico, cuja definição foi precedida de consulta pública amplamente participada. De resto, no quadro dessa consulta, pôde constatar-se o interesse manifestado por diversos agentes em que o regime, à data proposto apenas para o setor elétrico, pudesse ser estendido ao setor do gás.

São amplamente reconhecidas as vantagens em se poder abordar um sistema integrado de gestão de riscos e garantias que abranja ambos os setores, desde logo a possibilidade de, com esse instrumento, se poder

¹²⁴ <https://www.greenpipeline.pt/>

melhor assegurar que os relacionamentos comerciais decorram em contexto de integridade e segurança para o mercado e para o SEN e para o SNG. Por outro lado, no caso das atividades e agentes que podem abranger os dois setores – a comercialização, em particular – a abordagem integrada de riscos e garantias não apenas permite o reforço das condições de integridade dos mercados, como permite, também uma operação mais eficiente dos custos suportados por estes agentes.

O modelo de funcionamento, tanto do SEN como do SNG, assenta no exercício do acesso às redes e às infraestruturas para concretização do livre estabelecimento de relacionamento comercial entre agentes de mercado. Este acesso pode materializar-se através dos comercializadores relativamente aos consumidores constituídos nas suas respetivas carteiras - por via do respetivo contrato de fornecimento celebrado entre ambos –, como através de um acesso direto no caso de agentes de mercado (por exemplo, clientes finais que pretendam adquirir energia diretamente em mercados organizados ou em contratos bilaterais). Em ambos os casos, existe, entre o operador de rede ou das infraestruturas e o agente que efetua o acesso às redes ou às infraestruturas, um Contrato de Uso das Redes (ContUR), que estabelece os direitos e as obrigações de ambas as partes, sendo que avultam as obrigações que incidem sobre a contraparte utilizadora de liquidar os encargos (ao operador de rede ou das infraestruturas) respetivos, sendo a utilização prévia ao pagamento.

Por outro lado, também é importante tomar em consideração que a constituição de uma entidade como agente de mercado obriga à celebração de um contrato de adesão, no âmbito da atividade de gestão do sistema, a estabelecer entre os agentes de mercado, incluindo produtores, e a entidade encarregue de efetuar a gestão do sistema.

Importa relembrar que a multiplicidade de agentes económicos em operação no SEN e no SNG já tinha acarretado a ocorrência de quatro situações de incumprimento no quadro do SEN e outras duas no caso do SNG (ainda que de menor expressão que as registadas no setor elétrico), com consequência ao nível dos encargos que geram para a globalidade dos consumidores e ao nível da descontinuidade comercial que acarretam para os consumidores especificamente afetados por cada uma dessas situações.

Neste contexto, a ERSE colocou a consulta pública um modelo de regras para a gestão de riscos e garantias, agora aplicável conjuntamente ao SEN e ao SNG, devidamente alinhado com o contexto legal de ambos os setores e que parte do enquadramento regulamentar adotado no setor elétrico (através da Diretiva n.º 2-A/2020) e da experiência entretanto recolhida, e que culminou com a aprovação da Diretiva n.º

7/2021 ¹²⁵, de 15 de abril. Estas regras mantêm e reforçam as características de diferenciação do risco em função da real atuação dos agentes económicos, sistematizam num contexto mais efetivo uma atuação integrada e integradora dos riscos, permitindo ainda a segregação entre a operação no quadro da gestão de riscos e garantias e a operação comercial subjacente à constituição de garantias.

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

ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

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

As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas de gás natural, vigentes em 2021, resultam das regras aprovadas na revisão regulamentar de 2019. Previamente a cada período regulatório é comum a ERSE proceder à alteração dos regulamentos, e em particular do RT, considerando ser esse o momento adequado para se realizar a avaliação dos parâmetros e das metodologias de regulação de proveitos e tarifas que orientaram a atuação do Regulador, bem como para avaliar os impactos das medidas tomadas e a sua concretização, designadamente através do desempenho das empresas reguladas e do impacto das tarifas reguladas no mercado. A revisão do RT, associada à [71.ª consulta pública da ERSE](#), realizou-se no último ano do período de regulação compreendido entre 2016 e 2019, integrando as necessárias alterações de melhoria identificadas no decurso da aplicação do RT, bem como as matérias de conteúdo que definiram o novo período de regulação iniciado em janeiro de 2020.

O RT do setor do gás natural, aplicável em 2021, foi aprovado pelo [Regulamento n.º 368/2021](#), de 28 de abril.

¹²⁵ [Diretiva n.º 7/2021](#), estabelece o regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e no Sistema Nacional de Gás (SNG).

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.

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, possibilita a comparação de preços entre diferentes comercializadores, distinguindo os preços sujeitos a concorrência dos preços fixados por decisão regulatória.

As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas de gás natural são devidas pelo acesso às respetivas infraestruturas do SNG 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.

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 clientes ¹²⁶. 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 e das infraestruturas	Variáveis de faturação	Clientes em AP	Clientes em MP	Clientes em BP>	Clientes 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

¹²⁶ 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 redes e das 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 de janeiro a setembro de 2021, correspondem às tarifas aprovadas para o ano gás 2020-2021¹²⁷, e de outubro a dezembro de 2021, às aprovadas para o ano gás 2021-2022¹²⁸.

Em 2019, decorrente das alterações da metodologia relativa à estrutura das tarifas de uso da rede de transporte, associadas à implementação do Regulamento (EU) 2017/460, que aprova o Código de Rede relativo a estruturas tarifárias para o transporte de gás natural, a ERSE adotou um novo período de vigência das tarifas reguladas, passando o mesmo a ser coincidente com o ano de atribuição de capacidade. Neste contexto, a vigência da aplicação das tarifas (anteriormente de 1 de julho a 30 de junho) passou a ser de 1 de outubro a 30 de setembro do ano seguinte.

Para o ano gás 2021-2022, as tarifas de acesso às redes e das infraestruturas, para a procura prevista para esse ano, sofreram evoluções conforme o Quadro 4-3 e o Quadro 4-4 ilustram.

¹²⁷ Publicadas através da [Diretiva n.º 11/2020](#), de 25 de junho, retificada pela [Declaração de Retificação n.º 549/2020](#), de 11 de agosto.

¹²⁸ Publicadas através da [Diretiva n.º 12/2021](#), de 29 de julho.

Quadro 4-3 – Evolução tarifária das infraestruturas em alta pressão, do uso das redes e do uso global do sistema para o ano gás 2021-2022, por atividade

Tarifas por atividade	Preço médio 2020-2021 (EUR/MWh)*	Preço médio 2021-2022 (EUR/MWh)	Variação
Uso do Terminal de GNL (Sines)	0,56	0,37	-33,3%
Uso do Armazenamento Subterrâneo	6,98	5,28	-24,4%
Uso da Rede de Transporte	0,54	0,45	-15,8%
Uso da Rede de Distribuição	8,13	8,02	-1,4%
Uso Global do Sistema	0,43	0,27	-38,1%
OLMC	0,01	0,00	-40,1%

* Aplicação das tarifas de 2020-2021 à procura prevista para 2021-2022.

Fonte: dados ERSE

Quadro 4-4 – Evolução tarifária do acesso às redes para o ano gás 2021-2022, por tipologia de clientes em cada nível de pressão

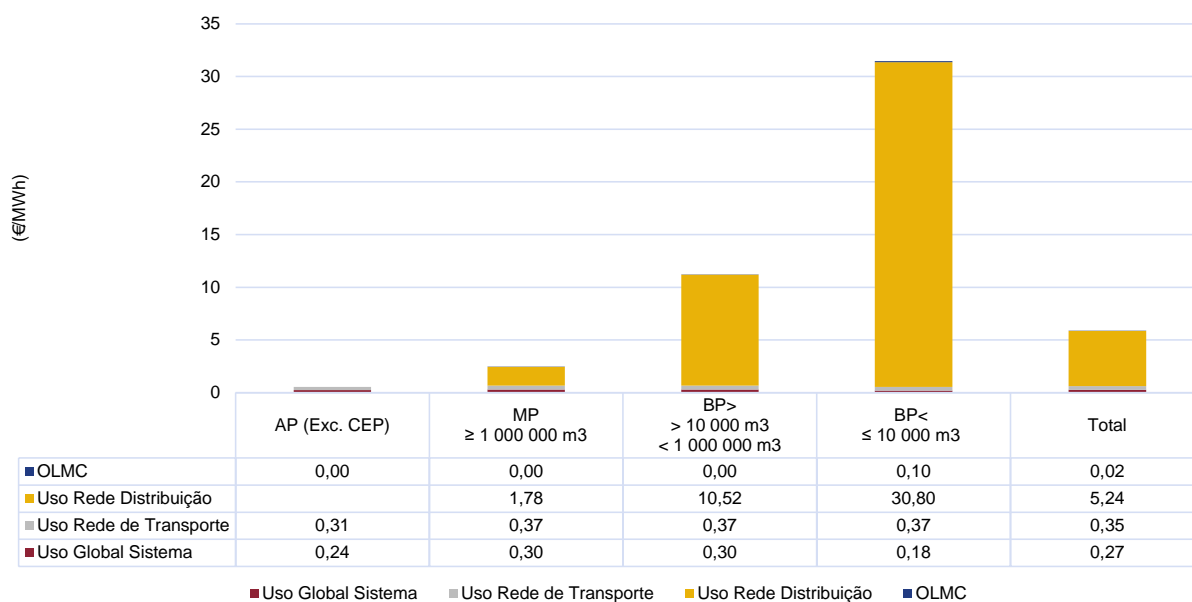
Tarifas de acesso às redes por nível de pressão	Preço médio 2020-2021 (EUR/MWh)*	Preço médio 2021-2022 (EUR/MWh)	Variação
Centros eletroprodutores	1,02	0,69	-32,2%
Clientes em Alta Pressão	0,75	0,53	-28,8%
Clientes em Média Pressão	2,55	2,45	-3,9%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	11,41	11,19	-1,9%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	32,16	31,45	-2,2%

* Aplicação das tarifas de 2020-2021 à procura prevista para 2021-2022.

Fonte: dados ERSE

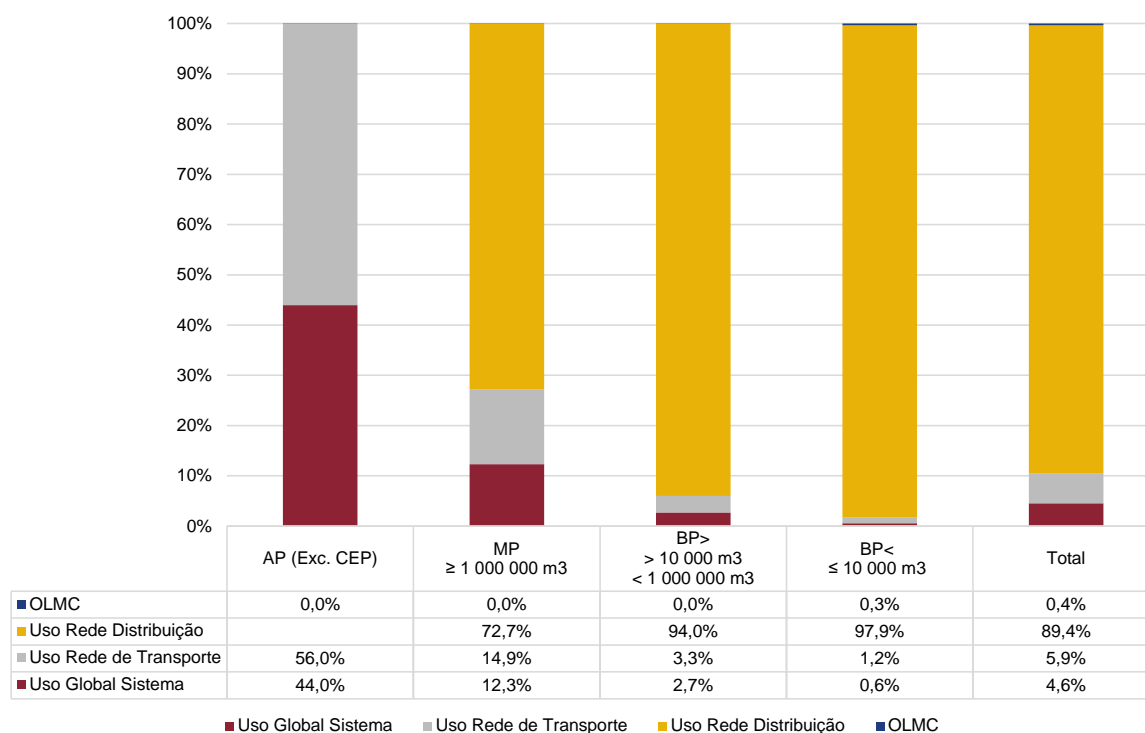
Nas figuras seguintes apresenta-se a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes, pelas várias tarifas que as compõem, para cada nível de pressão. O preço médio da tarifa de acesso em alta pressão não inclui os centros eletroprodutores (CEP).

Figura 4-5 – Decomposição do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2021-2022



Fonte: dados ERSE

Figura 4-6 – Estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2021-2022



Fonte: dados ERSE

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2021 é o segundo ano do atual período de regulação, que vigora entre 2020 e 2023. Tal como mencionado no relatório anterior, este período de regulação passou a coincidir com o ano civil e não com o ano gás. De seguida, resumem-se os modelos regulatórios aplicados a cada uma das atividades reguladas:

- Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL – i) aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*¹²⁹ nos custos de exploração (OPEX¹³⁰) e de uma metodologia de custos aceites em base anual no caso dos custos com capital (CAPEX)¹³¹; ii) aplicação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários que reconhece as externalidades positivas para todo o sistema nacional de gás associadas a esta atividade; iii) mecanismo de reversão às tarifas de valores recebidos referentes a prémios de leilões de atribuição de capacidade;
- Atividade de Armazenamento Subterrâneo – i) metodologia de regulação do tipo *price cap*¹³² no OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX; ii) aplicação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos dos proveitos permitidos, à semelhança da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL; iii) mecanismo de reversão às tarifas de valores recebidos referentes a prémios de leilões de atribuição de capacidade;
- Atividade de Transporte de gás natural – i) esta atividade segue uma regulação do tipo *price cap*¹³³ no OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX; ii) aplicação de um mecanismo que procura mitigar os efeitos associados à volatilidade da procura no nível de proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas; iii) mecanismo de reversão às tarifas de valores recebidos referentes a prémios de leilões de atribuição de capacidade;

¹²⁹ O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia regaseificada.

¹³⁰ *Operational expenditure.*

¹³¹ *Capital expenditure.*

¹³² O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia extraída/injetada.

¹³³ O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a capacidade utilizada na ótica comercial.

- Atividade de Gestão Técnica Global do Sistema – aplicação de uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* ao nível da parcela do OPEX e de uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX;
- Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador – aplicação de uma metodologia de regulação do tipo *revenue cap* ao nível do OPEX e de custos aceites ao nível do CAPEX;
- Atividade de Distribuição de gás natural – no OPEX aplica-se uma metodologia do tipo *price cap*¹³⁴ e no CAPEX uma metodologia de custos aceites;
- Atividade de Comercialização de último recurso retalhista – aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*¹³⁵, acrescida da remuneração do fundo de maneiio. Refira-se ainda que as empresas concessionárias têm direito a um proveito adicional equivalente a 4 € por cliente (número de clientes no início de cada período de regulação). No setor do gás são ainda definidos custos de referência para a atividade de comercialização retalhista.

Os fatores de eficiência anuais aplicados ao OPEX foram de (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) entre 2% e 5% por empresa, no caso da distribuição e (vi) 2% para todos os comercializadores de último recurso.

De salientar que, neste período de regulação, se introduziu um princípio de aceitação de investimentos diferenciada em termos de remuneração, tendo em conta a sua natureza e o cumprimento dos seus objetivos iniciais. Enquanto os investimentos não cumprirem os seus objetivos iniciais, apenas serão remunerados ao custo de financiamento.

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 alheio¹³⁶. Assim, as taxas de remuneração do ativo regulado são atualizadas com base nas *yields* das

¹³⁴ Os indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são: energia distribuída e pontos de abastecimento.

¹³⁵ O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.

¹³⁶ Para o ano de 2021 as taxas de remuneração do ativo foram: atividades de alta pressão – 4,50%; atividade de distribuição – 4,70%.

Obrigações do Tesouro. 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 as tarifas e preços referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão desde 1 de julho de 2010. Estas ações foram contestadas e, atualmente, encontram-se no tribunal administrativo competente, não havendo até ao momento qualquer decisão.

ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

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

As condições comerciais de ligação às redes de gás natural – que incluem as regras aplicáveis e os respetivos encargos –, encontram-se estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC), da responsabilidade da ERSE, não tendo sido objeto de alteração durante 2021.

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 sua compreensão e aplicabilidade no caso concreto.

O quadro regulamentar vigente abrange matérias como a obrigação de ligação à rede, o tipo de encargos que podem ser cobrados aos requisitantes, as regras de cálculo e condições de pagamento desses encargos, o conteúdo e prazos de apresentação dos orçamentos de ligação pelos operadores das redes, a construção dos elementos de ligação à rede ou os deveres de prestação de informação, nos termos que, sumariamente, se detalham de seguida.

Assim, em relação à obrigação de ligação à rede, o operador da rede de transporte é obrigado a proporcionar ligação aos clientes que a requeiram, enquanto 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 (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 as infraestruturas físicas que permitem a ligação de uma instalação de gás natural à rede, classificando-se esses elementos como rede a construir ou ramais de distribuição. A construção dos elementos de ligação é da responsabilidade dos operadores das redes. Todavia, para a ligação de grandes instalações de consumo, é permitido ao requisitante fazê-la. 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.

As redes são pagas pelos consumidores de gás natural através dos encargos de ligação à rede (de acordo com as regras aprovadas pela ERSE) e das tarifas de uso das redes, que constituem uma parcela da fatura de gás natural (o diferencial entre o custo total de investimento e o custo diretamente imputado ao requisitante por via dos encargos de ligação é suportado por todos os consumidores, através das tarifas de uso de rede).

Por último, cabe ainda referir que 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.

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

Os mecanismos de atribuição de capacidade e resolução de congestionamentos nas infraestruturas do SNG são estabelecidos de acordo com os princípios instituídos no RARII e no MPAL, aprovados 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. 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 através de produtos harmonizados – anual, trimestral, mensal, diário e intradiário -, preferencialmente agrupados (*bundled*), e atribuídos através de processos concorrenciais. A capacidade nas interligações é atribuída no ponto virtual (*Virtual Interconnection Point* ¹³⁷) que agrega as duas interligações físicas (“VIP Ibérico”). A atribuição de capacidade tem por referência europeia o designado “ano de atribuição de capacidade”, que decorre entre 1 de outubro e 30 de setembro do ano seguinte.

O produto anual é atribuído para os 5 anos seguintes, conforme previsto no código de rede europeu. A capacidade agrupada (*bundled*) na interligação é atribuída através da plataforma PRISMA ¹³⁸. A capacidade não-agrupada, em particular a capacidade de saída para Espanha, no VIP Ibérico, é atribuída na plataforma nacional, operada pelo OMIP.

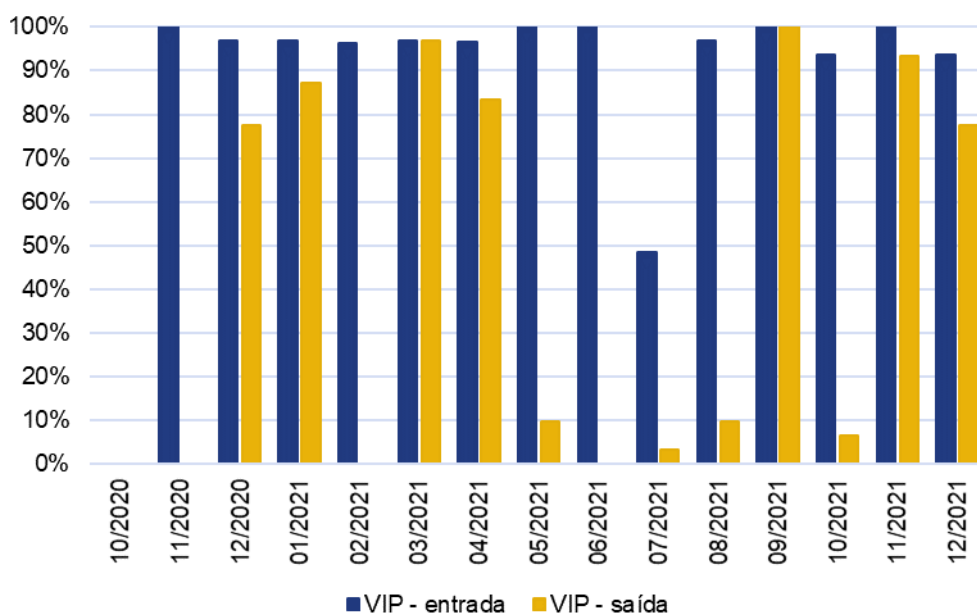
No que respeita à atribuição de capacidade e mecanismos de gestão de congestionamentos no VIP Ibérico, o MPAI prevê: (i) a oferta de produtos intradiários de capacidade nas interligações; (ii) a implementação do mecanismo de cedência voluntária de capacidade por parte dos agentes de mercado (*capacity surrender*) a produtos de maturidade mensal; (iii) a implementação do mecanismo de perda da reserva de capacidade não utilizada; e (iv) 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 GTG, em coordenação com o operador da rede interligada (Enagás), oferece diariamente capacidade firme no VIP Ibérico, por aplicação do mecanismo de sobrerreserva e resgate (*oversubscription and buy-back*). Este mecanismo conjunto foi aprovado em 2018. Durante 2021, a implementação da metodologia harmonizada de sobrerreserva e resgate no VIP Ibérico resultou na disponibilização de sobrecapacidade em 340 dias, no sentido de Espanha para Portugal, e 173 dias, no sentido de Portugal para Espanha. O valor médio diário da capacidade firme oferecida no VIP pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate foi de 12,9 GWh/dia e 8,4 GWh/dia, nos sentidos mencionados. A figura seguinte ilustra a oferta de capacidade por esta via.

¹³⁷ 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.

¹³⁸ www.prisma-capacity.eu

Figura 4-7 – Percentagem mensal de dias com oferta de capacidade firme no VIP Ibérico pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate, desde outubro de 2020



Fonte: ENTSOG

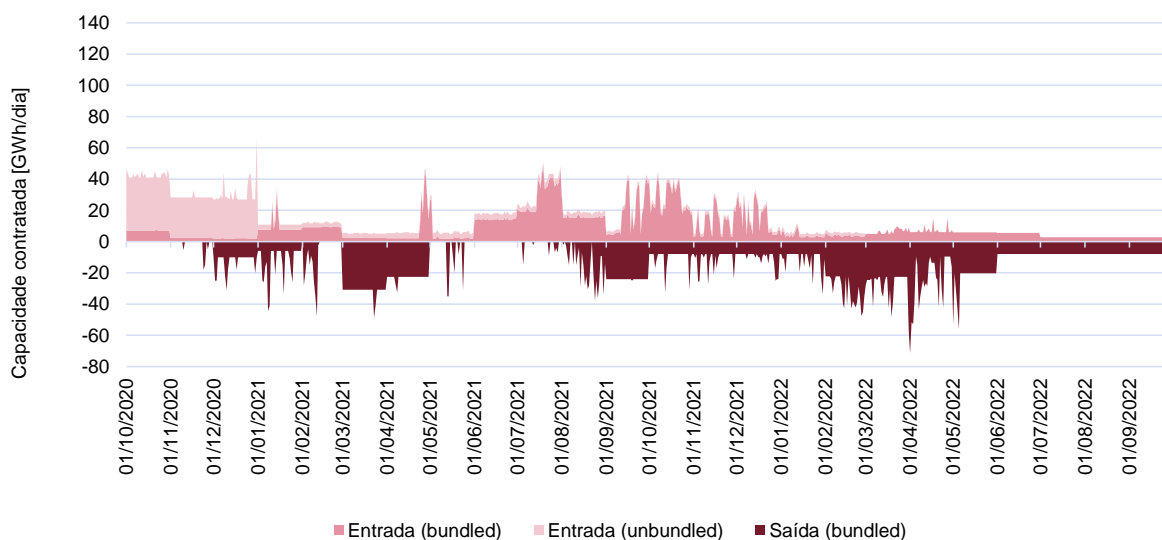
A ERSE aprovou em 2020, com efeitos a partir do ano gás 2020-2021, a metodologia de aplicação conjunta do mecanismo Perda da reserva de capacidade não utilizada de longo prazo (*Long Term Use-It-Or-Lose-It*, LT UIOLI) na interligação. Da aplicação do mecanismo conjunto pela REN e pela Enagás não resultou qualquer resgate de capacidade. Nota-se que, com o fim dos direitos históricos sobre a capacidade de interligação associados aos contratos de aprovisionamento com cláusulas *take-or-pay*, principalmente em 2020 e, por completo, em 2022, no que respeita ao VIP Ibérico, deixou de haver capacidade contratada em produto anual para além do ano gás seguinte, que é um dos pressupostos de aplicação do mecanismo LT UIOLI.

ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

O acesso às interligações ocorreu mediante leilões de produtos anuais, trimestrais, mensais, diários e intradiários, realizados através da plataforma PRISMA. Desde o final de 2020 que a maior parte da capacidade no VIP é contratada de forma agrupada (*bundled*), sendo apenas uma pequena parte atribuída em Portugal como capacidade não agrupada (*unbundled*). A partir de março de 2022, a contratação de capacidade no VIP Ibérico é totalmente *bundled*.

Em 2021, não se registaram situações em que a procura por capacidade no VIP excedesse a oferta, em virtude de uma maior utilização do terminal de GNL em Sines, como fonte de aprovisionamento principal do mercado português. A contratação de capacidade no sentido exportador (de Portugal para Espanha) cresceu significativamente e permaneceu como tendência no início de 2022. A figura seguinte apresenta a atribuição de capacidade relativa a 2021, na plataforma PRISMA, quer *bundled* quer *unbundled*.

Figura 4-8 – Atribuição de capacidade na interligação (VIP Ibérico), por produto *bundled* ou *unbundled*



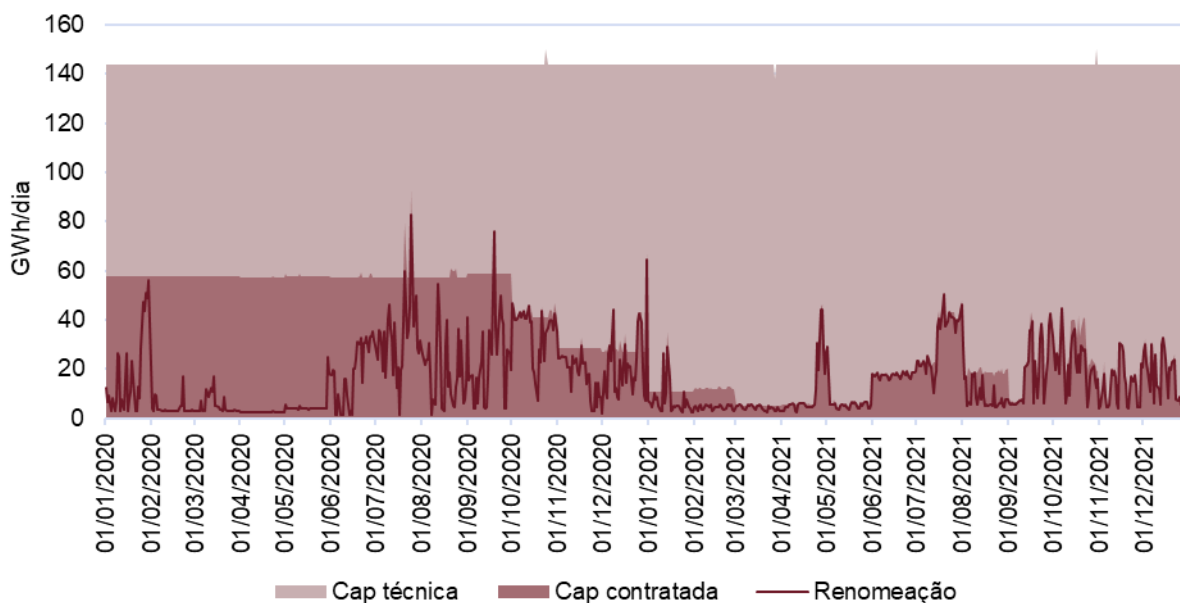
Fonte: dados REN Gasodutos.

As duas figuras seguintes ilustram a reserva de capacidade no VIP Ibérico, comparando com as nomeações submetidas pelos agentes de mercado e a capacidade técnica máxima oferecida no VIP, quer no sentido importador (entrada), quer exportador (saída).

Em 2021, cessou o principal contrato de longo prazo histórico com a Argélia (da GALP), via Marrocos, e também o contrato de capacidade de saída (não-agrupada/*unbundled*) do lado espanhol. Assim, em 2021, verificou-se uma alteração de comportamento na contratação e utilização da capacidade no VIP Ibérico, reduzindo-se a contratação de capacidade, mas aumentando significativamente a utilização da capacidade contratada pelas nomeações.

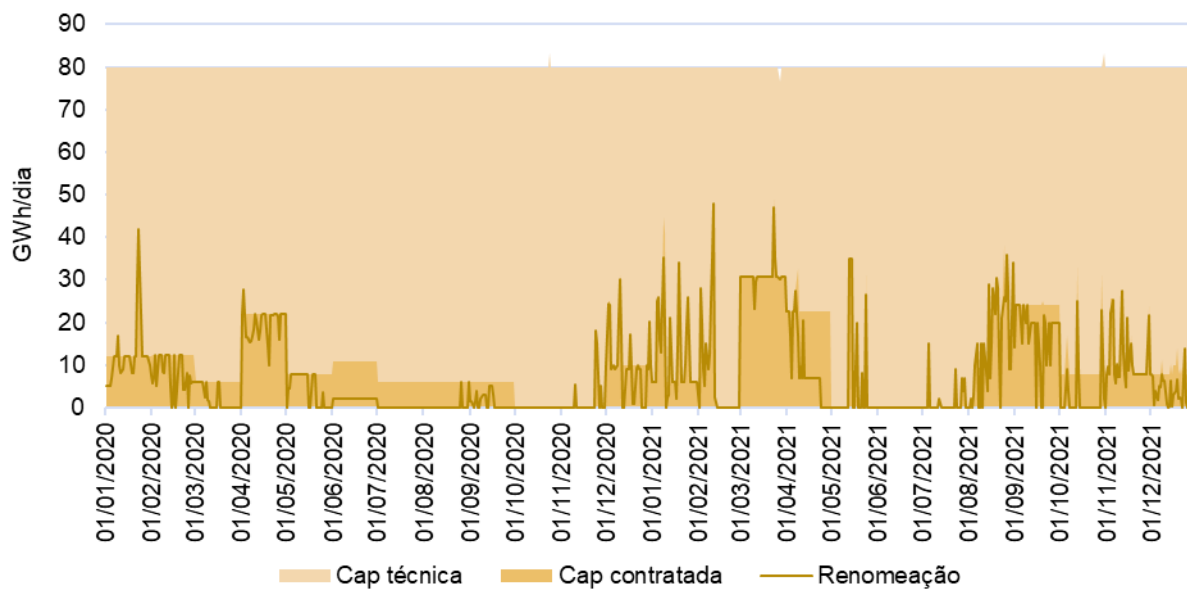
No sentido exportador, 2021 acentuou a tendência de uma maior utilização da capacidade de interligação. A contratação foi feita sobretudo em produtos de curto prazo, permitindo aos agentes otimizarem a utilização da capacidade contratada.

Figura 4-9 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2020 e 2021 (importação)



Fonte: REN

Figura 4-10 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2020 e 2021 (exportação)



Fonte: REN

COOPERAÇÃO

Os operadores das redes de transporte português e espanhol mantêm uma cooperação estreita, tendo em vista a interoperabilidade dos dois sistemas. Esta cooperação é 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.

MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DOS OPERADORES DE INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT

Em cumprimento ao estabelecido no número 1 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à ERSE, uma proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2022-2031 (PDIRG 2021).

Por sua vez, nos termos do n.º 2 do artigo 87.º do mesmo Decreto-Lei, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias, dispondo dos 22 dias subsequentes para elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo foi transmitida à DGEG e ao operador da RNTG.

A ERSE submeteu a consulta pública a proposta de PDIRG 2021, de 3 de maio a 15 de junho de 2021.

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRG 2021, 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, em 28 de agosto, o seu Parecer globalmente positivo.

Considerando que é fundamental garantir a fiabilidade da operação das infraestruturas e a qualidade dos serviços associados ao setor de gás, mantendo a recomendação de adiamento de tudo que não seja fundamentadamente necessário, a ERSE não identificou razões para uma não aprovação em sede de emissão de Decisão Final de Investimento (DFI) por parte do Concedente dos "Projetos Base" propostos e associados, por um lado, à Gestão Técnica Global (7,1 M€) e, por outro, à "remodelação e modernização" das infraestruturas da RNTG, do Armazenamento Subterrâneo do Carriço e do Terminal de GNL de Sines (38,7 M€), que totalizam 45,8 milhões de euros.

Depois de analisados os projetos de investimento apresentados e os comentários recebidos na Consulta Pública, verificou-se que a proposta de PDIRG 2021 apresentou um conjunto de estudos e projetos ligados à Estratégia Nacional para o Hidrogénio, EN-H2, que correspondem a um montante de 39,6 milhões de euros previstos serem concretizados até 2026, num total de 39,6 milhões de euros no horizonte de 2022 até 2026. Apesar da importância que estes projetos poderão eventualmente ter, a ERSE propôs, caso se verificasse não ser possível um nível mais adequado de detalhe e fundamentação, o adiamento da sua análise em sede de Decisão Final de Investimento (DFI).

No processo de acompanhamento da 5.ª Lista de Projetos de Interesse Comum (PIC), liderado pela Comissão Europeia e em que a ACER participou conjuntamente com os reguladores, foram realizadas diversas atividades, das quais se destacam a verificação da consistência entre o *Ten-Year Network Development Plan 2022* da ENTSOG e o PDIRG 2021. De referir que a 5ª Lista de PIC, aprovada pela Comissão Europeia a 19 de novembro de 2021, não contém nenhum projeto do SNG.

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

Nos termos do artigo 12.º-B do referido Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, os operadores das redes de distribuição de gás natural (ORD) devem elaborar, nos anos pares, planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás natural (PDIRD-GN).

Em cumprimento do estabelecido no n.º 1 do artigo 12.º-C do Decreto-Lei n.º 140/2006, os onze operadores das redes de distribuição de gás natural¹³⁹ apresentaram à DGEG, onze propostas de plano quinquenal de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás natural (PDIRD-GN), para o período 2021-2025.

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE, em 28 de julho e 13 de agosto de 2020, as propostas recebidas, cabendo à ERSE, nos termos do n.º 5 do artigo 12.º-C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, promover uma consulta pública aos seus conteúdos, com a duração de 30 dias, que decorreu entre os dias 25 de fevereiro e 9 de abril de 2021.

¹³⁹ Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Medigás, Lisboaagás, Lusitaniagás, Paxgás, REN Portugal Distribuição, Setgás, Sonorgás e Tagusgás.

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRD-GN 2020, 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, em 24 de maio, o seu Parecer globalmente positivo.

A ERSE salientou que no atual quadro de transição energética, é fundamental o desenvolvimento de uma visão integrada do setor energético. O contributo do gás para a transição rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050 terá de ser consensualizado, de modo a que seja assegurada coerência entre as propostas de investimento dos diferentes ORD, que garanta uma evolução das redes de gás adequada e compatível com a meta de neutralidade carbónica.

Para além dos 182,8 milhões de euros aprovados nos PDIRD-GN 2018, a concretizar no período 2021 a 2023, as propostas de PDIRD-GN 2020 previam um investimento adicional de 184,3 milhões de euros no período 2021 a 2025. A ser aprovado esse novo investimento, o montante total que a ser realizado nas redes de distribuição de gás no quinquénio de 2021 a 2025, ascenderá a 367,1 milhões de euros.

A maioria dos participantes na Consulta Pública, expressou opiniões que recomendam cautela quanto à aprovação do volume de investimento previsto pelos ORD para expansão das redes, já que essa expansão está somente centrada numa estratégia de incremento do número de clientes domésticos. Estes projetos, a serem aprovados e concretizados nos próximos cinco anos, irão ter um período de amortização que, em muitos casos, será superior a 30 anos. Isto significa que, as decisões agora tomadas, irão ter consequências tarifárias, que se repercutirão para além do horizonte temporal de 2050.

A ERSE considerou que esta perspetiva deverá ser assumida pelos ORD quando prepararem a versão final das propostas de PDIRD-GN 2020, a submeter para aprovação na sequência do parecer emitido pela ERSE. Deverá também ser assumida aquando da elaboração das primeiras versões de futuras propostas de PDIRD-GN, propostas essa que deverão passar a incluir um capítulo onde, explicitamente, seja demonstrado o modo como os ORD se comprometem a assegurar que:

- i) São minimizadas situações futuras de ativos ociosos e, conseqüentemente, de possíveis «custos afundados» para o setor energético.
- ii) São maximizadas situações de ativos que, sendo relevantes e valiosos para o futuro do setor energético, garantam preços razoáveis e acessíveis para os consumidores de gás natural, na atualidade e no curto/médio prazo.

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

O início da negociação na plataforma MIBGAS¹⁴⁰ de produtos de gás natural intradiários, diários e de fim-de-semana com entrega em Portugal ocorreu no dia 16 de março de 2021.

O arranque da negociação, na mesma plataforma que é utilizada em Espanha, e com regras muito semelhantes às que vigoram para produtos com entrega nesse país, foi um importante passo para o desenvolvimento do mercado nacional de gás natural e para a sua integração com o mercado do país vizinho, na perspetiva do desenvolvimento futuro de mecanismos adicionais de integração de mercado, nomeadamente, do tipo de atribuição implícita de capacidade de interligação, num contexto de regras únicas para ambos os países, que contribuam para uma formação de preços mais robusta e transparente.

A negociação durante 2021, manteve-se em níveis pouco significativos, e principalmente concentrada nas aquisições reguladas de gás de enchimento e operação por parte do Gestor Técnico Global, que decorreram até ao início de novembro.

Não sendo Portugal um produtor de gás natural, 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 ainda a existência de contratos de longo prazo.

O aprovisionamento de gás natural através das interligações (cerca de 3% em 2021) tem proveniência de Espanha, sendo estes volumes essencialmente associados às importações provenientes da Argélia por gasoduto.

¹⁴⁰ Entidade reconhecida pelo Governo português, através da Portaria n.º 643/2016, de 21 de agosto, como gestora do mercado organizado de gás a contado.

O fornecimento através do terminal de GNL está em grande parte assente em contratos de GNL com a Nigéria, 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 2021, cerca de 97% do aprovisionamento de gás natural foi realizado através de descargas de GNL.

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, Trindade e Tobago, Egito, Qatar, Omã, Noruega, Líbia, Guiné Equatorial, Rússia, Estados Unidos da América 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. Ainda assim, 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.

A entrada em negociação de produtos *spot*, com entrega em Portugal, ocorreu apenas a partir de 16 de março de 2021, o que se entende como um passo necessário para a criação de uma referência de preço para as transações de gás em Portugal e para o registo de volumes de negociação, quer à vista, quer a prazo. No entanto, a incipiente liquidez da negociação, que se agravou ainda mais depois do final do programa de aquisições reguladas de gás de enchimento e de operação por parte do Gestor Técnico Global, dificulta a emergência de uma referência de preço fiável e consistente.

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.

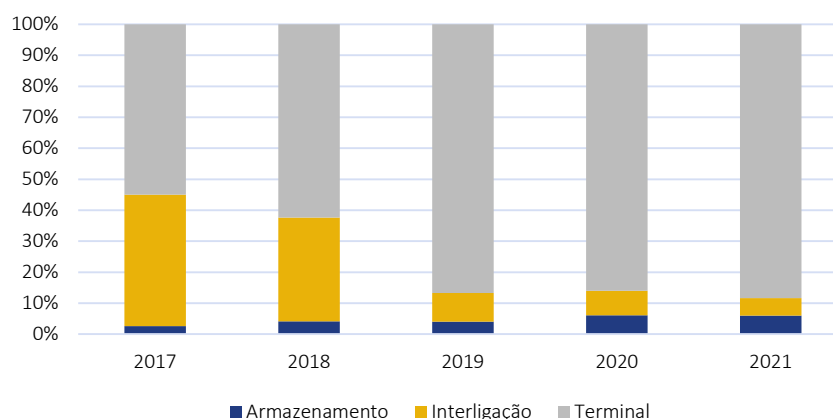
Sendo certo que a informação sobre a caracterização das transações integra, ela própria, informação comercialmente sensível, resulta evidente que, no contexto regulatório, é possível prever a existência de mecanismos que, por um lado, assegurem a salvaguarda dessa informação e, por outro lado, concretizem 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

A caracterização das injeções na RNTG é efetuada na Figura 4-11.

Figura 4-11 – Repartição das injeções na RNTG por infraestrutura, 2017 a 2021

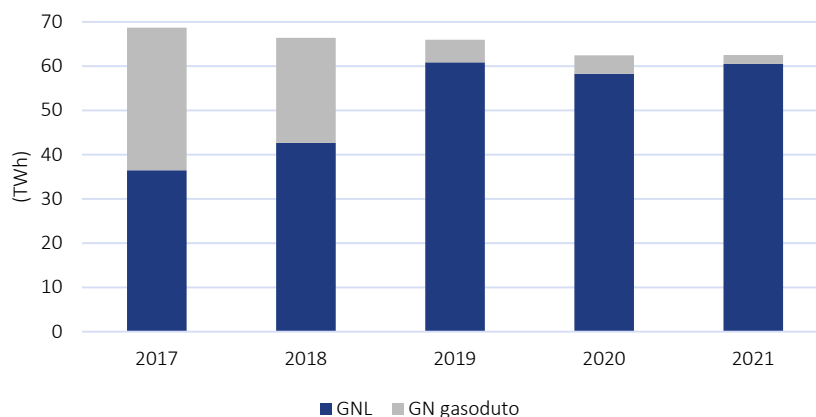


Fonte: dados REN Gasodutos, REN Armazenamento e REN Atlântico

Desde 2017, o Terminal de Sines tem aumentado a sua importância como a principal via de aprovisionamento, representando, em 2021, cerca de 88% do volume total de gás.

Na Figura 4-12 observa-se a evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, sendo que, em 2021, se importou um volume total de 62,6 TWh.

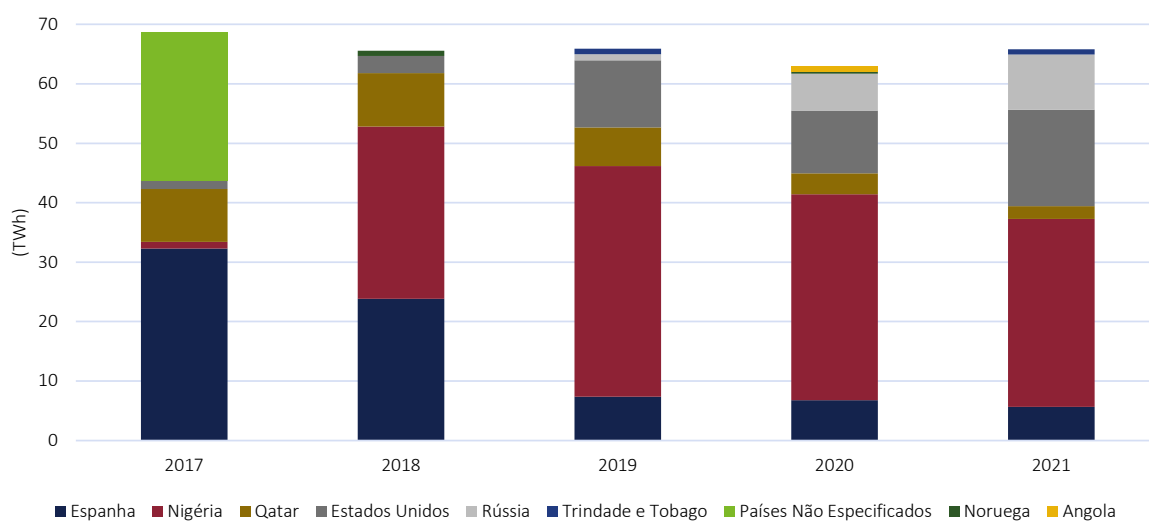
Figura 4-12 – Evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, 2017 a 2021



Fonte: EUROSTAT, elaboração ERSE

A Figura 4-13 apresenta a origem de proveniência do gás natural entre 2017 e 2021.

Figura 4-13 – Origem do gás natural importado, 2017 a 2021



Fonte: EUROSTAT, elaboração ERSE

O aprovisionamento a partir da Nigéria refere-se às entregas de GNL contratualizadas no terminal de Sines. Por outro lado, verifica-se uma presença de Espanha, sendo estes volumes essencialmente associados às importações provenientes da Argélia por gasoduto.

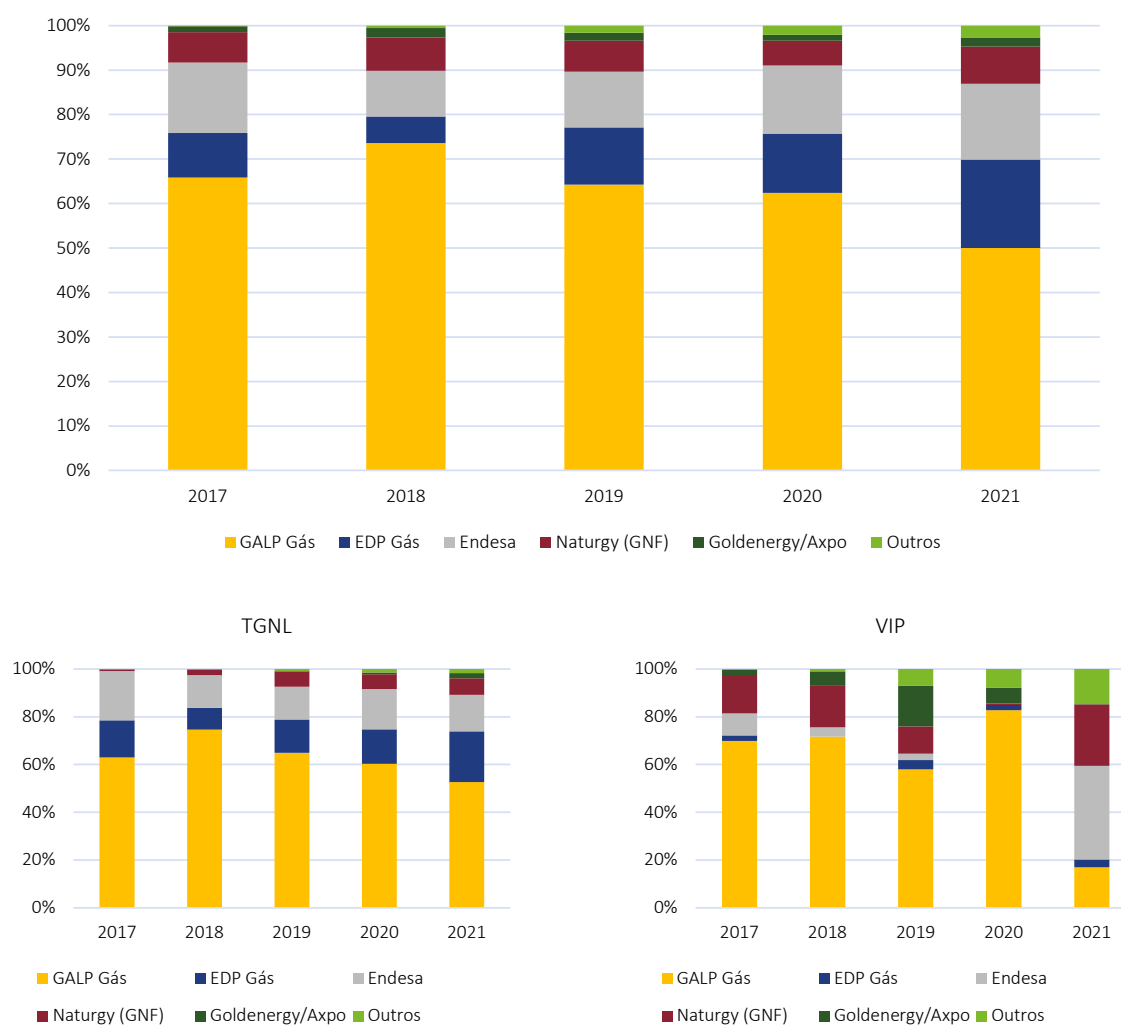
Relativamente aos restantes volumes de importação, referem-se à receção de GNL no terminal de Sines. Em 2021, salientam-se as contribuições do Qatar e, principalmente, da Rússia e dos Estados Unidos da América, que ganharam expressão face a 2020.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A Figura 4-14 apresenta as entradas de gás natural na RNTG, considerando as interligações por gasoduto (VIP) e o terminal de Sines, entre 2017 e 2021, por agente.

Salienta-se que, por um lado, a Goldenergy foi adquirida pela Axpo no final de 2018 e, até essa data, a Axpo não registava valores e, por outro lado, que os dados da Naturgy agregam diferentes empresas do grupo.

Figura 4-14 – Entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2017 a 2021



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

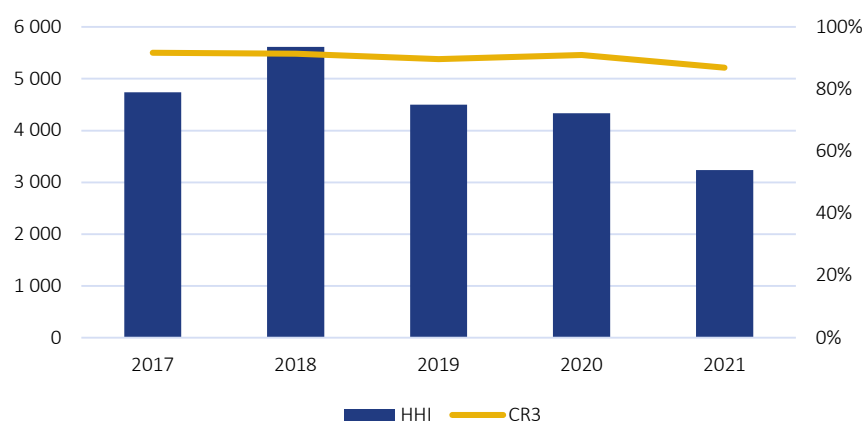
Relativamente às empresas responsáveis pelo aprovisionamento nacional, e quando se observa o total das entradas na RNTG, verifica-se que a Galp Gás foi responsável, em 2021, por cerca de 50% das entradas, valor que se constitui como o mais reduzido no período em análise. Estas importações foram efetuadas principalmente a partir do terminal. Em 2021, a Endesa foi o principal utilizador do VIP.

Em 2021, os agentes de mercado Naturgy, através de importações no VIP, e EDP Gás, a partir do terminal, surgem ambos em segundo lugar das importações consoante a infraestrutura em análise.

As importações, tanto da Endesa como da EDP Gás resultam, em grande parte, das necessidades de cobertura associadas ao aprovisionamento das suas centrais de ciclo combinado a gás natural.

A Figura 4-15 apresenta os índices de concentração, HHI e CR3 ¹⁴¹, nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), entre 2017 e 2021.

Figura 4-15 – Índices de concentração nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2017 a 2021



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

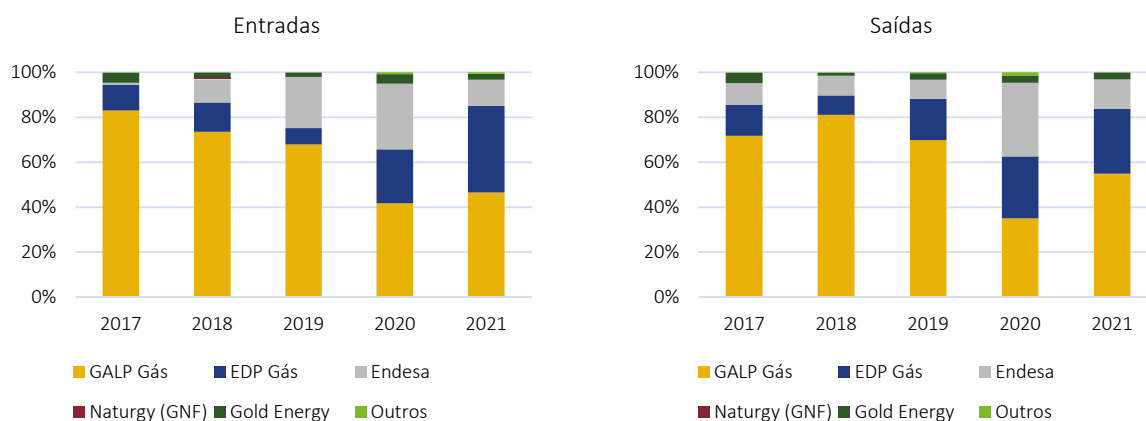
Em 2018 verificou-se o valor mais elevado do HHI, i.e., uma maior concentração de mercado, relativamente às entradas na RNTG.

A utilização das CCGT influencia os valores das entradas na RNTG, o que tem um impacto decisivo na concentração de mercado.

Na Figura 4-16 encontra-se a utilização do armazenamento subterrâneo, entre 2017 e 2021.

¹⁴¹ O índice CR3 refere-se à quota de mercado dos três maiores agentes de mercado.

Figura 4-16 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2017 a 2021

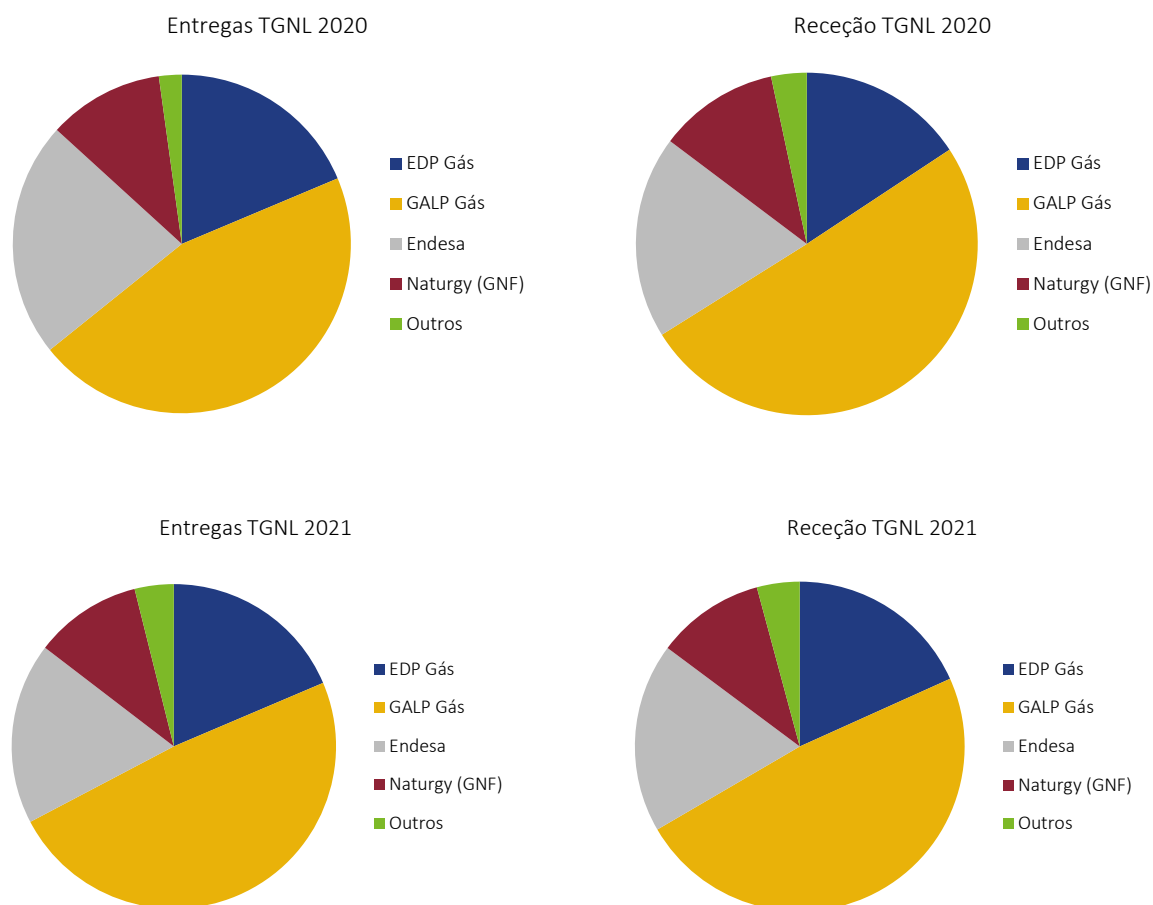


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Relativamente às entradas e saídas no armazenamento subterrâneo, salienta-se em 2021 um ligeiro aumento da preponderância da GALP Gás, mantendo-se a EDP Gás e a Endesa como utilizadores relevantes.

Na Figura 4-17 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de GNL no terminal de Sines, em 2020 e 2021.

Figura 4-17 – Trocas no TGNL, 2020 e 2021



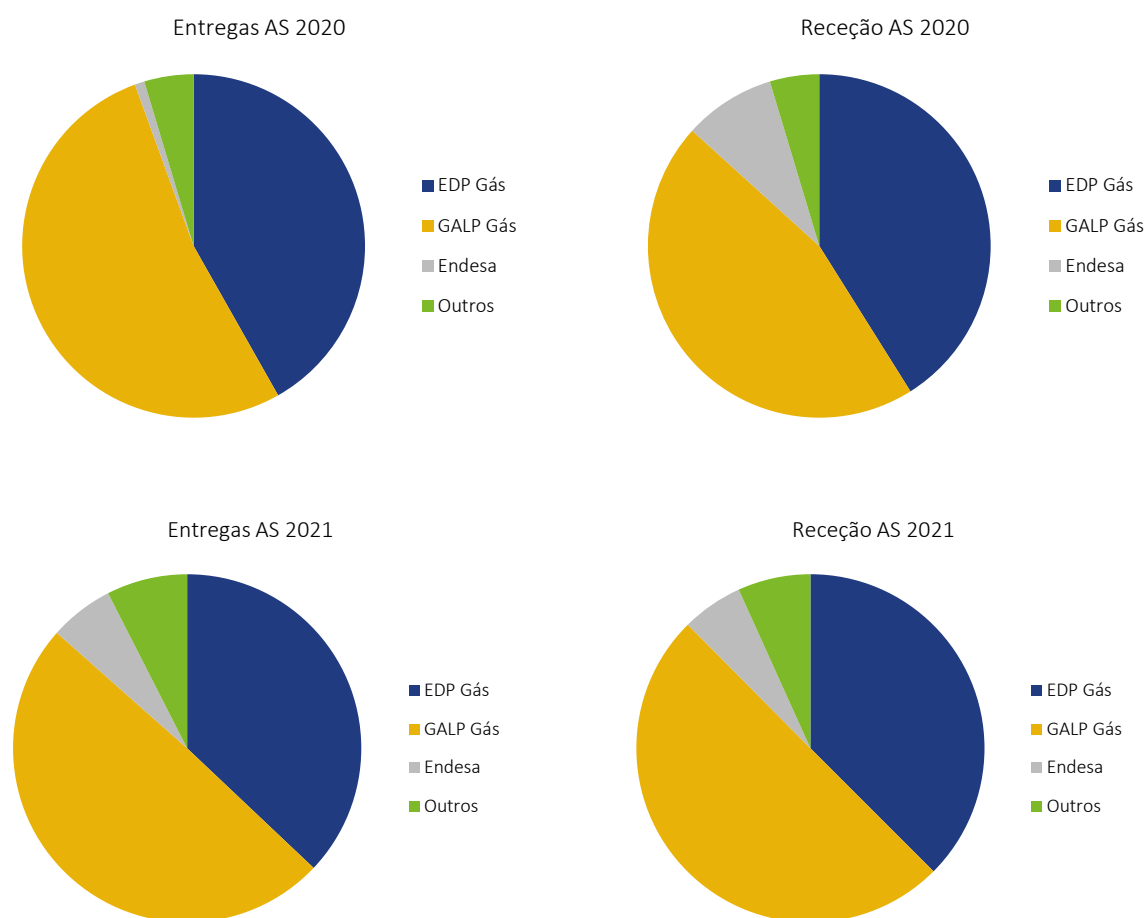
Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Em 2021, verifica-se, face a 2020, uma manutenção dos agentes mais relevantes e das respetivas quotas.

As trocas no terminal parecem constituir *swaps* intertemporais, uma vez que os pesos registados nas entregas são muito semelhantes aos pesos registados nas receções.

Na Figura 4-18 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de gás natural no armazenamento subterrâneo, em 2020 e 2021.

Figura 4-18 - Trocas no AS, 2020 e 2021



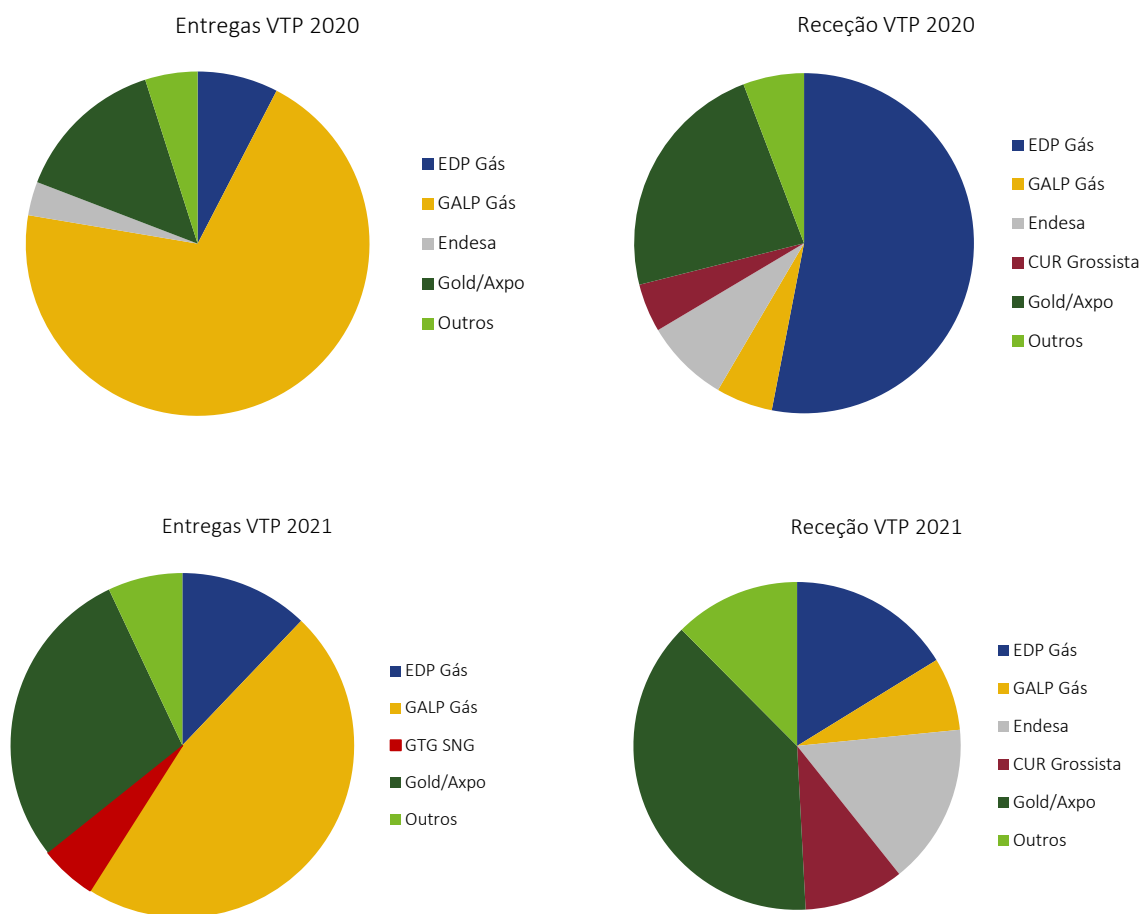
Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Em 2021, verifica-se, face a 2020, uma manutenção dos agentes mais relevantes e das respetivas quotas.

As trocas no armazenamento subterrâneo parecem constituir *swaps* intertemporais, uma vez que os pesos registados nas entregas são muito semelhantes aos pesos registados nas receções.

Na Figura 4-19 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de gás natural no *virtual trading point* (VTP), em 2020 e 2021.

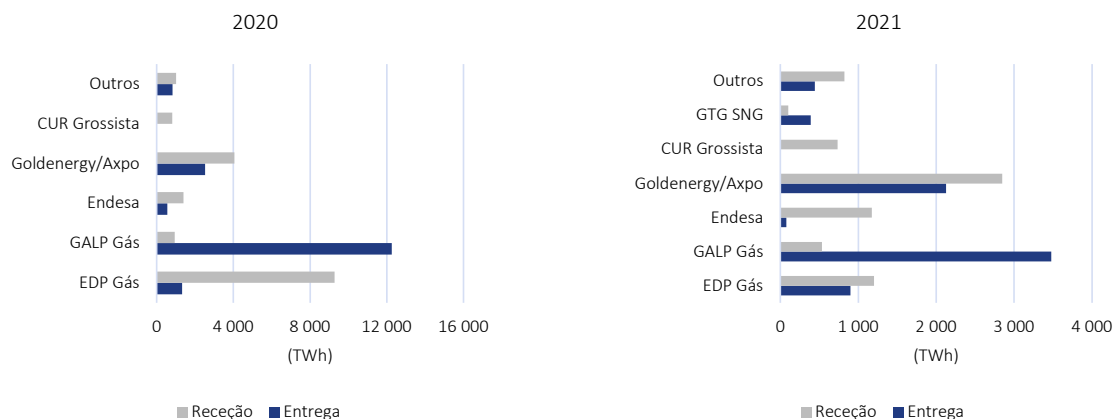
Figura 4-19 – Trocas no VTP, 2020 e 2021



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Contrariamente ao que se verifica no terminal e no armazenamento subterrâneo, em que as trocas parecem ser *swaps* entre agentes de mercado, através da observação da Figura 4-20, constata-se que, nas trocas no VTP, cada agente assume uma posição mais vendedora ou compradora, o que sugere que este é o ponto preferencial de troca de gás natural no SNG.

Figura 4-20 – Trocas no VTP em quantidades, 2020 e 2021



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

A GALP Gás surge com elevadas quotas de venda no VTP (47 a 70%), sendo o seu volume de compras muito inferior (5 a 7%). A EDP Gás, por sua vez, configura-se como um agente maioritariamente comprador no VTP, com quotas de mercado superiores a 50%, em 2020, e 16%, em 2021, enquanto nas vendas tem quotas menos relevantes (entre 8 e 12%). Os valores da EDP Gás, em 2021, parecem traduzir a diminuição de produção com base em ciclo combinado observada, também em 2021, no grupo EDP. A Goldenergy/Axpo apresenta quotas significativas, tanto nas vendas, 14% a 29%, como nas compras, 23% a 38%. A Endesa surge como um agente maioritariamente comprador, com quotas de 8 a 16%, face a quotas no lado da venda de 1 a 3%.

Durante o ano gás 2020-2021 não se realizaram leilões de quantidades excedentárias de gás natural do comercializador do SNG.

REGRAS DE COMPENSAÇÃO DA REDE

A entrada em vigor, em 2016, das novas regras de compensação da rede apoiou 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.

Dado que, em 2016, não se encontrava ainda operacional a negociação de produtos *spot* com entrega em Portugal na plataforma MIBGAS, S.A.¹⁴², foi aprovada, nesse ano, a Diretiva n.º 16/2016 de 27 de outubro, que estabelecia que, até que ocorresse o início da referida negociação, seria 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.

Em março de 2021, iniciou-se finalmente a negociação de produtos com entrega em Portugal, tornando possível o recurso, por parte do GTG, à plataforma do MIBGAS para a realização de ações de compensação, o que veio a ocorrer no início de 2022, depois de decorrido o período transitório em que decorreu a aquisição de gás de enchimento e operação por parte do GTG (e a devolução aos agentes das existências constituídas por estes em 2016) e de definidos alguns procedimentos de detalhe. A realização das ações de compensação fica naturalmente condicionada à existência de condições de liquidez.

A negociação de produtos com entrega em Portugal permitiu que se passasse a utilizar o preço de referência das transações em Portugal para o apuramento do preço dos desequilíbrios. Na ausência de transações com entrega para um determinado dia, é utilizada a referência de preços dos dias anteriores, até um máximo de sete, passando, a partir daí a utilizar-se a referência de preço em Espanha afetada das tarifas de acesso à interligação. Durante o ano de 2022 foi colocada à consulta a revisão desta regra¹⁴³, em resposta à elevada volatilidade dos preços nos mercados grossistas de gás natural e ao elevado número de situações de liquidez nula em Portugal, que tornavam a regra em vigor pouco eficaz.

4.2.2 MERCADO RETALHISTA

Do ponto de vista do desenvolvimento do mercado retalhista de gás natural, 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 2021, já mais de 98% dos consumos de gás natural do segmento convencional (excluindo-se os centros eletroprodutores) eram abastecidos por comercializadores em regime de mercado.

¹⁴² Que foi designada como a plataforma de negociação para Portugal, no âmbito do Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março de 2014.

¹⁴³ Propondo-se utilizar sempre, na ausência de transações, a referência de preços em Espanha afetada das tarifas de acesso na interligação.

No final de 2021, estavam presentes 21 comercializadores no mercado livre de gás natural, e 20 encontravam-se a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m³/ano.

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

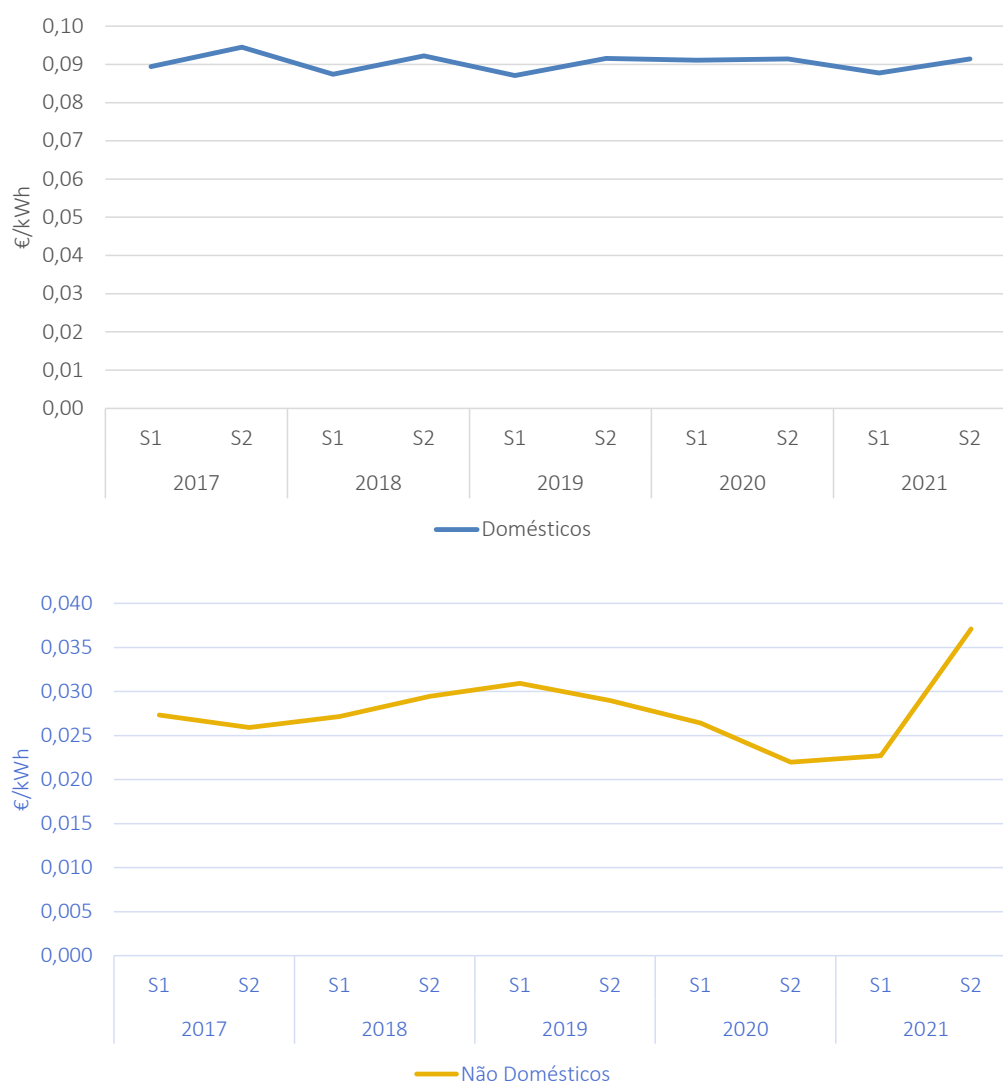
No âmbito das obrigações de publicitação de preços pelos comercializadores, bem como das competências da ERSE quanto à monitorização do mercado de gás natural e à informação aos consumidores e aos restantes agentes sobre os preços praticados, os comercializadores enviam à ERSE informação sobre os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista ¹⁴⁴, assim como informação atualizada sobre os preços de referência que praticam, ou preveem praticar, para os fornecimentos de gás natural em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<).

Os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista, reportados trimestralmente pelos comercializadores de gás natural à ERSE, são utilizados por esta Entidade 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).

A Figura 4-21 destaca a evolução dos preços de gás natural, tanto para os consumidores domésticos, como não domésticos. É de salientar que os preços apresentados nesta figura incluem IVA, taxas e outros impostos, taxas para consumidores domésticos, mas excluem o IVA para consumidores não domésticos.

¹⁴⁴ Nos termos do [Despacho n.º 3677/2011](#), de 24 de fevereiro.

Figura 4-21 – Evolução dos preços médios de gás natural para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA)



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 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 no seu site ¹⁴⁵, as quais são descritas adiante, 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< ¹⁴⁶.

A análise realizada às ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores revelou que, em dezembro de 2021, para o consumidor representativo do universo dos clientes residenciais ¹⁴⁷, existiam 12 comercializadores em mercado, com um total de 57 ofertas (exclusivamente) de gás natural e 149 ofertas integradas de gás natural e eletricidade (duais), totalizando 206 ofertas comerciais.

No referido período, a oferta comercial de gás com menor fatura mensal apresentava o valor de 20,53 euros/mês, que correspondia a um desconto de 10% e uma poupança mensal de 2,18 euros em relação à Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal apresentava o valor de 103,60 euros/mês, que correspondia a um desconto de 12% e uma poupança mensal de 13,75 euros em relação à Tarifa Regulada.

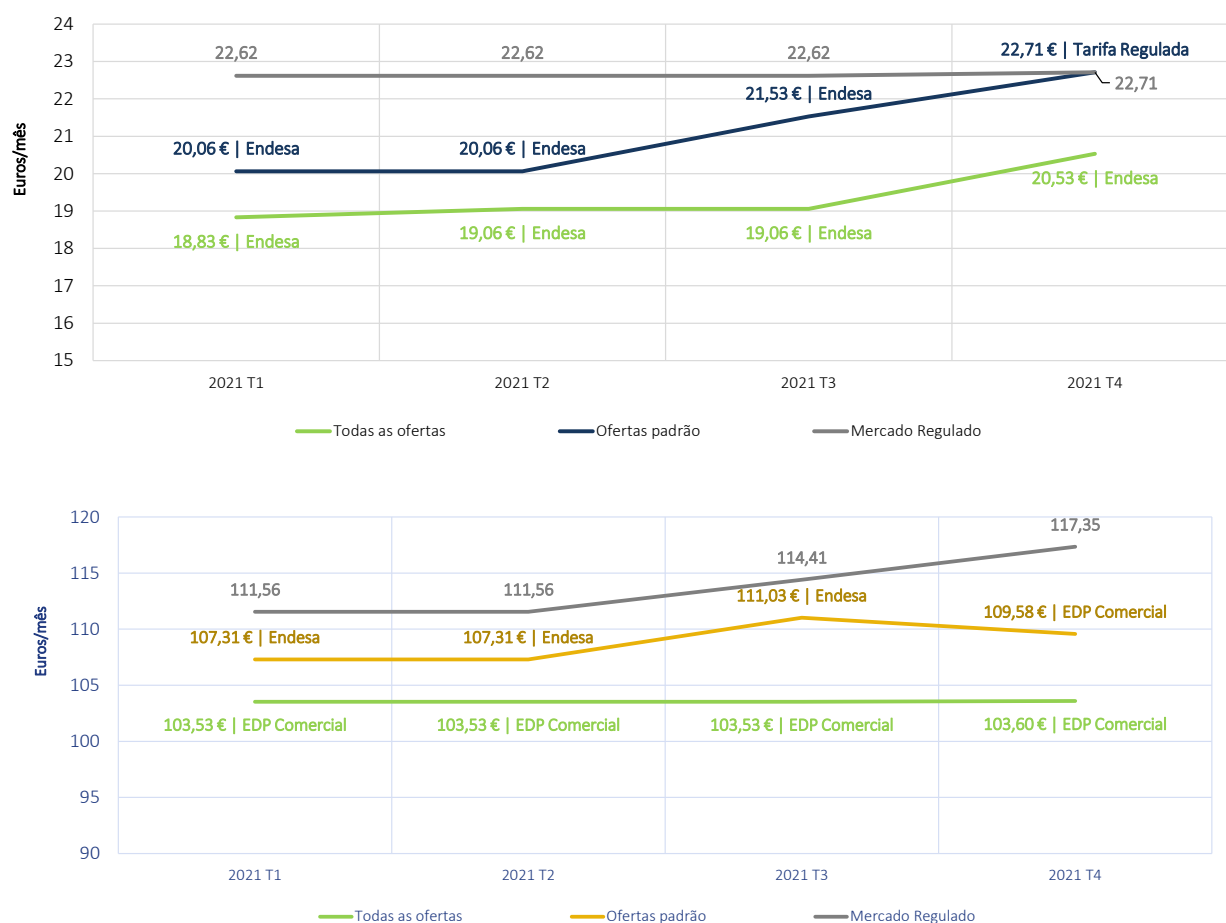
A Figura 4-22 apresenta a evolução da faturação mensal da oferta de gás e da oferta dual mais competitivas, em 2021. Ao longo do período em análise verifica-se que a oferta de gás e a oferta dual de valor mínimo são sempre mais competitivas do que a tarifa do Mercado Regulado. O diferencial entre a oferta de gás de valor mínimo e a tarifa do Mercado Regulado tem vindo a diminuir, tendo como base a totalidade das ofertas comerciais. No 4.º trimestre de 2021, esta diferença corresponde a 2,18 euros/mês, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais. Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais, verifica-se que este diferencial entre o valor da oferta dual comercial mais competitiva e a tarifa do Mercado Regulado tem vindo a aumentar desde o 2.º trimestre de 2021, atingindo um valor máximo no 4.º trimestre de 2021. No 4.º trimestre de 2021, esta diferença corresponde a 13,75 euros/mês, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais.

¹⁴⁵ Em <https://simulador.precos.erse.pt>

¹⁴⁶ Disponíveis nos [Boletins das Ofertas Comerciais de Gás Natural](#)

¹⁴⁷ 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.

Figura 4-22 – Faturação mensal da oferta de gás e da oferta dual mais competitivas para o consumidor tipo 2 em 2021



Os preços apresentados incluem as taxas e impostos aplicáveis, exceto a taxa DGEG para a eletricidade e a taxa de ocupação do subsolo para o gás natural. Adicionalmente, a análise efetuada inclui a totalidade das ofertas comerciais, ou seja, para além das ofertas padrão (sem qualquer tipo de restrição), inclui as ofertas condicionadas (com condições contratuais que condicionam a subscrição ao público em geral, como por exemplo as ofertas que obrigam ao estabelecimento de parcerias com outras instituições ou as ofertas que obrigam ao cumprimento de outras condições). Abrange ainda, ofertas com fidelização (obrigam à permanência durante um período previamente estabelecido, com a existência de penalizações no caso de rescisão antecipada do contrato) e ofertas indexadas (ofertas com mecanismos de indexação de preços aos mercados de energia grossistas). Não são consideradas as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios.

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 site, um simulador de comparação de preços no mercado em Portugal continental para instalações em BP< ¹⁴⁸. O simulador de preços permite a comparação dos preços de todos os comercializadores registados e em atividade em Portugal continental ¹⁴⁹ 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 nos seus sites 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 ao direito de não publicar as ofertas comerciais no seu simulador, até os comercializadores terem ultrapassado as questões identificadas.

Além do simulador, a ERSE disponibiliza também, no seu site, toda a informação de preços de referência e demais condições contratuais que serve de base ao funcionamento do simulador ¹⁵⁰, 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 dos seus sites, ofertas de fornecimento de gás natural, bem como as condições gerais dos contratos para estes clientes ¹⁵¹.

Estão também em vigor regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente sobre a periodicidade de faturação, a informação relativa à parcela das tarifas de acesso,

¹⁴⁸ Disponível em <https://simulador.precos.erse.pt/gas/>.

¹⁴⁹ Nas regiões autónomas não há fornecimento de gás natural sujeito a regulação da ERSE.

¹⁵⁰ O documento está disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

¹⁵¹ 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 e pelo [Regulamento n.º 365/2019](#), de 24 de abril, que aprova o RRC do setor de gás natural.

a 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)¹⁵² e da rotulagem 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 Dados ¹⁵³, o qual foi objeto de revisão em 2018.

A ERSE disponibiliza, desde 2017, uma calculadora da tarifa social, um instrumento que permite aos beneficiários da tarifa social entender e verificar os descontos da tarifa social nas faturas de gás natural. Esta calculadora é atualizada periodicamente com os preços das tarifas aprovadas pela ERSE.

Desde 2020, que a ERSE disponibiliza uma funcionalidade no seu site que permite a qualquer consumidor de gás natural estimar o custo associado com a Taxa de Ocupação de Subsolo (TOS). Mais concretamente, a ERSE disponibiliza um Simulador da TOS¹⁵⁴, o qual possibilita aos consumidores, de uma maneira simplificada e intuitiva, estimar os custos decorrentes com a TOS em função de quatro aspetos: concelho de residência, nível de pressão, período de consumo e consumo no período. Este novo simulador tem como principal objetivo auxiliar a decisão de investidores na instalação de atividades económicas com o conhecimento prévio do impacte da TOS na sua fatura ¹⁵⁵.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

Em termos de abertura efetiva do mercado, a Figura 4-23 apresenta a fração do mercado (em consumo), no ano de 2021, que se encontrava a ser abastecida por um comercializador em regime de mercado. É observável que 98% 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.

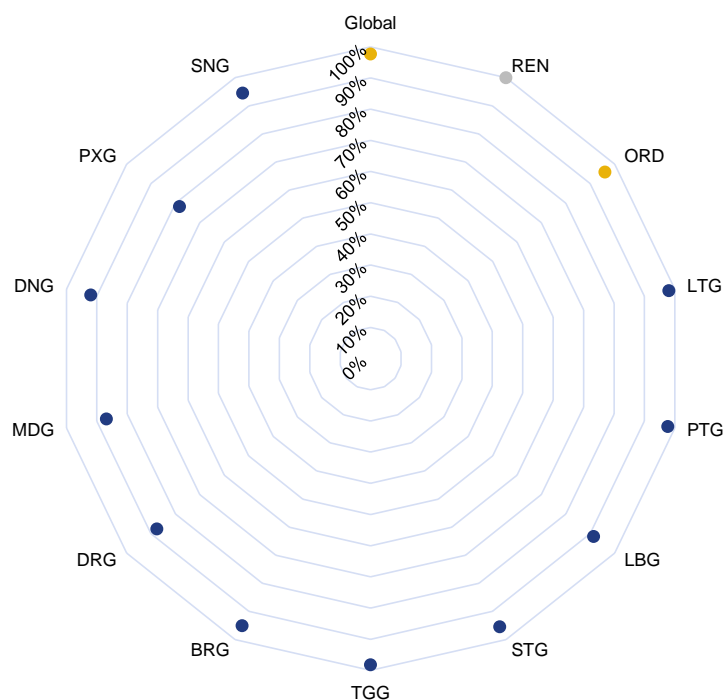
¹⁵² A faturação de gás natural é efetuada em €/kWh, nos termos do artigo 43.º do RRC.

¹⁵³ Aprovado pela [Diretiva n.º 7/2018](#), de 28 de março.

¹⁵⁴ Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/taxa-de-ocupacao-do-subsolo/>.

¹⁵⁵ Através da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, que aprova o Orçamento de Estado para 2021, o Governo legislou no sentido de impedir a repercussão da cobrança desta taxa nos consumidores pelos operadores das redes. Ainda se aguarda a aprovação das alterações legislativas necessárias para a concretização da regra.

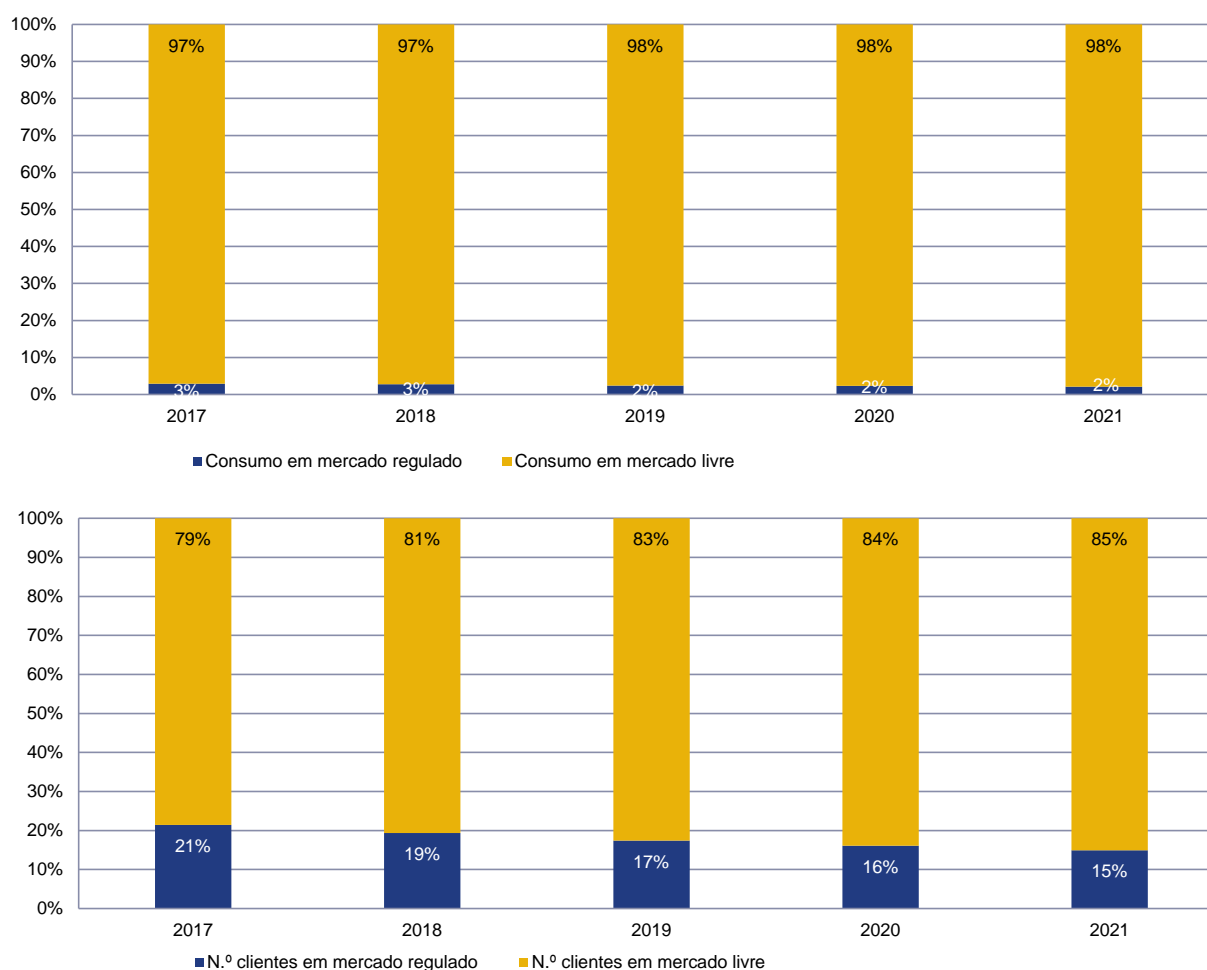
Figura 4-23 – Penetração do Mercado Liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2021



Fonte: dados Adene. Nota: BRG – Beiragás; DNG – Dianagás; DRG – Duriensegás; LBG – Lisboaagás; 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.

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 2017 e 2021, pode ser observada na Figura 4-24.

Figura 4-24 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2017 a 2021

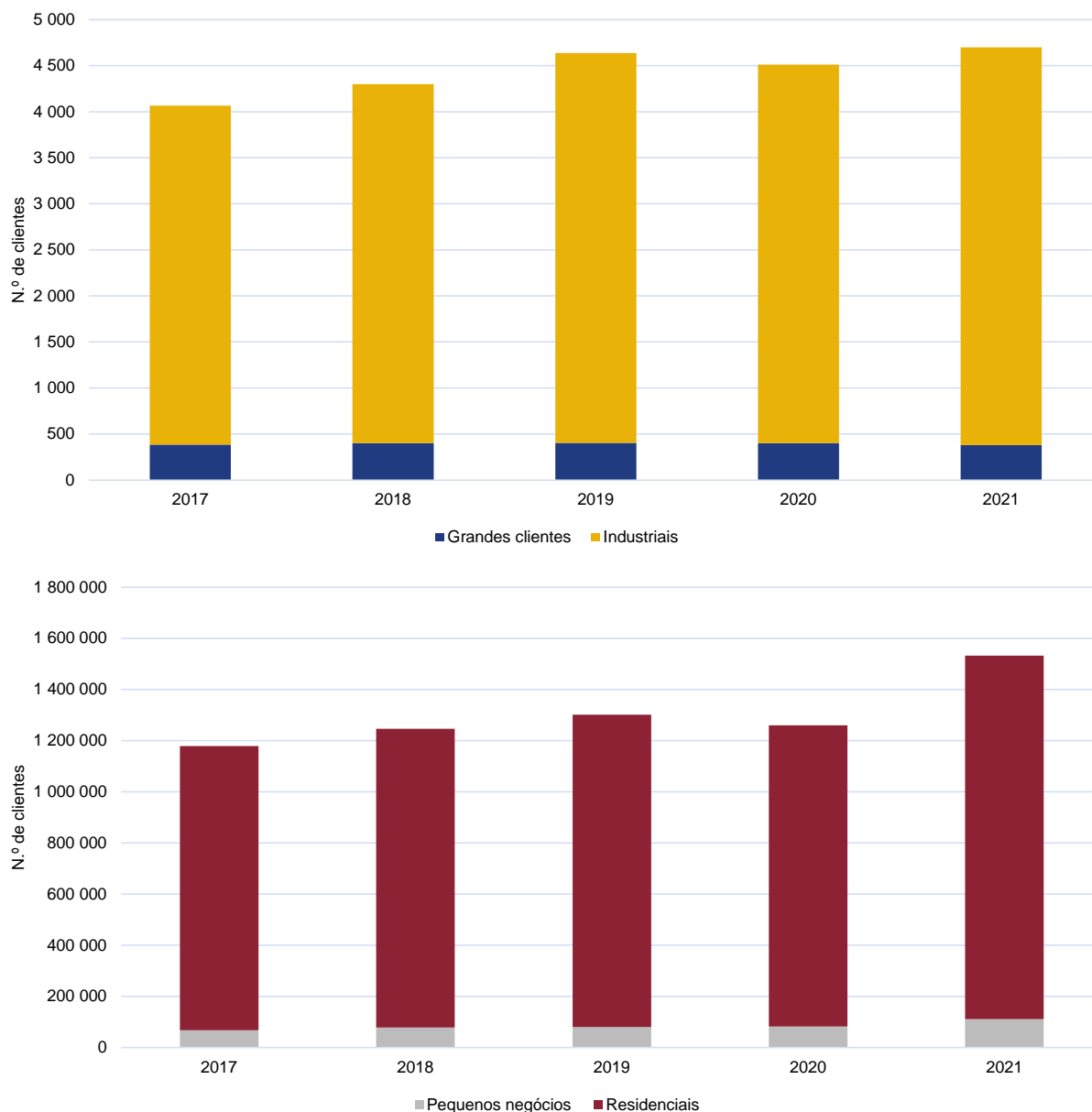


Fonte: dados Adene

Quanto ao número total de clientes, o aumento da dimensão do mercado no período analisado deve-se essencialmente à continuação da captação de clientes para o setor do gás natural, nomeadamente 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).

Em 2021, registou-se um crescimento de cerca de 17% ao nível do número de clientes no mercado livre (vide Figura 4-25), estando cerca de 85% dos clientes já nesse mercado.

Figura 4-25 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2017 a 2021

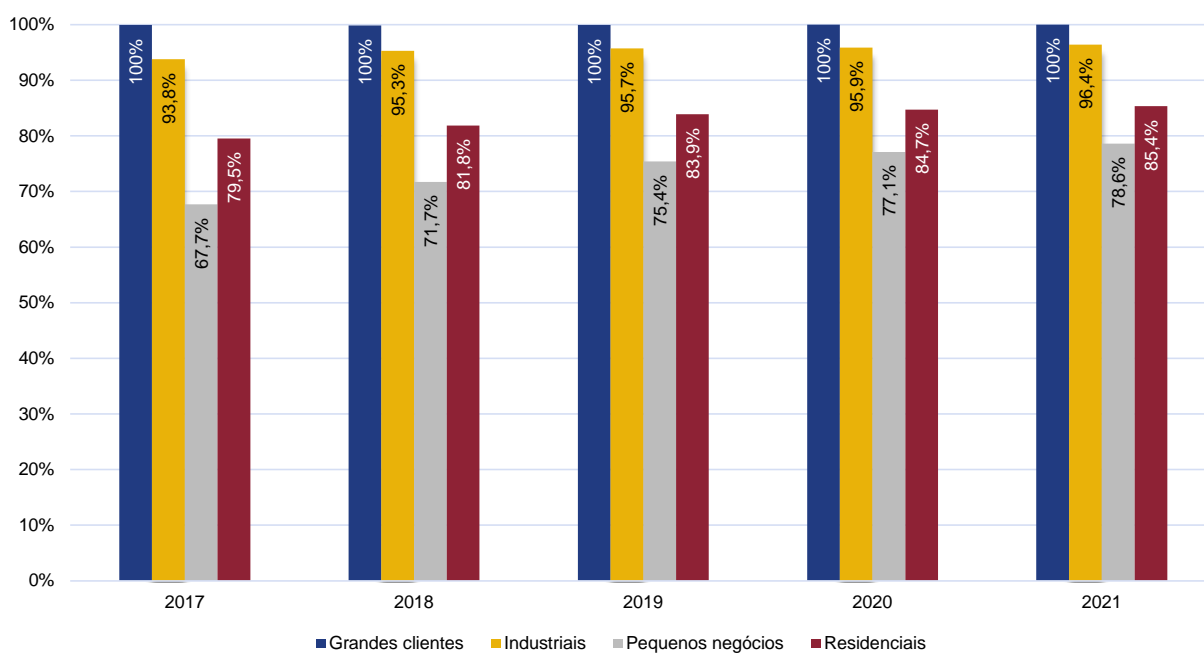


Fonte: dados Adene

Na figura anterior pode observar-se ainda que, em 2021, o segmento com um maior consumo, referente a grandes clientes (clientes com um consumo anual superior a 1 milhão de m³), registou uma redução de 5,7% face a 2020, enquanto o número de clientes industriais aumentou cerca de 5%. Os segmentos dos pequenos negócios e residenciais apresentaram crescimentos mais expressivos face ao ano anterior, de cerca de 26% e 17%, respetivamente.

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado são apresentados na Figura 4-26, sendo observável que a totalidade do consumo de grandes clientes tem sido assegurada por comercializadores em mercado.

Figura 4-26 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2017 a 2021



Fonte: dados Adene

Relativamente aos valores específicos no segmento de clientes industriais, estes seguem o mesmo racional do total de clientes, sendo de realçar que, globalmente, mais de 96% do consumo deste conjunto de clientes é já abastecido por comercializadores em regime de mercado.

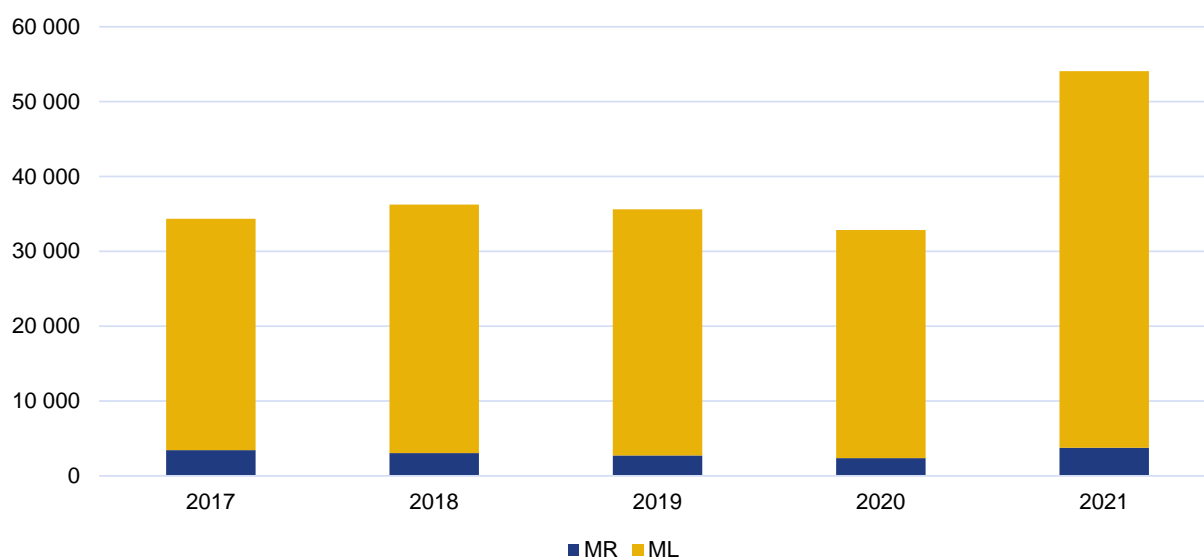
No final de 2021, existia um comercializador, a Galp Power, com quota no segmento de clientes industriais de aproximadamente 50% no mercado liberalizado. Este segmento é o mais disputado de todos, tendo também o segmento de clientes residenciais uma competitividade bastante elevada.

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.

No final de 2021, existiam 54 078 consumidores no setor do gás natural abrangidos pela tarifa social, 3 735 no mercado regulado e 50 343 no mercado liberalizado, como se pode observar na Figura 4-27.

No global, 3,5% dos consumidores de gás natural em Portugal continental têm tarifa social. Não se registaram alterações significativas no número de beneficiários da tarifa social entre 2017 e 2020. Contudo, em 2021 observou-se um crescimento significativo deste número em cerca de 65%, face a 2020.

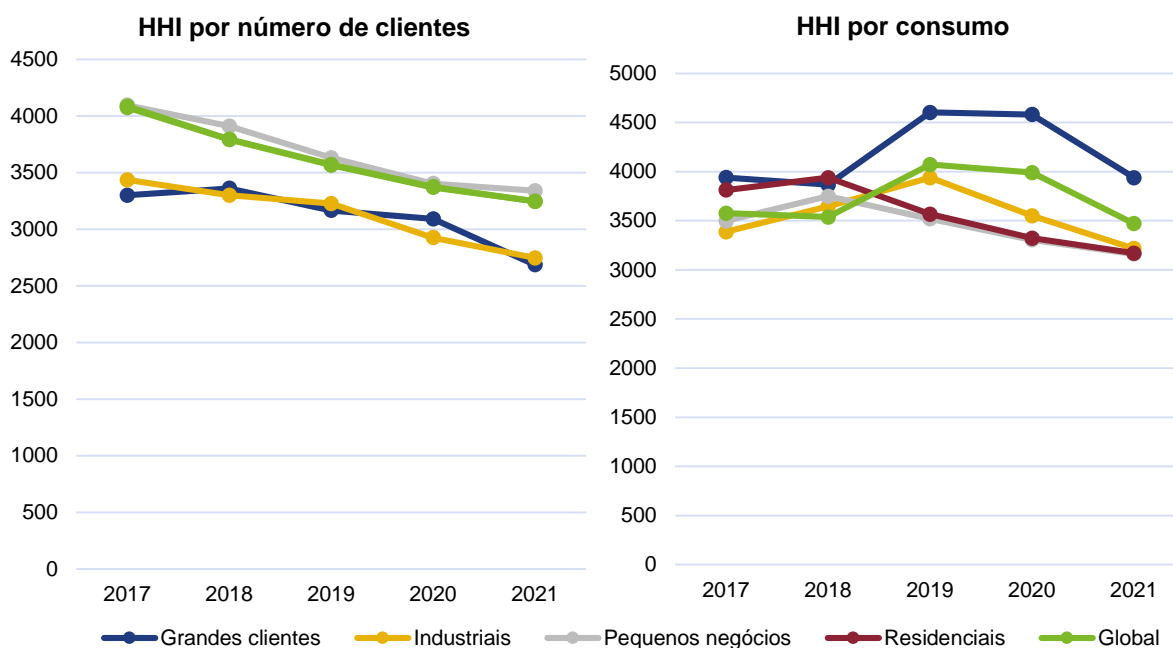
Figura 4-27 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor do gás natural, 2017 a 2021



Fonte: dados dos comercializadores

Desde 2018 que se tem vindo a observar uma redução da concentração em número de clientes. No que se refere ao consumo, observou-se uma redução da concentração desde 2019, *vide* Figura 4-28.

Figura 4-28 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2017 a 2021 (HHI)

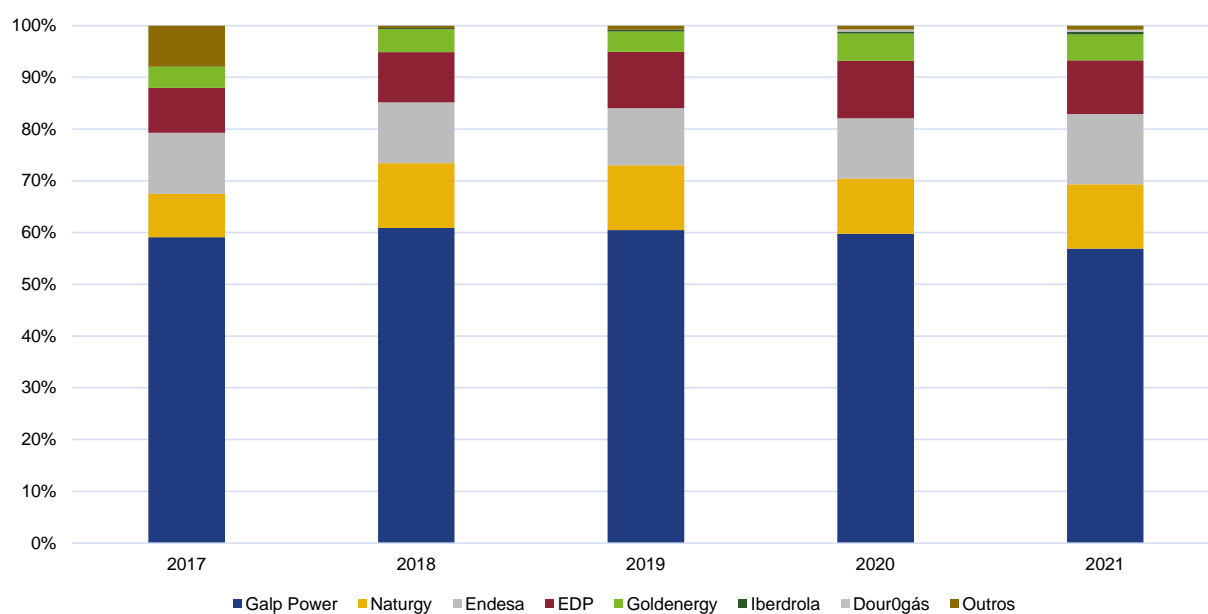


Fonte: Dados Adene

A Galp, principal operador no mercado do gás natural, registou uma tendência crescente até 2018. A partir de 2019 tem vindo a decrescer ligeiramente, sendo a respetiva quota em 2021 de cerca de 57%, conforme se pode extrair da análise da Figura 4-29.

Este decréscimo deve-se ao aumento substancial dos comercializadores de gás natural em regime de mercado em 2020, que quase duplicou face ao ano precedente, de 13 comercializadores para 21, número que se manteve em 2021.

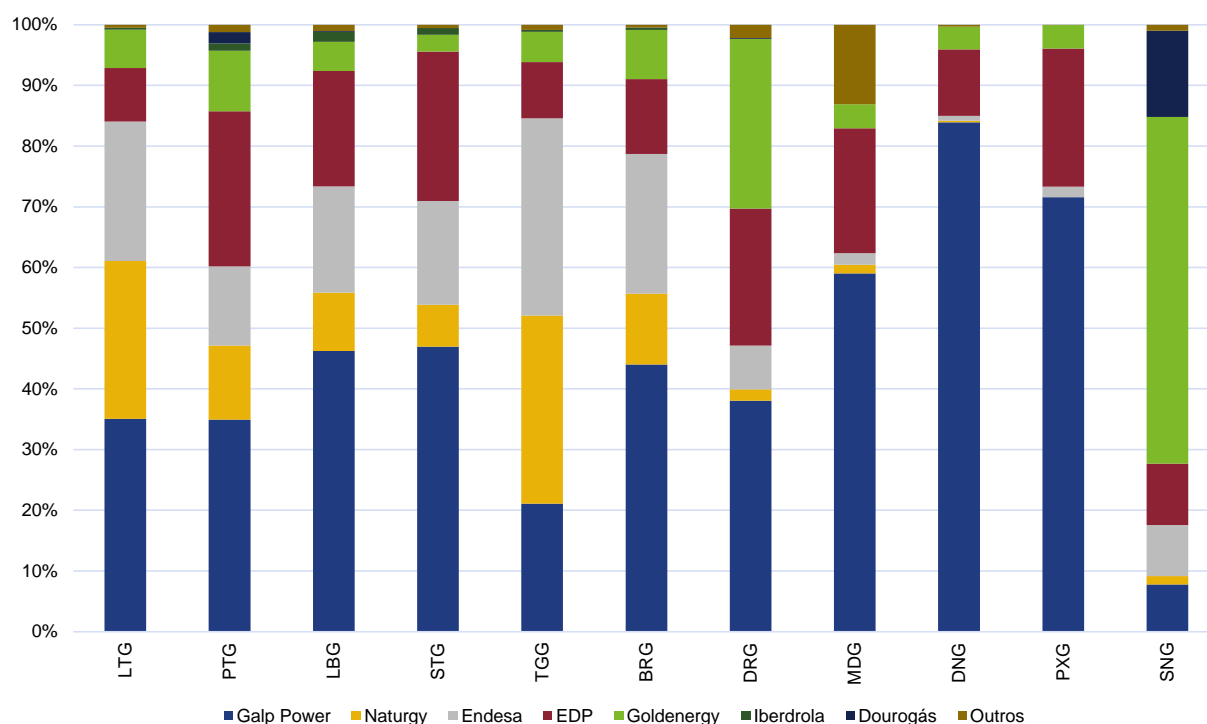
Figura 4-29 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2017 a 2021



Fonte: dados Adene

A repartição das quotas de mercado, em consumo abastecido, por rede de distribuição, é explicitada na Figura 4-30. Em 2021, a Galp Power deteve uma quota de mercado superior a 40% em grande parte das redes de distribuição.

Figura 4-30 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado e por rede de distribuição, 2021



Fonte: dados Adene

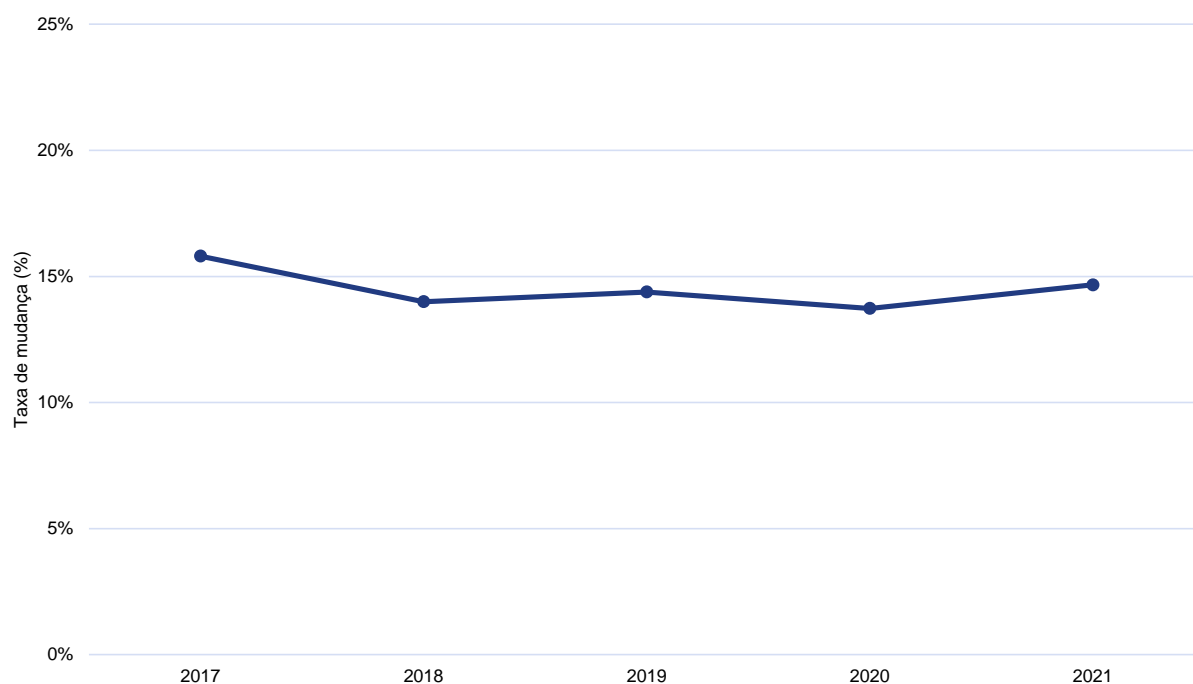
Em 2021, a EDP Comercial continuou a ocupar uma posição de destaque em termos de quota de fornecimento de gás natural, nomeadamente nas redes de distribuição operadas pela REN Portgás (PTG), Lisboagás (LBG), Setgás (STG), Duriensegás (DRG), Medigás (MDG) e Paxgás (PXG).

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

A Endesa tem posições relevantes na Lusitâniagas (LTG), Tagusgás (TGG) e Beiragás (BRG), enquanto a Naturgy tem maior expressão na Lusitâniagas (LTG) e Tagusgás (TGG).

A taxa de mudança de comercializador em número de clientes continua relevante, apesar da tendência decrescente observada nos últimos anos. Em 2021, cerca de 15% dos consumidores de gás natural mudaram de fornecedor, conforme se pode verificar na Figura 4-31.

Figura 4-31 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2017 a 2021



Fonte: dados Adene

A ERSE disponibiliza no seu site ¹⁵⁶ 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 SOBRE PREÇOS DE FORNECIMENTO

Em 2021, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de fornecimento nos termos do artigo 41.º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho¹⁵⁷, no âmbito do mercado livre.

¹⁵⁶ Disponível no site da ERSE em: <https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Mercado+Liberalizado+-+G%C3%A1s+Natural&setor=&ano=&descricao=>.

¹⁵⁷ Artigo 41.º, n.º 1, al. p) da Diretiva.

Importa salientar que se manteve em vigor o regime transitório de tarifas de venda de gás natural a clientes finais em BP, tendo este deixado de vigorar para os clientes finais em MP no ano gás 2020-2021.

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 2021, não foram solicitados pareceres por parte da Autoridade da Concorrência.

É importante referir a publicação da Diretiva n.º 7/2021, de 15 de abril, que estabelece o regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e no Sistema Nacional de Gás (SNG), que concretiza em termos regulamentares o previsto no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e o respetivo regime jurídico, relativo à existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do SNG.

Ainda durante 2021, e devido à ocorrência reiterada de preços historicamente elevados, foi publicado um Regulamento ¹⁵⁸ que prevê a possibilidade de os comercializadores solicitarem a aplicação do fornecimento supletivo à sua carteira de clientes quando se encontrem impossibilitados de assegurar o regular exercício da sua atividade em condições de viabilidade económica no curto prazo, evitando assim a saída definitiva do mercado e consequente risco sistémico para o SEN e SNG.

A ERSE divulga também, no site, a informação relativa aos comercializadores abrangidos (até à data) pela aplicação do fornecimento supletivo preventivo. Em 2021, e para o setor do gás natural, os comercializadores abrangidos por processo de fornecimento supletivo (todos os processos) e respetivo número de clientes afetados (transferidos para fornecimento pelos CURR) são os que constam da seguinte tabela:

Quadro 4-5 - Comercializadores de gás natural abrangidos por processo de fornecimento supletivo

Data de início	Comercializador	N.º de clientes
23/10/2021	Zodivimp, Lda.*	74
04/11/2021	PH Energia, Unipessoal, Lda.*	1055

NOTA: * - Comercializadores abrangidos por processo de fornecimento supletivo preventivo

¹⁵⁸ [Regulamento n.º 951/2021](#)

MEDIDAS EXTRAORDINÁRIAS NO SETOR DO GÁS NATURAL POR EMERGÊNCIA EPIDEMIOLÓGICA COVID-19

Durante os anos de 2020 e 2021, como referido já para o setor elétrico, a ERSE aprovou e publicou diversos regulamentos e instruções relativas às condições de prestação dos serviços de fornecimento de energia enquanto serviços públicos essenciais aos consumidores, atendendo à emergência epidemiológica provocada pela COVID-19.

Estas medidas abrangem também a proibição de interrupção decretada pelo Governo e a possibilidade de fracionamento do pagamento das faturas dos comercializadores aos clientes e o correspondente fracionamento dos operadores de rede aos comercializadores.

Os clientes de gás natural que se encontrassem em situação de crise empresarial, nomeadamente relativa ao encerramento total ou parcial da sua atividade económica, tinham o direito à alteração dos encargos de capacidade, do termo fixo e de energia a serem faturados.

Relativamente aos comercializadores, foi dada a possibilidade de, nos casos previstos nos regulamentos, poderem requerer ao operador de rede uma moratória adicional do pagamento dos encargos com o acesso às redes e foi permitida a consolidação de desvios de comercialização. Foi ainda prorrogado o prazo de reporte de informação à ERSE, no âmbito da rotulagem de energia elétrica e de qualidade de serviço comercial.

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Regime da gestão de riscos e garantias

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) e o respetivo regime jurídico, e procede à transposição da Diretiva (UE) 2019/692, consagra, para o setor do gás, um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do SNG, prevendo expressamente a figura do gestor integrado de garantias e a adoção de regras de gestão prudencial.

Nesse mesmo diploma, no seu artigo 82.º, é delegada na ERSE, a competência para a definição regulamentar da atividade de gestão de garantias, a gestão de riscos e de prestação de garantias no âmbito do SNG, bem como a atividade e procedimentos a observar pelo Gestor Integrado de Garantias, visando a sua concretização num modelo definitivo.

Com a conclusão do quadro legal, foi concretizada a extensão ao setor do gás, com as devidas adaptações, do quadro regulamentar em vigor aplicável ao setor elétrico do regime de riscos e garantias previsto na Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro, tendo a ERSE colocado novamente a consulta pública um modelo de regras para a gestão de riscos e garantias, agora aplicável a ambos os setores, devidamente alinhado com o contexto legal de cada um deles, que culminou com a aprovação da Diretiva n.º 7/2021 ¹⁵⁹, de 15 de abril.

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

Desde 1 de julho de 2012 ¹⁶⁰, que as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, aprovadas pela ERSE para Portugal continental, passaram a ter um caráter transitório.

No ano gás 2020-2021, as tarifas transitórias aplicaram-se aos fornecimentos do comercializador de último recurso retalhista (CURR) em BP ¹⁶¹, extinguindo-se, assim, o regime transitório para os fornecimentos em MP, no mercado regulado. As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em AP encontram-se extintas desde julho de 2012.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais são determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes e das infraestruturas, da tarifa transitória de energia e da tarifa de comercialização regulada ¹⁶², sendo as mesmas aprovadas pela ERSE ¹⁶³.

¹⁵⁹ [Diretiva n.º 7/2021](#), estabelece o regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e no Sistema Nacional de Gás (SNG).

¹⁶⁰ Para os clientes com consumos anuais superiores a 500 m³. Para clientes com consumos anuais iguais ou inferiores a 500 m³, o regime transitório iniciou-se a 1 de janeiro de 2013, nos termos do [Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março](#).

¹⁶¹ O período de aplicação das tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural em BP, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, foi alterado para 31 de dezembro de 2022, e para fornecimentos de gás natural em BP, com consumos anuais iguais ou inferiores a 10 000 m³ foi alterado para 31 de dezembro de 2025, pela [Portaria n.º 83/2020](#), de 1 de abril.

¹⁶² 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](#).

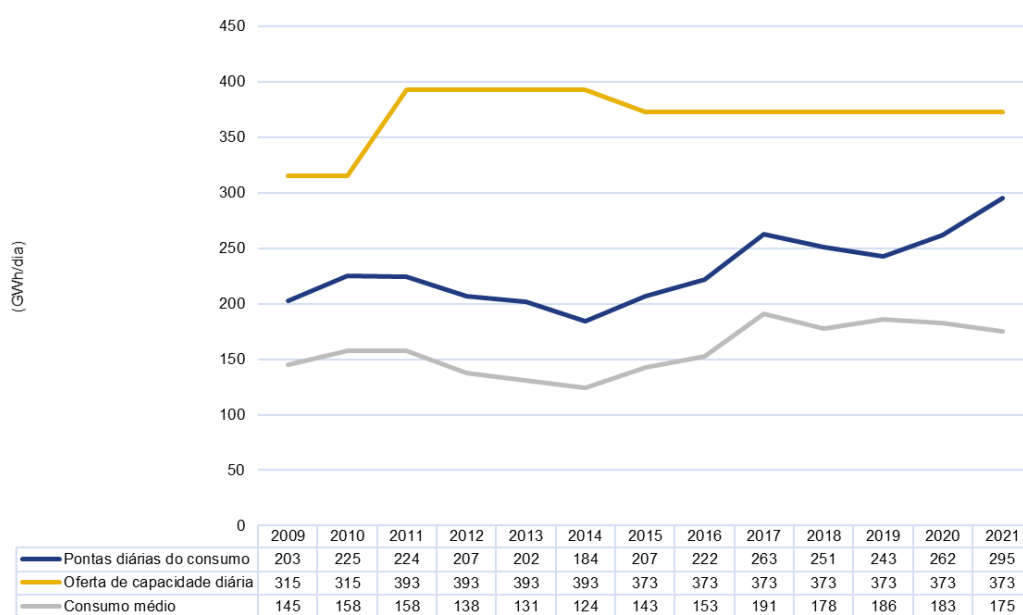
¹⁶³ [Diretiva n.º 11/2020](#), de 25 de junho, e [Declaração de Retificação n.º 549/2020](#), de 11 de agosto (ano gás 2020-2021) e [Diretiva n.º 12/2021](#), de 29 de julho (ano gás 2021-2022).

4.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

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

Na Figura 4-32 apresenta-se a evolução da oferta de capacidade no SNG ¹⁶⁴, o consumo médio diário de gás natural e as pontas anuais de consumo, entre 2009 e 2021. Neste período, o consumo médio diário de gás natural cresceu, em média, cerca de 2,6% ao ano. A ponta de consumo de gás natural mais expressiva do SNG ocorreu em 2021, tendo sido registado um valor de 295 GWh/dia. O anterior máximo da ponta de consumo tinha sido verificado em 2017, com o valor de 263 GWh/dia.

Figura 4-32 – Evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2009 a 2021



Fonte: REN Gasodutos – PDIRG 2022-2031 e REN - Dados Técnicos 2021

Da análise da figura anterior, é possível constatar que a oferta de capacidade diária registou um crescimento de 25%, de 2010 para 2011, em resultado de um *upgrade* ao sistema de regaseificação do terminal de GNL de Sines e da venda da Enagás à REN Gasodutos da sua participação na RNTG. Em contrapartida, em 2014, verificou-se um decréscimo de 5% da capacidade de oferta diária em resultado da

¹⁶⁴ A oferta de capacidade no SNG corresponde ao somatório das capacidades de entrada das interligações de Campo Maior e Valença do Minho e ligação entre a RNTG e o terminal de GNL de Sines.

redução da capacidade de transporte da Enagás na interligação de Tuy-Valença do Minho. Essa restrição continua a manter-se até hoje. Para além disso, é ainda possível observar que a oferta de capacidade no SNG é bastante superior à ponta diária de consumo para todo o período considerado. Em 2021, o consumo médio diário e a ponta de consumo representaram 47% e 79% da oferta de capacidade no SNG, respetivamente.

O quadro seguinte apresenta a evolução do consumo anual de gás natural verificada nos últimos cinco anos, por tipo de rede.

Quadro 4-6 – Evolução do consumo anual de gás natural verificada entre 2017 e 2021

Evolução do consumo anual de gás natural por tipo de rede (TWh)	2017	2018	2019	2020	2021
Centros eletroprodutores	27,56	20,77	23,82	24,72	22,33
Clientes da rede de Alta Pressão	16,51	17,20	17,13	16,24	14,35
Clientes das redes de distribuição concessionadas (GRMS (1))	24,09	25,13	25,13	24,00	25,01
Clientes das redes de distribuição licenciadas (UAG (2))	1,50	1,83	1,87	1,94	2,14
Total	69,66	64,92	67,95	66,90	63,83

(1) GRMS - Estação de Regulação e Medição de Gás

(2) UAG - Unidades Autónomas de Gás

O quadro seguinte apresenta um conjunto de indicadores característicos das infraestruturas e dos operadores das redes do SNG entre 2017 e 2021.

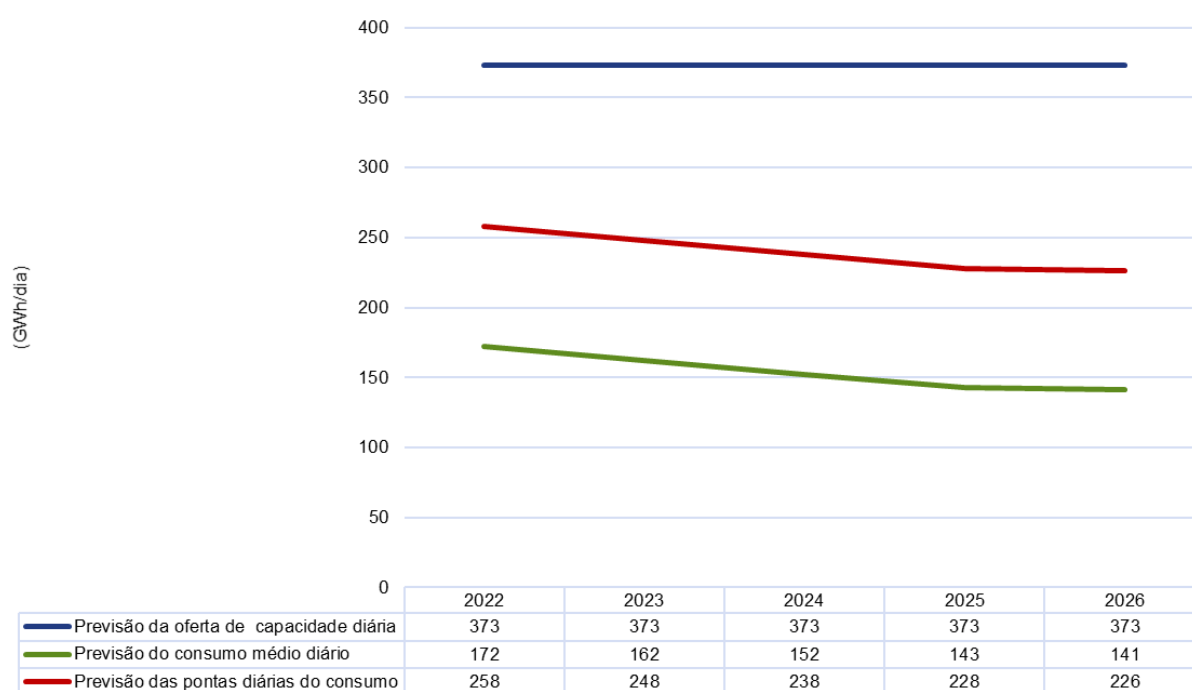
Quadro 4-7 – Indicadores das infraestruturas e dos operadores das redes do SNG entre 2017 e 2021

Indicadores do SNGN	2017	2018	2019	2020	2021
Consumo máximo diário (GWh/dia)	263	251	243	262	295
Capacidade anual de importação por gasoduto (TWh/ano)	52,56	52,56	52,56	52,56	52,56
Capacidade anual de exportação por gasoduto (TWh/ano)	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
Capacidade de importação de GNL (Disponibilidade técnica máxima) em TWh/ano	117	117	117	117	117
Capacidade máxima diária de regaseificação do terminal de LNG (GWh/dia)	321	321	321	321	321
Capacidade de armazenamento de GNL (GWh)	2569	2569	2569	2569	2569
Capacidade de armazenamento do Armazenamento subterrâneo em Mm3(n)	321	321	321	321	321
Armazenamento subterrâneo - Máxima capacidade de extração (GWh/dia)	129	129	129	129	129
Número de ORT	1	1	1	1	1
Extensão da rede de transporte (km)	1375	1375	1375	1375	1375
Número de ORDs	11	11	11	11	11
Extensão das redes de distribuição (km)	18565	18987	19395	19675	20037

4.3.1 EVOLUÇÕES PREVISTAS DA PROCURA E DA OFERTA

A Figura 4-33 mostra as previsões da evolução da oferta de capacidade no SNG, do consumo médio diário de gás natural e das pontas anuais de consumo, entre 2022 e 2026, com base nos dados da REN Gasodutos S.A..

Figura 4-33 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2022 a 2026



Fonte: REN Gasodutos – PDIRG 2022-2031

A previsão da capacidade disponível para fins comerciais situa-se, assim, bastante acima da previsão de utilização de capacidade para os próximos anos. Em 2026, prevê-se que o consumo médio diário e a ponta de consumo representem cerca de 38% e 61% da oferta de capacidade no SNG, respetivamente. De acordo com as previsões da REN Gasodutos S.A., os projetos propostos no Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2022-2031) não têm qualquer impacto na capacidade disponível.

4.3.2 MEDIDAS PARA GARANTIA DE ABASTECIMENTO

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

Apesar do SNG ter dependido, durante vários anos, 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. Desde 2018 que o país que mais contribuiu para o abastecimento de gás natural ao SNG foi a Nigéria.

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, iniciada em 2017. Desde 2018 assinala-se a presença de agentes de mercado no SNG, com uma atividade expressiva em Espanha, embora se tenha verificado desde essa altura uma redução da utilização das interligações e o aumento das cargas no terminal de GNL, com benefício da diversificação de fontes de aprovisionamento existentes 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 SNG.

Tendo por base as conclusões do “Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do SNGN para o período 2020-2040”¹⁶⁵, 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 99.º, do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto ¹⁶⁶.

¹⁶⁵ Publicado pela DGEG e aprovado pelo Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia.

¹⁶⁶ Anteriormente previsto 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

A proteção dos direitos e interesses dos consumidores de energia é uma atribuição geral da ERSE, refletindo-se em toda a sua atividade, estando subjacente às suas decisões regulatórias, designadamente no estabelecimento de regras de relacionamento comercial com os clientes de serviços energéticos, na fixação de tarifas, no estabelecimento de regras relativas à qualidade dos serviços prestados e da informação e apoio aos consumidores.

As atividades de proteção dos consumidores inserem-se em vários temas: (i) medidas de natureza regulatória e regulamentar; (ii) verificação do cumprimento da legislação e da regulamentação aplicáveis; (iii) disponibilização de informação e formação aos consumidores e seus representantes; (iv) promoção da resolução dos conflitos emergentes do relacionamento comercial; (v) compensações aos consumidores em resultado da aplicação do regime sancionatório.

Ao nível da verificação, destaca-se o registo e o acompanhamento das condições contratuais gerais propostas pelos comercializadores em regime de mercado, bem como as respetivas atualizações, recomendando as alterações adequadas ao cumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis ao fornecimento de energia.

Na informação aos consumidores, além da resposta às solicitações individualmente apresentadas, são elaborados e divulgados periodicamente conteúdos formativos e informativos através do site da ERSE, na área especificamente dedicada aos consumidores de energia. São disponibilizados vídeos educativos, folhetos explicativos (em formato digital e físico), Dicas e Anotes, tendo sido dada continuidade, em 2021, à linha informativa ERSExplica, com o objetivo de tornar os temas regulatórios mais acessíveis aos consumidores e outros interessados. A divulgação de todos estes materiais é reforçada com o seu envio aos organismos de defesa dos consumidores (associações de consumidores, Direção-Geral do Consumidor, serviços municipais), aos centros de arbitragem de conflitos de consumo, bem como a outras entidades que, pela sua missão de interesse público, de âmbito nacional ou mais local, visam a proteção dos consumidores.

Mantém-se a assistente virtual da ERSE – a Gia – acessível no portal da ERSE, a qual teve, em 2021, cerca de 1700 perguntas frequentes e correspondentes respostas, sobre cerca de 10 temas diferentes.

Durante 2021, manteve-se a campanha de informação através de rádios nacionais selecionadas, com conselhos aos consumidores. O “Minuto ERSE” foi uma campanha de informação na rádio Antena 1, que teve como objetivo reforçar a literacia dos consumidores na área da energia. Esta rubrica decorreu entre março e setembro de 2021 e contou com 19 emissões.

Trimestralmente, é emitido o Boletim do ACE (Apoio ao Consumidor de Energia), onde são divulgados os números relativos aos pedidos de informação e reclamações tratados em cada trimestre, fazendo a sua comparação com os três trimestres anteriores, os temas, as empresas reclamadas e os principais resultados obtidos com a intervenção da ERSE. Acresce habitualmente a explanação de um tema, ação ou evento que tenha envolvido a ERSE, sempre na esfera da proteção do consumidor de energia.

Ao abrigo do programa ERSEFORMA, em 2021 foram promovidas seis ações de esclarecimento e de formação junto dos seus destinatários principais, que são as entidades de defesa dos consumidores e de resolução alternativa de litígios, tais como os centros de arbitragem de conflitos de consumo, as associações de consumidores e os serviços municipais de informação e apoio aos consumidores. Participaram nestas ações também outras entidades, de natureza pública e privada, com interesse no setor energético.

Os temas objeto destas ações de formação foram os seguintes: “Continuidade de serviço e qualidade da energia” (5 e 24 de fevereiro); “Tarifas e preços de energia 2021” (22 de fevereiro e 22 de março); “Qualidade de serviço comercial – indicadores e alguns aspetos regulatórios” (13 e 21 de outubro). Nestas ações de formação foram contabilizados 232 participantes.

Os conteúdos informativos e formativos utilizados nas ações descritas são disponibilizados no site da ERSE ¹⁶⁷.

Ainda no domínio da educação e informação ao Consumidor, foi estabelecido, em 2021, um Protocolo com a GNR – Guarda Nacional Republicana -, com vista ao desenvolvimento de ações de promoção da literacia energética e à identificação de práticas abusivas ou desleais por parte dos operadores do mercado para com os consumidores.

No âmbito deste protocolo, a ERSE promoveu uma sessão de informação (14 de setembro) aos militares da GNR, sobre o setor energético em geral e sobre a atividade sancionatória da ERSE, por forma a permitir-

¹⁶⁷ Disponível em <https://www.erse.pt/erseforma/erseforma/>

lhes identificar eventuais infrações por parte dos agentes do mercado energético junto dos consumidores, em especial os mais vulneráveis, durante as suas ações de proximidade com a comunidade. Estiveram presentes cerca de 120 militares.

Em abril de 2021, a ERSE participou em duas sessões de informação sobre os direitos dos consumidores, designadamente sobre medidas de apoio aos consumidores de eletricidade mais vulneráveis, numa iniciativa organizada pela Direção-Geral do Consumidor, em parceria com a empresa municipal de Gestão do Arrendamento da Habitação Municipal de Lisboa, S.A.(Gebalis).

Foram também publicados folhetos e brochuras informativas, que têm como principal objetivo esclarecer os consumidores sobre questões mais atuais, resultantes de alterações legislativas ou regulamentares. São exemplo disso o “Guia de Respostas às Perguntas mais Frequentes”, destinado aos consumidores vulneráveis de eletricidade, que assinalou o Dia Mundial do Consumidor, bem como a brochura relativa à aplicação dos descontos da tarifa social na eletricidade e no gás natural.

Prosseguiu-se ainda à produção de novos vídeos pedagógicos destinados aos consumidores e que tiveram ampla difusão nos media como, por exemplo, o vídeo: “Como atuar em caso de más práticas comerciais?”.

Na vertente da resolução de conflitos, emergentes das relações de natureza comercial e contratual entre os comercializadores e os consumidores de energia, 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 assegurada no âmbito dos centros de arbitragem de conflitos de consumo existentes. A ERSE fornece apoio técnico e financeiro aos sete centros de arbitragem de conflitos de consumo, cuja atuação cobre o território de Portugal continental, com os quais celebrou protocolos de cooperação. No capítulo seguinte, apresenta-se informação mais detalhada sobre o tratamento de reclamações (e pedidos de informação) levado a cabo em 2021.

5.2 GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

O tratamento de reclamações/resolução de conflitos é uma das áreas de intervenção do ACE, unidade funcional que se encontra atualmente integrada na nova Direção de Consumidores de Energia da ERSE. As duas outras áreas são a informação ao consumidor e a formação/educação do consumidor, referidas no ponto anterior.

A ERSE assegura o tratamento e a resposta a todas as reclamações e pedidos de informação recebidos, registando-os e procedendo à sua análise, esclarecimento, recomendação ou encaminhamento, em função do assunto, do pedido do consumidor, das competências da ERSE, da existência de indícios de contraordenação, entre outros.

Em 2021, a ERSE recebeu 2 111 de pedidos de informação, 925 dos quais foram recebidos diretamente pela plataforma do Livro de Reclamações Eletrónico, correspondendo a um aumento de cerca de 25% relativamente a 2020. O esclarecimento individual do consumidor de energia também é assegurado através de uma linha telefónica dedicada ao atendimento, todos os dias úteis, entre as 15h e as 18h.

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. Analisada a resposta da entidade reclamada ao consumidor, cujo envio à ERSE é obrigatório, pode ser prestada informação complementar ao consumidor ou solicitado esclarecimento adicional junto da entidade reclamada.

Em 2021, foram registadas 33 633 reclamações, que deram origem a processos novos, registando um acréscimo de cerca de 39% comparativamente com 2020.

Foram concluídos 32 630 processos de reclamação, dos quais 63% tiveram origem nos livros de reclamações (físico e eletrónico) das empresas.

O setor elétrico foi o mais presente, com 25 126 reclamações e 1 317 pedidos de informação, considerando o universo de consumidores de eletricidade (5,3 milhões), que é muito superior ao do gás natural (aproximadamente 604 mil), que, por sua vez, registou 1 818 reclamações e 133 pedidos de informação. O fornecimento dual (eletricidade e gás natural), com cerca de 921 mil consumidores, motivou 4 454 reclamações e 194 pedidos de informação. A ERSE recebeu ainda 130 reclamações e 24 pedidos de informação relativos a mobilidade elétrica.

A “faturação”, nas suas diversas subcategorias (falta ou difícil acesso à faturação, dupla faturação, faturação pouco clara ou incorreta e acertos de faturação), e o “contrato de fornecimento” mantiveram-se como os temas mais reclamados em 2021, respetivamente com 12 159 e 4 155 reclamações.

Entre os resultados obtidos com o tratamento de reclamações, destacam-se 7 757 processos de reclamação concluídos com informação direta ao consumidor e 3 085 com alteração da posição da entidade reclamada e resolução do conflito.

Em 2021, os sete centros de arbitragem de conflitos de consumo, aos quais a ERSE presta apoio técnico e financeiro, registaram no total a entrada de 2 143 processos relativos ao fornecimento de eletricidade e de gás natural (1 087 reclamações e 1 056 pedidos de informação). Foram resolvidos nestes mesmos centros de arbitragem 813 casos concretos, 538 por mediação/conciliação entre as partes e 275 por julgamento arbitral.

Durante todo o ano de 2021, destaca-se ainda o esforço despendido com a implementação da nova solução tecnológica de suporte à gestão de tratamento de reclamações e de pedidos de informação, com vista à melhoria da capacidade de resposta por parte do ACE, denominada RIR - Resolução de Pedidos de Informação e Reclamações.

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, S.A., enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade e a REN Gasodutos S.A, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, foram certificados pela ERSE, em 2015, como Operadores da Rede de Transporte (ORT) em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*), após verificação do cumprimento integral das condições necessárias para atribuição da certificação.

O processo de certificação destes operadores tem em vista avaliar o cumprimento das condições relativas à separação jurídica e patrimonial.

Nesse sentido, os operadores devem enviar anualmente à ERSE, até 30 de junho, um relatório, respeitante 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, previstas no regime legal de certificação, bem como todas as atas das assembleias gerais do grupo económico em que se inserem.

O operador da rede de transporte de eletricidade, bem como o operador de rede de transporte de gás natural devem, ainda, enviar à ERSE os comunicados relativos a participações qualificadas, bem como 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 pelos operadores, não existindo elementos por estes transmitidos à ERSE, durante 2021, que coloquem em causa o cumprimento das condições fixadas na decisão de certificação da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. e da REN Gasodutos, S.A.

6.2 DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS

No âmbito do poder regulamentar cometido à ERSE, em 2021 foram publicados os seguintes regulamentos:

- Regulamento n.º 103/2021, de 1 fevereiro - Altera o Regulamento da Mobilidade Eléctrica;
- Regulamento n.º 180/2021, de 2 de março - Aprova o Regulamento que estabelece medidas excepcionais no âmbito do Sistema Eléctrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás Natural;

- Regulamento n.º 341/2021, de 14 de abril - Aprova o Regulamento de Operação das Infraestruturas do setor do gás e revoga o Regulamento n.º 417/2016, de 29 de abril;
- Regulamento n.º 343/2021, de 15 de abril - Aprova o Regulamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia dos Setores Elétrico e Gás;
- Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril - Aprova o Regulamento Tarifário do setor do gás e revoga o Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril;
- Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio - Aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica e revoga o Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março;
- Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio - Aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 629/2017, de 20 de dezembro;
- Regulamento n.º 407/2021, de 12 de maio - Aprova o Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do Setor do Gás e revoga o Regulamento n.º 435/2016, de 9 de maio;
- Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto - Aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico e revoga o Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.ºs 76/2019, de 18 de janeiro, e 496/2020, de 26 de maio;
- Regulamento n.º 836/2021, de 7 de setembro - Aprova medidas excecionais no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás Natural;
- Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro - Aprova medidas excecionais no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás;
- Declaração de Retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro - Retifica o Regulamento n.º 785/2021, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 163, de 23 de agosto de 2021;

Ainda com natureza regulamentar, destacam-se os seguintes atos normativos aprovados pela ERSE em 2021:

- Diretiva n.º 1/2021, de 8 de janeiro - Aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021;

- Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro - Aprova o incentivo para a gestão otimizada de CAE não cessados;
- Diretiva (extrato) n.º 3/2021, de 25 de janeiro - Aprova os perfis de perdas aplicáveis em 2021;
- Diretiva n.º 4/2021, de 25 de janeiro - Aprova a terceira alteração do procedimento n.º 13-A do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico;
- Diretiva n.º 5/2021, de 24 de fevereiro - Aprova a definição do parâmetro de encargos suportados pelos produtores em regime especial no âmbito da norma transitória do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019;
- Diretiva n.º 6/2021, de 15 de abril - Aprova a devolução de existências e aquisição de gás de enchimento da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG);
- Diretiva n.º 7/2021, de 15 de abril - Regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e no Sistema Nacional de Gás (SNG);
- Diretiva n.º 8/2021, de 30 de abril - Aprova os Parâmetros e as Tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2021;
- Diretiva n.º 9/2021, de 12 de maio - Aprova o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional de Gás e revoga as Diretivas n.º 18/2016, de 27 de outubro, e n.º 20/2016, de 20 de dezembro, e anexo II da Diretiva n.º 14/2020;
- Diretiva n.º 10/2021, de 17 de junho - Perfis de consumo de gás e consumos médios diários aprovados pela ERSE para o período compreendido entre julho de 2021 e junho de 2022;
- Diretiva n.º 11/2021, de 21 de junho - Aprova a atualização da Tarifa de Energia do Setor Elétrico;
- Diretiva n.º 12/2021, de 29 de junho - Aprova as tarifas e preços de gás para o ano gás de 2021-2022;
- Diretiva n.º 13/2021, de 19 de julho - Aprova a nova inscrição de Unidades Físicas nas Áreas de Balanço «Douro Superior» e «Douro Superior (Bombagem)» e altera o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS);

- Diretiva n.º 14/2021, de 19 de julho - Aprova as entidades habilitadas a integrar a unidade de desvio de comercialização nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- Diretiva n.º 15/2021, de 28 de setembro - Atualiza a tarifa de energia do setor elétrico;
- Diretiva n.º 16/2021, de 18 de novembro - Aprova a Implementação do Mercado de Banda de Reserva de Regulação;
- Instrução n.º 1/2021 - Operacionalização do regime de apoio extraordinário ao consumo de energia elétrica;
- Instrução n.º 3/2021 - Instrução de operacionalização do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, no âmbito do relacionamento comercial do Facilitador de Mercado com o Operador de Rede de Transporte;
- Instrução n.º 4/2021 - Instrução relativa à metodologia transitória de apuramento da informação anual de rotulagem de energia elétrica;
- Instrução n.º 5/2021 - Instrução aos comercializadores relativamente ao modelo de requerimento de suspensão excepcional e temporária de contratos de fornecimento de serviços essenciais no contexto da pandemia da doença COVID- 19;
- Instrução n.º 6/2021 - Instrução à SU Eletricidade relativamente à extinção das tarifas transitórias a 31 de dezembro de 2021;
- Instrução n.º 7/2021 - Instrução ao Gestor Integrado de Garantias relativamente às minutas dos contratos e documentação necessária para a implementação do Gestor Integrado de Garantias;
- Instrução n.º 8/2021 - Instrução ao Operador de Rede de Transporte relativo à suspensão das medidas de incidência fiscal em Espanha no âmbito de aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- Instrução n.º 11/2021 - Instrução ao Comercializador de Último Recurso relativamente à refaturação de compensações e pagamentos no âmbito de aplicação do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro;

- Instrução n.º 12/2021 - Instrução à SU Eletricidade relativamente a fornecimento a clientes do comercializador HEN – Serviços Energéticos, Lda.
- Instrução n.º 13/2021 - Instrução ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador, relativamente a fornecimento a clientes do comercializador HEN – Serviços Energéticos, Lda.
- Instrução n.º 14/2021 - Instrução aos operadores das redes de distribuição de eletricidade, relativamente ao fornecimento a clientes do comercializador HEN – Serviços Energéticos, Lda.
- Instrução n.º 15/2021 - Instrução à SU Eletricidade relativamente a fornecimento a clientes do comercializador PH Energia, Unipessoal, Lda.;
- Instrução n.º 16/2021 - Instrução ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador, relativamente a fornecimento a clientes do comercializador PH Energia, Unipessoal, Lda.;
- Instrução n.º 17/2021 - Instrução aos operadores das redes de distribuição de eletricidade, relativamente ao fornecimento a clientes do comercializador PH Energia, Unipessoal, Lda.;
- Instrução n.º 18/2021 - Instrução ao comercializador PH Energia, Unipessoal, Lda.;
- Instrução n.º 19/2021 - Instrução relativa à publicação das normas complementares de relato financeiro e operacional para o setor do gás;
- Instrução n.º 20/2021 - Instrução à SU Eletricidade relativa a fornecimento a clientes sem comercializador atribuído na sequência de medidas excecionais COVID-19;
- Instrução n.º 21/2021 - Instrução à E-Redes - Distribuição de Energia, S.A. relativa a fornecimento a clientes sem comercializador atribuído na sequência das medidas excecionais COVID-19;
- Instrução n.º 22/2021 - Instrução ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador relativa a fornecimento a clientes sem comercializador atribuído na sequência das medidas excecionais COVID-19.

Dos referidos diplomas, destaca-se o **Regulamento n.º 180/2021, de 2 de março**, que veio determinar medidas excecionais aplicáveis às condições de prestação dos serviços de fornecimento de energia, enquanto serviços públicos essenciais, na vigência de estado de emergência, que tinha sido declarado em 1 de janeiro de 2021.

Este diploma surge na sequência da declaração legal de estado de emergência e das suas sucessivas renovações, bem como da adoção de medidas extraordinárias que já tinham sido adotadas pela ERSE¹⁶⁸, no contexto da emergência epidemiológica motivada pela pandemia de COVID-19.

No regulamento em questão, entre outras disposições, foi estabelecido: i) a obrigação de os comercializadores disponibilizarem aos clientes em situação de desemprego, quebra de rendimentos do agregado familiar igual ou superior a 20 % ou por infeção pela doença COVID-19, cujo fornecimento fosse assegurado, consoante o caso, em baixa tensão normal ou baixa pressão com consumo anual igual ou inferior a 10 000 m³ (n), um plano de pagamento fracionado dos valores das faturas emitidas a partir de 1 de janeiro de 2021 e das que se viessem a emitir na vigência de estado de emergência, não podendo em todo o caso exceder a data de 30 de junho de 2021; ii) o fracionamento de valores de faturação pelos comercializadores aos demais clientes, na sequência de valores de faturação não liquidados, desde que se tratassem de clientes em baixa tensão normal ou baixa pressão com consumo anual igual ou inferior a 10 000 m³ (n); iii) no caso de clientes com fornecimento de energia elétrica e fornecimento de gás natural que se encontrassem em situação de crise empresarial relativas ao encerramento total ou parcial da sua atividade económica, terem o direito, no decurso do período de vigência do estado de emergência, à alteração dos encargos de potência ou capacidade, do termo tarifário fixo e de energia a serem faturados; iv) o pagamento fracionado dos montantes devidos pelos comercializadores aos operadores de rede que correspondessem aos que lhes sejam devidos por clientes abrangidos pela aplicação do disposto no mesmo regime legal, a título de encargo com o acesso às redes.

De referir, ainda, que, através do **Regulamento n.º 836/2021, de 7 de setembro**, foram prorrogadas parte das medidas consagradas no Regulamento n.º 180/2021, de 2 de março.

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 2021, foram recebidas 78 novas denúncias, para além da deteção de ilícitos pela ERSE e das participações recebidas de órgãos de polícia criminal e outras entidades públicas. De entre as denúncias recebidas desde 2018, através do site da ERSE, até ao final de 2021, foram arquivadas 41 denúncias e 38 integraram processos de contraordenação.

¹⁶⁸ Através do Regulamento n.º 255 -A/2020 e do Regulamento n.º 356 -A/2020.

Os principais temas denunciados foram o relacionamento comercial, a comunicação de leituras e faturação, as práticas comerciais desleais (em especial, a contratação de fornecimento através de práticas agressivas), a interrupção injustificada do fornecimento de eletricidade ou de gás natural, os serviços adicionais, a mudança de comercializador (*switching*), e infrações relativas ao Livro de Reclamações, com maior incidência na sua não disponibilização.

Foram ainda abertos, no decurso de 2021, 44 novos processos de contraordenação, em função das denúncias e participações recebidas. Adicionalmente, existiam, a 1 de janeiro de 2021, 64 processos de contraordenação em curso, por terem transitado de anos anteriores.

Destes processos, sete diziam respeito a processos abertos em 2015, referentes às leituras de operadores de rede de distribuição de gás natural, cuja regulamentação aplicável à data não permitiu com segurança a sua instrução, e um processo contra uma empresa, na qualidade de gestor do processo de mudança de comercializador relativamente ao qual não se tinha reunido factualidade, até à data, que permitisse qualquer imputação. Existia, ainda, um processo em fase judicial, relativo à eficácia do atendimento telefónico.

Nestes termos, no decurso de 2021, a ERSE tratou um total de 108 processos de contraordenação em tramitação, entre processos transitados e processos abertos.

De referir, ainda, que durante 2021, a ERSE deduziu 13 notas de ilicitude e decidiu 37 processos de contraordenação, que resultaram em 16 condenações com aplicação de coima; 15 arquivamentos; três admoestações; um auto de advertência e três remessas do processo para outras entidades. No caso de um processo de contraordenação, houve, simultaneamente, uma admoestação e a remessa do processo para outra entidade (ASAE), uma vez que o processo tinha, também, matéria da competência dessa entidade.

Dos processos decididos pela ERSE, em 2021, destacam-se as seguintes condenações:

- a) Aplicação de uma coima de 900 000,00 euros reduzida a metade, ou seja, 450 000,00 euros, por Transação. A empresa foi condenada por não ter assegurado, nos termos legalmente previstos, a sua independência funcional face a outras empresas do mesmo grupo económico, mas antes permitiu a partilha de endereço de correio eletrónico e de recursos humanos, técnicos e informáticos relacionados com a gestão daquele canal;

- b) Aplicação de uma coima de 850 000,00 euros e reduzida para 425 000,00 euros, atendendo ao reconhecimento das infrações a título negligente, às medidas apresentadas e às compensações atribuídas a 49 clientes lesados que ainda não tinham sido compensados, no valor total de 4 315,00 euros, por interrupções do fornecimento de energia elétrica e de gás natural a consumidores, fora dos casos excecionados ou permitidos por lei;
- c) Aplicação de uma coima de 752 000,00 euros reduzida a metade, ou seja, 376 000,00 euros e atribuídas compensações aos consumidores lesados no valor total de 5 620, 00 euros por Transação. A empresa foi condenada por interrupções do fornecimento de energia elétrica e de gás natural a consumidores, fora dos casos excecionados ou permitidos por lei;
- d) Aplicação de uma coima de 72 000,00 euros reduzida a metade, ou seja, 36 000,00 euros, sendo atribuído aos três consumidores que ainda não haviam sido compensados pela interrupção um valor total de 150,00 euros, por Transação. A empresa foi condenada por interrupções do fornecimento de energia elétrica a consumidores, fora dos casos excecionados ou permitidos por lei.

Refira-se ainda a condenação numa coima de 5 000,00 euros, quanto a factos que respeitam à violação das normas jurídicas respeitantes à interrupção do fornecimento de gás natural e ao cumprimento da periodicidade estabelecida para a verificação anual de adequação do escalão de consumo da instalação de gás natural. A visada não pagou a coima e impugnou judicialmente a decisão da ERSE.

Ademais, no âmbito do diploma das Práticas Comerciais Desleais, foram efetuados pagamentos, em sede contraordenacional, no valor de 16 000,00 euros.

De referir, ainda, o pagamento de uma coima no valor 500,00 euros pela violação de normas relacionadas com a realização de visitas combinadas, tendo esta sido a primeira condenação da ERSE por violação deste tipo de ilícitos.

Procedeu-se, ainda, ao arquivamento de processos contra operadores da rede de distribuição que tinham por objeto a existência de indícios da prática de incumprimento de não disponibilização aos comercializadores das leituras que lhes eram comunicadas pelos clientes. Todavia, das diligências de inquérito efetuadas, foi possível concluir que, face ao quadro jurídico existente à data dos factos, não existia possibilidade razoável de vir a ser proferida uma decisão condenatória contra as visadas, pelo que foi deliberado o arquivamento dos processos de contraordenação em questão.

Mais, foi arquivado um processo contra uma empresa, na qualidade de gestor do processo de mudança de comercializador, o qual foi aberto na sequência de uma auditoria externa. No âmbito do inquérito, nunca foram indiciadas situações concretas nas quais se tivesse materializado a consumação de uma concreta infração e as investigações realizadas não permitiram concluir pela possibilidade razoável de vir a ser proferida uma decisão condenatória.

Por referência às decisões tomadas durante 2021, o valor total das coimas aplicadas no âmbito dos respetivos processos de contraordenação foi de 2 611 800, 00 euros, tendo sido o valor de coimas efetivamente cobrado correspondente a 1 324 800, 00 euros.

Adicionalmente, foi aplicada no âmbito de um processo de contraordenação, uma coima no valor de 36 000,00 euros e ainda, na sequência do pedido de execução da coima, correspondente a decisão da ERSE proferida em 2020, uma coima no valor de 3 750, 00 euros.

Assim, em 2021, a ERSE recebeu o valor total de 1 364 550, 00 euros correspondente a coimas.

Ademais, ainda em 2021, foram atribuídas compensações a consumidores, em procedimento de transação, no montante total de 17 088,49 euros. O valor máximo de compensação atribuída a um consumidor foi no valor de 1 000,00 euros e o valor mínimo de compensação atribuída a um consumidor foi de 50,00 Euros.

6.4 MOBILIDADE ELÉTRICA

O enquadramento legal e regulamentar da mobilidade elétrica prevê os seguintes agentes:

- Entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME) – entidade que, em regime de monopólio, é responsável pela gestão da informação que permite que qualquer utilizador possa carregar o seu veículo em qualquer ponto de carregamento utilizando o contrato que tem com o seu comercializador de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME). Esta atividade é desenvolvida pela MOBI.E, S.A.;
- Comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) – entidades que fornecem o serviço de carregamento aos seus clientes (os utilizadores), com quem celebram um contrato com preço negociado livremente;
- Operadores de pontos de carregamento (OPC) – entidades responsáveis pelos pontos de carregamento, cobrando um preço, estabelecido em regime de mercado, pelo serviço de

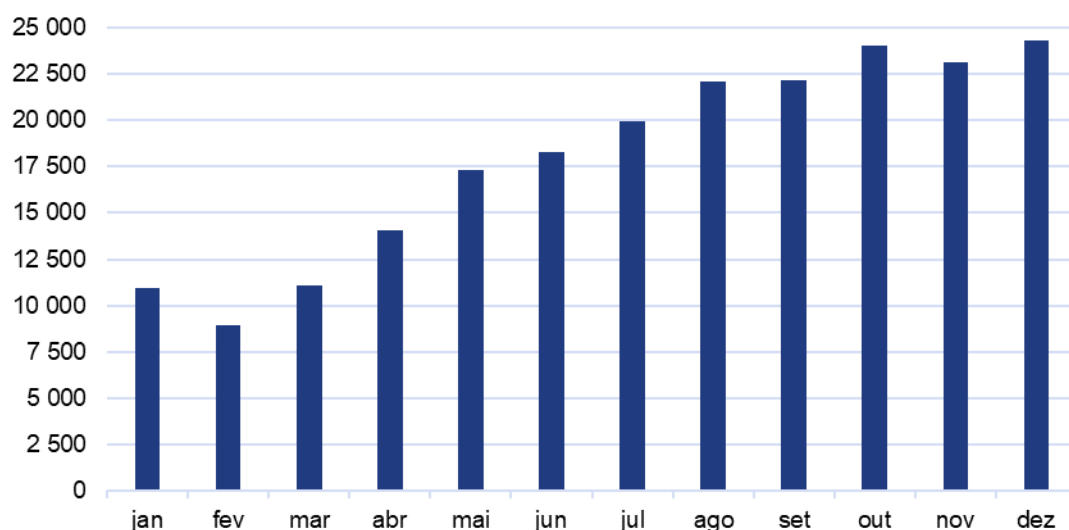
carregamento. Os utilizadores pagam o encargo pela utilização do ponto de carregamento através do seu CEME, única entidade com quem têm contrato;

- Utilizador de veículo elétrico (UVE) – entidade que estabelece um contrato com um CEME para carregar o seu veículo elétrico.

A rede operada pela MOBI.E, S.A. tem estado em expansão e atualização tecnológica, encontrando-se disponíveis 4 959 pontos de carregamento em dezembro de 2021.

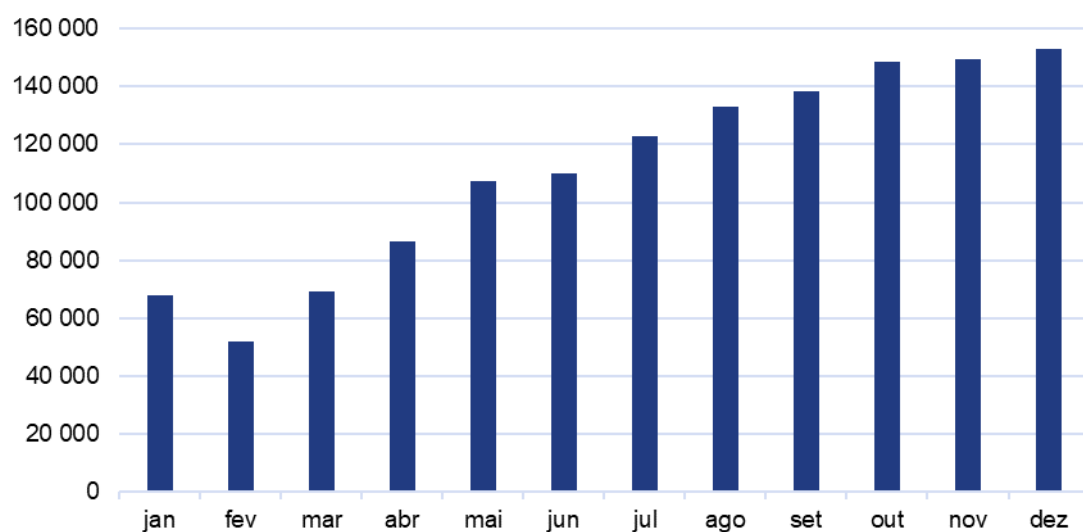
De seguida, apresenta-se um conjunto de figuras com a evolução do número de utilizadores, número de carregamentos e energia carregada na rede de mobilidade elétrica sob gestão da EGME.

Figura 6-1 – Número de utilizadores da rede de mobilidade elétrica, em 2021



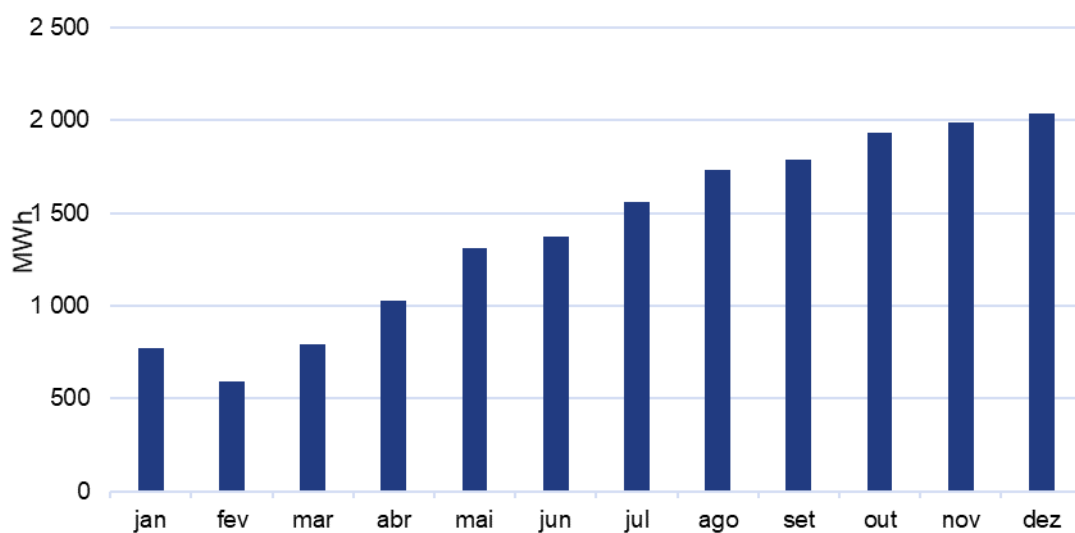
Fonte: MOBI.E, S.A.

Figura 6-2 – Número de carregamentos na rede de mobilidade elétrica, em 2021



Fonte: MOBI.E, S.A.

Figura 6-3 – Energia carregada na rede de mobilidade elétrica, em 2021



Fonte: MOBI.E, S.A.

ANEXOS (TODOS)

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*
- CEME – Comercializador de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica
- CER – Comunidade de Energia Renovável
- CIEG – Custos de Interesse Económico Geral
- CMEC – Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual
- CNMC – *Comisión Nacional de Mercados y Competencia* (Espanha)
- CMVM – Comissão de Mercados e Valores Mobiliários
- CNMV - *Comisión Nacional de Mercados de Valores* (Espanha)
- CUR – Comercializador de Último Recurso

- CURR - Comercializador de Último Recurso Retalhista
- DFI – Decisão Final de Investimento
- DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia
- EGME – Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica
- 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 SNG
- 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)
- OLMC – Operador Logístico de Mudança de Comercializador
- 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
- OPC – Operador de Ponto de Carregamento
- 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
- RNTG – Rede Nacional de Transporte de Gás
- 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
- SNG – Sistema Nacional de Gás
- 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
- UVE – Utilizador de Veículo Elétrico
- VIP – *Virtual Interconnection Point*
- VTP – *Virtual Trading Point*

II. LISTA DE DIPLOMAS LEGAIS

A. LEGISLAÇÃO NACIONAL

Em 2021, de relevante, foram publicados os seguintes diplomas legais:

- Portaria n.º 16/2021, de 19 de janeiro - Revoga a Portaria n.º 498/2010, de 14 de julho, que procedeu à classificação das albufeiras de Fridão (escalão principal e barragem de jusante) e de Alvito;
- Decreto-Lei n.º 8/2021, de 20 de janeiro - Procede à atualização das metas de incorporação de biocombustíveis nos combustíveis para consumo em território nacional para 2021;
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro - Aprova a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos Edifícios;
- Declaração de Retificação n.º 5/2021, de 9 de fevereiro - Retifica o Decreto Legislativo Regional n.º 1/2021/M, de 6 de janeiro, que adapta à Região Autónoma da Madeira o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável;
- Despacho n.º 1632/2021, de 11 de fevereiro - Define, para o ano de 2021, as prestações pecuniárias devidas pelas categorias de produtos de petróleo definidas no n.º 1 do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 165/2013, de 16 de dezembro, na sua redação atual;
- Portaria n.º 39/2021, de 22 de fevereiro - Determina o procedimento de marcação do gasóleo profissional utilizado para abastecimento nas instalações de consumo próprio;
- Portaria n.º 45-B/2021, de 2 de março - Primeira alteração à Portaria n.º 178-B/2016, de 1 de julho, que estabelece os procedimentos, o modelo e as demais condições necessárias à aplicação da tarifa social de fornecimento de energia elétrica a clientes economicamente vulneráveis;
- Portaria n.º 55/2021, de 11 de março - Estabelece regras sobre os critérios e procedimentos de avaliação a observar na seleção e hierarquização das candidaturas aos concursos no âmbito do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC), e revoga a Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro;
- Declaração de Retificação n.º 9/2021, de 16 de março - Retifica a Portaria n.º 39/2021, de 22 de fevereiro, que determina o procedimento de marcação do gasóleo profissional utilizado para abastecimento nas instalações de consumo próprio;

- Declaração de Retificação n.º 9-A/2021, de 19 de março - Retifica o Decreto-Lei n.º 8/2021, de 20 de janeiro, que procede à atualização das metas de incorporação de biocombustíveis nos combustíveis para consumo em território nacional para 2021;
- Portaria n.º 118/2022, de 23 de março - Suspende a atualização da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO (índice 2) até 30 de junho de 2022;
- Despacho n.º 3163/2021, de 24 de março - Determina a tarifa social de fornecimento de gás natural em 2021-2022;
- Portaria n.º 76/2021, de 1 de abril - Estabelece os elementos instrutórios dos pedidos de licença de produção e de licença de exploração das centrais a biomassa;
- Portaria n.º 79/2021, de 07 de abril - Define os critérios a aplicar para efeitos da distribuição pelos municípios da participação na receita do IVA cobrado nos setores do alojamento, restauração, comunicações, eletricidade, água e gás;
- Despacho n.º 3759/2021, de 13 de abril - Prorroga o mandato do grupo de trabalho criado pelo Despacho n.º 11814/2020, de 30 de novembro;
- Decreto-Lei n.º 28/2021, de 20 de abril - Assegura a execução do Regulamento (UE) 2017/1369, que estabelece um regime de etiquetagem energética;
- Decreto Regulamentar Regional n.º 4/2021/A, de 26 de abril - Regulamenta a atribuição de incentivos financeiros para a introdução no consumo de veículos elétricos novos bem como a atribuição de incentivos financeiros para a aquisição de pontos de carregamento de veículos elétricos e fixar os valores e as condições para a atribuição dos incentivos financeiros;
- Lei n.º 29/2021, de 20 de maio - Suspensão excecional e temporária de contratos de fornecimento de serviços essenciais no contexto da pandemia da doença COVID-19;
- Despacho n.º 5380/2021, de 28 de maio - Apoio financeiro às tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica;
- Lei n.º 37/2021, de 15 de junho - Medida de apoio aos custos com a eletricidade no setor agrícola e pecuário;
- Despacho n.º 6070-A/2021, de 21 de junho - Aprova o regulamento de atribuição de incentivos da 2.ª fase do Programa de Apoio a Edifícios Mais Sustentáveis;

- Declaração de Retificação n.º 463-A/2021, de 25 de junho - Retifica o Despacho n.º 6070-A/2021, publicado no Diário da República, 2.ª série, 1.º suplemento, n.º 118, de 21 de junho de 2021, que aprova o regulamento de atribuição de incentivos da 2.ª fase do Programa de Apoio a Edifícios Mais Sustentáveis;
- Despacho n.º 6304/2021, de 25 de junho - Regulariza as compensações efetuadas entre 2013 e 2020 e as remunerações devidas aos centros eletroprodutores eólicos abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro;
- Portaria n.º 252-A/2021, de 29 de junho - Autoriza o Fundo de Eficiência Energética a efetuar a repartição dos encargos relativos ao projeto «Sustainable HPC» - Supercomputador Deucalion;
- Despacho n.º 6398-A/2021, de 29 de junho - Ajusta o valor do parâmetro que representa o impacto das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação dos preços médios da eletricidade em Portugal;
- Portaria n.º 138/2021, de 30 de junho - Define a metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial;
- Despacho n.º 6476-C/2021, de 1 de julho - Aprova as condições referentes à manutenção dos sistemas técnicos instalados em edifícios, a periodicidade e as condições de realização da inspeção periódica dos sistemas técnicos e o modelo do relatório;
- Despacho n.º 6476-D/2021, de 1 de julho - Aprova os requisitos para a elaboração do Plano de Melhoria do Desempenho Energético dos Edifícios (PDEE);
- Despacho n.º 6476-E/2021, de 1 de julho - Aprova os requisitos mínimos de conforto térmico e de desempenho energético aplicáveis à conceção e renovação dos edifícios;
- Despacho n.º 6476-H/2021, de 1 de julho - Aprova o Manual do Sistema de Certificação Energética dos Edifícios (SCE);
- Portaria n.º 138-H/2021, de 1 de julho - Regulamenta as atividades dos técnicos e as competências da entidade gestora do Sistema de Certificação Energética dos Edifícios e fixa os valores do registo dos certificados energéticos;
- Portaria n.º 138-I/2021, de 1 de julho - Regulamenta os requisitos mínimos de desempenho energético relativos à envolvente dos edifícios e aos sistemas técnicos e a respetiva aplicação em função do tipo de utilização e específicas características técnicas;

- Despacho n.º 6476-A/2021, de 1 de julho - Determina o restante conteúdo obrigatório dos certificados energéticos, nos termos do disposto no n.º 4 do artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 101-D/2020, de 7 de dezembro;
- Despacho n.º 6476-B/2021, de 1 de julho - Aprova os critérios de seleção e as metodologias aplicáveis aos processos de verificação da qualidade da informação produzida no âmbito do Sistema de Certificação Energética dos Edifícios (SCE);
- Despacho n.º 6546/2021, de 5 de julho - Aprova os critérios de avaliação relacionados com objetivos e instrumentos de política energética e revoga o Despacho n.º 3739/2016, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 51, de 14 de março de 2016;
- Despacho n.º 6560-B/2021, de 5 de julho - Estabelece as regras de transação das garantias de origem de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, de acordo com o estabelecido no n.º 8 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 60/2020, de 17 de agosto;
- Decreto-Lei n.º 56-B/2021, de 7 de julho - Altera o regime excecional para as situações de mora no pagamento da renda e estabelece a garantia de fornecimento de serviços essenciais, no âmbito da pandemia da doença COVID-19;
- Portaria n.º 280/2021, de 13 de julho - Autoriza a MOBI.E, S. A., Entidade Pública Reclassificada, a proceder à repartição dos encargos relativos ao contrato de «Aquisição de serviços de desenvolvimento, implementação e operação de uma plataforma de gestão da rede MOBI.E»;
- Decreto-Lei n.º 59/2021, de 14 de julho - Estabelece o regime aplicável à disponibilização e divulgação de linhas telefónicas para contacto do consumidor;
- Decreto Legislativo Regional n.º 16/2021/M, de 27 de julho - Estabelece a disciplina aplicável à potência adicional e à energia adicional, ao sobre-equipamento e à energia do sobre-equipamento de centros eletroprodutores eólicos cuja energia elétrica seja remunerada por um regime de remuneração garantida;
- Decreto-Lei n.º 67/2021, de 30 de julho - Estabelece o regime e define o modelo de governação para a promoção da inovação de base tecnológica através da criação de zonas livres tecnológicas;
- Decreto Legislativo Regional n.º 20/2021/M, de 4 de agosto - Estabelece o regime para a instalação e exploração de centrais de biomassa florestal na Região Autónoma da Madeira;
- Decreto-Lei n.º 70-A/2021, de 6 de agosto - Estabelece as regras de garantia de fornecimento de serviços essenciais;

- Decreto-Lei n.º 71/2021, de 11 de agosto - Assegura a execução do Regulamento (UE) 2017/2394, relativo à cooperação entre as autoridades nacionais responsáveis pela aplicação da legislação de proteção dos consumidores;
- Despacho n.º 8068/2021, de 16 de agosto - Altera o Despacho n.º 1897/2021, de 15 de fevereiro, que aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2021;
- Lei n.º 60/2021, de 19 de agosto - Autoriza o Governo a estabelecer os requisitos de acesso e de exercício da atividade dos técnicos do Sistema de Certificação Energética dos Edifícios;
- Resolução da Assembleia da República n.º 247/2021, de 19 de agosto - Recomenda ao Governo que reforce os incentivos à melhoria da eficiência energética das habitações e ao combate à pobreza energética;
- Decreto Legislativo Regional n.º 23/2021/M, de 30 de agosto - Adapta à Região Autónoma da Madeira o Decreto-Lei n.º 101-D/2020, de 7 de dezembro, que estabelece os requisitos aplicáveis a edifícios para a melhoria do seu desempenho energético e regula o Sistema de Certificação Energética dos Edifícios;
- Despacho (extrato) n.º 9067/2021, de 13 de setembro - Alteração ao Despacho n.º 6476-B/2021 que aprova os critérios de seleção e as metodologias aplicáveis aos processos de verificação da qualidade da informação produzida no âmbito do Sistema de Certificação Energética dos Edifícios (SCE);
- Despacho n.º 9241-B/2021, de 17 de setembro - Determina que a REN - Rede Elétrica Nacional, S. A., enquanto gestor global do sistema elétrico nacional (SEN), proceda à implementação de um modelo piloto de gestão dinâmica da rede nacional de transporte de eletricidade (RNT) no ponto de injeção atualmente ocupado pela central termoelétrica a carvão do Pego;
- Despacho n.º 9241-C/2021, de 17 de setembro - Determina a abertura do procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público de eletricidade produzida exclusivamente a partir de fonte(s) de energia renovável em centro eletroprodutor com ou sem armazenamento integrado;
- Portaria n.º 203/2021, de 28 de setembro - Estabelece uma medida de auxílio a custos indiretos a favor das instalações abrangidas pelo regime de Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), nos termos do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril;
- Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro - Determina a compensação final a aplicar para o ano de 2020 por unidade de energia injetada na rede elétrica de serviço público;

- Despacho n.º 9975/2021, de 14 de outubro - Define o parâmetro correspondente ao impacto das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação de preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal, a aplicar entre 1 de outubro e 31 de dezembro de 2021;
- Despacho n.º 9977/2021, de 14 de outubro - Fixa a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2022;
- Despacho n.º 10190/2021, de 20 de outubro - Altera o Despacho n.º 8416/2019, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 182, de 23 de setembro de 2019, que procede à constituição da servidão administrativa, a favor da Iberdrola Generación, S. A. U., para instalação das linhas elétricas a 400 kV, no âmbito da implementação do Sistema Eletroprodutor do Tâmega;
- Lei n.º 69-A/2021, de 21 de outubro - Cria a possibilidade de fixação de margens máximas de comercialização para os combustíveis simples, alterando o Decreto-Lei n.º 31/2006, de 15 de fevereiro;
- Despacho n.º 10376/2021, de 22 de outubro - Prorroga o prazo estabelecido no n.º 1 do Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, sobre as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos custos de interesse económico geral que incidem sobre as tarifas de acesso às redes determinadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- Despacho n.º 10977-B/2021, de 9 de novembro - Altera o Despacho n.º 1897/2021, de 15 de fevereiro, que aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2021;
- Despacho n.º 11020-A/2021, de 10 de novembro - Determina a data de início e a duração da fase de utilização do benefício «AUTOvoucher», criado pelo Decreto-Lei n.º 92-A/2021, de 8 de novembro, bem como o montante mínimo de consumo elegível e a percentagem a suportar desse mesmo montante;
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 152/2021, de 12 de novembro - Autoriza a despesa relativa ao subsídio financeiro, de natureza transitória e excecional, a atribuir aos cidadãos nos seus consumos no setor dos combustíveis;
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 153/2021, de 12 de novembro - Cria um apoio extraordinário e excecional ao setor dos transportes públicos de passageiros com vista à mitigação dos efeitos da escalada de preços do combustível;

- Decreto-Lei n.º 98/2021, de 16 de novembro - Unifica os procedimentos para produção de eletricidade a partir da conversão de energia solar por centros eletroprodutores fotovoltaicos flutuantes a instalar em albufeiras;
- Decreto-Lei n.º 102/2021, de 19 de novembro - Estabelece os requisitos de acesso e de exercício da atividade dos técnicos do Sistema de Certificação Energética dos Edifícios;
- Despacho n.º 11492/2021, de 22 de novembro - Procede à alteração do Despacho n.º 10233/2021, de 21 de outubro, em face do alargamento do programa «IVAucher», no sentido de se considerarem passíveis de tratamento, através da mesma plataforma, os consumos em postos de abastecimento de combustíveis (benefício «AUTOvoucher»), reiterando-se a necessidade de assegurar um tratamento adequado em matéria de proteção de dados pessoais de todos os consumos abrangidos no âmbito da globalidade do programa;
- Portaria n.º 262/2021, de 23 de novembro - Aprova o Regulamento do Sistema de Incentivos às Empresas «Promoção da Bioeconomia Sustentável»;
- Despacho n.º 11740-B/2021, de 27 de novembro - Abertura de procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção em pontos de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público para eletricidade a partir da conversão de energia solar por centros eletroprodutores fotovoltaicos flutuantes a instalar em albufeiras;
- Despacho n.º 11740-C/2021, de 27 de novembro - Altera o regulamento de atribuição de incentivos da 2.ª fase do Programa de Apoio a Edifícios Mais Sustentáveis, aprovado pelo Despacho n.º 6070-A/2021, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 118, suplemento, de 21 de junho de 2021, na sua redação atual;
- Despacho n.º 12020/2021, de 7 de dezembro - Estabelece as regras de funcionamento da Comissão Consultiva (CC) que apoia e acompanha o desenvolvimento do plano de afetação com o objetivo de identificar novos locais para a exploração de energias renováveis oceânicas e de rever os locais definidos no Plano de Situação do Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional para a subdivisão do Continente (PSOEM);
- Decreto-Lei n.º 109-G/2021, de 10 de dezembro - Transpõe parcialmente a Diretiva (UE) 2019/2161, relativa à defesa dos consumidores;
- Despacho n.º 12081-A/2021, de 10 de dezembro - Aprova o Regulamento do Mecanismo de Compensação para uma Transição Justa;

- Despacho n.º 12854-H/2021, de 30 de dezembro - Apoio financeiro aos utilizadores de veículos elétricos.

Na elaboração do presente relatório, foi tida em conta a seguinte legislação nacional:

- Lei n.º 144/2015, de 8 de setembro, na redação em vigor, 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, na redação em vigor, 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 57/2008, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 205/2015, de 23 de setembro, 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, na redação em vigor alterado, 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, na redação em vigor, 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 59/2013, de 11 de fevereiro, na redação em vigor 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;
- Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, na redação em vigor 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 172-A/2014, de 14 de novembro, na redação em vigor, cria a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, e à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, alterado pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, 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 62/2020, de 28 de agosto que revoga o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho - Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás e o respetivo regime jurídico e procede à transposição da Diretiva 2019/692;
- Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, 26 de outubro, que 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, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro- 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;
- Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro - estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001;
- Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, na redação em vigor e pelo Decreto Lei n.º 76/2019, de 03 de junho, retificado pela

- Retificação n.º 36/2019, de 30 de julho, 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, de 23 de março, 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, 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 178-B/2016, de 1 de julho, que estabelece os procedimentos, o modelo e as demais condições necessárias à aplicação das alterações ao artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que cria um modelo único e automático de atribuição de tarifa social de fornecimento de energia elétrica a clientes economicamente vulneráveis;
 - 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 pelas Portarias n.º 39/2017, de 26 de janeiro, 144/2017, de 24 de abril, 364-A/2017, 235/2018, de 23 de agosto de 4 de dezembro, 66/2019, de 20 de fevereiro e 83/2020, de 1 de abril 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, na redação em vigor, 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, alterado pelo Regulamento n.º 224/2018, de 16 de abril, pelo Regulamento n.º 387/2018, de 22 de janeiro e pelo Regulamento n.º 365/2019, de 24 de abril, que aprova o Regulamento de Relações Comerciais do setor de gás natural;
- Regulamento n.º 561/2014, de 22 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 632/2017, de 21 de dezembro, que aprova o Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico;
- Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro, que aprova o Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 561/2014, de 22 de dezembro, e o Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril;
- Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural;
- Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro e pelo Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio, que aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico;
- Regulamento n.º 560/2014, de 22 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro, que aprova o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico;
- Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro, que aprova o Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico;
- Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do Setores Elétrico e do Gás;
- Regulamento n.º 435/2016, de 9 de maio¹⁶⁹, alterado pelo Regulamento n.º 362/2019, de 23 de abril, que aprova o Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações de gás natural;

¹⁶⁹ Este regulamento foi revogado em 2021 pelo Regulamento n.º 407/2021, de 12 de maio.

- Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro, da ERSE, que 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 acertos;
- 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, alterada pela Diretiva n.º 7/2020, de 21 de abril, que aprova Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas;
- 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 10835/2020, de 4 de novembro, que estabelece a redução de potência da produção em regime especial que beneficie de um regime de remuneração garantida ou outro regime bonificado de apoio à remuneração;
- 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;
- Diretiva n.º 7/2018, de 28 de março, que aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural;
- Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto - Aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica;
- Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, que aprova o Regulamento da Mobilidade Elétrica;
- Regulamento n.º 255-A/2020, de 18 de março, que aprova o Regulamento que estabelece Medidas Extraordinárias no Setor Energético por Emergência Epidemiológica COVID-19;
- Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, que aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica;
- Regulamento n.º 356-A/2020, de 8 de abril, que aprova o regulamento que estabelece medidas excecionais no âmbito do SEN e do SNGN.

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 (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis;
- Diretiva (UE) 2019/692 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019, que altera a Diretiva 2009/73/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural;
- Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/EU;

- 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, alterado pelo Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019;
- Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico, alterado pelo Regulamento de Execução (UE) 2021/280 da Comissão de 22 de fevereiro de 2021;
- Regulamento (UE) 2017/459 da Comissão, de 16 de março de 2017, que institui um 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;
- 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, alterado pelo Regulamento Delegado (UE) 2022/517 da Comissão de 18 de novembro de 2021;
- 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 alterado pelo Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018 relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática, que altera os Regulamentos (CE) n.º 663/2009 e (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu

e do Conselho, as Diretivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, as Diretivas 2009/119/CE e (UE) 2015/652 do Conselho, e revoga o Regulamento (UE) n.º 525/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho;

- Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade (reformulação);
- Regulamento (UE) 2018/1999, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática, alterado pela Decisão (UE) 2019/504 do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de março de 2019 e pelo Regulamento (UE) 2021/1119 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de junho de 2021;
- Regulamento (UE) 2019/941, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade e que revoga a Diretiva 2005/89/CE;
- Regulamento (UE) 2019/942, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019 que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (reformulação);
- Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/EU, relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética;
- Diretiva (UE) 2018/2002, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética;

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.

