



# RELATÓRIO ANUAL SOBRE OS MERCADOS DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL EM 2023

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](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>NOTA DE ABERTURA.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO E NO SETOR DO GÁS NATURAL.....</b>	<b>3</b>
2.1	Avaliação do desenvolvimento e regulação do mercado .....	3
2.2	Revisão dos regulamentos do setor elétrico para implementar o regime jurídico aprovado em 2022 .....	8
<b>3</b>	<b>MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>9</b>
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.....	17
3.1.1.3	Medidas de salvaguarda.....	23
3.1.1.4	Produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração.....	24
3.1.1.5	Desenvolvimentos regulamentares.....	29
3.1.2	Tarifas de Acesso às Redes e custos de ligação .....	37
3.1.3	Gestão das interligações, ações de balanço transfronteiriço e acoplamento de mercados.....	49
3.1.4	Investimentos nas redes de eletricidade .....	65
3.1.5	<b>Concessões de distribuição em BT .....</b>	<b>67</b>
3.2	Promoção da concorrência.....	69
3.2.1	Mercado grossista .....	69
3.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	70
3.2.2	Mercado retalhista .....	98
3.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	98
3.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover a concorrência efetiva.....	113
3.3	Segurança do abastecimento .....	118
3.3.1	Monitorização do balanço entre oferta e procura .....	123
3.3.2	Monitorização dos investimentos em produção .....	129
<b>4</b>	<b>MERCADO DO GÁS NATURAL .....</b>	<b>131</b>
4.1	Regulação das redes.....	131
4.1.1	Funcionamento técnico .....	131
4.1.1.1	Balanço.....	131
4.1.1.2	Acesso às infraestruturas de armazenamento e serviços de flexibilidade de <i>linepack</i> .....	133
4.1.1.3	Qualidade de serviço técnica.....	137
4.1.1.4	Desenvolvimentos Regulamentares.....	139
4.1.2	Tarifas de Acesso às Redes e das infraestruturas e custos de ligação .....	141

4.1.3	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações.....	153
4.2	Promoção da concorrência.....	159
4.2.1	Mercado grossista .....	159
4.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	159
4.2.1.2	Desenvolvimentos Regulamentares .....	172
4.2.2	Mercado retalhista .....	173
4.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	174
4.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover uma concorrência eficaz.....	187
4.3	Segurança do abastecimento .....	190
4.3.1	Evoluções previstas da procura e da oferta .....	193
4.3.2	Medidas para garantia do abastecimento .....	193
<b>5</b>	<b>PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE .....</b>	<b>195</b>
5.1	Proteção dos consumidores .....	195
5.2	Gestão da conflitualidade.....	201
<b>6</b>	<b>OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE.....</b>	<b>205</b>
6.1	Certificação dos operadores das redes de transporte.....	205
6.2	Desenvolvimentos regulamentares.....	206
6.3	Regime Sancionatório.....	209
6.4	Mobilidade elétrica.....	212
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>217</b>
I.	Lista de siglas e acrónimos .....	217
II.	Lista de diplomas legais .....	221
A.	Legislação nacional .....	221
B.	Legislação comunitária .....	231
III.	Indicadores de continuidade de serviço técnica (aplicáveis ao setor elétrico).....	235

## 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, 2023 .....	10
Figura 3-2 – Repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema, 2023 .....	11
Figura 3-3 – Evolução dos desvios (MWh), 2023 .....	12
Figura 3-4 – Componente 1 do mecanismo de incentivo para o período de regulação 2022-2025 .....	13
3-5 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no referencial de entrada.....	14
Figura 3-6 – Componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....	15
Figura 3-7 – Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....	16
Figura 3-8 – Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na rede de transporte, em Portugal continental .....	19
Figura 3-9 – Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, em Portugal continental.....	19
Figura 3-10 – Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAA.....	21
Figura 3-11 – Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAM.....	22
Figura 3-12 – Potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2019 a 2023 .....	26
Figura 3-13 – Produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2019 a 2023 .....	27
Figura 3-14 – Evolução da potência instalada e do número de UPAC .....	28
Figura 3-15 – Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2023, por atividade.....	43
Figura 3-16 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2023 .....	43
Figura 3-17 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2009 a 2023 .....	53
Figura 3-18 – Evolução do <i>spread</i> e do prémio verificados em 2023 .....	57
Figura 3-19 – Reserva de reposição ativada na plataforma TERRE de 2020 a 2023 .....	61
Figura 3-20 – Evolução do n.º de contadores inteligentes instalados e do n.º de instalações integradas em rede inteligente, 2018 a 2023 .....	66
Figura 3-21 – Evolução do preço médio anual em mercado <i>spot</i> e separação de mercados, 2019 a 2023 .....	70
Figura 3-22 – Volatilidade do preço <i>spot</i> , 2019 a 2023 .....	72
Figura 3-23 – Preço em mercado <i>spot</i> e tempo de separação de mercados, 2022 e 2023 .....	73
Figura 3-24 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo, 2019 a 2023 .....	74

Figura 3-25 – Evolução do peso do volume negociado em mercado intradiário contínuo relativamente ao volume negociado em mercado diário .....	75
Figura 3-26 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2019 a 2023.....	76
Figura 3-27 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2019 a 2024 .....	77
Figura 3-28 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2022 e 2023 .....	78
Figura 3-29 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2021 a 2023 .....	79
Figura 3-30 – Procura em mercado <i>spot</i> e consumo global mensal, 2021 a 2023 .....	81
Figura 3-31 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2019 a 2023 .....	81
Figura 3-32 – Comunicação de factos relevantes, 2023 .....	84
Figura 3-33 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal continental (por agente e capacidade instalada), 2019 a 2023.....	85
Figura 3-34 – Quotas de capacidade instalada por agente nas diferentes tecnologias, 2019 a 2023 ....	87
Figura 3-35 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2019 a 2023 .....	88
Figura 3-36 – Quotas de energia elétrica produzida por agente, 2019 a 2023.....	88
Figura 3-37 – Quotas de energia elétrica produzida por agente nas diferentes tecnologias, 2019 a 2023.....	89
Figura 3-38 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2019 a 2023.....	91
Figura 3-39 – Evolução dos preços médios da eletricidade para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA) .....	99
Figura 3-40 – Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva para o consumidor tipo 2 em 2023.....	101
Figura 3-41 – Faturação mensal da oferta dual mais competitiva para o consumidor tipo 2 em 2023 .....	102
Figura 3-42 – Repartição do consumo e do número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2019 a 2023.....	107
Figura 3-43 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2019 a 2023.....	108
Figura 3-44 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2019 a 2023 .....	109
Figura 3-45 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2019 a 2023 (HHI).....	110
Figura 3-46 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2019 a 2023.....	111
Figura 3-47 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor elétrico, 2019 a 2023 .....	112
Figura 3-48 – Mudança de comercializador, 2019 a 2023 .....	113
Figura 4-1 – Quantidade de energia e preços médios resultantes de ações de compensação, através de compra e venda de produtos em mercado, em 2023.....	132
Figura 4-2 – Preços de desequilíbrio na área de balanço portuguesa, em 2023 .....	133

Figura 4-3 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto .....	135
Figura 4-4 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, por produto .....	136
Figura 4-5 – Atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, por produto.....	137
Figura 4-6 - Modelo de balanço de gás nas UAG de rede .....	140
Figura 4-7 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2023-2024...	146
Figura 4-8 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2023-2024 .....	147
Figura 4-9 – Percentagem mensal de dias com oferta de capacidade firme no VIP Ibérico pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate, em 2022 e 2023 .....	155
Figura 4-10 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2022 e 2023 (importação) .....	157
Figura 4-11 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2022 e 2023 (exportação).....	157
Figura 4-12 – Estrutura de contratação de capacidade no VIP Ibérico nos anos-gás 2021-22 e 2022-23.....	158
Figura 4-13 – Preços no mercado organizado em Espanha e Portugal, 2023 .....	161
Figura 4-14 – Repartição das injeções na RNTG por infraestrutura, 2019 a 2023 .....	163
Figura 4-15 – Evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, 2019 a 2023 .....	164
Figura 4-16 – Origem do gás natural importado, 2019 a 2023 .....	164
Figura 4-17 – Entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2019 a 2023 .....	166
Figura 4-18 – Índices de concentração nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2019 a 2023 .....	167
Figura 4-19 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2019 a 2023.....	168
Figura 4-20 – Trocas no TGNL, 2022 e 2023 .....	169
Figura 4-21 – Trocas no AS, 2022 e 2023.....	170
Figura 4-22 – Trocas no VTP, 2022 e 2023.....	171
Figura 4-23 – Trocas no VTP em quantidades, 2022 e 2023.....	172
Figura 4-24 – Evolução dos preços médios de gás natural para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA) .....	175
Figura 4-25 – Faturação mensal das ofertas de gás natural mais competitivas para o consumidor tipo 2, em 2023.....	177
Figura 4-26 – Faturação mensal das ofertas duais mais competitivas para o consumidor tipo 2, em 2023 .....	177
Figura 4-27– Penetração do mercado liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2023 .....	180
Figura 4-28 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2019 a 2023 .....	181
Figura 4-29 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2019 a 2023 .....	182
Figura 4-30 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2019 a 2023 .....	183
Figura 4-31 – Número de clientes abrangidos pela tarifa social, no SNG, 2019 a 2023.....	184

Figura 4-32 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2019 a 2023 (HHI).....	184
Figura 4-33 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2019 a 2023.....	185
Figura 4-34 – Quotas de mercado dos comercializadores em regime de mercado por rede de distribuição, 2023 .....	186
Figura 4-35 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2019 a 2023 .....	187
Figura 4-36 – Evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2010 a 2023.....	191
Figura 4-37 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2024 a 2028.....	193
Figura 6-1 – Número de utilizadores da rede de mobilidade elétrica, em 2023.....	214
Figura 6-2 – Número de carregamentos na rede de mobilidade elétrica, em 2023 .....	214
Figura 6-3 – Energia carregada na rede de mobilidade elétrica, em 2023 .....	215



## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 – Parâmetros da componente 1 em 2022 .....	13
Quadro 3-2 – Parâmetros da componente 3 do incentivo em 2022 .....	15
Quadro 3-3 – Indicadores gerais de continuidade de serviço em Portugal continental, 2023 .....	18
Quadro 3-4 – Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na RAA, 2023 .....	20
Quadro 3-5 – Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na RAM, 2023 .....	21
Quadro 3-6 – Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica .....	39
Quadro 3-7 – Tarifas de Acesso às Redes para 2023 .....	42
Quadro 3-8 – Evolução mensal das rendas de congestionamento, 2023 .....	52
Quadro 3-9 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2023.....	56
Quadro 3-10 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2023.....	56
Quadro 3-11 – Estatística relativa ao TERRE, 2023 .....	60
Quadro 3-12 – Défice tarifário, 2023 .....	118
Quadro 3-13 – Margem de capacidade do SEN .....	124
Quadro 3-14 – Abastecimento do consumo .....	124
Quadro 3-15 – Evolução do consumo por nível de tensão .....	125
Quadro 3-16 – Repartição da produção por fonte de energia.....	126
Quadro 3-17 – Potência máxima anual, 2019 a 2023 .....	127
Quadro 3-18 – Potência instalada do parque eletroprodutor .....	128
Quadro 3-19 – Extensão das redes de transporte e de distribuição.....	129
Quadro 3-20 – Evolução prevista para potência instalada em energias renováveis em 2024, 2030 e 2035.....	130
Quadro 4-1 – Estrutura das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes de gás natural .....	144
Quadro 4-2 – Estrutura das tarifas das infraestruturas de gás natural .....	144
Quadro 4-3 – Evolução tarifária das infraestruturas em alta pressão, do uso das redes, do uso global do sistema e do operador logístico de mudança de comercializador , para o ano gás 2023-2024.....	145
Quadro 4-4 – Evolução tarifária do acesso às redes para o ano gás 2023-2024, por tipologia de clientes em cada nível de pressão .....	146
Quadro 4-5 – Evolução do consumo anual de gás natural verificada entre 2019 e 2023.....	192
Quadro 4-6 – Indicadores das infraestruturas e dos operadores das redes do SNG entre 2019 e 2023 .....	192

## 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 na Diretiva (UE) 2019/944<sup>1</sup> 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/UE e na Diretiva 2009/73/CE alterada pela Diretiva (UE) 2019/692<sup>2</sup> do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural, prevê 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 2023, incluindo os temas de concorrência, quer no mercado grossista, quer no mercado retalhista, da segurança do abastecimento e da proteção dos consumidores. O relatório, cujos dados estatísticos e informação apresentados incidem, essencialmente, no ano de 2023, compreende ainda as medidas regulatórias adotadas e os resultados obtidos no que respeita à atividade anual da ERSE.

O relatório abrange, no caso do setor elétrico e sempre que aplicável, quer Portugal continental, quer as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, enquanto para o setor do gás natural apenas inclui Portugal continental, uma vez 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.

---

<sup>1</sup> 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 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

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



## 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*

Depois de um ano de 2022 ainda muito marcado pelos efeitos da crise energética, que já se vinha sentindo desde o final de 2021, o ano de 2023 teve um aumento de 0,7% no consumo de eletricidade relativamente ao ano anterior. No caso do gás natural, verificou-se, muito por conta de uma menor utilização das centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás natural para a produção de eletricidade, uma descida do consumo anual de cerca de 21%, face a 2022. Face ao ano anterior, o consumo de gás natural para a produção de eletricidade teve uma redução de 42%, enquanto o consumo de clientes industriais em alta pressão recuperou cerca de 3%. Por sua vez, as redes de distribuição interligadas tiveram uma quebra de consumo de 6%.

Na produção de eletricidade, o ano hidrológico foi neutro (índice de produtividade hidroelétrica anual de 0,99), refletindo-se na produção hídrica. O índice de produtividade eólica manteve-se face ao ano anterior (0,99), verificando-se uma manutenção da potência instalada. A satisfação do consumo por produção renovável passou de 63% em 2022, para 75% em 2023, na sequência da hidraulicidade mais favorável neste último ano.

Em 2023, verificou-se um contributo menos significativo das centrais de ciclo combinado a gás natural, face à hidraulicidade verificada. Por seu lado, o saldo importador elétrico cresceu de 9,26 TWh em 2022 para 10,23 TWh em 2023.

A potência instalada na produção aumentou face a 2022, com destaque para a potência solar fotovoltaica com mais cerca de 700 MW (incremento de 37%, não considerando o autoconsumo).

Em 2023, também entrou em funcionamento a central de baterias da Ilha Terceira (15 MW) e começou a construção de duas novas centrais de baterias na Região Autónoma da Madeira (RAM), a 3ª e 4ª. Com essas duas novas baterias, que entram em funcionamento em 2024, a RAM terá 68 MVA de potência instalada em centrais de baterias. O objetivo das baterias é aumentar a capacidade de receção de energia renovável e otimizar o custo de operação dos grupos térmicos.

### *Fontes de energia renováveis*

A potência total instalada em produção renovável aumentou, em 2023, 5%, resultado sobretudo da nova potência solar fotovoltaica. Os recentes leilões de reserva de potência de ligação à rede, focados na tecnologia solar fotovoltaica, apontam para a continuação desta tendência nos próximos anos.

Adicionalmente, e no contexto do mais recente quadro legislativo do setor elétrico, aprovado em janeiro de 2022, os produtores de energias renováveis manifestaram 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 25%. As centrais hidroelétricas contribuíram para o abastecimento de 23% do consumo<sup>3</sup>. A produção eólica representou 25% 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 de eletricidade, apesar de não se ter registado a entrada de grandes unidades de produção, verificou-se um aumento da potência fotovoltaica instalada. Assim sendo, a produção instalada a partir de fontes renováveis aumentou, 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, apesar das diversas circunstâncias associadas à variação da hidraulicidade ou dos preços das *commodities* com impacte na formação do preço grossista de eletricidade.

No que respeita ao gás natural, o volume de transações em mercado organizado atingiu um valor de 170 GWh, que triplica o valor relativo a 2022 (57 GWh). Ainda assim, trata-se de um nível de liquidez muito incipiente, que representa apenas 0,4% da procura na Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) (0,1% em 2022) e 1,6% do total de transações<sup>4</sup> no *Virtual Trading Point* -VTP (0,6% em 2022). Apesar de as ações de compensação do Gestor Técnico Global (GTG) através de compras ou vendas no mercado organizado, terem registado um aumento de 30% face ao ano anterior, o seu peso no total das transações em mercado organizado foi de apenas 36% (82% no ano anterior).

---

<sup>3</sup> Incluindo bombagem.

<sup>4</sup> Transações em mercado organizado e através de contratos bilaterais.

Neste contexto, verifica-se que os agentes de mercado continuam a privilegiar os intercâmbios bilaterais para concretizar as trocas comerciais em mercado grossista, o que prejudica a formação consistente, numa base diária, de um preço de mercado no VTP.

Durante o ano de 2023, foram regulamentadas as matérias relativas ao conceito de operador dominante no mercado do gás natural, o que se traduziu no início de 2024, na concretização da obrigação de prestação do serviço de criação de mercado no mercado organizado, que implica a apresentação de um determinado volume de ofertas de compra e de venda separadas por um diferencial máximo de preços. Antevê-se que esta medida contribua positivamente para a liquidez do mercado organizado de gás para a criação de um mais sólido referencial de preço de curto prazo.

#### *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, em número de clientes, foi de 17%, na eletricidade, e de 19% no gás natural. No caso do gás natural, este ritmo de mudança representou uma descida na ordem dos 4 p.p. face a 2022.

Em 2023, no setor elétrico, cerca de 93% do consumo e 85% dos clientes foram abastecidos por um comercializador em regime de mercado, enquanto no setor do gás natural, esses valores foram de cerca de 95% do consumo e 72% dos clientes. A descida do peso do número de clientes no mercado liberalizado do gás natural, face a 2022, que era de 76%, deveu-se, sobretudo, à possibilidade de regresso dos clientes com consumo até 10.000 m<sup>3</sup>/ano ao regime das tarifas reguladas, prevista pelo Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro.

No mercado de eletricidade, no final de 2023, estavam presentes 34 comercializadores em regime de mercado, dos quais 32 estavam a fornecer clientes domésticos e pequenas empresas (com potências até 41,4 kVA). Relativamente a 2022, registou-se a entrada de 1 comercializador de eletricidade do mercado livre. No mercado de gás natural, estavam presentes 20 comercializadores em regime de mercado, 18 dos quais se encontravam a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>/ano.<sup>5</sup>

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

---

<sup>5</sup> O número de comercializadores apresentado é referente aos comercializadores com clientes na sua carteira.

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 permitiu, em 2023, o regresso de um pouco mais de trinta mil consumidores ao CUR, tendo o regresso ao mercado regulado correspondido a cerca de 5,4% do consumo associado a mudanças de comercializador dentro do mercado liberalizado.

O regresso ao mercado regulado do gás natural, para clientes com consumos até 10.000 m<sup>3</sup>, passou a ser possível desde a publicação do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro. Com esta possibilidade de os consumidores de menor dimensão do setor do gás natural poderem regressar ao regime das tarifas reguladas, cerca de 84 mil clientes regressaram ao CUR, no ano de 2023. Em termos de consumo, estes regressos ao CUR corresponderam a cerca de 6% do consumo de mudança dentro do mercado liberalizado, no ano 2023.

De assinalar, ainda, que cerca de 13,1% dos consumidores de eletricidade e 4,3% 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 apresentaram uma elevada volatilidade e incerteza na sua evolução, tendo-se reduzido significativamente durante 2023 face a 2022 (-47% no preço de eletricidade e cerca de -61% no preço do gás natural).

No setor elétrico, em 2023, as tarifas reguladas de acesso às redes observaram reduções significativas de -288,7% face a 2022, justificadas pela diminuição dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) que em 2023 se traduziram num benefício para o Sistema Elétrico Nacional (SEN) superior ao benefício de 2022. No que respeita a decisões tarifárias, é de registar a fixação excecional de tarifas, que teve por consequência a aprovação de preços de tarifas de Acesso às Redes distintos, que vigoraram de janeiro a junho e de julho a dezembro, respetivamente. Adicionalmente, foi realizada uma atualização do preço da energia aplicável aos clientes do CUR, atualizando os respetivos preços em alta (+5 EUR/MWh), em resultado do funcionamento do mecanismo previsto no Regulamento Tarifário (RT) que visa a correção de desvios de previsão do custo da energia do CUR.

No gás natural, verificaram-se variações das tarifas reguladas de acesso às redes entre +2,9% e +4,1%, consoante os níveis de pressão e o tipo de consumidor. De referir que, também no setor do gás, se registou

uma atualização do preço de energia aplicável aos clientes dos CUR retalhistas, atualizando a tarifa de energia em alta (+2 EUR/MWh), com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2023.

#### *Redes inteligentes de eletricidade*

No final de 2023, mais de 5,5 milhões de clientes Baixa Tensão Normal (BTN) de Portugal continental (i.e., 86%) tinham contador inteligente instalado e cerca de 4,8 milhões (i.e., 74%) estavam integrados em rede inteligente. O ritmo de instalação e integração das instalações de baixa tensão em rede inteligente está em linha com os objetivos aprovados pelo Governo no respetivo cronograma e com o objetivo legal de conclusão do processo até final de 2024.

Na Região Autónoma da Madeira, está também em curso uma operação de *rollout* de contadores inteligentes e disponibilização dos serviços das redes inteligentes. O operador de rede (EEM) estima a sua conclusão até ao final de 2025.

#### *Outros desenvolvimentos relevantes no mercado*

A nível regulamentar, destaca-se a revisão do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS), que adotou o produto normalizado de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual (mFRR), conforme metodologia aprovada pela ACER.

Foi aprovada uma nova metodologia de compensação das redes de distribuição de gás não interligadas (abastecidas por UAG), através da alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG e do Manual da Gestão Logística de Abastecimento de UAG. Esta nova metodologia prevê a figura da UAG Virtual para simplificar o processo comercial de trocas de gás nestas redes e de compensação das existências dos agentes de mercado. Também explicita a receção de gases renováveis, seja por injeção direta nas redes não interligadas, seja pela entrega de Biometano liquefeito nas UAG.

Ao nível do gás natural, estabeleceram-se regras para o apuramento das entidades a incluir na lista de operadores dominantes, e foi publicado um Despacho governamental que estabeleceu as condições aplicáveis aos operadores dominantes do SNG no desempenho do serviço de criação de mercado. Ainda no gás, foram atualizadas as regras de negociação no mercado organizado.

A experiência da operacionalização da atividade da Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO), aliada à necessidade de integração com as regras de rotulagem de energia elétrica publicadas pela ERSE e com os sistemas da *Association of Issuing Bodies* (AIB), às alterações legais, regulamentares e normativas,



que ocorreram posteriormente à sua elaboração, justificaram a revisão e publicação de um novo Manual de Procedimentos da EEGO, através da Diretiva n.º 17/2023, de 31 de agosto.

No âmbito do funcionamento e utilização das redes e interligações, foi aprovada a alteração da metodologia comum de cálculo da capacidade das interligações na região do Sudoeste da Europa, que integra Portugal, Espanha e França, no sentido de cumprir a obrigação de fornecer 70% da capacidade da interligação ao mercado, conforme previsto no Regulamento (CE) 2019/943, de 5 de junho.

## **2.2 REVISÃO DOS REGULAMENTOS DO SETOR ELÉTRICO PARA IMPLEMENTAR O REGIME JURÍDICO APROVADO EM 2022**

Durante o ano de 2023, a ERSE realizou uma consulta pública profunda (Consulta Pública n.º 113) da regulamentação do setor elétrico, decorrendo da publicação do respetivo regime jurídico, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Este diploma estabelece a organização e o funcionamento do SEN, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, e a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, introduzindo alterações significativas ao regime jurídico do SEN. A referida consulta pública também inclui matérias transversais ao setor do gás, incluídas no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço, bem como a aprovação de um novo Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia.

### 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 dos mercados 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 ROR <sup>6</sup> e do MPGGS <sup>7</sup>.

A energia mobilizada na resolução de restrições técnicas e a banda de regulação secundária (“reserva de restabelecimento da frequência”) contratada comportam custos que se distribuem pelos consumos. Adicionalmente, os custos e receitas da mobilização de energia de regulação secundária e de reserva de regulação (“reserva de reposição”), em cada período de desvio (*imbalance settlement period*), utilizadas para anular os desvios dos agentes em tempo real, são repartidos por todos os agentes de mercado que se desviarem nesse período, na proporção do seu desvio.

A Figura 3-1 apresenta a repercussão dos mercados diário e intradiário<sup>8</sup> e dos mercados de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores em 2023, com desagregação da parcela relativa aos mercados diário e intradiário e da que respeita aos mercados de serviços de sistema.

A Figura 3-1 permite ainda verificar que o preço dos mercados 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.

---

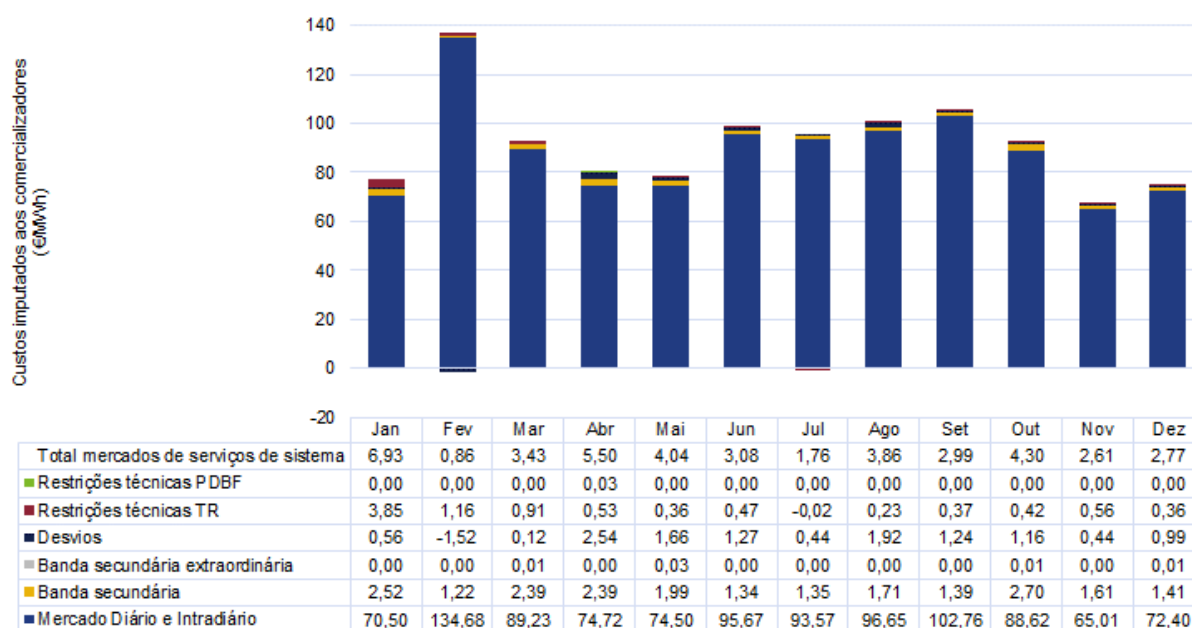
<sup>6</sup> O [Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico](#)

foi aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, no seguimento da Consulta Pública n.º 113.

<sup>7</sup> O [MPGGS](#) foi aprovado pela Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro.

<sup>8</sup> 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 3-1 – Repercussão dos mercados diário e intradiário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2023

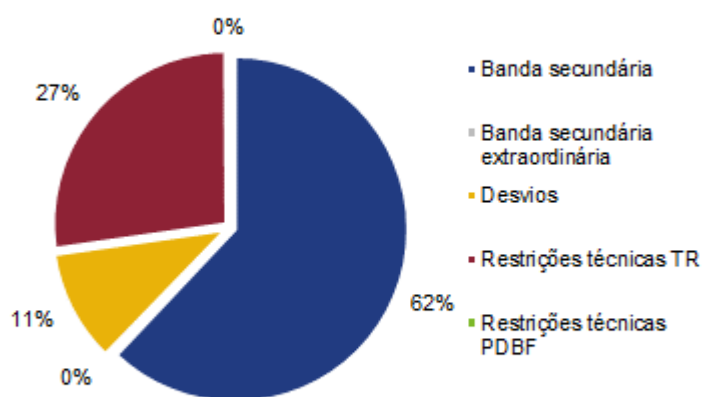


Fonte: dados REN. Nota: PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento e TR – Tempo Real

Os mercados de serviços de sistema representaram, em 2023, um custo médio ponderado de 2,97 EUR/MWh, face a um preço médio ponderado nos mercados diário e intradiário de 87,91 EUR/MWh, o que traduz uma expressiva redução do preço médio de mercado diário e intradiário de cerca de 48% face ao ano anterior, tendo o custo médio dos mercados de serviços de sistema mantido praticamente o mesmo valor.

A Figura 3-2 apresenta a repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema, confirmando-se que o peso da contratação de banda secundária é dominante, significando praticamente o dobro do da resolução de desvios e de restrições técnicas.

Figura 3-2 – Repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema, 2023



Fonte: dados REN

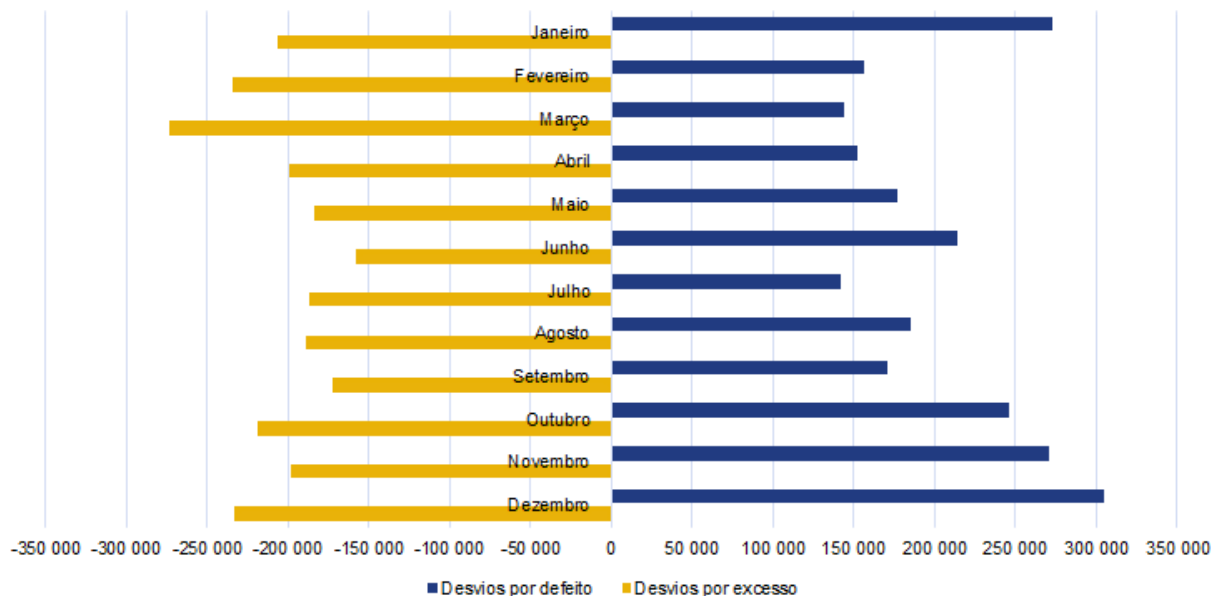
A valorização dos desvios em cada hora corresponde exatamente aos custos variáveis de regulação, a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio através da participação nos mercados de serviços de sistema (prestadores de serviços de sistema - BSP).

A Figura 3-3 apresenta a evolução das energias de desvio, por defeito<sup>9</sup> e por excesso<sup>10</sup>, verificadas ao longo de 2023. Face a 2022, registou-se um aumento dos desvios por defeito, com variação na média mensal de 170 GWh para 203 GWh, compensado por uma redução dos desvios por excesso, com variação na média mensal de 226 GWh para 205 GWh. Em termos totais, verificou-se um ligeiro aumento do valor ocorrido em 2022 de 4,756 TWh para 4,892 TWh.

<sup>9</sup> 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 de uma produção inferior à programada, no caso de intervenientes produtores.

<sup>10</sup> 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 de uma produção superior à programada, no caso de intervenientes produtores.

Figura 3-3 – Evolução dos desvios (MWh), 2023



Fonte: dados REN

#### MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Para além dos desvios, as perdas também contribuem para o desequilíbrio do sistema, sendo a sua redução uma permanente preocupação.

O mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição em Portugal continental encontra-se estabelecido no Regulamento Tarifário do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 28 de julho.

Para o período de regulação 2022-2025, este mecanismo de incentivo é constituído por três componentes, uma delas diretamente associada aos resultados do balanço anual de energia (componente 1) e outras duas associadas aos resultados alcançados com as ações de mitigação do consumo ilícito desenvolvidas pelo operador da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND) (componentes 2 e 3).

O incentivo à redução de perdas na rede de distribuição (PP) é calculado da seguinte forma:

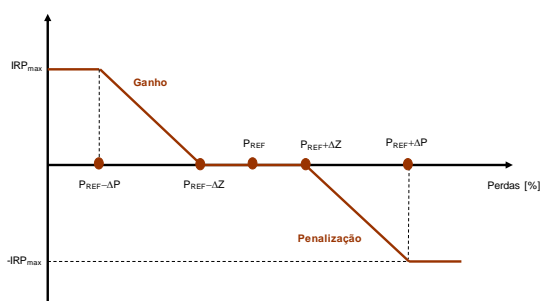
$$PP = PP_1 + PP_2 + PP_3$$

## COMPONENTE 1

A componente 1 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição é baseada no balanço anual de energia com os valores de percentagem das perdas referidos à energia medida à entrada e corresponde a um mecanismo simétrico com valorização indexada ao valor unitário da energia em mercado e que inclui uma zona de banda neutra, tal como ilustrado na Figura 3-4.

Para efeitos da componente 1 do incentivo e para todo o período de regulação 2022-2025, foi assumido um preço da energia no mercado diário de 50 EUR/MWh.

Figura 3-4 – Componente 1 do mecanismo de incentivo para o período de regulação 2022-2025



O Quadro 3-1 resume os parâmetros da componente 1 do incentivo à redução das perdas em 2022.

Quadro 3-1 – Parâmetros da componente 1 em 2022

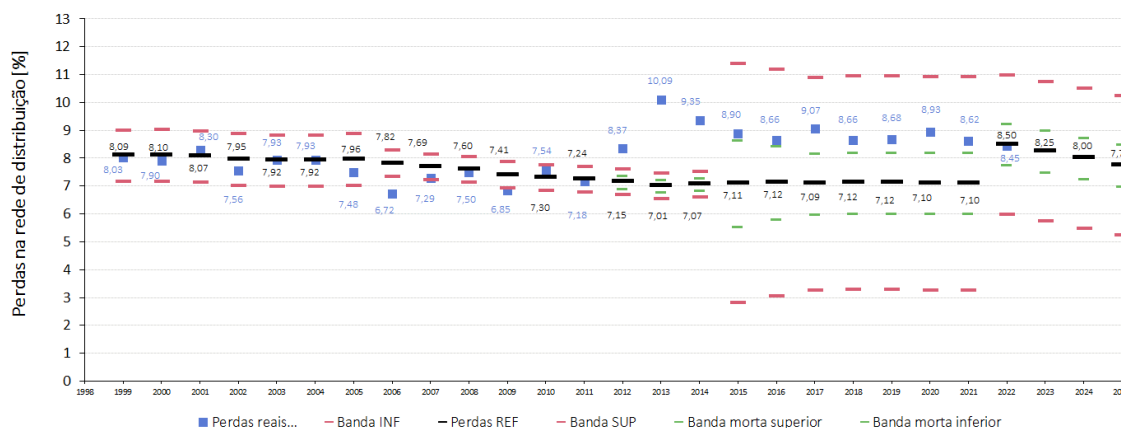
Valor das perdas de referência $P_{REF}$ (%)	Valor de $\Delta Z$ (%)	Valor de $\Delta P$ (%)	Valorização das perdas $V_{P1}$ (€/MWh)	Valor máximo do prémio ou penalidade $IRP_{max} = -IRP_{min}$ (€)
8,50	0,75	2,5	25,0	20 000 000

Aplicação em 2022 da componente 1

Em 2022, o valor das perdas nas redes de distribuição referido à energia entrada foi de 8,45%, tal como ilustrado na Figura 3-1 que apresenta a evolução das perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 1999 e 2022, no referencial de entrada.

Figura

3-5 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no referencial de entrada



Sendo 8,45% o valor das perdas verificado, este situa-se abaixo das perdas de referência (8,50%), mas, estando dentro da banda neutra (limite 7,75%), não há lugar a qualquer prémio pelo seu desempenho.

Nestes termos, a componente 1 do incentivo é nula:

$$PP_1 = 0$$

## COMPONENTE 2

A componente 2 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição corresponde a uma partilha direta com o operador da RND dos resultados obtidos nas ações de combate ao consumo ilícito. O montante recuperado por estas ações (MR) é partilhado em função do valor de uma percentagem de partilha (k), definida para o período de regulação.

A componente 2 (PP<sub>2</sub>) é calculada da seguinte forma:

$$PP_2 = k \times MR$$

O valor da percentagem de partilha (k) definido para o período de regulação 2022-2025 é k = 25%.

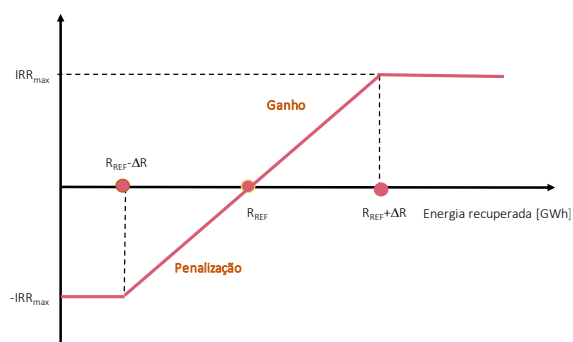
De acordo com a informação do operador da RND, o valor do montante recuperado no âmbito da componente 2 em 2022 foi de 7 082 148 €. Sendo o valor da percentagem de partilha  $k = 25\%$ , o prémio a receber no âmbito da componente 2 é de

$$PP_2 = 7\,082\,148 \times 0,25 = 1\,770\,537 \text{ €}$$

### COMPONENTE 3

A componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição corresponde a um incentivo adicional (prémio ou penalização) aplicado ao sucesso das ações de combate ao consumo ilícito. Corresponde a um mecanismo de incentivo do tipo linear, limitado a um valor máximo de prémio ou de penalidade em função da energia recuperada anualmente, tal como ilustrado na Figura 3-6.

Figura 3-6 – Componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



Fonte: ERSE

O Quadro 3-2 resume os parâmetros da componente 3 do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição em 2022.

Quadro 3-2 – Parâmetros da componente 3 do incentivo em 2022

Valor de referência $R_{REF}$ (GWh)	Valorização unitária da energia recuperada $V_{p3}$ (€/MWh)	Valor máximo do prémio ou penalidade $IRR_{max} = -IRR_{min} = R_{REF} \times V_{p3}$ (€)
120	50	6 000 000

Fonte: ERSE



De acordo com a informação da E-REDES, a energia recuperada no âmbito da componente 3 do incentivo foi de 125,817 GWh. Sendo  $R_{REF} = 120$  GWh, e  $V_{p3} = 50$  EUR/MWh, o operador da RND tem direito a um prémio de

$$PP_3 = (125\ 817 - 120\ 000) \times 50 = 290\ 850 \text{ €}$$

Aplicação do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição em 2022

Nos termos atrás descritos, a aplicação do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição ao ano de 2022 resulta num prémio no valor de:

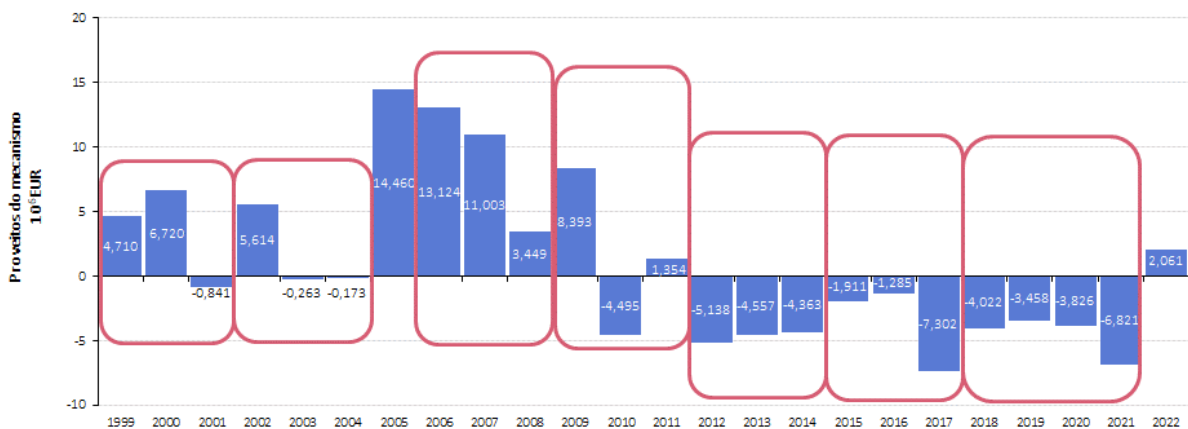
$$PP = PP_1 + PP_2 + PP_3$$

$$PP = 0 + 1\ 770\ 537 + 290\ 850 = 2\ 061\ 387 \text{ €}$$

A Figura 3-7 apresenta a evolução dos montantes resultantes da aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição desde 1999, sendo de realçar que, de 2012 a 2021, houve lugar a uma penalização pelo facto do valor das perdas reais ocorridas ser superior ao valor limite da banda neutra.

Em 2022, como referido anteriormente, o operador recebe um prémio de 2,061 milhões de euros devido ao desempenho das componentes 2 e 3 do incentivo, dado que a componente 1 não teve qualquer contribuição pelo facto do valor das perdas ter ocorrido na banda neutra.

**Figura 3-7 – Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição**



### 3.1.1.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

Para Portugal continental e para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o RQS <sup>11</sup> e o RT apresentam disposições relativas à regulamentação da continuidade de serviço <sup>12</sup>.

#### CONTINUIDADE DE SERVIÇO

A caracterização da continuidade de serviço nas redes de transporte e de distribuição de energia elétrica 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).

O RQS estabelece que a avaliação do desempenho das redes de transporte e de 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 3-3 apresenta os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados em Portugal continental <sup>13</sup>, em 2023 <sup>14</sup>.

---

<sup>11</sup> O Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás e o respetivo Manual de Procedimentos foram aprovados pelo Regulamento n.º [826/2023](#), publicado no Diário da República, 2.ª série, de 28 de julho.

<sup>12</sup> Além deste tema, o RQS estabelece ainda obrigações relativas à qualidade da onda de tensão e à qualidade de serviço comercial.

<sup>13</sup> Indicadores referentes à rede de transporte da REN e à rede de distribuição (AT, MT e BT) da E-REDES.

<sup>14</sup> A 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>

Quadro 3-3 – Indicadores gerais de continuidade de serviço em Portugal continental, 2023

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Transporte MAT	TIE (min)	0,00	0,39	27,61
	SAIFI (int)	0,00	0,07	0,01
	SAIDI (min)	0,00	0,65	25,87
	MAIFI (int)	0,00	0,05	0,00
Distribuição AT	SAIFI (int)	0,00	0,28	0,03
	SAIDI (min)	0,00	4,73	3,96
	MAIFI (int)	0,00	0,60	0,06
Distribuição MT	TIEPI (min)	0,04	48,10	8,16
	SAIFI (int)	0,00	1,57	0,23
	SAIDI (min)	0,05	61,77	12,70
	MAIFI (int)	0,00	8,52	0,60
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,00	1,60	0,17
	SAIDI (min)	0,68	77,23	9,64

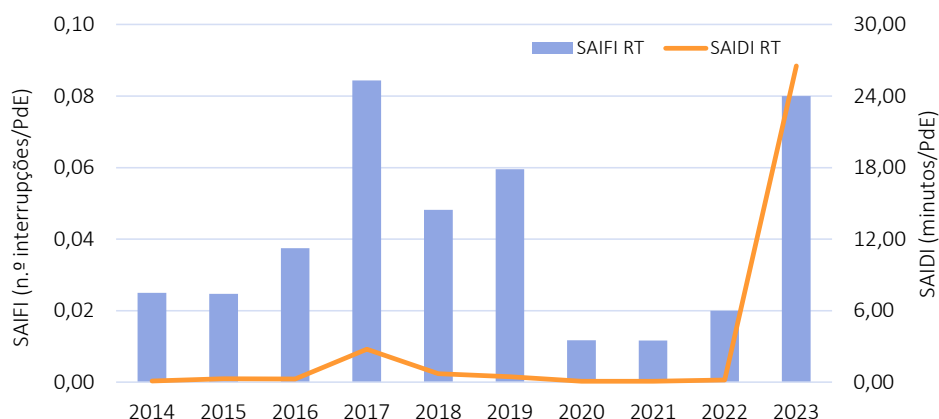
Fonte: dados REN e E-REDES.

No que respeita a 2023, os valores dos indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho da rede de transporte sofreram uma degradação na sua generalidade, em comparação com os registados no ano anterior. Para estes resultados, contribuiu a ocorrência de um evento excepcional de grande impacto causado por um incêndio industrial que colocou fora de serviço a linha aérea de 220 kV Carregado – Seixal, que alimenta eletricamente a Siderurgia Nacional – Seixal. Este cliente alimentado exclusivamente por essa linha de MAT esteve interrompido durante 2 225 minutos, sendo o valor do indicador energia não fornecida (ENF) associado a este incidente correspondente a 2 543,70 MWh, cumprindo assim o critério para a sua designação como Incidente de Grande Impacto.

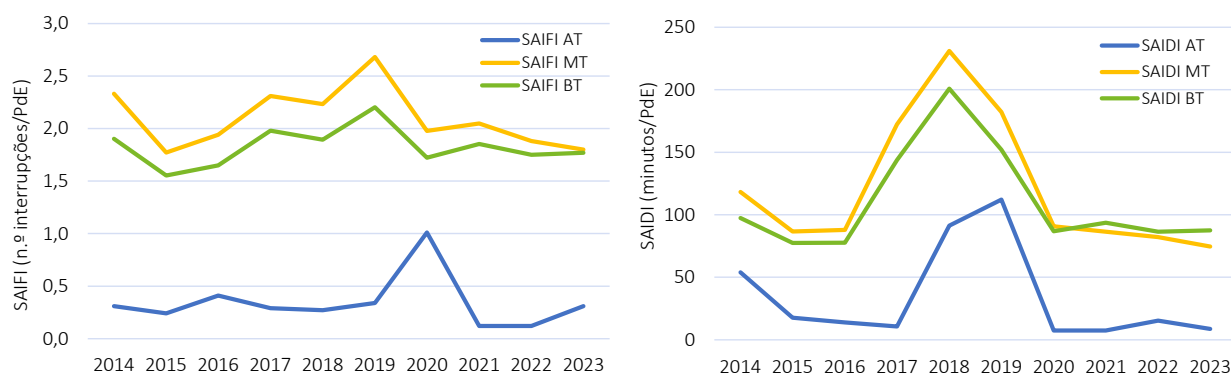
Em 2023, os valores dos indicadores de continuidade de serviço demonstram que, para as redes de distribuição, as interrupções acidentais são as que têm um impacto mais significativo (Quadro 3-3). Este desempenho esteve relacionado com diversas causas, como por exemplo, avarias em equipamentos elétricos, avarias resultantes de atividades de manutenção da rede e fenómenos naturais.

A Figura 3-8 e a Figura 3-9 apresentam a evolução anual dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados, respetivamente, na rede de transporte e nas redes de distribuição em Portugal continental, entre 2014 e 2023.

**Figura 3-8 – Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na rede de transporte, em Portugal continental**



**Figura 3-9 – Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, em Portugal continental**



Adicionalmente, o RQS estabelece padrões individuais de continuidade de serviço (número e duração anual de interrupções) que constituem um compromisso do operador de rede para com o cliente. O

incumprimento destes padrões individuais por parte do operador de rede origina a obrigação de pagamento de uma compensação monetária <sup>15</sup>, sem que o cliente necessite de a solicitar.

Relativamente a 2023, o principal operador da rede de distribuição (E-REDES) disponibilizou dados provisórios sobre os incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço: o número de incumprimentos foi cerca de 49 314, dos quais 47 479 foram relativos à duração das interrupções e 1 835 ao número de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 497 mil euros em compensações. Em 2022, o número de incumprimentos tinha sido de 64 020, dos quais 60 070 foram relativos à duração das interrupções e 3 950 ao número total de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 765 mil euros em compensações.

O Quadro 3-4 apresenta os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados na Região Autónoma dos Açores (RAA), em 2023.

**Quadro 3-4 – Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na RAA, 2023**

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Distribuição MT	TIEPI (min)	30,98	59,42	16,75
	SAIFI (int)	0,50	3,00	0,59
	SAIDI (min)	36,65	72,82	26,87
	MAIFI (int)	0,90	1,89	0,20
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,56	3,68	0,72
	SAIDI (min)	31,00	94,57	33,67

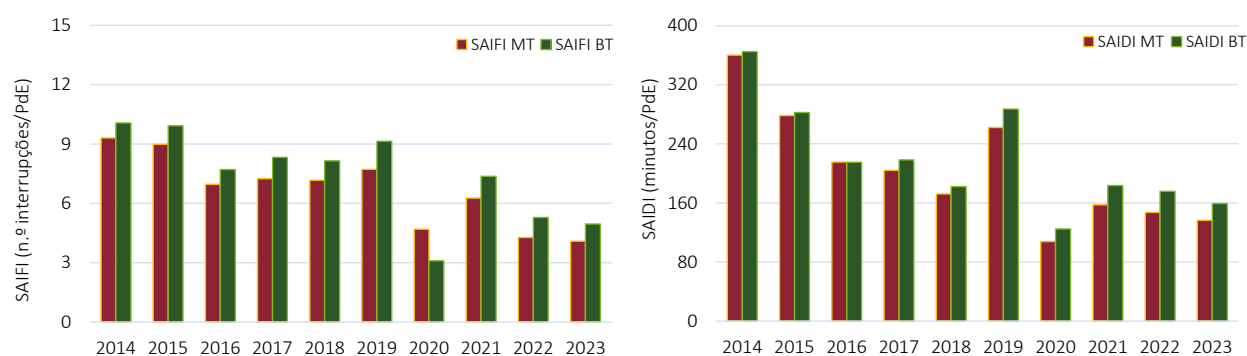
Fonte: dados EDA

Em 2023, os indicadores de continuidade de serviço na RAA registaram uma melhoria face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu a redução das interrupções acidentais da responsabilidade do operador de rede.

<sup>15</sup> Este pagamento visa compensar o cliente pelo incumprimento do indicador individual. Não corresponde a qualquer indemnização por danos causados por interrupções.

A Figura 3-10 apresenta a evolução anual dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados nas redes de distribuição na RAA, entre 2014 e 2023.

**Figura 3-10 – Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAA**



Na RAA, em 2023, registaram-se 12 situações de incumprimento de padrões individuais de continuidade de serviço, relativos à duração das interrupções, verificados em clientes de BTN, tendo sido pagos aos clientes cerca de 226 euros em compensações. Em 2022, o número de incumprimentos tinha sido de 25, sendo 20 relativos ao número de interrupções e cinco relativos à duração de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 888 euros em compensações.

O Quadro 3-5 apresenta os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados na Região Autónoma da Madeira (RAM), em 2023.

**Quadro 3-5 – Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na RAM, 2023**

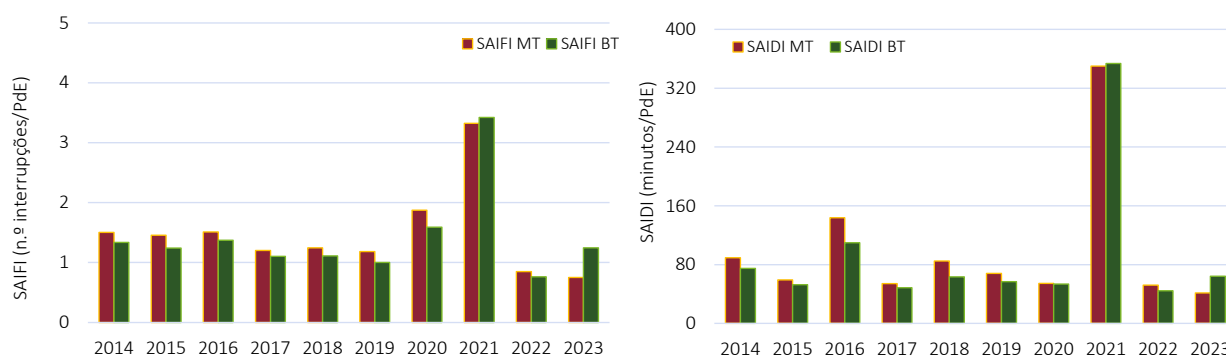
Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Distribuição MT	TIEPI (min)	12,87	15,57	1,61
	SAIFI (int)	0,20	0,51	0,05
	SAIDI (min)	16,84	20,84	3,64
	MAIFI (int)	0,02	0,23	0,01
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,19	0,52	0,54
	SAIDI (min)	19,93	21,17	23,04

Fonte: dados EEM

No que respeita a 2023, a continuidade de serviço percebida pelos clientes da RAM registou uma melhoria face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu a redução das interrupções acidentais da responsabilidade do operador de rede. Destaca-se que a tendência anual de melhoria da generalidade dos valores dos indicadores de continuidade de serviço prossegue ao longo dos anos, com exceção de 2021, que foi marcado pela ocorrência de condições meteorológicas extremas, que afetaram diversas infraestruturas elétricas, provocando o *blackout* do sistema elétrico da Ilha da Madeira.

A Figura 3-11 apresenta a evolução anual dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados nas redes de distribuição na RAM, entre 2014 e 2023.

**Figura 3-11 – Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAM**



Em 2023, o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço foi de 41, relativos à duração das interrupções, verificados em clientes de BTN, tendo sido pagos aos clientes cerca de 1 316 euros em compensações. Em 2022, tinham sido registados 186 incumprimentos, relativos à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 1 464 euros em compensações.

Conforme estabelecido no RQS, a ERSE publica anualmente informação sobre qualidade de serviço<sup>16</sup>.

#### 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 RND de Portugal continental. Este incentivo tem em vista, por um lado, promover a

<sup>16</sup> A informação relativa à evolução histórica dos indicadores de continuidade de serviço encontra-se disponível em: <https://www.erse.pt/eletricidade/qualidade-de-servico/#tecnica>

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, e é determinado através de uma função estabelecida no RQS, cujo valor máximo, do prémio ou da penalidade, correspondeu a 6 milhões de euros em 2023. Na determinação deste valor da energia não distribuída são excluídas as interrupções com origem em razões de segurança, as interrupções com origem na RNT, bem como as interrupções classificadas pela ERSE como eventos excecionais.

A “componente 2” foi introduzida na alteração regulamentar de 2014, tendo sido aplicada pela primeira vez ao desempenho da rede no ano de 2015. O valor da “componente 2” do incentivo depende da média deslizante dos últimos três anos do indicador SAIDI MT (ver lista de definição dos indicadores no Anexo III) relativo ao conjunto dos 5% dos postos de transformação de distribuição e de clientes em MT que apresentaram anualmente o pior valor de SAIDI MT. Para a determinação deste valor do SAIDI MT são excluídas as interrupções classificadas pela ERSE como eventos excecionais, bem como as interrupções com origem em razões de segurança e com origem na RNT. O valor da “componente 2” é determinado através de uma função estabelecida no RQS, cujo valor máximo do prémio ou da penalidade correspondeu a 3 milhões de euros no ano de 2023.

Para 2023, e em relação ao montante da “componente 1” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base nos valores de 40 207 GWh de energia distribuída e de 47,71 minutos de TIEPI MT, estimou-se o valor de 3,65 GWh para a energia não distribuída, valor que corresponde a um aumento dos proveitos do operador da RND em cerca de 3,3 milhões de euros. No que respeita à “componente 2” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base no valor de 303,63 minutos obtido para o SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos postos de transformação de distribuição e de clientes em MT que apresentaram pior desempenho, o valor do montante obtido foi de 3 milhões de euros.

### 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 a 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<sup>17</sup>.

Durante 2023, manteve-se em vigor a Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, que, na sequência do regime de seca verificado durante 2022, estabelece uma reserva estratégica de água nas albufeiras associadas aos aproveitamentos hidroelétricos para efeitos de segurança do abastecimento do SEN, a fim de garantir que o armazenamento nestas albufeiras atinja, pelo menos, uma capacidade correspondente a um acréscimo de energia elétrica armazenada de cerca de 760 GWh, distribuídos genericamente de forma proporcional pelos aproveitamentos hidroelétricos.

#### 3.1.1.4 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DE RECURSOS ENDÓGENOS, RENOVÁVEIS E NÃO RENOVÁVEIS E DE COGERAÇÃO

Em Portugal continental, com a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, estabeleceu-se a revisão do quadro normativo da Produção em Regime Especial, 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.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, foram eliminados os conceitos associados à produção em regime ordinário e à produção em regime especial, visando simplificar o funcionamento do SEN, mormente ao nível do procedimento de licenciamento da atividade de produção de eletricidade.

Ainda no âmbito da produção com remuneração garantida, cabe referir o Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, da DGEG<sup>18</sup>, que prevê, em situações excecionais de exploração do 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

---

<sup>17</sup> Artigo 101.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

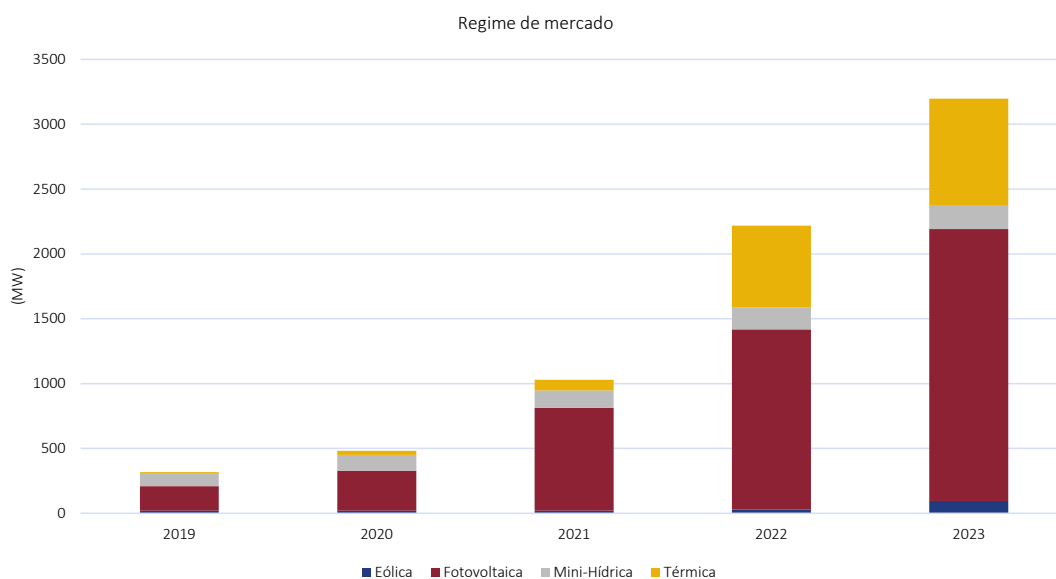
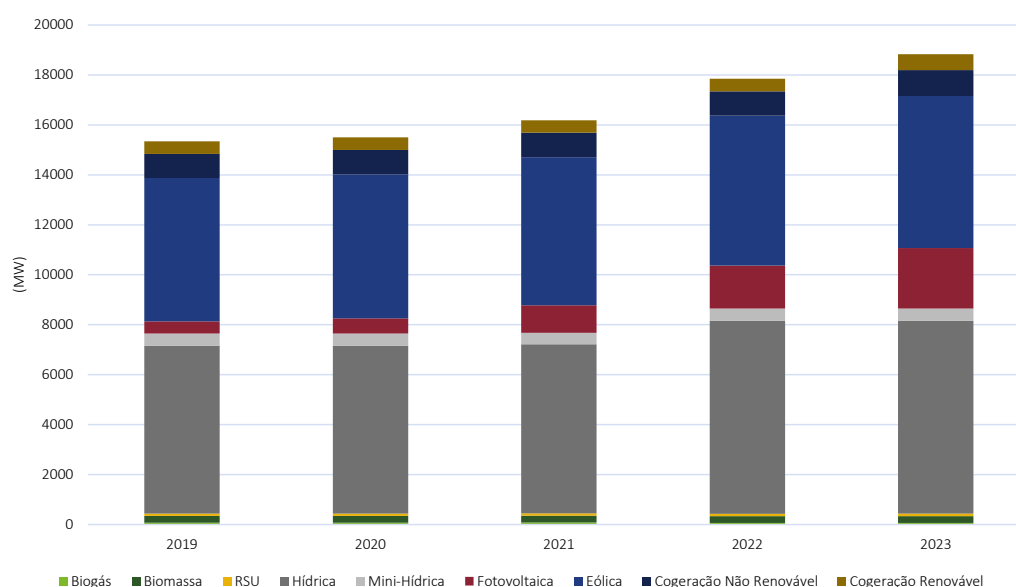
<sup>18</sup> Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, da DGEG, que estabelece regras e procedimentos necessários para a redução de potência da produção em regime especial que beneficie de um regime de remuneração garantida ou outro regime bonificado de apoio à remuneração.

do gestor do sistema com o intuito de controlar as instalações de produção em regime especial com remuneração garantida, para que não excedam um determinado valor de potência.

Em 2023, a potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) representou 88% da potência instalada total em Portugal continental. No período de 2019 a 2023, este peso variou entre 76% e 88%.

A Figura 3-12 apresenta a evolução da potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida e com remuneração de mercado para os anos de 2019 a 2023. Destaca-se em 2023 a existência de cerca de 3197 MW de potência instalada de produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração a participar diretamente em mercado, distribuída pelas tecnologias mini-hídrica (6%), fotovoltaica (65%), eólica (3%) e térmica (26%).

Figura 3-12 – Potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2019 a 2023



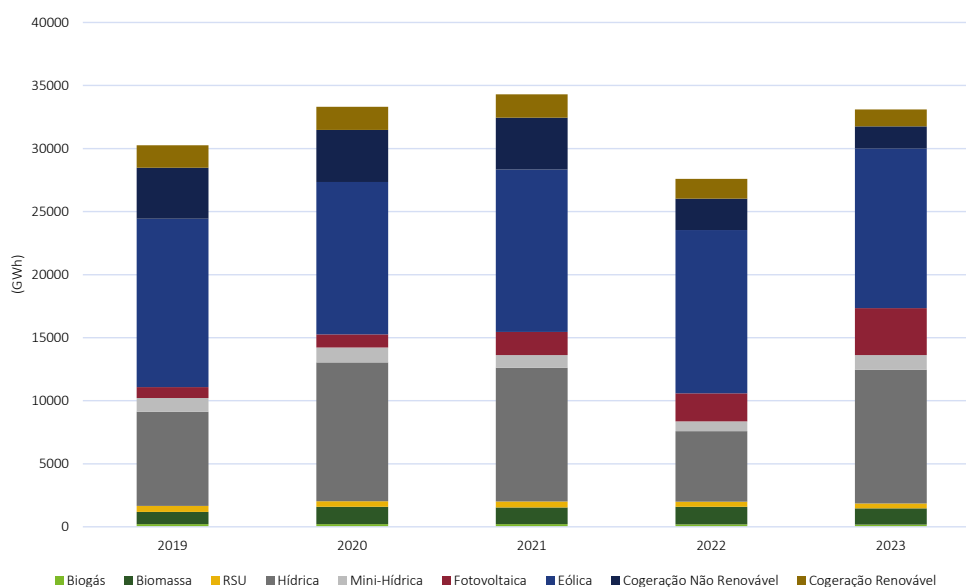
Fonte: dados REN

Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

Relativamente à energia elétrica produzida em 2023, cerca de 33 TWh tiveram origem na produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, representando 75% do total de energia elétrica produzida, valor que, entre 2019 e 2023, se situou entre 55% e 75%.

A Figura 3-13 apresenta a evolução da energia elétrica produzida através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração para os anos de 2019 a 2023, desagregada por tecnologia.

**Figura 3-13 – Produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2019 a 2023**



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

Da análise das figuras anteriores, resulta evidente a importância do contributo da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração e, em particular, das fontes de energia renováveis, no *mix* de geração do sistema elétrico português.

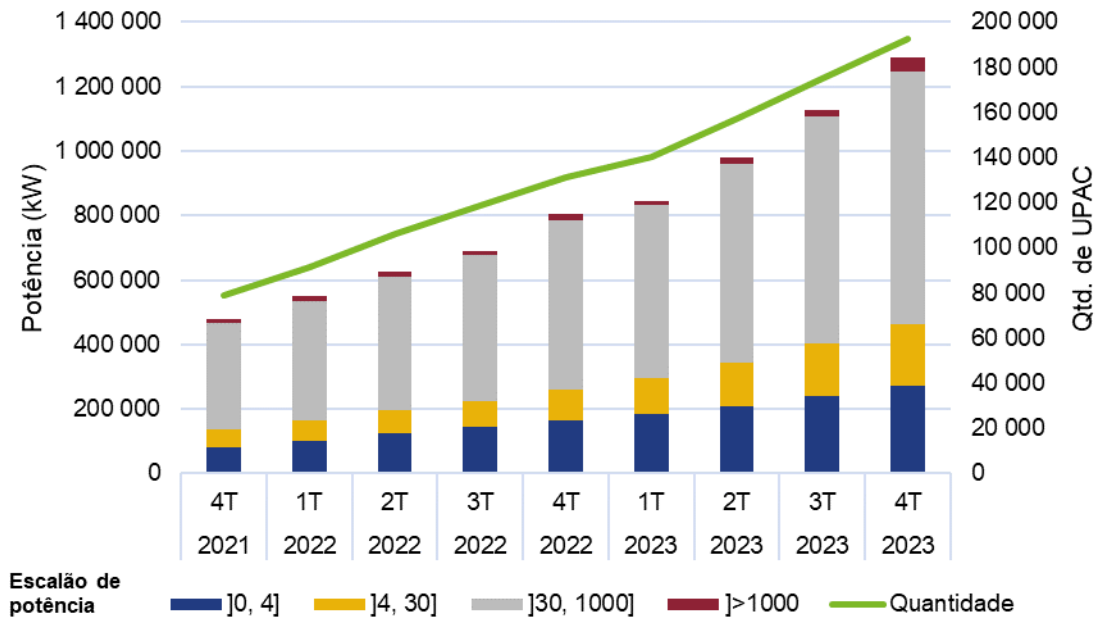
Em 2023 verificou-se um aumento acentuado da produção de origem hídrica face a 2022, devido ao regime hidrológico mais favorável, e da fotovoltaica, devido ao aumento de potência instalada.

#### AUTOCONSUMO E COMUNIDADES DE ENERGIA

O número de autoconsumidores e a potência instalada em autoconsumo renovável tem vindo a aumentar significativamente nos últimos dois anos. Enquanto os autoconsumidores aumentaram sobretudo no segmento de potências até 4 kW (que representa 90% do número de autoconsumidores), o aumento da potência instalada ocorreu essencialmente ao nível do segmento empresarial e industrial (de 30 kW a 1000 kW), em particular em MT. No final de 2022, o número de autoconsumidores era cerca de 130 mil, tendo atingido 192 mil no final de 2023. Na potência instalada, passou-se de 804 MW em 2022, para 1 288 MW,

no final de 2023 (mais 60%). Estima-se que a energia produzida e autoconsumida represente 82% da produção total estimada de autoconsumo <sup>19</sup> que, em 2023, foi 1 793 GWh. A energia excedente do autoconsumo injetada na rede totalizou 325,7 GWh em 2023, e 43% desta energia foi transacionada.

Figura 3-14 – Evolução da potência instalada e do número de UPAC



Fonte: E-REDES

O desenvolvimento do autoconsumo coletivo e das comunidades de energia renovável tem sido mais lento, devido à complexidade inerente a estes modelos e a algumas dificuldades verificadas no licenciamento. No final de 2023, estavam em funcionamento 32 casos de autoconsumo coletivo, totalizando 1,9 MW de potência instalada e 96 instalações de consumo participantes. Nos autoconsumos coletivos existentes em 2023 a partilha era efetuada através de método proporcional ao consumo de cada instalação participante.

<sup>19</sup> Considerando a produção para autoconsumo no ano de 2023 de acordo com as [Estatísticas Rápidas das Renováveis da DGEG](#).

### 3.1.1.5 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

#### **Revisão do Regulamento de Operação das Redes**

Na sequência da Consulta Pública n.º 113, a ERSE aprovou alterações ao ROR<sup>20</sup>, de forma a enquadrá-lo plenamente nos regulamentos europeus e nos códigos de rede europeus, que promovem um mercado integrado também ao nível da operação das redes. O regulamento reconhece as redes inteligentes como um novo normal do setor, bem como a gestão flexível das redes usando os recursos de flexibilidade disponíveis em instalações de produção, de armazenamento ou de consumo (por exemplo, através da figura da agregação), de qualquer dimensão.

O ROR alargou a sua abrangência para além do tema original da atividade da gestão do sistema, incluindo a operação das redes de distribuição e a utilização de recursos de flexibilidade. O ROR passou a incluir os sistemas elétricos das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, clarificando os aspetos comuns com o Continente e regulamentando os aspetos específicos.

Com esta alteração foi promovida a harmonização dos conceitos e nomenclatura com os termos dos códigos de rede europeus, de modo a facilitar a compreensão pelos agentes de mercado que participam em diversos mercados europeus. São ainda reconhecidas novas entidades relevantes na gestão do sistema, tais como o Centro de Coordenação Regional (CORESO) ou as plataformas europeias de troca de energia de balanço.

O ROR veio também prever um conjunto de princípios dirigidos à participação de novos agentes na gestão do sistema, nomeadamente da produção descentralizada, do armazenamento e da procura.

No âmbito da gestão técnica das redes de distribuição, o ROR estabelece um quadro de princípios gerais e cria um novo Manual de Procedimentos, específico das redes de distribuição, para concretização das regras de detalhe.

---

<sup>20</sup> O ROR foi aprovado pelo [Regulamento n.º 816/2023](#), de 27 de julho.

## Revisão do Regulamento do Acesso às Redes e às interligações

Na sequência da referida Consulta Pública n.º 113, a ERSE aprovou alterações ao Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI<sup>21</sup>).

O novo RARI vem contribuir para concretizar o quadro legal instituído pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, designadamente a possibilidade do acesso às redes com restrições para a capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) permitindo, por um lado, otimizar a utilização dos ativos da rede e, por outro lado, concretizar um modelo de planeamento e gestão probabilística das redes assente num modelo inovador de gestão ativa, dinâmica e flexível, que possibilite a integração de nova produção a partir de energias renováveis, contribuindo para atingir os objetivos da transição energética.

Neste sentido, o RARI estabelece os procedimentos contratuais associados ao acesso à rede com restrições em articulação com as condições de ligação inscritas nos títulos de reserva de capacidade, previstos no Decreto-Lei n.º 15/2022. O RARI passa também a enquadrar as novas matérias e as novas entidades abrangidas pelo acesso, uso e retribuição da RESP, como por exemplo as instalações de armazenamento autónomo ou os agregadores. Neste contexto, a estrutura do Regulamento separa as regras de acesso à rede, da implementação dos contratos de uso das redes.

Finalmente, o RARI institui um conjunto de metodologias a adotar pelos operadores de rede que permitam fundamentar as opções de investimento, comparando-as com outras alternativas, incluindo o recurso à contratação em mercado de soluções de flexibilidade.

## Revisão do Regulamento do Autoconsumo

A ERSE aprovou alterações ao RAC<sup>22</sup>. A reformulação do RAC visou atualizar o regulamento em resultado das alterações introduzidas ao nível do seu regime jurídico, integrado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. As principais alterações incluíram: a atribuição ao operador de rede da responsabilidade (e custo) pela adequação dos contadores nas instalações de consumo participantes em autoconsumo; a previsão dos modos de partilha de energia em autoconsumo através de sistemas dinâmicos ou de critérios hierárquicos; a inscrição da figura do agregador de último recurso, em substituição do anterior facilitador de mercado, com obrigação de compra supletiva da energia excedente de autoconsumo; a inclusão da

---

<sup>21</sup> O RARI foi aprovado pelo [Regulamento n.º 818/2023](#), de 27 de julho.

<sup>22</sup> O RAC foi aprovado pelo [Regulamento n.º 815/2023](#), de 27 de julho.

figura das Comunidades de Cidadãos para a Energia, que também podem desenvolver a atividade de autoconsumo coletivo.

Tendo em conta que o Decreto-Lei n.º 15/2022 determinou o *rollout* dos contadores inteligentes até final de 2024, e em linha com o preconizado para as redes inteligentes em geral, o RAC estabeleceu a obrigação de disponibilização diária pelos operadores de rede dos dados de consumo e de injeção na rede em autoconsumo, devidamente validados e saldados.

### **Revisão do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de distribuição de energia elétrica**

Após a Consulta Pública n.º 113, a ERSE aprovou alterações ao RSRI<sup>23</sup>.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, introduz desenvolvimentos importantes relativamente à implementação das redes inteligentes de energia elétrica em Portugal, quer em termos de conceitos (definindo, por exemplo, contador inteligente ou infraestruturas das redes inteligentes), quer em termos de concretização desses conceitos, determinando a generalização da instalação de contadores inteligentes e a sua integração nas infraestruturas das redes inteligentes até ao final de 2024 para a totalidade dos clientes finais.

Tendo em conta este quadro legal, a ERSE promoveu uma alteração regulamentar que adota as redes inteligentes como o novo referencial de serviços na BT, nas várias áreas regulamentares. Assim, abandona-se a lógica voluntária de desenvolvimento e de integração em rede inteligente. Alarga-se também o âmbito de aplicação do RSRI à baixa tensão especial (BTE) e às instalações de armazenamento.

Finalmente, uma parte substancial do quadro regulamentar estabelecido no anterior RSRI passou a integrar a restante regulamentação da ERSE, em particular o RRC e o RQS.

O RSRI estabelece a obrigação de recolha diária de diagramas de carga para todas as instalações integradas em redes inteligentes, alinhando a prática da BTN integrada em rede inteligente com a dos restantes níveis de tensão e de fornecimento.

---

<sup>23</sup> O RSRI foi aprovado pelo [Regulamento n.º 817/2023](#), de 27 de julho.



## Incentivos para a Gestão Otimizada de Licenças de Emissão de CO<sub>2</sub> na RAA e na RAM

A ERSE estabeleceu na Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, que revogou o Despacho da ERSE n.º 11210/2008, de 17 de abril, o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), no seguimento de um novo enquadramento legal do mecanismo de Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), que, por sua vez, ditou alterações quer no funcionamento dos mercados de emissões, quer nas valorizações das mesmas, com impacto no funcionamento do setor elétrico português.

O mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> visava otimizar a gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> das centrais com Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados (complementando o mecanismo anterior), assim como das centrais geridas pela EDA - Eletricidade dos Açores e EEM - Empresa de Eletricidade da Madeira (cujos custos de produção são regulados pela ERSE), respetivamente na RAA e na RAM.

Com a entrada em vigor da Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, que estabelece o Incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados, a referida Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, foi revogada.

O ano de 2021, no que ao CELE diz respeito, apresentou uma característica específica, que se traduziu inclusivamente na modificação da valorização das próprias licenças de emissão, decorrente da alteração do modelo de governação do CELE, passando a incluir, por exemplo, a obrigatoriedade de aquisição de licenças de emissão para parte do setor dos transportes. Importa reter que, no final de 2020 e mesmo no início de 2021, as condições de contexto do mecanismo CELE não se encontravam totalmente estabilizadas, havendo incerteza quanto ao envolvimento de determinados setores – com o setor dos transportes, incluindo o transporte aéreo em particular, nestas condições -, o que tornava incerto o excedente de procura de licenças em mercado e, conseqüentemente, a evolução do próprio preço destas.

Neste âmbito, a adequada aplicação de um incentivo com as características do estabelecido na Diretiva n.º 2/2014 – que procura induzir, desde logo, um comportamento de mitigação de risco com distribuição temporal das intervenções em mercado – depende de condições de estabilidade de mercado, que não ocorreram em 2021.

Uma vez passada a fase de adaptação ao novo contexto CELE, consubstanciada com o ano de 2021, pôde perspetivar-se a especificação de um novo regime de gestão eficiente das aquisições das licenças de CO<sub>2</sub> por parte da EDA e da EEM relativo às centrais térmicas abrangidas pelo CELE.

Assim, a ERSE entendeu, pelas razões apresentadas, lançar uma discussão abrangente para dar continuidade ao quadro regulamentar de incentivos para a gestão otimizada de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> na RAA e na RAM, de forma a permitir a gestão eficiente das aquisições das licenças de CO<sub>2</sub> por parte das Regiões Autónomas, através do procedimento de consulta dirigida a interessados.

Findo o procedimento de consulta de interessados, foi publicada a Diretiva n.º 5/2023, de 16 de janeiro, que aprova os incentivos para a gestão otimizada de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> na RAA e na RAM, aplicando-se o regime de incentivos a partir de 1 de janeiro de 2023.

### **Alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema para adotar o produto normalizado de balanço – Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (mFRR)**

Em dezembro de 2023, a ERSE aprovou uma alteração do MPGGS<sup>24</sup>, com vista a concretizar a Decisão da ACER n.º 3/2020, de 24 de janeiro, alterada pela Decisão da ACER n.º 14/2022, de 30 de setembro, sobre o enquadramento de implantação da plataforma de troca de energia de mFRR (plataforma MARI).

A alteração do MPGGS incluiu ainda outros aspetos relevantes, nomeadamente a substituição do produto específico de banda de reserva de regulação pela nova banda de mFRR, também produto específico destinado essencialmente a consumidores industriais, mas também a incorporação das regras de participação do consumo nos serviços de sistema, permitindo o fim do projeto-piloto que decorria desde 2019 para esse efeito.

A implementação do produto normalizado de energia de mFRR decorre dos códigos de rede europeus, em especial do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (Regulamento EB) e do Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão, de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade (Regulamento SO). Esta implementação dos códigos de rede tem um grande impacto sobre o funcionamento dos mercados de serviços de sistema, pelo que tem sido concretizada gradualmente. A ERSE aprovará em 2024 uma nova alteração do MPGGS, desta vez para implementar os produtos normalizados de energia e de capacidade de aFRR.

---

<sup>24</sup> O MPGGS foi publicado pela [Diretiva n.º 19/2023](#), de 26 de dezembro.

Com a aprovação das regras para o produto mFRR em dezembro de 2023, e após um período de adaptação dos sistemas do Gestor Global do SEN (GGS) e dos agentes de mercado, o mercado de energia de mFRR iniciou o funcionamento em 14 de março de 2024. Nesta data, iniciou também o funcionamento das regras sobre liquidação harmonizada de desvios, aprovadas em dezembro de 2022. A integração do ORT português na plataforma MARI deve acontecer durante o primeiro semestre de 2024.

### **Implementação do Mercado de Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (BmFRR)**

O ROR, aprovado pela ERSE através do Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, incorporou o desenho europeu dos mercados de balanço do sistema elétrico e especifica que o Gestor Global do SEN (GGS) deve adotar os produtos normalizados de balanço, nomeadamente, os produtos de mFRR e de aFRR, aderindo às respetivas plataformas europeias, plataforma MARI e plataforma PICASSO, respetivamente.

O detalhe dos serviços de sistema, incluindo os serviços de balanço, está definido no MPGGS, aprovado pela ERSE através da Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro, ao abrigo do ROR e do RRC, aprovado pela ERSE através do Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho.

Visando a adoção pelo GGS de produtos normalizados de balanço, nomeadamente, do produto normalizado de mFRR e a sua posterior integração na plataforma MARI, foi suscitada a necessidade de proceder à revisão do MPGGS, com a descontinuação do mercado de reserva de regulação e adequando o produto específico de banda de reserva de regulação (BRR) para um novo produto específico de banda de mFRR (BmFRR), tendo essa situação sido sinalizada pelo GGS à ERSE com uma proposta de melhoria ao Procedimento n.º 15 do MPGGS, considerando a experiência do GGS com a prestação do serviço de Banda de Reserva de Regulação.

O n.º 1 do artigo 26.º do Regulamento EB prevê a possibilidade da eventual aplicação de um produto específico no âmbito do mercado de serviços de sistema, sendo a entidade reguladora nacional competente, em conformidade com o estabelecido na alínea d) do n.º 4 do artigo 5.º do mesmo Regulamento, responsável pela aprovação dos termos e condições ou metodologias, elaborados pelos operadores de rede de transporte, de produtos específicos.

No seguimento da proposta de melhoria, o GGS submeteu para apreciação da ERSE, uma proposta de Termos e Condições Aplicáveis à Banda de mFRR, que se veio a consubstanciar na proposta de criação de um mercado de BmFRR, que a ERSE enquadrou nas alterações necessárias no MPGGS e que foi objeto de

consulta de interessados, tendo consequentemente aprovado pela ERSE através da Diretiva n.º 18/2023, de 22 de dezembro.

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

Em 2023 terminou o projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação aprovado por um ano pela Diretiva n.º 4/2019, de 15 de janeiro, e prorrogado pela Diretiva n.º 6/2020, de 20 de abril.

Com a aprovação do ROR pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, no seguimento da Consulta Pública da ERSE n.º 113 e da experiência adquirida no decurso do projeto-piloto, foram adotadas as medidas que permitiram a participação do consumo nos mercados de serviços de sistema de forma regular e permanente.

Desde o seu início em julho de 2019, o projeto-piloto contou com a participação de 27 agentes, tendo sido mobilizados 73 982 MWh, a que correspondeu um volume de negócios de 5,6 milhões de euros.

### **Projeto-piloto de contratação de serviços de flexibilidade na rede de distribuição**

No final de 2023, a ERSE aprovou o projeto-piloto “Flexibilidade Integrada em Regime de Mercado - FIRMe”, promovido pela E-REDES, no âmbito do ROR.

O projeto-piloto FIRMe, com a duração prevista de dois anos, tem como objetivos desenvolver mercados locais de flexibilidade e incorporar alternativas de flexibilidade como complemento ao investimento, através da utilização de oito casos de uso, distribuídos por três tipos de serviços: *restore*, *dynamic* e *secure*. Estes serviços aplicam-se a situações específicas, respetivamente, à resposta a eventos de falha da rede de distribuição, a constrangimentos decorrentes durante indisponibilidade programada de ativos da rede de distribuição e à gestão de pontas de consumo em regime normal da rede de distribuição.

A flexibilidade<sup>25</sup> é muito importante para facilitar e acelerar a transição energética e todos os interessados podem participar nestes serviços. Para além do operador de rede, participam no projeto-piloto 15

---

<sup>25</sup> Entendida como a capacidade das instalações ligadas à rede de alterarem o seu consumo ou injeção na rede, transitoriamente, em função das necessidades comunicadas pelo operador. A mobilização desta flexibilidade disponível nas instalações existentes facilita a integração na rede da produção renovável e a capacidade de resposta da rede aos novos consumos elétricos,

prestadores de serviços de flexibilidade, individualmente ou em agregação, utilizando 32 instalações ou equipamentos ligados em vários pontos da rede de distribuição, incluindo produção, armazenamento e consumo.

A experiência e as recomendações que venham a resultar do projeto-piloto terão reflexo no desenvolvimento do quadro regulamentar, em particular ao nível do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das redes de distribuição de eletricidade, previsto no ROR.

### **Metodologias para estimação de perfis de consumo de eletricidade e de gás e de metodologias para os perfis de perdas e para o fator de adequação no setor elétrico**

No final de 2023, a ERSE aprovou, após discussão pública, o seguinte conjunto de metodologias: 1) estimação de perfis de consumo e de injeção para o setor elétrico, 2) estimação de perfis de consumo para o setor do gás, 3) construção de perfis de perdas na rede de transporte e nas redes de distribuição do setor elétrico e 4) apuramento e imputação do fator de adequação no setor elétrico.

No caso dos perfis de consumo e de injeção e dos perfis de perdas, a principal motivação foi a simplificação dos processos de aprovação anual dos respetivos valores, a par de um reforço da transparência e da participação dos diversos interessados na elaboração das metodologias que servem de base a essa aprovação.

As metodologias de construção de perfis de consumo e injeção e de perfis de perdas constituir-se-ão como fundamento para o apuramento anual dos valores dos perfis por parte dos respetivos operadores, sem intervenção direta da ERSE, a quem caberá a supervisão da aplicação das metodologias aprovadas e do cumprimento das demais obrigações nesta matéria.

No respeitante às regras de imputação do fator de adequação, a alteração foi mais profunda. Com efeito, as regras anteriormente em vigor determinavam a aplicação do fator de adequação ao consumo não telecontado (i.e., parte cada vez menos significativa da BTN). Ora, reconhecendo que a incerteza associada à estimativa do consumo é cada vez menor (até ao final de 2024 todas as instalações em BTN deverão estar integradas em rede inteligente, com recolha diária de diagramas de carga), o fator de adequação passou a refletir fundamentalmente o efeito do erro de estimativa das perdas, muito concentradas na BT. Acresce

---

designadamente para carregamento de veículos elétricos ou em substituição de combustíveis para aquecimento através de bombas de calor.

que fenómenos como o excedente de autoconsumo não vendido (que reduz as perdas totais) ou a alteração das perdas por via da participação ativa da procura têm efeitos, sobretudo, nas perdas em BT, e também impactam na energia a reconciliar. Deste modo, o fator de adequação passou a incidir nos consumos de BT (BTN+BTE) das carteiras de comercialização.

### 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) <sup>26</sup> e ainda a aprovação dos preços dos serviços regulados.

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 2023, incluindo as tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica, resultam das regras estabelecidas no RT, aprovado pelo [Regulamento n.º 785/2021](#), de 23 de agosto, retificado pela Declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro.

#### 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 RESP. Estas tarifas são pagas, na situação geral <sup>27</sup>, pelos comercializadores, em representação dos seus clientes e repercutidas no preço final.

---

<sup>26</sup> Nos termos dos seus Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente.

<sup>27</sup> 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 à programação.

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, nomeadamente, as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte em MAT e AT, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e baixa tensão (BT) e Operação Logística de mudança de comercializador. As variáveis de faturação incluem termos de potência (potência contratada e potência em horas de ponta), 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 alta tensão (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 3-6 apresenta o conjunto de tarifas de acesso e as respetivas variáveis de faturação.

Quadro 3-6 – Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica

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

O consumo de energia elétrica dos pontos de carregamento de veículos elétricos que integram a rede da mobilidade elétrica, o consumo das instalações autónomas de armazenamento e o autoconsumo através da rede pública estão igualmente sujeitos ao pagamento das tarifas de Acesso às Redes, tendo, todavia, especificidades face às tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo.

Assim, nos termos do RME em vigor em 2023, 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 às entregas aos utilizadores dos veículos elétricos e são constituídas por um preço de energia por período horário, em euros por kWh.<sup>28</sup>

Desde 2022, são publicadas as tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento. Estas tarifas resultam das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo deduzidas dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica [RT, artigo 54.º]. Esta dedução evita um duplo pagamento de CIEG (nas fases de consumo intermédio para armazenamento e no consumo final pelo cliente), garantindo-se, contudo, o pagamento das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição). A estrutura e discriminação horária destas tarifas são idênticas às das tarifas de Acesso às Redes.

<sup>28</sup> Para mais informação sobre a mobilidade elétrica ver o ponto 6.4 deste documento.



No que respeita ao autoconsumo, são aprovadas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo que utilize a rede pública para a entrega da energia. Estas tarifas são aplicáveis do lado do consumo e são determinadas no referencial da instalação de consumo participante em autoconsumo e a sua estrutura replica a das tarifas de Acesso às Redes, assumindo o nível de tensão, o ciclo de contagem e os períodos tarifários coincidentes com os das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo fornecido à instalação de consumo participante em autoconsumo, por um comercializador.

### **CONTESTAÇÃO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS**

Em matéria de recurso de uma decisão embebida nas tarifas de eletricidade aprovadas pela Entidade Reguladora, em 2021 e 2022 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 cinco 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 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, também, 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 responsável pela 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 emanação do Despacho impugnado, bem como a suposta violação de outros princípios Administrativos e Constitucionais.

O Tribunal Administrativo e Fiscal de Braga, por acórdão de 19 de abril de 2024, suscetível de recurso, em linha com o invocado pelo Estado e pela ERSE, considerou totalmente improcedentes as ações propostas pelos produtores eólicos relativas aos limites garantidos na aplicação das tarifas de aquisição de energia

previstas no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, e, em consequência, absolveu os réus, incluindo o Estado e a ERSE.

Os produtores entendiam ter direito, a partir de 2020, aos limites garantidos de 74 euros e 98 euros por MWh (valores de referência), e invocaram que estaria a ser operada uma alteração do regime remuneratório, em violação do contratado e do estabelecido por Decreto-Lei, pretensão agora recusada pelo acórdão do Tribunal Administrativo de Braga.

O Tribunal entendeu que, tal como fora operacionalizado pelos instrumentos públicos impugnados, os valores indicados pelo Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, “são apenas valores de referência” como base de partida, uma vez que careciam de ser revistos (entre 2013 e 2020) através da fórmula fixada no próprio diploma.

A interpretação do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, operada por via daqueles instrumentos públicos e acolhida pelo Tribunal, partindo dos valores de referência de 74 e 98 euros por MWh, estabeleceu limites mínimo e máximo mais baixos, de 67,31 e 89,13 euros por MWh, a partir de janeiro de 2020, e de 66,03 e 87,44 euros por MWh, a partir de 2021. Estes últimos valores são atualizados anualmente, até ao final do período de vigência (usualmente sete anos), de acordo com a taxa de inflação.

#### **PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

As tarifas de Acesso às Redes em vigor em 2023<sup>29</sup> registaram, para a procura prevista para esse ano, um decréscimo tarifário médio de 288,7% face a 2022, conforme se apresenta no Quadro 3-7. De salientar que o preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2022 e 2023, é impulsionado fundamentalmente pela diminuição da tarifa de Uso Global do Sistema decorrente da redução dos CIEG. Este valor negativo é justificado com os valores negativos do diferencial de custo CAE e dos diferenciais de custo da PRE repercutidos em 2023, incluindo o diferencial de custo da PRE renovável, com as receitas obtidas com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), com os leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa, com o produto da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE) e, com a afetação extraordinária de verbas do Fundo Ambiental para o SEN.

---

<sup>29</sup> [Diretiva n.º 3/2023](#), de 11 de janeiro, que aprovou as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023. A [Diretiva n.º 14/2023](#), de 26 de julho, aprovou a fixação excecional de tarifas, que vigoraram a partir de 1 de julho de 2023.

De sinalizar que, em julho de 2023, a ERSE procedeu à fixação excecional de tarifas, pelo que os valores apresentados no quadro seguinte refletem o valor médio das tarifas de acesso às redes aprovadas, que vigoraram de janeiro a junho e de julho a dezembro de 2023.

**Quadro 3-7 – Tarifas de Acesso às Redes para 2023**

	<b>Tarifas 2022 (preços médios) €/kWh*</b>	<b>Tarifas 2023 (preços médios) €/kWh</b>	<b>Variação</b>
<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>	<b>0,01264</b>	<b>-0,02386</b>	<b>-288,7%</b>
Acesso às Redes em MAT	-0,00766	-0,03254	324,8%
Acesso às Redes em AT	-0,00762	-0,02826	270,8%
Acesso às Redes em MT	-0,00596	-0,01716	187,9%
Acesso às Redes em BTE	0,02280	-0,00172	-107,6%
Acesso às Redes em BTN	0,03594	-0,03043	-184,7%

\* Aplicação das tarifas de 2022 à procura prevista para 2023.

Nota: A análise inclui nos valores de tarifas dos anos 2022 e 2023 o efeito das fixações excecionais de tarifas de julho de 2022 e de julho de 2023.

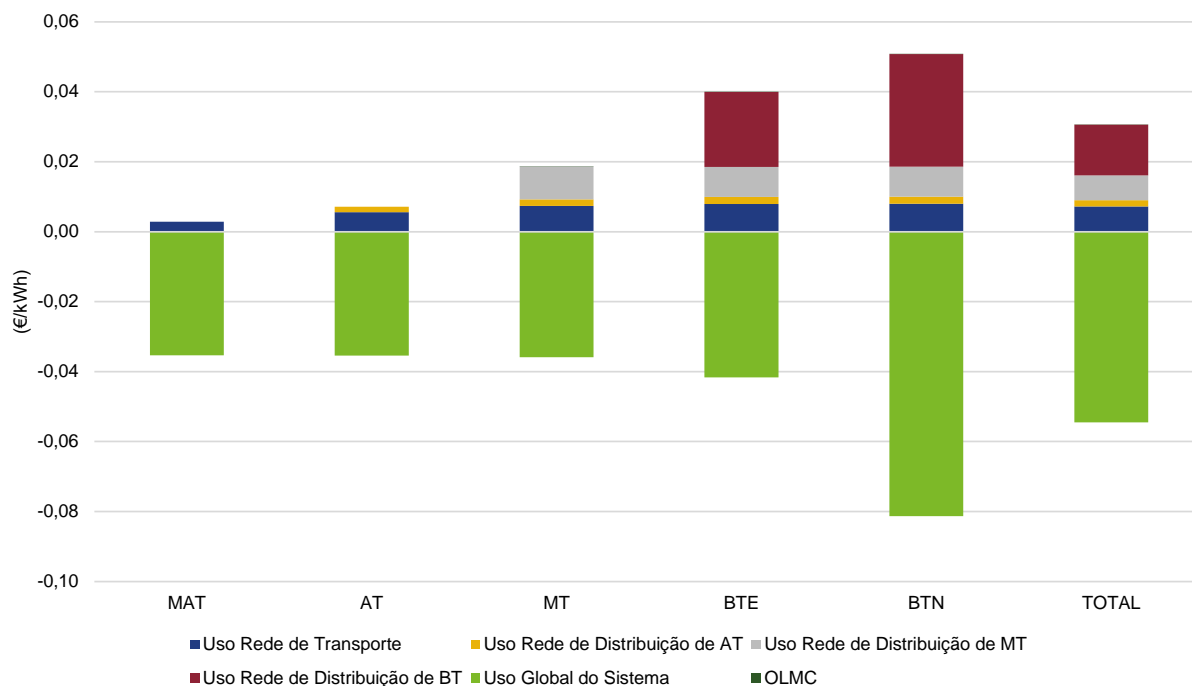
Fonte: dados ERSE

A revisão excecional das tarifas em 2023 foi fundamental para assegurar uma maior estabilidade tarifária para fazer face à volatilidade e à incerteza na evolução dos preços que caracterizaram os mercados grossistas de eletricidade e de gás natural. A fixação excecional das tarifas visou adequar a tarifa de Energia e as tarifas de Acesso às Redes às condições de mercado. O decréscimo das tarifas de Acesso às Redes foi fundamentalmente justificado pela redução na tarifa de Uso Global do Sistema em resultado do decréscimo dos CIEG associados à produção de eletricidade, e cujo benefício para as tarifas de Acesso às Redes foi menor do que o inicialmente estimado para 2023. A menor descida das tarifas de Acesso às Redes foi compensada pela redução da tarifa de Energia resultando num efeito nulo nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos consumidores em BTN.

A decomposição, em 2023, do preço médio das tarifas de Acesso às Redes por atividade regulada e para cada nível de tensão é apresentada na Figura 3-15, enquanto na Figura 3-16 se encontra a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão<sup>30</sup>.

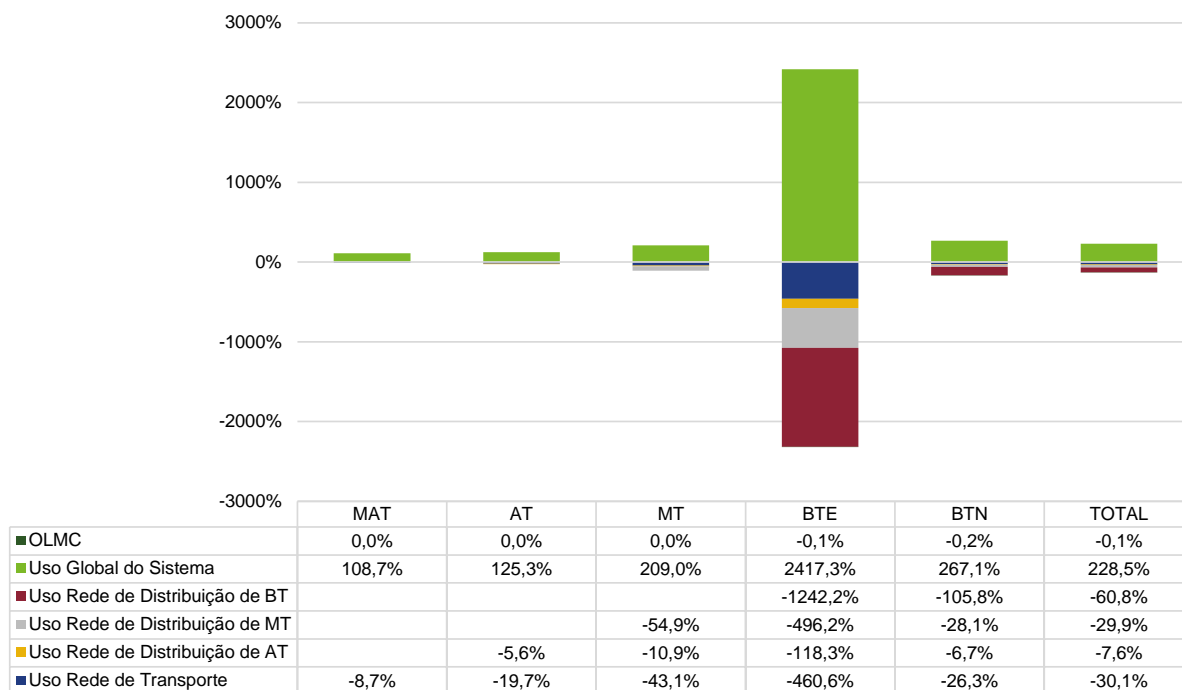
<sup>30</sup> O valor da tarifa de OLMC, apesar de aplicável, não é visível nos gráficos.

Figura 3-15 – Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2023, por atividade



Fonte: dados ERSE

Figura 3-16 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2023



Fonte: dados ERSE

## DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

### REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Em 28 de março de 2023, a ERSE lançou a [Consulta Pública n.º 113](#) com a proposta de reformulação do RT do setor elétrico, que fundamenta a aprovação de proveitos e tarifas para 2024.

Ao nível da estrutura tarifária as principais alterações preconizadas visaram concretizar as disposições legais decorrentes do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e a introdução de melhorias necessárias. Neste contexto, de salientar, a introdução no RT da tarifa de referência que permite remunerar os produtores em regime de mercado e os excedentes dos autoconsumidores, que sejam representados em mercado pelo agregador de último recurso, a eliminação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador e a sua substituição por um preço regulado, a aprovação da metodologia de repercussão dos CIEG, e alterações às tarifas de acesso às redes aplicáveis às instalações autónomas de armazenamento, às instalações com o estatuto de cliente eletrointensivo, para consumo e para autoconsumo e às tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica.

### METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2023 foi o segundo ano do período de regulação 2022-2025. 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:
  - Operador da Rede de Transporte – Na atividade de transporte de energia elétrica os proveitos são determinados através de uma metodologia de regulação baseada em incentivos do tipo *revenue cap*<sup>31</sup> aplicada ao TOTEX<sup>32</sup>, complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, acrescida de uma componente de custos não controláveis, por forma a incorporar custos de carácter extraordinário. Esta parcela de custos não controláveis deverá ser analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável. É igualmente

---

<sup>31</sup> Os indutores de custos são a extensão de rede (km) e a potência ligada para produtores.

<sup>32</sup> *Total Expenditure*.

aplicado o incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que visa incentivar o operador da rede a melhorar o desempenho técnico da mesma, tendo em consideração os seguintes indicadores: (i) indicador “Manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT”; (ii) indicador “Manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT”; (iii) indicador “Nível de capacidade de interligação disponibilizada aos mercados”.

- o 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 eficiência.
- o Operador da rede de distribuição – Na atividade de distribuição de energia elétrica em alta e média tensão é aplicada uma metodologia do tipo *revenue cap*<sup>33</sup> no TOTEX. Na BT aplica-se uma metodologia do tipo *revenue cap*<sup>34</sup> ao TOTEX (custos totais) da atividade de distribuição de energia elétrica em BT. São igualmente aplicados outros incentivos: (i) incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição; (ii) incentivo à melhoria da continuidade de serviço; (iii) incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes. Para além disto é acrescida uma componente de custos não controláveis, por forma a incorporar custos de carácter extraordinário. Esta parcela de custos não controláveis deverá ser analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável e complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas.
- o Operador logístico de mudança de comercializador (OLMC)<sup>35</sup> – metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX que evolui com a aplicação de uma metodologia IPIB-X.
- o Comercializador de último recurso – a metodologia aplicada à atividade de comercialização de último recurso foi adaptada à nova realidade da empresa. Neste contexto, aplica-se uma metodologia de regulação do tipo *price cap* aplicado ao OPEX<sup>36 37</sup>, e de *rate of return* aplicada ao CAPEX<sup>38</sup>.

---

<sup>33</sup> Os indutores de custos em AT/MT são a extensão de rede (km) e a potência ligada para produtores.

<sup>34</sup> O indutor de custo em BT é o número médio de clientes ligados em BT.

<sup>35</sup> Entidade que gere o processo de mudança de comercializador de eletricidade e gás natural.

<sup>36</sup> *Operational Expenditure*.

<sup>37</sup> O indutor de custo é o número de clientes.

<sup>38</sup> *Capital Expenditure*.

- Para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, aplica-se uma regulação por incentivos económicos às empresas responsáveis pela rede elétrica da RAA e RAM: (i) regulação da atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema assente numa metodologia do tipo *revenue cap*; (ii) regulação das atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap*<sup>39</sup> 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<sup>40</sup> e (iv) incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes.

Os fatores de eficiência anuais aplicados, no Continente, foram de (i) 1,5% ao TOTEX da atividade de transporte, (ii) 1,5% ao TOTEX da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema, (iii) 0,75% ao TOTEX da atividade de distribuição, (iv) 0% no caso do OLMC e (v) 0,75% no OPEX da atividade de comercialização de último recurso.

As metas de eficiência aplicadas ao OPEX das atividades reguladas nas regiões autónomas são as seguintes: (i) RAA: 1,5% na atividade de aquisição de energia elétrica e gestão de sistema, 2,5% na atividade de distribuição e 3% na atividade de comercialização; (ii) RAM: 1,5% na atividade de aquisição de energia elétrica e gestão de sistema, 2% na atividade de distribuição e 2,5% na atividade de comercialização.

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<sup>41</sup>, 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.

---

<sup>39</sup> 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.

<sup>40</sup> 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.

<sup>41</sup> Taxas de remuneração do ativo para 2023 para Portugal continental e regiões autónomas – transporte: 4,75%; distribuição: 5,05%.

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 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 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). Até 2021, as receitas desta empresa dependiam de incentivos definidos pela ERSE. De um modo geral, estes incentivos relacionavam 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. Por imposição legal, as receitas dessa atividade passaram a estar associadas à recuperação dos custos da atividade, validados pelo regulador.

Os restantes contratos foram cessados e os respetivos centros electroprodutores 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 nos relatórios anteriores, 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 (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 RAA e RAM pela aplicação, nestas regiões, de um nível tarifário igual ao do Continente.

Em 2023, o valor total dos CIEG foi negativo. Esta situação resultou do facto de, nesse ano, se ter assistido a uma redução do sobrecusto associado à produção com remuneração garantida, atingindo mesmo valores negativos, motivados por preços de energia elétrica no mercado grossista superiores ao custo médio de



aquisição a produtores com remuneração garantida<sup>42</sup>. Desta forma, esta parcela dos CIEG em 2023 representou um valor a deduzir às tarifas.

### 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 RRC <sup>43</sup>, da responsabilidade da ERSE. Em 2023, na sequência da revisão regulamentar realizada através da [Consulta Pública n.º 113](#), algumas matérias de ligações às redes foram revistas. Da revisão realizada, destacam-se, a introdução de regras relativas às redes de distribuição fechadas, a regulação das condições comerciais de ligação às redes das instalações autónomas de armazenamento, equiparando-se o seu regime às instalações de produção, a introdução de melhorias sobre as condições comerciais aplicáveis às UPAC (unidades de produção em autoconsumo) e a regulamentação do acesso às redes de serviço público com restrições. Está prevista a revisão da sub-regulamentação das condições comerciais de acesso às redes (ex.: definição dos parâmetros, dimensões máximas e preços) em 2024.

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 requisitantes da ligação através dos encargos de ligação à rede (de acordo com as regras aprovadas pela ERSE em sub-regulamentação) e pelos consumidores de energia elétrica através das tarifas de uso das redes, que constituem uma parcela da fatura de energia elétrica (o diferencial entre

---

<sup>42</sup> A componente mais relevante dos CIEG decorre de garantias de remuneração a produtores, em especial a produtores com fontes de energia renovável, que funciona de forma semelhante a contratos por diferença, que têm por referência os preços de energia elétrica no mercado grossista. Se os preços no mercado grossista sobem, o valor desses CIEG diminui e vice-versa.

<sup>43</sup> [Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho](#).

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 2023 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 disto, vigoraram mecanismos financeiros de cobertura do risco de separação de preços nos mercados ibéricos por congestionamento da interligação. A resolução de congestionamentos está assente na aplicação de um mecanismo de *market splitting* <sup>44</sup>.

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 Conselho <sup>45</sup>; Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações <sup>46</sup> da ERSE; Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha <sup>47</sup> da ERSE; Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico <sup>48</sup> da ERSE.

Em 2023 continuaram os trabalhos de aprovação e implementação dos termos, condições ou metodologias previstas nos seguintes regulamentos europeus:

---

<sup>44</sup> 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.

<sup>45</sup> Este regulamento está revogado. Desde 1 de janeiro de 2020 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>

<sup>46</sup> O RARI foi aprovado pelo Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho.

<sup>47</sup> 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.

<sup>48</sup> O MPGGs foi aprovado pela Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro.

- 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 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) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (EB GL);
- 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.

#### RENDAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

De acordo com a legislação e a regulamentação europeias <sup>49</sup>, as rendas de congestionamento apenas podem ser usadas para: 1) compensar custos decorrentes da garantia da efetiva disponibilidade da capacidade de interligação atribuída; 2) investimento em reforço ou manutenção 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 2023, 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 29,56 milhões de euros, um valor superior ao registado em 2022 (9,63 milhões de euros). Tal aumento resulta, por um lado, da quase duplicação do número de horas de congestionamento (+85%), quer do aumento significativo do spread nessas horas.

---

<sup>49</sup> [Regulamento \(UE\) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, relativo ao mercado interno da eletricidade](#)

Em Portugal, a receita das rendas de congestionamento teve, em 2023, duas principais utilizações: i) cobertura de custos relacionados com Ações Coordenadas de Balanço, previstas no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha <sup>50</sup> e ii) compensação da liquidação do risco de diferenciais de preços (valor a devolver aos agentes de mercado devido à ocorrência da separação de mercados), tendo em conta os direitos de utilização previamente adquiridos. Tendo as receitas das rendas de congestionamento contribuído, na medida do possível e aplicável, para atingir os objetivos prioritários definidos na regulamentação europeia, e não se verificando à data a existência de outros custos relativos a investimentos com contributo significativo para a manutenção ou aumento da capacidade de interligação, o montante remanescente destas receitas reverterá para a redução da tarifa de uso da rede de transporte.

No Quadro 3-8 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 total do volume mensal das rendas de congestionamento e a energia associada a cada sentido de trânsito na interligação.

---

<sup>50</sup> [Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha](#)

Quadro 3-8 – Evolução mensal das rendas de congestionamento, 2023

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 <sup>3</sup> €
Janeiro	20	3%	69,35	69,55	-0,20	308 159	477 899	409
Fevereiro	23	3%	134,23	133,47	0,76	404 752	621 938	2 877
Março	27	4%	90,05	89,70	0,35	1 360 330	40 565	809
Abril	83	12%	76,96	73,73	3,23	1 371 303	20 153	5 876
Maio	38	5%	76,09	74,21	1,88	1 304 162	16 419	1 909
Junho	77	11%	95,59	93,02	2,56	1 021 021	78 453	4 539
Julho	71	10%	93,80	90,47	3,33	1 024 342	57 691	6 171
Agosto	44	6%	97,86	96,05	1,81	1 110 200	46 744	3 091
Setembro	31	4%	104,15	103,34	0,81	1 158 201	63 640	2 305
Outubro	18	2%	89,74	90,03	-0,29	828 466	252 728	969
Novembro	7	1%	63,26	63,45	-0,19	349 422	471 881	320
Dezembro	25	3%	72,20	72,17	0,03	909 598	217 266	281
<b>TOTAL</b>	<b>464</b>	<b>5%</b>	<b>88,61</b>	<b>87,43</b>	<b>1,17</b>	<b>11 149 955</b>	<b>2 365 376</b>	<b>29 556</b>

Fonte: dados OMIE <sup>51</sup>

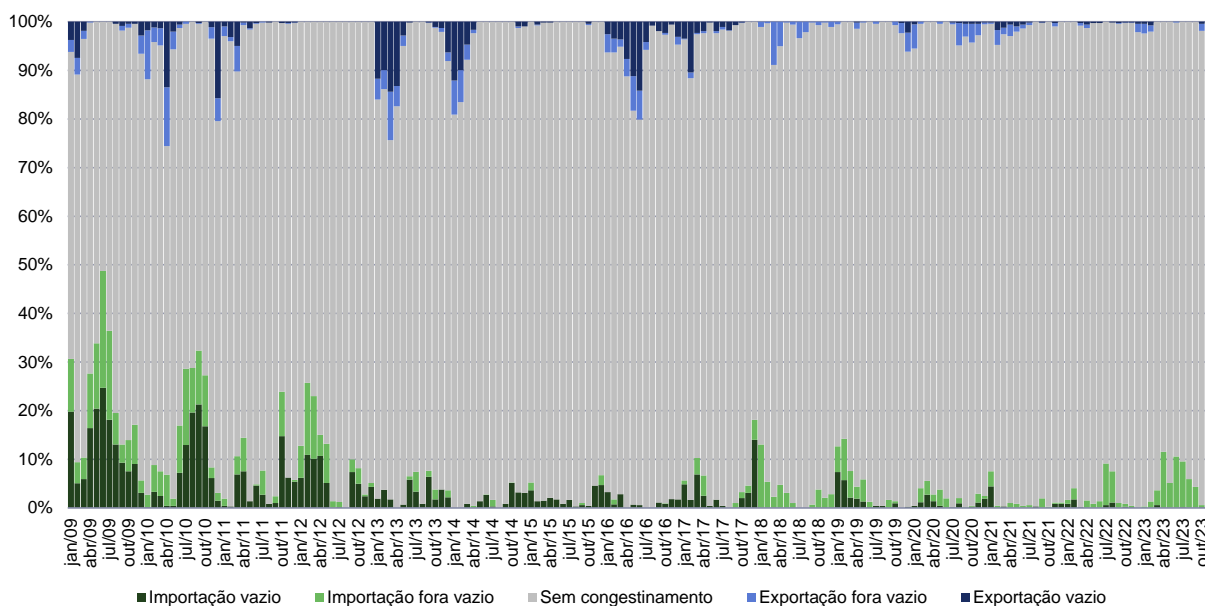
Traduzida em número total de horas de congestionamento, a variação foi de 213 horas (251 horas em 2022 para 464 horas em 2023, em ambos os sentidos da interligação) continuando a refletir uma boa integração dos mercados.

Em termos do diferencial de preços, em 2023, verificou-se um spread médio positivo de 1,17 EUR/MWh, no sentido importador, acima do spread de 0,37 EUR/MWh registado em 2022, igualmente no sentido importador, verificando-se inversão do sentido do congestionamento em alguns meses do ano, associado a variações no mix de geração, nomeadamente em meses de forte produção hidroelétrica.

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, no período 2009 a 2023, sendo possível verificar, nos últimos anos, o reduzido número de horas de congestionamento em ambos os sentidos. Em particular, verifica-se um crescimento da importação em horas fora do vazio, resultado de períodos de forte produção de origem solar em Espanha.

<sup>51</sup> Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español.

Figura 3-17 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2009 a 2023



Fonte: dados REN e OMIE

## COOPERAÇÃO

A ERSE coopera regularmente com os restantes reguladores europeus no âmbito do Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER) e da ACER na prossecução do mercado interno da energia.

O mercado Ibérico está acoplado com a região Noroeste da Europa (*North-West Europe*, NWE, que integra os mercados de França, Bélgica, Países Baixos, Alemanha, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suécia e Finlândia).

Dada a localização geográfica de Portugal, 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 (CCR) e à Região de Exploração da Rede do Sudoeste da Europa (SWE) no âmbito da integração europeia do MIBEL.

## **APROVAÇÃO DA METODOLOGIA COMUM DO CÁLCULO DA CAPACIDADE DA INTERLIGAÇÃO NA REGIÃO SWE PARA O PERÍODO DE OPERAÇÃO DA COMPENSAÇÃO**

Após proposta da REN, em coordenação com os restantes ORT da região Sudoeste, e análise da proposta recebida, os reguladores da região acordaram, em 12 de junho de 2023 os termos do acordo “*Agreement by the South West Europe Regulatory Authorities at the south West Europe Energy Regulators’ Regional Forum on South-West Europe TSOs methodology for cross-zonal capacity calculation within the balancing timeframe for the exchange of balancing energy or for operating the imbalance netting process in accordance with Article 37 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017, 12.06.2023*”. Este acordo aprova a “Metodologia de cálculo da capacidade de interligação para o período de operação da compensação para a troca de energia de regulação ou para o processo de compensação de desvios dos ORT do Sudoeste Europeu.

## **GESTÃO A PRAZO DA CAPACIDADE COMERCIAL NA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA**

Durante 2023, 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 elétrica 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 de cálculo da capacidade de interligação do Sudoeste Europeu.

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 HAR de direitos de utilização de capacidade a longo prazo na UE.

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 ORT 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 HAR, previstas no artigo 52.º do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, incluindo o anexo específico da 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 *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC).

Na sequência da publicação dessas HAR 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 RARI, através da publicação da Diretiva da ERSE n.º 1/2019, de 7 de janeiro.

Entre dezembro de 2022 e novembro de 2023, ocorreram na JAO os leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2023, como se apresenta no Quadro 3-9.



**Quadro 3-9 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2023**

Produto colocado	Maturidade	Data	Prémio (€/MWh)	Volume (MW)	N.º de participantes	N.º de adjudicatários
ES-PT YR	Anual	09/12/22	0,35	510	26	14
PT-ES YR	Anual	09/12/22	0,20	460	23	16
ES-PT Q1	Trimestral	16/12/22	0,23	510	14	9
PT-ES Q1	Trimestral	16/12/22	0,18	530	14	8
ES-PT M1	Mensal	22/12/22	0,21	590	28	16
PT-ES M1	Mensal	22/12/22	0,26	310	27	11
ES-PT M2	Mensal	24/01/23	0,26	280	25	10
PT-ES M2	Mensal	24/01/23	0,18	830	24	16
ES-PT M3	Mensal	22/02/23	0,18	440	26	12
PT-ES M3	Mensal	22/02/23	0,11	1180	25	21
ES-PT Q2	Trimestral	09/03/23	0,09	670	11	10
PT-ES Q2	Trimestral	09/03/23	0,13	320	9	7
ES-PT M4	Mensal	23/03/23	0,00	0	1	0
PT-ES M4	Mensal	23/03/23	0,08	1170	26	21
ES-PT M5	Mensal	25/04/23	2,21	10	26	3
PT-ES M5	Mensal	25/04/23	0,13	650	25	8
ES-PT M6	Mensal	24/05/23	1,22	640	31	16
PT-ES M6	Mensal	24/05/23	0,12	600	24	9
ES-PT Q3	Trimestral	08/06/23	1,50	510	20	12
PT-ES Q3	Trimestral	08/06/23	0,13	410	11	5
ES-PT M7	Mensal	22/06/23	1,22	1020	32	21
PT-ES M7	Mensal	22/06/23	0,15	370	26	9
ES-PT M8	Mensal	25/07/23	1,77	740	33	27
PT-ES M8	Mensal	25/07/23	0,00	0	2	0
ES-PT M9	Mensal	23/08/23	1,72	1170	40	23
PT-ES M9	Mensal	23/08/23	0,16	700	28	9
ES-PT Q4	Trimestral	08/09/23	0,58	360	16	8
PT-ES Q4	Trimestral	08/09/23	0,21	580	14	6
ES-PT M10	Mensal	22/09/23	0,36	1080	32	18
PT-ES M10	Mensal	22/09/23	0,16	250	26	11
ES-PT M11	Mensal	24/10/23	0,41	890	31	11
PT-ES M11	Mensal	24/10/23	0,40	720	31	9
ES-PT M12	Mensal	22/11/23	0,30	1020	29	15
PT-ES M12	Mensal	22/11/23	0,41	850	28	11

Fonte: dados JAO, elaboração ERSE

O Quadro 3-10 apresenta a liquidação anual no referencial do mercado diário do OMIE, em 2023, dos leilões de FTR na interligação Portugal-Espanha.

**Quadro 3-10 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2023**

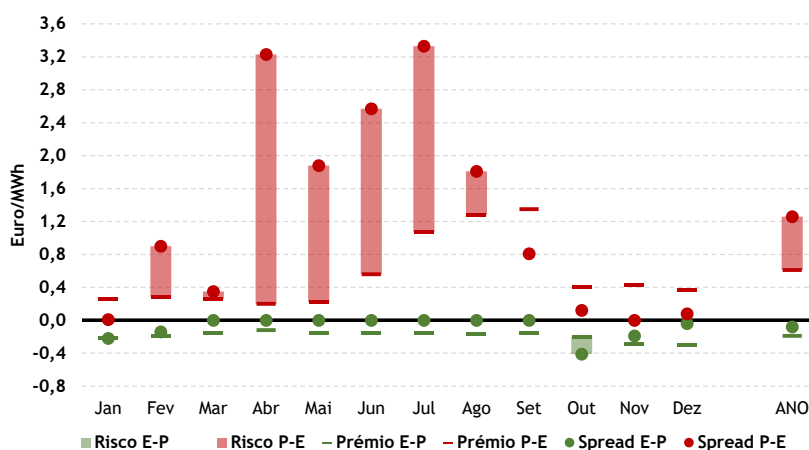
Liquidação anual acumulada	GLOBAL	Pr ES > Pr PT	Pr PT > Pr ES
		FTR E-P	FTR P-E
Quantidade (MW)	1 552 + 1 681	1 552	1 681
Energia (MWh)	13 593 583 + 14 727 974	13 593 583	14 727 974
Prémio (€/MWh)	---	0,19	0,61
Spread (€/MWh)	---	0,08	1,26
Rendas MD (euros)	29 555 607	1 799 696	27 755 911
Risco liquidado FTR (euros)	19 002 872	1 073 755	17 929 118
Receita Prémio FTR (euros)	11 551 851	2 545 709	9 006 142
Receita líquida FTR (euros)	-7 451 021	1 471 955	-8 922 976
Rendas MD + Rec. Líquida (euros)	22 104 586	3 271 651	18 832 935
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 registaram em 2023 um prémio<sup>52</sup> de 0,19 EUR/MWh e um *spread*<sup>53</sup> de 0,08 EUR/MWh. No sentido de Espanha para Portugal verificaram-se em 2023 um prémio de 0,61 EUR/MWh e um *spread* de 1,26 EUR/MWh.

A Figura 3-18 apresenta a evolução do *spread* e do prémio verificados em 2023.

Figura 3-18 – Evolução do *spread* e do prémio verificados em 2023



Fonte: dados JAO, REN e OMIE, elaboração ERSE

Assim, os leilões de FTR na interligação Portugal-Espanha, com entrega em 2023, resultaram numa perda líquida para o sistema de aproximadamente 7,45 milhões de euros.

#### ANÁLISE DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO ENTRE PORTUGAL E ESPANHA E MONITORIZAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS NÍVEIS MÍNIMOS DE CAPACIDADE DISPONÍVEL PARA O COMÉRCIO INTERZONAL EM 2022

O n.º 8 do artigo 16.º 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 ORT para o comércio interzonal:

<sup>52</sup> Prémio corresponde ao valor do prémio ponderado por produto colocado, com entrega em 2023, adjudicado nos leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha (valores distintos por sentido importador/exportador) da capacidade atribuída.

<sup>53</sup> *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).

“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;”

Por sua vez, a alínea h) do n.º 1 do artigo 59.º da 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, estabelece que a NRA de cada Estado-Membro tem a responsabilidade de “Certificar-se de que os operadores das redes de transporte disponibilizam capacidades de interligação, na maior medida possível, nos termos do artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943;”.

Neste sentido, a ERSE publicou <sup>54</sup>, em julho de 2023, um relatório relativo à “Análise da capacidade de interligação Portugal-Espanha e monitorização do cumprimento dos limites mínimos da capacidade disponível para comércio interzonal em 2022”. Com este relatório a ERSE pretendeu, por um lado, avaliar a evolução e o estado atual da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, e, por outro lado, aferir o grau de cumprimento dos níveis mínimos previstos no referido n.º 8 do artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943.

De forma geral, concluiu-se que os níveis mínimos foram cumpridos em 79,4% das situações em que foi possível fazer a avaliação. Desagregando por sentidos, verificou-se que, no sentido exportador (de Portugal para Espanha), os níveis mínimos foram cumpridos em 74,1% das situações em que foi possível avaliar e que, no sentido importador (de Espanha para Portugal), os limites mínimos foram cumpridos em 84,6% das situações em que foi possível avaliar.

---

<sup>54</sup> <https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/acesso-as-redes-e-as-interligacoes/relatorios-maczt-e-pedidos-de-derrogacao/>

## **APROVAÇÃO DO PEDIDO DE DERROGAÇÃO À APLICAÇÃO EM 2024 DO N.º 8 DO ARTIGO 16.º DO REGULAMENTO (UE) 2019/943 SOBRE OS NÍVEIS MÍNIMOS DE CAPACIDADE DISPONÍVEL PARA O COMÉRCIO INTERZONAL**

O n.º 9 do artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943 permite às entidades reguladoras concederem 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 ORT.

A REN enviou à ERSE, em 1 de novembro de 2023, o documento “Pedido da REN para derrogação da aplicação da margem mínima disponível para o comércio interzonal em 2024 nos termos do artigo 16.º, n.º 9 do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019 relativo ao mercado interno da eletricidade (reformulação), Novembro de 2023”, pedindo a derrogação por um ano, 2024, da obrigação dos ORT disponibilizarem 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 enviado pela REN, a ERSE aprovou<sup>55</sup> a derrogação solicitada.

## **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), para troca de reservas de contenção da frequência (FCR) e para troca de energia de regulação proveniente das reservas de restabelecimento da frequência (com ativação automática (aFRR) e com ativação manual (mFRR)) e de reservas de reposição (RR). Estas plataformas têm como objetivo a integração europeia dos mercados de energia de regulação.

O projeto TERRE, iniciado em 2013, é um projeto-piloto voluntário que resulta das iniciativas de implementação antecipada do EB GL, 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 ORT da Chéquia (CEPS). No

---

<sup>55</sup> <http://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/acesso-as-redes-e-as-interligacoes/relatorios-maczt-e-pedidos-de-derrogacao/>

início de março de 2020, foi a vez do ORT de Espanha (REE) passar a utilizar a plataforma, seguido do ORT de Portugal (REN) a 29 de setembro, do ORT da Suíça (Swissgrid), a 8 de outubro, do ORT de França (RTE), a 2 de dezembro de 2020 e, por último, do ORT de Itália (TERNA) a 13 de janeiro de 2021.

O Quadro 3-11 mostra os valores de energia e os preços médios ponderados em 2023 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).

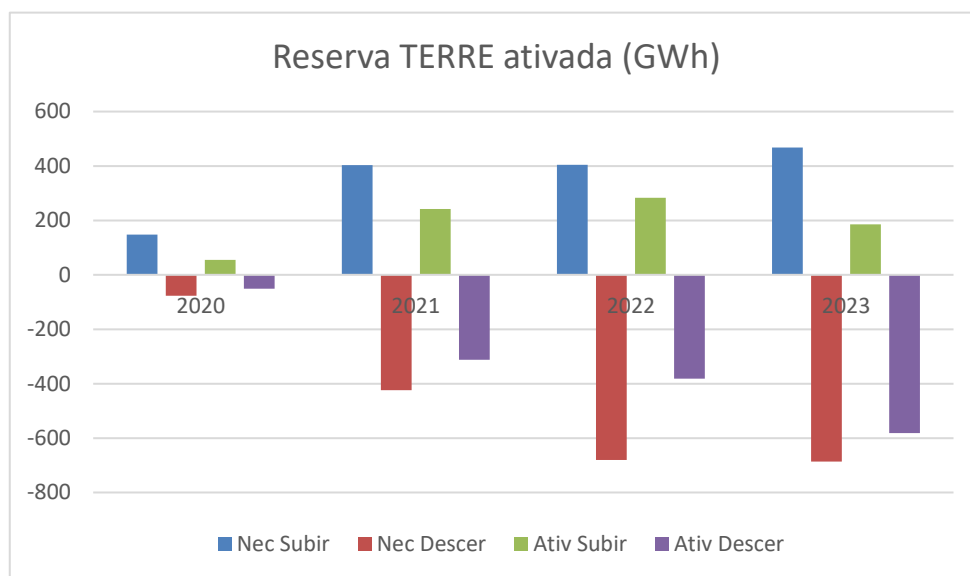
**Quadro 3-11 – Estatística relativa ao TERRE, 2023**

	<b>Subir</b>	<b>Descer</b>
Energia (GWh)	468	686
Preço Médio (€/MWh)	101,78	42,84
Ofertas PT (GWh)	16 917	9 939
Ativações PT (GWh)	186	582
Preço Médio PT (€/MWh)	87,22	87,88
Interligação (GWh)	830	652

Fonte: dados REN

A figura seguinte mostra a evolução da reserva de reposição ativada na plataforma TERRE entre 2020 e 2023, em GWh, no que diz respeito às necessidades declaradas pela REN e à resposta dos agentes de mercado em Portugal.

Figura 3-19 – Reserva de reposição ativada na plataforma TERRE de 2020 a 2023



Fonte: dados REN

Recorda-se que, em 16 de dezembro de 2020, a REN iniciou a utilização da plataforma IGCC, do processo IN. As energias anuais deste processo são muito relevantes, comparativamente às energias do processo da reserva de regulação secundária.

Em 5 de outubro de 2022, entrou em funcionamento a plataforma europeia MARI relativa ao processo mFRR, com os ORT da Chéquia e da Alemanha (TenneT DE, 50Hertz, Amprion e TransnetBW). O ORT da Áustria (APG) aderiu ao MARI a 20 de junho de 2023.

Em 1 de junho de 2022, entrou em funcionamento a plataforma europeia PICASSO relativa ao processo aFRR, com o ORT da Chéquia. A 22 de junho de 2022, aderiram igualmente os ORT da Alemanha e da Áustria, seguindo-se, a 19 de julho de 2023, o ORT de Itália.

Observaram-se no MARI e no PICASSO, em especial neste último, preços marginais elevados, superiores a 7 500 EUR/MWh. Este facto, associado a dificuldades técnicas de implementação, levou a que seja reduzido o número de ORT que já aderiram àquelas duas plataformas. É de referir que, de acordo com o EB GL, a participação nestas plataformas é obrigatória, mas há várias derrogações em curso, até 24 de julho de 2024. No caso do TERRE, atrás referido, esta obrigatoriedade é exclusiva aos ORT que utilizam o produto das Reservas de Reposição, anteriormente denominado Reserva Terciária.

Em 2023, na sequência dos trabalhos em conjunto com as NRA e os ORT iniciados em 2019, continuou a monitorização pela ACER iniciada em 2022 de várias atividades, tais como a implementação das

plataformas MARI e PICASSO, bem como a monitorização do funcionamento das plataformas TERRE e IGCC, a implementação harmonizada de liquidação de desvios (ISH) e das metodologias de liquidação entre ORT (nas interligações, mas excluindo as plataformas). Adicionalmente, continuaram os trabalhos iniciados em 2022, de acordo com o EB GL, como sejam a definição das metodologias *“Harmonization of Cross-Zonal Capacity Allocation methodologies”*, *“RCC facilitation for Balancing Capacity procurement”* e *“RCC regional sizing of reserves”*. Na sequência da contribuição para o *“Framework Guideline on Demand Response”*, em resposta à solicitação da Comissão Europeia relativa ao *“Scoping exercise for the development of a network code regarding demand side flexibility, including rules on aggregation, energy storage and demand curtailment”*, a ACER acompanhou em 2023 o desenrolar dos trabalhos da ENTSO-E e da EU DSO que levarão à realização daquele código de rede.

#### **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 do 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 OMIE, responsável pela gestão dos mercados diário e intradiários, tendo sido reportado esse facto à ACER em dezembro de 2015.

Em 2023, 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 ORT, 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.

Esta iniciativa integra o mercado intradiário contínuo dos seguintes países: Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Croácia, República Checa, Dinamarca, Eslováquia, Eslovénia, Espanha, Estónia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Itália, Letónia, Lituânia, Luxemburgo, Noruega, Países Baixos, Polónia, Portugal, Roménia, Sérvia e Suécia.

A plataforma XBID foi estabelecida como um SIDC (*Single Intraday Coupling*), que permite a negociação transfronteiriça em contínuo por toda a Europa. O XBID é baseado num sistema informático comum com um livro de ordens partilhado, um módulo de gestão das capacidades de interligação e um módulo de encontro das ofertas. Isso significa que os agentes de mercado numa determinada zona de preço podem 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 MPGGS 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 e o ONME para Portugal e Espanha procederam a uma consulta pública, sobre a alteração dos horários das sessões de leilões intradiários na Península Ibérica, para melhor acomodar o horário de abertura do mercado intradiário contínuo. 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 pela REN, que visou alterar os horários regulamentarmente previstos no MPGGS.

Em 2023, não existiram desenvolvimentos relativos ao Projeto XBID.



**APROVAÇÃO DOS PASSOS APROPRIADOS PARA ESTABELECIMENTO DAS RESERVAS DE CONTENÇÃO DA FREQUÊNCIA COM RESERVATÓRIO DE ENERGIA LIMITADO DURANTE ESTADOS DE ALERTA**

O n.º 10 do artigo 156.º do Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão, de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade, (Regulamento SO), prevê que, no caso das zonas síncronas Europa Continental (CE) e Nórdica, os ORT devem elaborar uma proposta relativa ao período mínimo de ativação a assegurar pelos fornecedores de Reservas de Contenção da Frequência (RCF) com reservatório de energia limitado (TminLER) durante estados de alerta. O período especificado não pode exceder 30 minutos nem ser inferior a 15 minutos, e a proposta deve ter em conta os resultados de uma análise de custos-benefícios realizada para o efeito nos termos do n.º 11 do mesmo artigo.

A REN enviou à ERSE, em 8 de outubro de 2021, a proposta *“All Continental Europe TSOs’ proposal for the definition of a minimum activation time period required for FCR providing units or groups with limited energy reservoirs to remain available during alert state in accordance with Article 156(11) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485, Date: 5 October 2021”*, que foi aprovada por todos os ORT europeus de eletricidade da zona síncrona Europa Continental para envio às respetivas entidades reguladoras, para efeitos do cumprimento do disposto no n.º 10 do artigo 156.º do Regulamento (UE) 2017/1485.

Após avaliação técnica da proposta, todos os reguladores da zona síncrona Europa Continental acordaram, em 2 de dezembro de 2022, os termos do pedido de alteração à proposta dos ORT - *“Request for amendment by the Regulatory Authorities of the Continental Europe Synchronous Area of all Continental Europe TSOs’ proposal for the definition of a minimum activation time period required for FCR providing units or groups with limited energy reservoirs to remain available during alert state in accordance with article 156(10) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485, 2 December 2022”*. A decisão dos reguladores considerou que os ORT devem ter em conta o resultado de uma avaliação adequada dos critérios de dimensionamento e desempenho da Reserva de Contenção da Frequência (RCF) e da Reserva de Reposição (RR) em todas as zonas de controlo potência-frequência (CPF) da zona síncrona e a correlação com a revisão em curso dos critérios de dimensionamento da RCF com avaliação probabilística.

A REN enviou à ERSE, em 27 de março de 2023, o documento *“CBA LER - TSOs response to RfA of NRAs - Schedule of activities”* que foi aprovado por todos os ORT da zona síncrona Europa Continental para envio às respetivas entidades reguladoras, para efeitos do cumprimento do disposto no n.º 10 do artigo 156.º do Regulamento (UE) 2017/1485.

Após análise do documento recebido, as entidades reguladoras entenderam que o referido documento não podia ser considerado como resposta válida ao pedido de alteração efetuado, pelo que se aplicou o n.º 9 do artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1485, competindo às NRA aprovar os passos apropriados para estabelecimento do TminLER.

Nestes termos, foram acordados em 26 de junho de 2023, pelas entidades reguladoras da área síncrona Europa Continental, os termos do *“Agreement by the Regulatory Authorities of the Continental Europe Synchronous Area on the appropriate steps for the adoption of the definition of a minimum activation time period required for FCR providing units or groups with limited energy reservoirs to remain available during alert state pursuant to Article 5(9) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485, 26 June 2023”*, que integram as tarefas e o respetivo calendário a cumprir pelos ORT de forma a permitir aprovar o TminLER.

#### 3.1.4 INVESTIMENTOS NAS REDES DE ELETRICIDADE

No ano de 2023, não se registaram quaisquer desenvolvimentos a nível da apresentação de Planos de Desenvolvimento das redes de eletricidade, ainda que em termos legais, nos termos do n.º 4 do artigo 126.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o operador da RNT devesse ter apresentado à DGEG e à ERSE a proposta de PDIRT-E 2023 (2024-2033).

No entanto, nos termos do n.º 2 do artigo 124.º do mesmo Decreto-Lei, o PDIRT-E é um plano decenal do desenvolvimento e investimento na RNT que reveste a natureza de programa setorial, nos termos do disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual.

Nesse sentido, e sendo o primeiro exercício de PDIRT-E elaborado após a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, já a 9 de janeiro de 2024, a Secretaria de Estado da Energia e Clima emitiu um Despacho determinando as etapas de elaboração do PDIRT-E, e definindo um calendário para a sua aprovação enquanto plano setorial. Assim, apenas em meados de julho de 2024, é esperada a apresentação da proposta de PDIRT-E 2023.

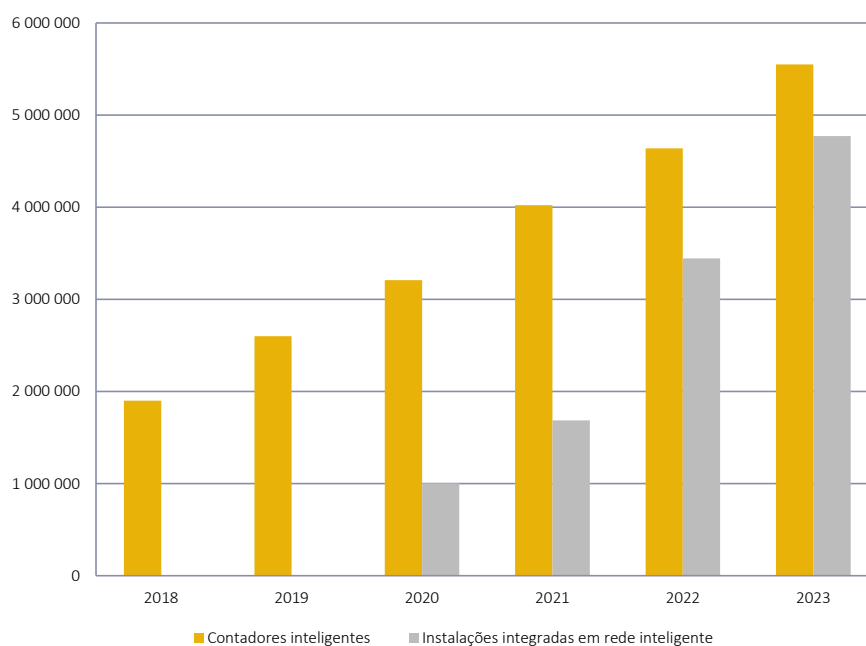
#### **REDES INTELIGENTES**

As redes inteligentes são uma realidade que tem vindo a ser 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), reformulado em 2023. Este regulamento define um conjunto de serviços obrigatórios a prestar pelos operadores de redes e pelos comercializadores aos clientes cujas instalações estejam integradas numa rede inteligente.

No final de 2023, mais de 5,5 milhões de clientes BTN de Portugal continental (i.e., 86%) tinham contador inteligente instalado e cerca de 4,8 milhões (i.e., 74%) estava em rede inteligente. A figura seguinte apresenta a evolução registada nos últimos anos, importando dar nota de que o número total de instalações existentes em Portugal continental é ligeiramente superior a 6,4 milhões.

**Figura 3-20 – Evolução do n.º de contadores inteligentes instalados e do n.º de instalações integradas em rede inteligente, 2018 a 2023**



Fonte: dados E-REDES, elaboração ERSE

Em 2022, foi publicada legislação (em concreto, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro e o Despacho n.º 14064/2022, de 6 de dezembro) que estabelece o cronograma de instalação de contadores inteligentes e de integração em rede inteligente, assegurando a cobertura de 100% dos clientes até ao final de 2024. O cronograma foi publicado na sequência de proposta <sup>56</sup> apresentada pela ERSE ao Governo.

<sup>56</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/media/pmdjohr3/cronograma-contadores-governo-dl15.pdf>

### 3.1.5 CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

A atividade de distribuição de eletricidade no SEN, em particular no Continente, é exercida em regime de concessão de serviço público em dois níveis: i) uma única concessão da RND atribuída pelo Estado; ii) concessões municipais de distribuição em 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 cessou entre 2021 e 2022, sendo que a sua atribuição 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 BT. Esta lei incentiva a agregação territorial (várias concessões atribuídas a um único concessionário num único procedimento) e o lançamento sincronizado dos concursos.

Na sequência dos trabalhos realizados, por não terem ainda sido lançados concursos, o artigo 285.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio prorrogar a vigência dos contratos de concessão até à efetiva entrada em operação do adjudicatário da concessão a selecionar em concurso, incluindo aqueles cujos prazos já haviam terminado, permitindo a alteração de algumas das condições contratuais por acordo entre a E-REDES e a Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP), em articulação com o membro do Governo responsável pela área da energia. A E-REDES, em dezembro de 2022, deu conhecimento à ERSE sobre o acordo alcançado com a ANMP.

Subsequentemente, em 28 de novembro de 2023, foi publicada a Portaria n.º 397/2023, que veio regulamentar as peças-tipo para o procedimento de concurso público<sup>57</sup> para a atribuição das concessões de distribuição de eletricidade em BT no território continental português, em concreto: i) o programa do procedimento; ii) o caderno de encargos do procedimento e iii) o contrato-tipo da concessão.

As peças do procedimento são constituídas pelos seguintes documentos: i) os anúncios do procedimento; ii) o programa do procedimento, incluindo os respetivos anexos; iii) o caderno de encargos, incluindo as respetivas cláusulas e anexos e o convite à apresentação das propostas, o qual é remetido aos candidatos que venham a ser qualificados.

---

<sup>57</sup> Concurso limitado por prévia qualificação, com publicidade internacional.

As peças do procedimento serão integralmente disponibilizadas, de forma direta, na respetiva plataforma eletrónica, desde o dia da publicação do anúncio do procedimento no Jornal Oficial da União Europeia (JOUE).

Através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 27/2024, de 23 de fevereiro, foi estabelecido o balizamento dos elementos temporais para a atribuição de concessões municipais de distribuição de energia elétrica em BT, dando cumprimento ao disposto no artigo 7.º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, que determinou a necessidade de indicar um programa de ações, bem como os diversos atos necessários ao procedimento, em articulação com a ANMP.

Nos termos da referida Resolução do Conselho de Ministros, foi determinado o seguinte:

- a) A ERSE tem de proceder, até 31 de julho de 2024, à entrega, aos municípios e entidades intermunicipais com competências delegadas na matéria<sup>58</sup>, da documentação relativa aos ativos e imobilizado afetos às redes de distribuição de eletricidade em BT, devendo a informação ser posteriormente atualizada à data da abertura do procedimento;
- b) A informação deve possuir um nível de detalhe compatível com o disposto nas peças-tipo aprovadas pela Portaria n.º 397/2023, de 28 de novembro, em particular no que se refere à iluminação pública;
- c) As entidades administrativas prestam os esclarecimentos necessários às entidades que integram o agrupamento de entidades adjudicantes que o solicitarem;
- d) O dia 31 de outubro de 2024 como data-limite para os municípios e entidades intermunicipais com competências delegadas na matéria, procederem à celebração de acordo quanto à constituição de um agrupamento de entidades adjudicantes;
- e) O dia 31 de outubro de 2024 como data-limite para os municípios e entidades intermunicipais com competências delegadas na matéria, que optarem por não integrar o agrupamento, darem cumprimento ao disposto no n.º 3 do artigo 5.º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, anexando aos cadernos de encargos dos procedimentos de contratação pública autonomizados que venham a desenvolver os estudos técnicos e económicos que serviram de base a essa opção;
- f) Até 31 de março de 2025, as entidades que integram o agrupamento de entidades adjudicantes asseguram todas as deliberações necessárias ao lançamento do procedimento de contratação pública;

---

<sup>58</sup> Nos termos do n.º 1 do artigo 4.º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio.

- g) O dia 30 de junho de 2025, como data-limite para que o representante do agrupamento de entidades adjudicantes proceda ao lançamento do procedimento de concurso público para a atribuição das concessões de distribuição de eletricidade em BT no território continental português.

## 3.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

### 3.2.1 MERCADO GROSSISTA

Em 2023, observou-se uma manutenção da concentração no mercado de produção de energia elétrica, apesar de se notar um regime hidrológico mais favorável, face ao ano anterior, que favoreceu a produção hídrica por parte do operador dominante<sup>59</sup>, a EDP Produção. Por outro lado, verificou-se uma diminuição do nível de participação das centrais termoelétricas, através de uma diminuição da produção proveniente das centrais de ciclo combinado a gás natural, face a 2022.

Em 2023, a percentagem de tempo em que ocorreram situações de diferencial de preço entre as duas áreas do MIBEL aumentou, como já referido no ponto 3.1.3. Assim, de um modo geral, o ano de 2023, apesar de melhores condições de hidraulicidade, atendendo à venda de ativos de geração da EDP Produção à Movhera e ao comissionamento dos novos aproveitamentos hidroelétricos da Iberdrola (Daivões e Gouvães, em 2022, e Alto Tâmega, em 2023, formando as três centrais o Sistema Hidroelétrico do Alto Tâmega), ficou marcado por uma evolução neutra para o operador dominante EDP Produção, traduzida na manutenção do nível de concentração global da produção de eletricidade. Persiste 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.

---

<sup>59</sup> 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.

### 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

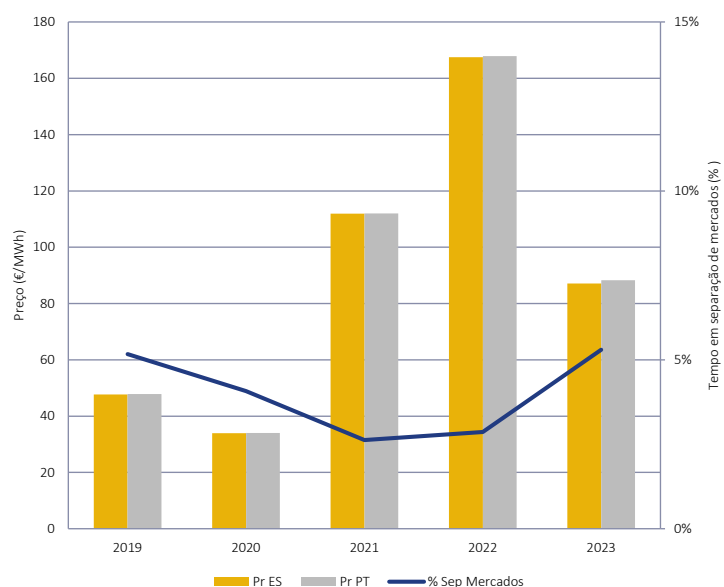
##### Preços no mercado *spot*

A evolução da formação do preço no mercado grossista de eletricidade em Portugal está intrinsecamente relacionada com a integração ibérica e a participação dos agentes de mercado portugueses no contexto do MIBEL.

O preço formado em mercado *spot* do MIBEL 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 3-21, para o período compreendido entre 2019 e 2023.

Figura 3-21 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados, 2019 a 2023



Fonte: dados OMIE

O preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2023, situou-se em 88,27 EUR/MWh, cerca de 47% abaixo do preço registado em 2022 (167,89 EUR/MWh).

Relativamente ao ano anterior, verificou-se um ano hidrológico significativamente mais favorável e um consequente aumento da produção hídrica. Os custos associados à produção termoelétrica reduziram-se, apesar dos impactos resultantes da invasão da Ucrânia, verificando-se, no entanto, uma redução da procura residual dirigida a esta tecnologia. A redução dos custos de aprovisionamento de gás natural, ainda que com um pequeno crescimento dos preços das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, foram fatores que contribuíram para a redução do preço médio no mercado *spot* de eletricidade para Portugal.

O valor do preço médio de mercado em 2023 para Portugal esteve cerca de 22% abaixo do custo marginal <sup>60</sup> de referência das centrais de ciclo combinado a gás natural, não considerando a componente de custo relativo ao acesso à rede de AP de gás natural.

É de salientar que o mecanismo de ajuste de custos de produção de eletricidade, com repercussão na formação do preço da eletricidade em referenciais de mercado grossista do MIBEL, começou a vigorar a partir de 15 de junho de 2022 até ao final de 2023, após acordo entre os Governos da República Portuguesa e do Reino de Espanha. A aplicação deste mecanismo justifica que o valor do preço médio de mercado em 2023 tenha estado abaixo do custo marginal de referência das centrais de ciclo combinado a gás natural.

No que respeita à formação do preço da eletricidade 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 2023, 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 45%, o que significa que os preços oscilaram, em média, num intervalo entre os 48 EUR/MWh e os 128 EUR/MWh.

A Figura 3-22 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço de eletricidade para o mercado *spot*, de 2019 a 2023, em Portugal e em Espanha, observando-se um aumento da volatilidade do preço *spot* entre 2022 e 2023, fruto do aumento da hidraulicidade verificada e, essencialmente, do andamento das

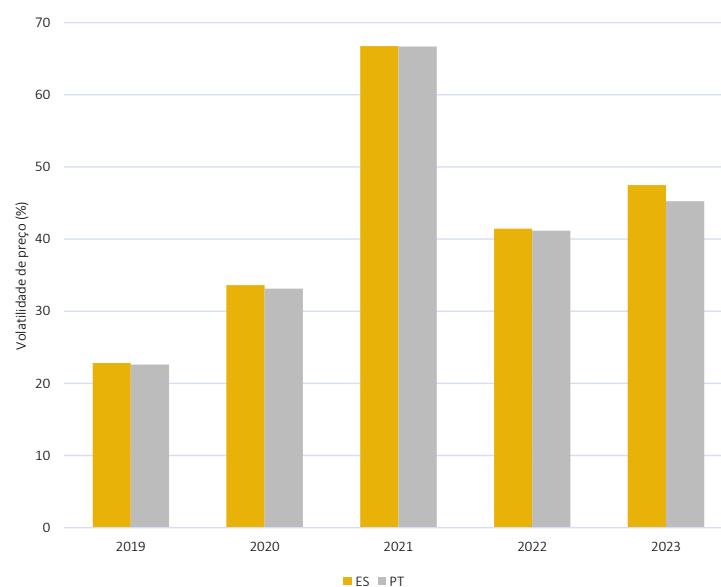
---

<sup>60</sup> Custo marginal estimado calculado de acordo com a metodologia adotada no MPGGS, a qual exclui a estimativa com os custos de acesso de terceiros à rede de AP 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>.



*commodities* envolvidas na formação de preço das centrais termoelétricas, em concreto o preço do gás natural e das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> relativas às centrais de ciclo combinado a gás natural.

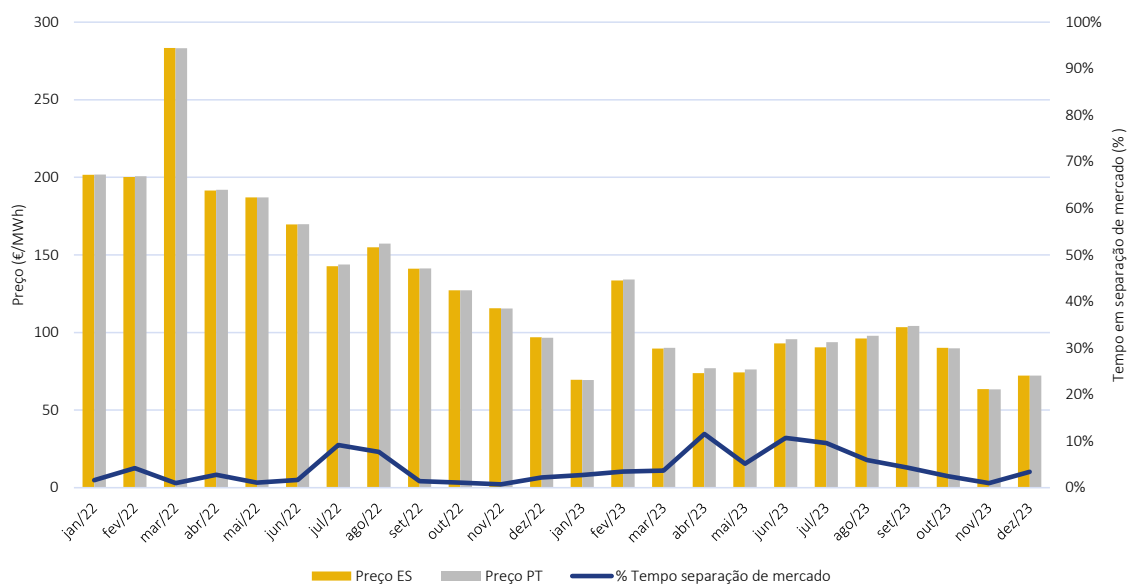
Figura 3-22 – Volatilidade do preço *spot*, 2019 a 2023



Fonte: dados OMIE

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

A Figura 3-23 apresenta a evolução dos preços médios em mercado *spot* em Portugal e Espanha e a percentagem do tempo em separação de mercados, em base mensal, para os anos de 2022 e 2023.

Figura 3-23 – Preço em mercado *spot* e tempo de separação de mercados, 2022 e 2023

Fonte: dados OMIE

No que respeita a 2023, é de notar: (i) apesar de alguma volatilidade, ao longo do ano verificou-se uma descida do preço médio formado em mercado face ao que acontecera em 2022; (ii) a existência de um regime hidrológico mais favorável e manutenção em valores elevados dos custos das *commodities* com influência na produção termoelétrica; e (iii) um aumento do número de horas de separação de mercados face a 2022.

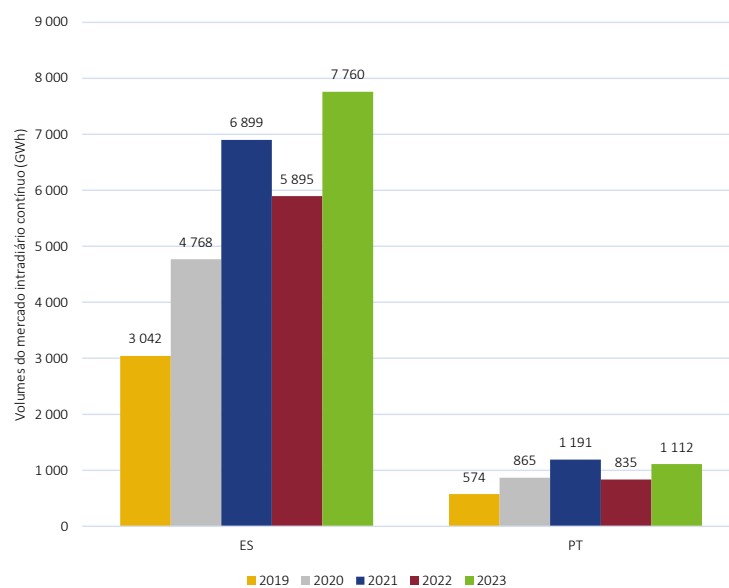
### Preços no mercado intradiário contínuo (XBID)

Como referido anteriormente, 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 3-24 apresenta o volume negociado <sup>61</sup> desde 2019 até ao final de 2023, para Portugal e Espanha.

<sup>61</sup> 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 3-24 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo, 2019 a 2023

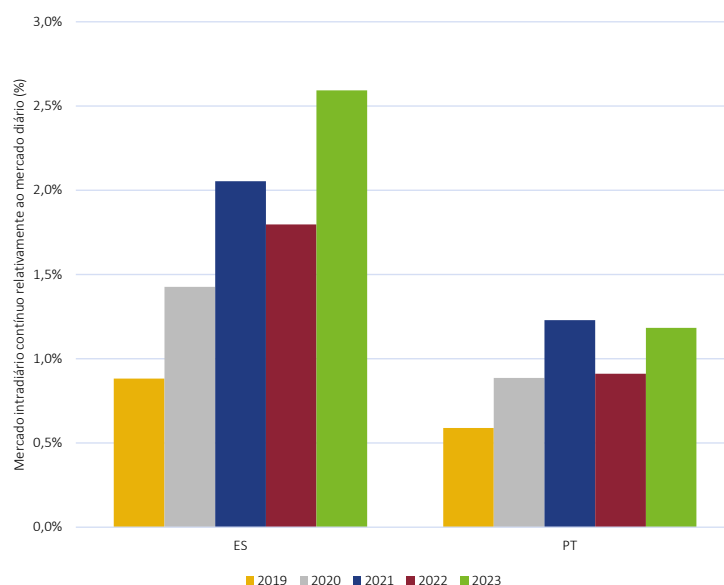


Fonte: dados OMIE

Desde 2019, e com exceção do ano de 2022, verificou-se uma tendência de crescimento do volume negociado pelos agentes de mercado em cada zona de preço (Portugal e Espanha). O crescimento em Portugal entre 2022 e 2023 não foi, no entanto, suficiente para ultrapassar os valores de 2021.

A Figura 3-25 apresenta a relação entre o volume negociado no mercado intradiário contínuo e o volume negociado no mercado diário, desde 2019 até ao final de 2023, para Portugal e Espanha.

Figura 3-25 – Evolução do peso do volume negociado em mercado intradiário contínuo relativamente ao volume negociado em mercado diário



Fonte: dados OMIE

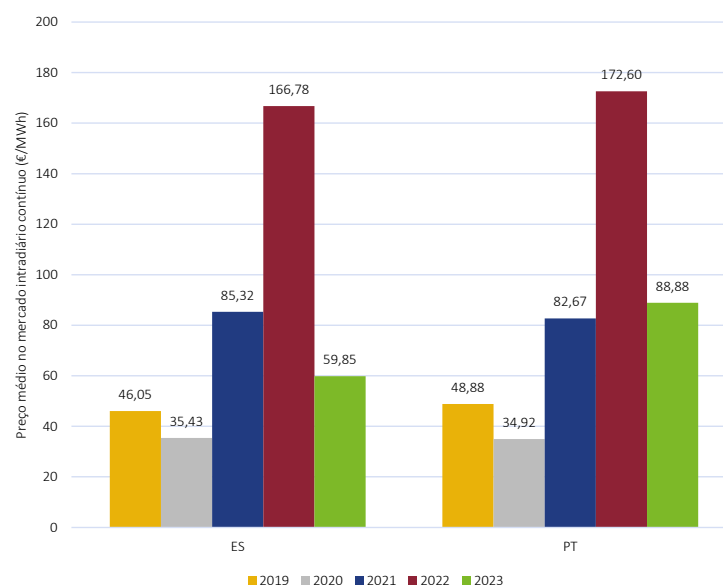
Em 2023, o volume negociado no mercado intradiário contínuo em Portugal representou cerca de 1,2% do volume negociado no mercado diário (cerca de 1112 GWh), tendo aumentado o seu peso face a 2022, o que se justifica pela evolução do nível de liquidez deste mercado.

A Figura 3-26 apresenta a evolução do preço médio ponderado<sup>62</sup> do mercado intradiário contínuo, desde 2019 até ao final de 2023, para Portugal e Espanha.

Observou-se uma descida 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* de eletricidade.

<sup>62</sup> 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 3-26 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2019 a 2023



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 contratar parte das suas necessidades de energia elétrica, nomeadamente para definição parcial do preço a futuro da energia elétrica a ser fornecida aos clientes finais. O mercado a prazo de eletricidade 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* de eletricidade é uma plataforma bastante líquida no contexto ibérico. Em particular, e durante 2023, no caso português, cerca de 92% do consumo de eletricidade foi satisfeito através de contratação<sup>63</sup> 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 da eletricidade no mercado *spot*, para a qual uma das respostas mais efetivas e transparentes será a utilização das plataformas de mercado organizado de

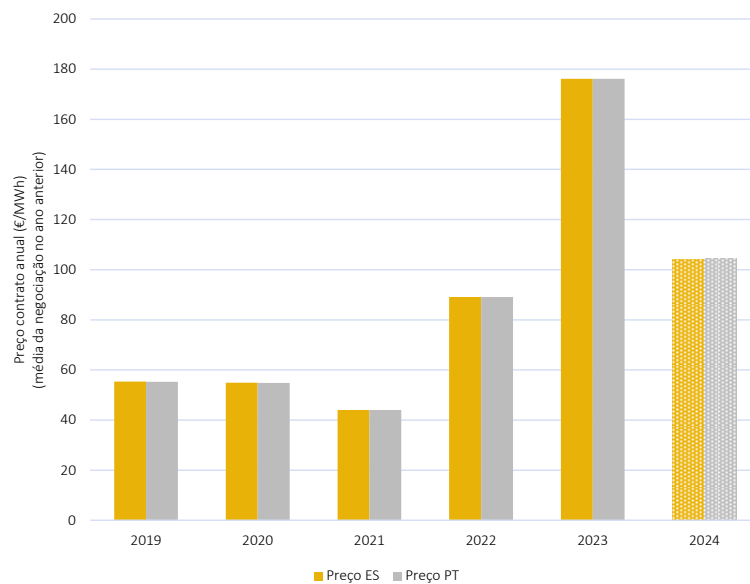
<sup>63</sup> Inclui mercado diário e leilões intradiários.

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

A evolução do preço formado em mercado a prazo de eletricidade demonstrou um acentuado aumento entre 2022 e 2023, e uma descida acentuada entre 2023 e 2024. Os agentes de mercado que, em 2022, tivessem adquirido posição no contrato de entrega de eletricidade em carga base para 2023, teriam pago um preço médio (176,17 EUR/MWh para Portugal <sup>64</sup>) cerca de 100% superior ao que se veio a formar em mercado *spot*. Esta diferença resulta da variação verificada em 2023 no custo das *commodities* que influenciaram a formação de preço das centrais de ciclo combinado a gás natural.

A Figura 3-27 apresenta a evolução dos preços médios de fecho de mercado a prazo de eletricidade relativos ao contrato anual, com entrega em carga base.

**Figura 3-27 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2019 a 2024**



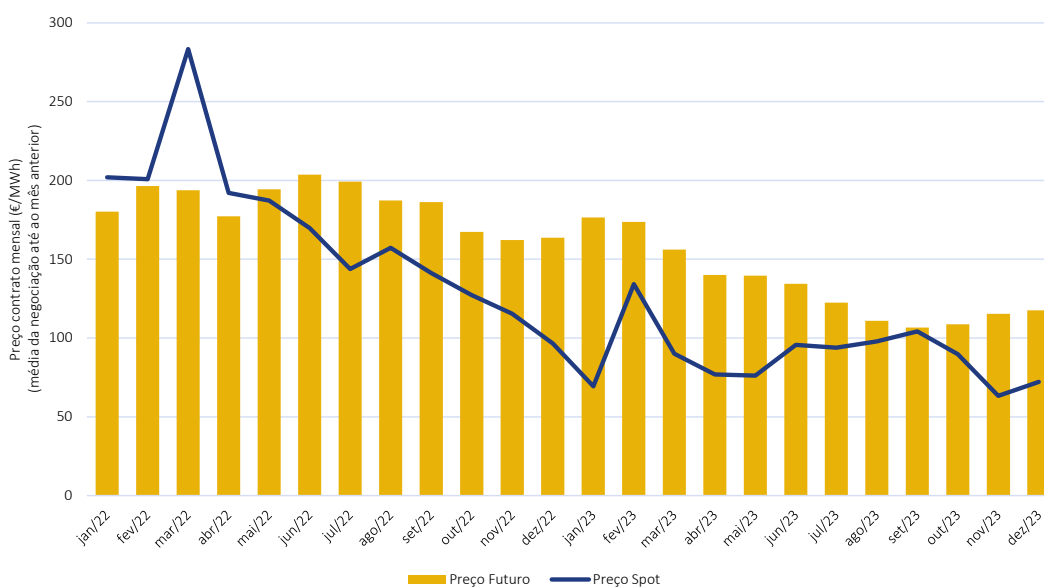
Fonte: dados OMIE

Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega em carga base (e.g. preço de 2024 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2023).

<sup>64</sup> O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2023 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e *over the counter* (OTC).

A Figura 3-28 apresenta a evolução dos preços da eletricidade 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 da eletricidade a futuro para os contratos mensais em 2023 exibiu, em média, uma tendência de descida ao longo do ano.

**Figura 3-28 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2022 e 2023**



Fonte: dados OMIE e OMIP

Em 2023, 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 ao longo do ano, não existindo meses onde a situação se tenha verificado mais favorável para os agentes que negociaram no mercado a prazo.

Para entrega em 2023, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia elétrica adquirida a produtores com remuneração garantida (Leilões Ordinários de PRE), não foram realizados leilões.

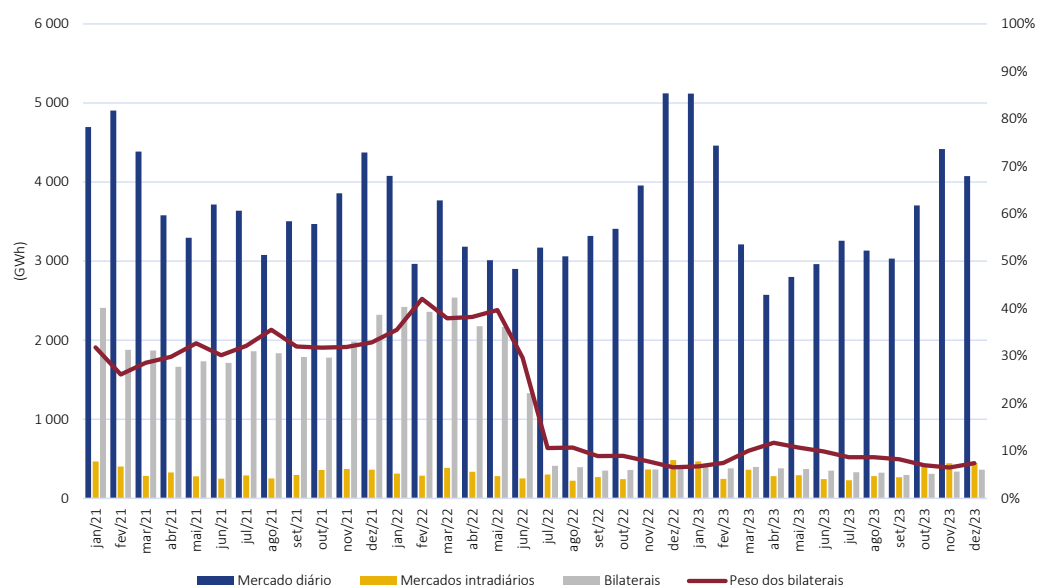
Complementarmente aos Leilões Ordinários de PRE, a ERSE, através da publicação do Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro, que veio aprovar um conjunto de medidas extraordinárias no âmbito do SEN e do SNG, aplicáveis a relações comerciais estabelecidas entre agentes de mercado do SEN e do SNG, estabeleceu um mecanismo com condições específicas de contratualização de energia elétrica proveniente de produção com remuneração garantida com outros agentes de mercado, previsto na Secção III do

referido Regulamento, designado por Leilões Extraordinários de PRE. Em 2023 não foram realizados leilões Extraordinários de PRE.

Para entrega em 2023, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia para aprovisionamento do CUR, foram realizados cinco leilões (12.º, 13.º, 14.º, 15.º e 16.º Leilões CUR), com a colocação de um total de três produtos distintos (um de carga base anual e dois de carga base trimestral). Desses leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 100 MW no ano de 2023, 55 MW no terceiro trimestre de 2023 e de 70 MW no quarto trimestre de 2023. O volume de energia colocado, neste mecanismo, correspondeu a cerca de 2% do consumo nacional, equivalente a 1152,07 GWh. Os leilões realizados, para entrega em 2023, asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo contribuído para a estabilização do preço de aquisição de energia elétrica do CUR.

Relativamente à negociação em mercado *spot* de eletricidade (mercado diário e mercados intradiários), esta é, no caso português, muito superior à contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura 3-29. 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 3-29 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2021 a 2023



Fonte: dados OMIE e REN

Em 2023 a contratação bilateral teve um peso de 8,3%, equivalente a 4 TWh. Observou-se uma diminuição do valor médio do peso da contratação bilateral quando comparado com 2022 (em 2023), verificando-se,



também, uma diminuição do valor absoluto de contratação bilateral (diminuição de 72%, equivalente a 11 TWh). É de referir que o volume de energia elétrica associado à contratação bilateral considera a tomada de posições firmes de compra ou venda no mercado *spot* por parte dos agentes de mercado. A redução na contratação bilateral deve-se principalmente ao facto de alguns agentes de mercado, do lado da comercialização, terem deixado de utilizar unidades genéricas, de compra em mercado, para efeitos da elaboração do programa comprador de energia elétrica no OMIE, que depois nomeavam contratos bilaterais físicos junto do GGS para efeitos do aprovisionamento das suas carteiras de comercialização, por força do cumprimento da isenção prevista no artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, que estabelece um mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do MIBEL, que entrou em vigor no dia 15 de junho.

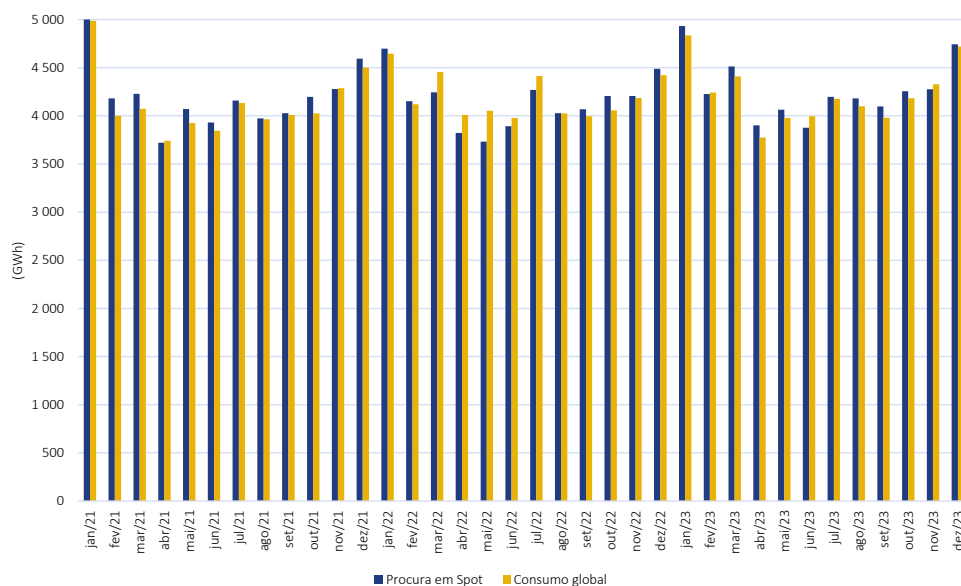
### **Evolução do mercado**

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

- Do lado da procura, os agentes de mercado registados em Portugal, incluindo o CUR, dirigem 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 de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida, a oferta é dirigida ao mercado *spot* através do comprador único que é o AUR, que agrega a previsão de produção e submete as correspondentes ofertas em mercado.

A evolução, quer da procura de energia elétrica dirigida a mercado *spot*, quer do consumo global em Portugal continental, é apresentada na Figura 3-30, onde se observa que o consumo de eletricidade é, maioritariamente, satisfeito por recurso a aquisições em mercado *spot*.

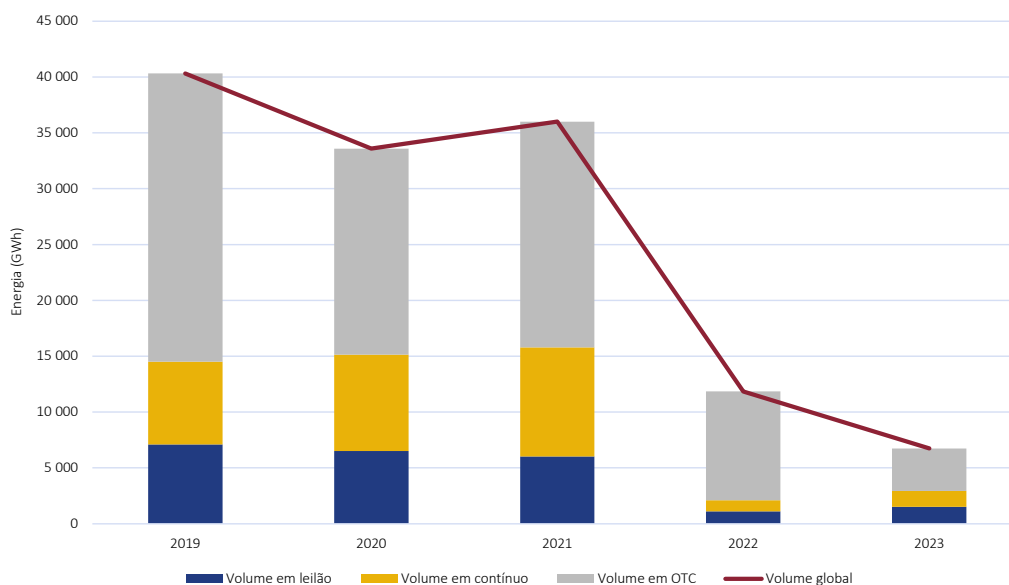
Figura 3-30 – Procura em mercado spot e consumo global mensal, 2021 a 2023



Fonte: dados OMIE

A Figura 3-31 apresenta a evolução dos volumes negociados e registados no mercado a prazo do MIBEL, entre 2019 e 2023. Em 2020, constatou-se uma redução de 17% (ou 6,7 TWh). Em 2021, ocorreu um aumento de 7% (ou 2,4 TWh). Em 2022, registou-se uma acentuada diminuição de 67 % (ou 24,2 TWh). Relativamente a 2023, observou-se uma nova diminuição de 43 % (ou 5,1 TWh).

Figura 3-31 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2019 a 2023



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 a obrigatoriedade 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 europeu relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia (REMIT, *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*<sup>65</sup>), 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 de energia em toda a União Europeia, de acordo com o calendário previsto no artigo 12.º do Regulamento de Execução (EU) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro, relativo à comunicação de dados, que dá execução aos números 2 e 6 do artigo 8.º do REMIT. Encontram-se abrangidos por esta obrigação todos os contratos previstos no artigo 3.º, negociados nas plataformas de mercado organizado, geridas pelo OMIE e pelo OMIP.

No dia 7 de abril de 2016, iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos relativos ao transporte de eletricidade celebrados na sequência de uma atribuição primária explícita de capacidade pelo ORT 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 das redes elétricas (transporte e distribuição) que possam afetar o consumo ou a formação do preço da eletricidade. As alterações da capacidade comercialmente disponível na interligação elétrica Portugal-Espanha estão também sujeitas à obrigação de prestação de informação por parte da REN, enquanto GGS, bem como os desvios significativos na previsão de consumo agregado do SEN ou de cada agente de mercado em particular.

---

<sup>65</sup> Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia.

A comunicação de informação privilegiada pode ser efetuada em Portugal, de forma centralizada, através de um portal gerido pela REN<sup>66</sup>, sem prejuízo de o enquadramento regulamentar europeu permitir a publicação de informação privilegiada em outras plataformas IIP<sup>67</sup>, desde que sejam certificadas pela ACER. Assinale-se que a EDP GEM Portugal deixou de publicar na plataforma da REN a partir de fevereiro de 2023, passando a utilizar a plataforma do OMIE<sup>68</sup> enquanto IIP.

Na plataforma IIP da REN, durante 2023, foram comunicados 3517 factos relevantes. Destes, cerca de 42% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de produção, 29% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de regulação secundária, 17% a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado e 12% corresponderam a condicionamentos de exploração de aproveitamentos hídricos.

Na plataforma IIP do OMIE, durante 2023, foram comunicados 4195 factos relevantes. Destes, a totalidade correspondeu a comunicação de indisponibilidades de produção.

No total, durante 2023, foram comunicados 7712 factos relevantes. Destes, cerca de 74% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de produção, 13% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de regulação secundária, 8% a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado e 5% corresponderam a condicionamentos de exploração de aproveitamentos hidroelétricos.

---

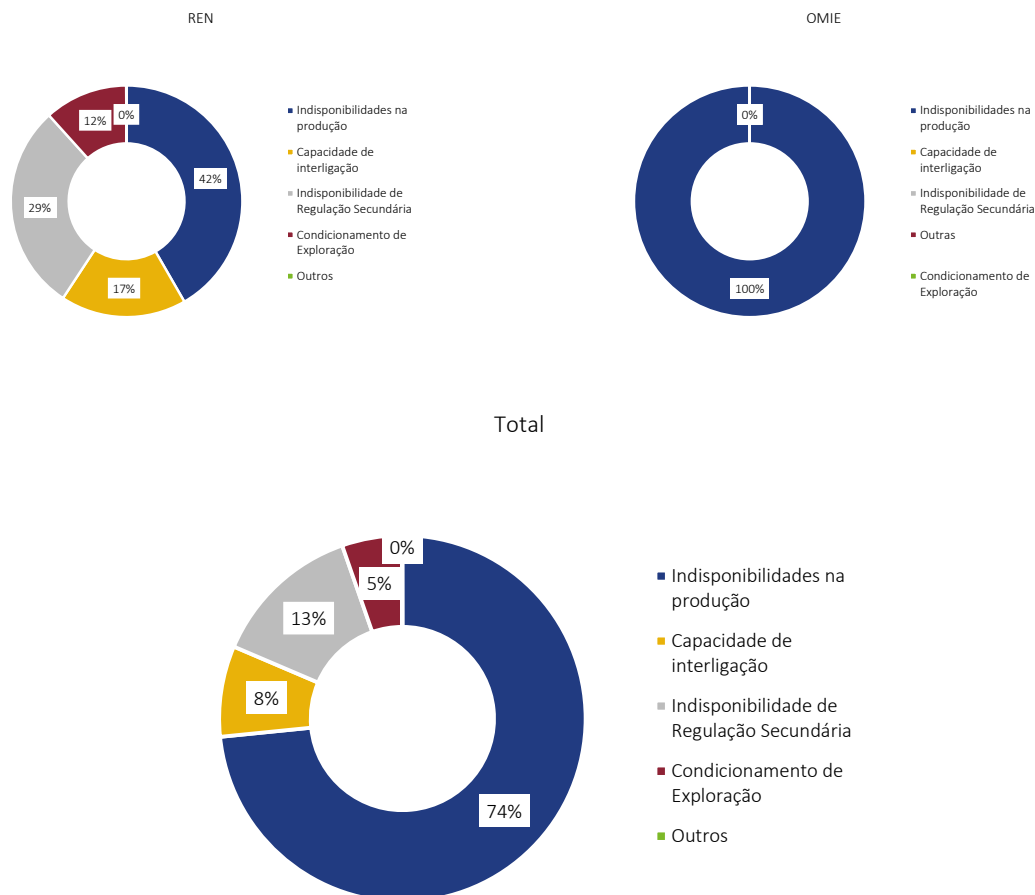
<sup>66</sup> <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Informa/Paginas/default.aspx>

<sup>67</sup> IIP, *Inside information platform* é a designação em inglês de Plataformas de Informação privilegiada.

<sup>68</sup> <https://umm.omie.es/electricity-list>

A Figura 3-32 apresenta o referido:

Figura 3-32 – Comunicação de factos relevantes, 2023



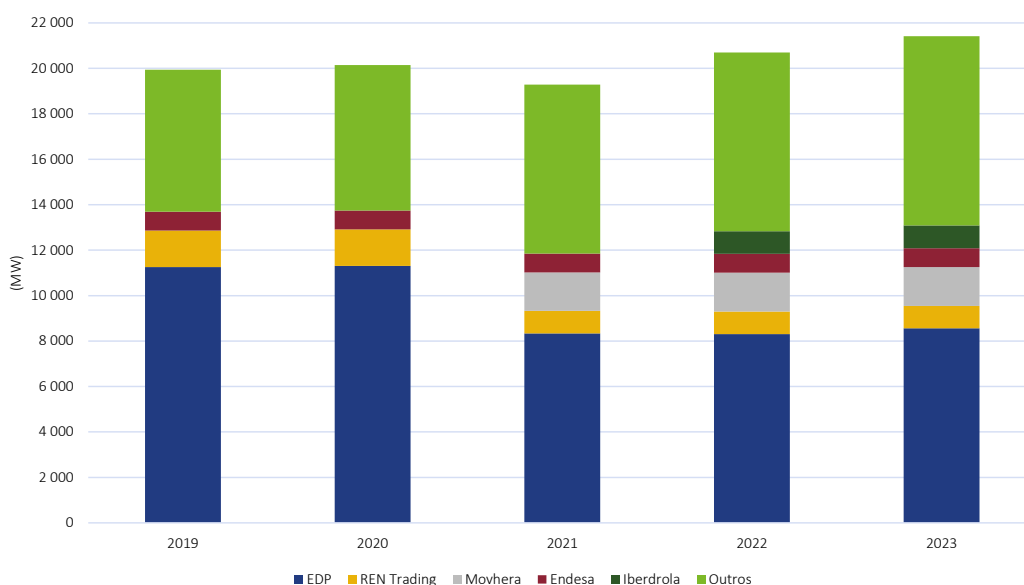
Fonte: dados REN, dados OMIE

### EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A avaliação da eficácia da concorrência no mercado grossista de eletricidade 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 3-33, sendo constatável que o grupo EDP (inclui EDP Produção e EDP Renováveis) detém parte substancial do parque eletroprodutor português.

Figura 3-33 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal continental (por agente e capacidade instalada), 2019 a 2023



Fonte: dados REN, grupo EDP

Nota: "Outros" incluem as entidades empresariais que tipicamente detêm ativos de produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração. Os valores referem-se ao final de cada ano.

A 17 de dezembro de 2020, a EDP anunciou<sup>69</sup> que concluiu a venda de um portefólio de seis 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 1689 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 a empresa que resulta da transmissão do portefólio hídrico da EDP para o referido consórcio.

A EDP anunciou<sup>70</sup> a antecipação do encerramento da central termoelétrica a carvão de Sines, tendo entregue à 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. Adicionalmente, a central

<sup>69</sup> Comunicado EDP: [https://www.edp.com/sites/default/files/2020-12/20201217\\_Closing%206%20Hydro%20Plants\\_PT\\_0.pdf](https://www.edp.com/sites/default/files/2020-12/20201217_Closing%206%20Hydro%20Plants_PT_0.pdf)

<sup>70</sup> <https://www.edp.com/pt-pt/noticias/2020/07/13/edp-antecipa-fecho-de-centrais-a-carvao-em-portugal-e-espanha>

termoelétrica a carvão do Pego, representada pela REN Trading (Agente Comercial), cessou as suas operações em novembro de 2021.

Em julho de 2022, foi inaugurado o projeto de produção hidroelétrica do Tâmega da Iberdrola. O complexo electroprodutor do Tâmega é composto por três centrais – Alto Tâmega, Daivões e Gouvães e dispõe de uma capacidade instalada total de 1158 MW. Em 2023, encontravam-se em regime de exploração industrial as centrais de Daivões, com uma potência instalada de geração de 118 MW, Gouvães, com uma potência instalada de geração de 880 MW e 880 MW em bombagem. Adicionalmente, a central do Alto Tâmega, com uma potência instalada de geração de 160 MW, iniciará o regime de exploração industrial em 2024.

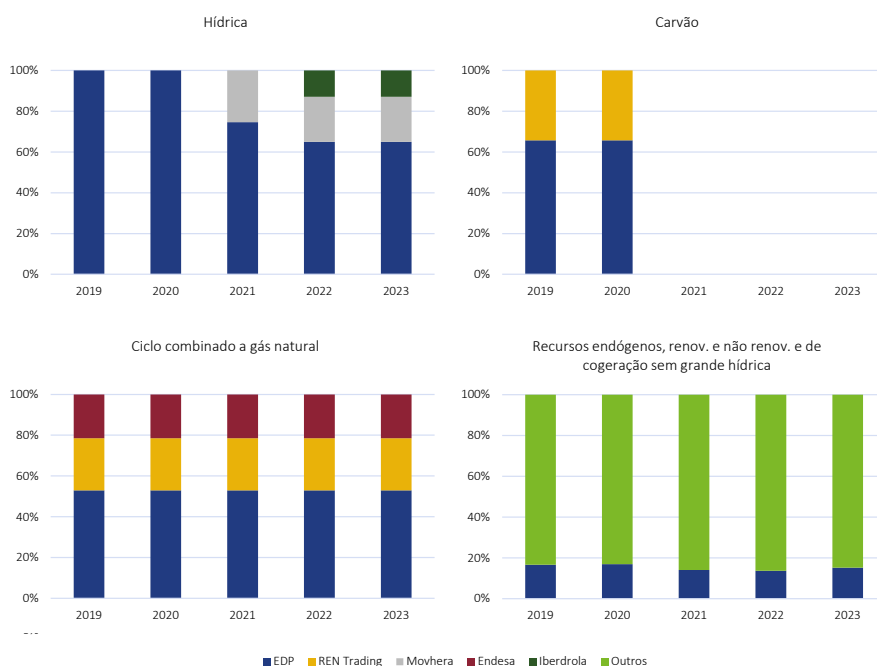
A caracterização do mercado grossista de eletricidade passa também por uma avaliação da concentração empresarial, quer ao nível global, quer ao nível de cada uma das tecnologias de produção.

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 3-34. 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 3-35, que apresenta os valores do índice de *Hirschman-Herfindall* (HHI <sup>71</sup>), que mede a concentração empresarial.

---

<sup>71</sup> O índice *Herfindahl-Hirschman* (HHI) é uma medida da concentração das empresas relativamente ao seu setor de atividade e um indicador do grau de concorrência entre estas, por via das suas quotas de mercado.

Figura 3-34 – Quotas de capacidade instalada por agente nas diferentes tecnologias, 2019 a 2023

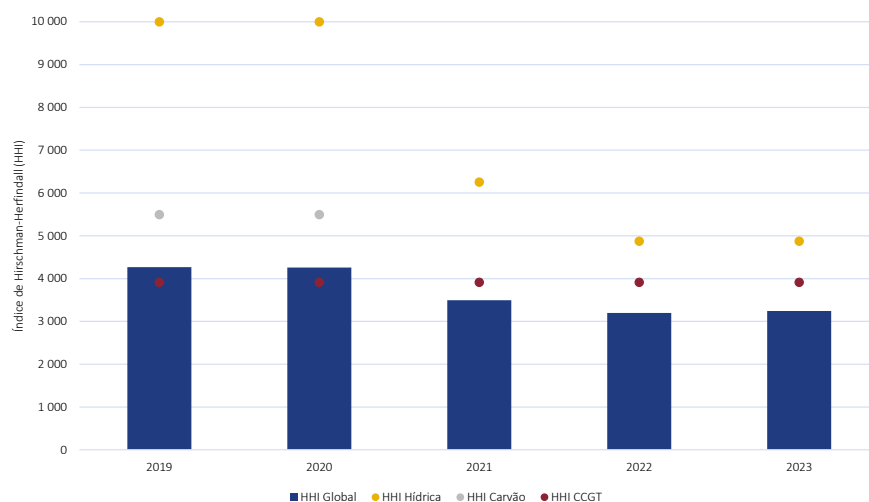


Fonte: dados REN e grupo EDP

Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram que, no segmento de produção de energia elétrica a partir de centrais de ciclo combinado a gás natural, não se registaram alterações na concentração de mercado. Relativamente à hídrica, observa-se, em 2021, a evolução resultante da venda de ativos de geração hídricos efetuada pela EDP à Movhera e, em 2022, o efeito da entrada da nova capacidade de produção dos ativos de geração da Iberdrola. Salienta-se também, e como referido anteriormente, o desaparecimento, em 2021, das centrais termoelétricas a carvão como meio de produção de energia elétrica.



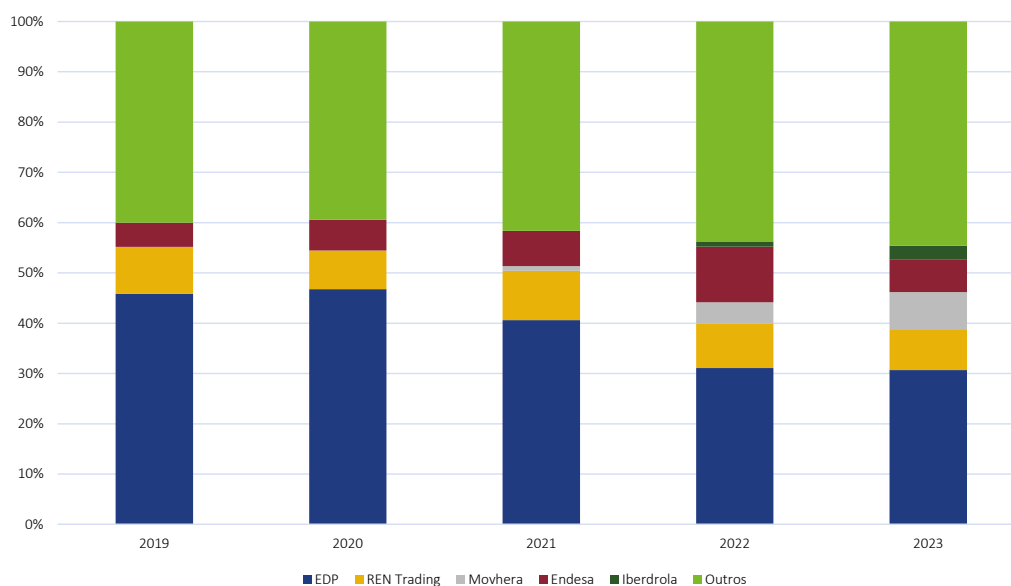
Figura 3-35 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2019 a 2023



Fonte: dados REN e grupo EDP

A evolução das quotas de produção de energia elétrica por agente é apresentada na Figura 3-36.

Figura 3-36 – Quotas de energia elétrica produzida por agente, 2019 a 2023



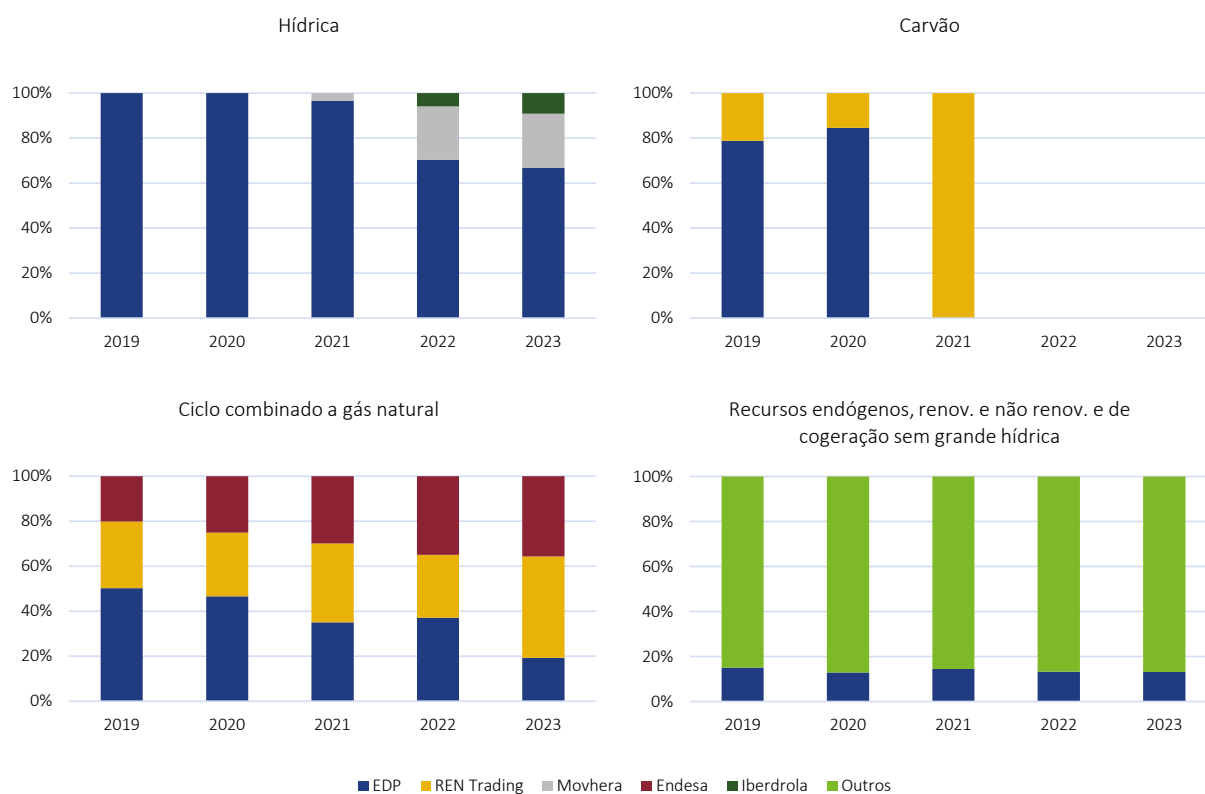
Fonte: dados REN e grupo EDP. Não inclui os valores resultantes do saldo importador da interligação entre Portugal e Espanha.

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

da produção verificada nas suas centrais de ciclo combinado. Já em 2022, salienta-se uma diminuição da participação do grupo EDP devido, também, a um regime hidrológico desfavorável e à energia elétrica produzida pelos novos ativos hídricos da Iberdrola. Em 2023, observou-se um aumento da relevância dos agentes com exclusivamente parques eletroprodutores hídricos.

A evolução das quotas de produção de energia elétrica nas diferentes tecnologias e na produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida é apresentada na Figura 3-37.

Figura 3-37 – Quotas de energia elétrica produzida por agente nas diferentes tecnologias, 2019 a 2023



Fonte: dados REN e grupo EDP

Em termos de energia elétrica produzida, o período entre 2019 e 2023 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção por parte do operador dominante EDP, em cada uma das diferentes tecnologias.

Na produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração sem grande hídrica, entre 2019 e 2023, a situação tem-se mantido sem variações significativas apesar de uma tendência decrescente do operador EDP.

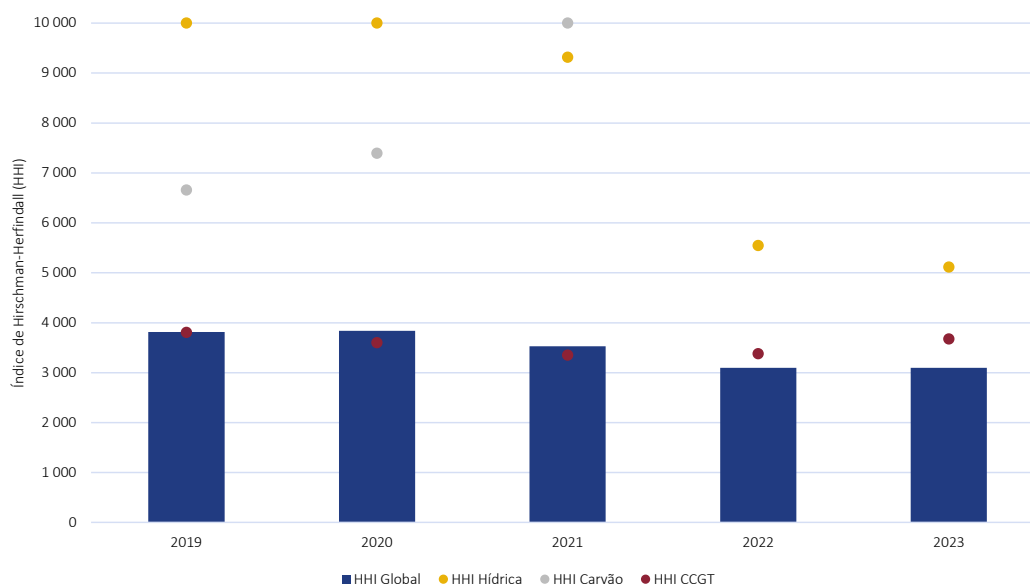
Relativamente à tecnologia hídrica, até 2020 manteve-se a presença exclusiva do operador dominante EDP em resultado de ser detentor de todos os grandes aproveitamentos hídricos. Em 2021, a venda de ativos hídricos da EDP à Movhera provocou alterações das quotas relativas. Verificou-se uma evolução semelhante em 2022 e 2023 com a entrada em produção dos novos ativos da Iberdrola.

No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, ocorreu uma diminuição global na produção de energia elétrica em 2023 face a 2022. Esta variação, de cerca de 6,0 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) e da Endesa (Pego ciclo combinado). A central gerida pela REN Trading (central da Turbogás) manteve o seu nível de produção de eletricidade.

Relativamente às centrais termoelétricas a carvão, não se verificou produção de energia elétrica em 2023 tal como no ano anterior. Esta situação resultou do término da produção de eletricidade a partir de carvão na sequência do fecho da central termoelétrica de Sines no início de 2021 (Grupo EDP) e do fecho em novembro de 2021 da central termoelétrica do Pego (gerida pela REN Trading).

Os indicadores de concentração global, relativos a 2023, registam uma concentração empresarial semelhante à que ocorrera em 2022. Esta evolução é sustentada fundamentalmente pela diminuição do nível de produção térmica, em contraste com o aumento do nível de produção hídrica, do grupo EDP.

Figura 3-38 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2019 a 2023



Fonte: dados REN e grupo EDP

Importa reter que, por impossibilidade de análise mais refinada, a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração sem a 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 produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração 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 enquadramento legislativo português, as entidades reguladoras setoriais, entre as quais se inclui a ERSE, cooperam com a Autoridade da Concorrência (AdC) em matérias de defesa e promoção de concorrência, nos termos da Lei-Quadro das entidades reguladoras e do regime jurídico da concorrência.

Por sua vez, no âmbito dos seus respetivos estatutos <sup>72</sup>, a ERSE deve promover e defender a existência de um ambiente concorrencial, designadamente identificando e notificando à AdC a existência de situações que possam configurar práticas restritivas de concorrência. Adicionalmente, a legislação nacional, incluindo

<sup>72</sup> [Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril](#), na sua redação atual.

o regime jurídico da concorrência, aprovado pela Lei n.º 19/2012, de 8 de maio, na sua redação atual, estabelece o princípio da colaboração entre as entidades reguladoras setoriais e a AdC.

Nesta linha, compete à ERSE, ao abrigo do artigo 5.º dos seus estatutos, *“fomentar e garantir a observância das regras da concorrência nos setores por si regulados, sem prejuízo das competências da Autoridade da Concorrência”*, tendo também a incumbência de *“denunciar à Autoridade da Concorrência as práticas restritivas da concorrência de que tenha conhecimento e colaborar com aquela no correspondente procedimento sancionatório”*.

Decorre ainda do regime jurídico da concorrência, a obrigação de articulação da AdC com as autoridades reguladoras setoriais no âmbito do controlo de concentrações. Assim, sempre que uma concentração de empresas tenha incidência num mercado que seja objeto da regulação setorial da ERSE, a AdC, 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 AdC 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.

Durante 2023, foram emitidos nove pareceres, solicitados pela AdC, referentes às seguintes operações de concentração relativas ao setor elétrico, repartidos pelos segmentos do mercado da eletricidade e da mobilidade elétrica:

1. Operação de concentração que consistiu na aquisição pela Atlante S.R.L. do controlo exclusivo sobre a Kilometer Low Cost, S.A., através da aquisição da maioria do capital social e dos direitos de voto da KLC Infra, às sociedades Estrela Capital, S.A.; Bonera Group - SGPS, S.A.; e Smartwatt - Energy Services, S.A..

A operação incidiu sobre o mercado da instalação e operação de pontos de carregamento da rede de mobilidade elétrica. A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE, por esta não apresentar impactos substanciais sobre a estrutura do mercado da mobilidade elétrica.

2. Operação de concentração que consistiu na aquisição pela EDP Renewables, SGPS, S.A., do controlo exclusivo sobre a empresa Parque Eólico de Moncorvo, Lda., resumidamente designada de Morgavel.

A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade, sendo que as sociedades envolvidas nesta operação atuam ou, no caso da adquirida, pretendiam atuar, no segmento da produção de energia elétrica, tanto em regime de remuneração garantida com utilização de fonte renovável, como no designado regime de mercado, nos termos da legislação aplicável.

Perante a presença de incertezas e contornos desta operação, a ERSE expressou à AdC a necessidade de suscitar informação adicional e, eventualmente, reequacionar a operação em perímetro diferenciado se se viesse a confirmar o envolvimento de outros ativos de produção.

No âmbito desta operação foi ainda proposto que, uma vez obtida essa informação, na circunstância de esta vir a alterar o desenho da operação, dever-se-ia proceder à reapreciação da operação em causa, bem como adotar medida cautelar compensatória da não concretização do potencial de armazenamento de energia adstrito ao parque eólico de Moncorvo.

3. Operação de concentração que consistiu na aquisição pela EDP Renewables, SGPS, S.A. do controlo exclusivo sobre a Sociedade Produção de Energia Eólica, S.A..

A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade. No âmbito desta operação, a ERSE suscitou um conjunto de reservas, parcialmente idênticas às que se formularam a respeito da operação de concentração EDP Renewables, SGPS, S.A./Morgavel, que deveriam ser acauteladas, quanto ao impacto que a operação poderia vir a ter no poder de mercado da Notificante, quer na geração de eletricidade, quer na estrutura de mercado associada à oferta de serviços de sistema.

4. Operação de concentração que consistiu na aquisição pela Finerge Alfama, S.A. do controlo exclusivo sobre a empresa Corner and Border, S.A..

A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis. A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE, por ser reduzida a capacidade da Notificante para influenciar a gestão operacional dos ativos envolvidos na operação de

concentração e, por essa via, influenciar a formação do preço da eletricidade em mercado grossista.

5. Operação de concentração que consistiu na aquisição pela Acciona Energía Internacional, S.A. do controlo exclusivo sobre a Amper Central Solar, S.A..

A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade, sendo que as sociedades envolvidas nesta operação atuam no segmento da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis. A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE, por se afigurar reduzida a capacidade da Notificante para influenciar a gestão operacional dos ativos envolvidos na operação de concentração e, por essa via, influenciar o preço em mercado grossista.

6. Operação de concentração que consistiu na aquisição, pela Greenvolt Next Portugal Lda. do controlo exclusivo sobre a empresa Ibérica Renovables, S.L..

A operação envolveu uma entidade, a Notificante, com atividade de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis. A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE porquanto é do tipo não horizontal, visto que a Notificante não pretendia exercer o controlo exclusivo de nenhum dos seus concorrentes no mercado em que atua. Acresce que o facto da Adquirida não dominar o mercado em que atua, também contribuiu para a operação não apresentar riscos em termos de barreiras no acesso de concorrentes da Greenvolt à construção de centrais fotovoltaicas.

7. Operação de concentração que consistiu na aquisição, pela Enercapital Energia, Lda. (Enercapital) - Sociedade que integra o Grupo Sousa (GS) -, e por Albert Eberhard (AE) do controlo exclusivo sobre a empresa Atlantic Islands Electricity (Madeira) – Produção, Transporte e Distribuição de Energia, S.A..

A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE, dado que não existe concorrência na atividade de produção de eletricidade na Região Autónoma da Madeira, uma vez que a Empresa de Eletricidade da Madeira, S.A. atua como monopólio na compra aos produtores, e como monopolista na venda aos consumidores finais. Logo, os Notificantes não teriam capacidade para influenciar o normal funcionamento do mercado na região.

8. Operação de concentração que consistiu na aquisição, por parte do Helios – Fundo de Capital de Risco Fechado, gerido pela LYNX Asset Managers – SGOIC, S.A. e pelo Mirova Energy Transition 5

S.L.P, gerido pela Mirova, S.A. do controlo conjunto sobre a empresa Hyperion Energy Investments SGPS, S.A..

A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade, sendo que as sociedades envolvidas nesta operação atuavam no segmento da produção de energia elétrica a partir de fonte renovável. A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE uma vez que não era suscetível de criar entraves significativos à concorrência efetiva no mercado nacional ou numa parte substancial deste.

9. Operação de concentração que consistiu na aquisição por parte da empresa Solar International Lda. do controlo exclusivo de três sociedades: (i) C.S.N.S.P. 451, S.A. (“CSNSP 451”); (ii) C.S.N.S.P. 452, S.A. (“CSNSP 452”); (iii) Cubico Portugal Holdings Spain, S.L. (“Cubico ES”) e, conseqüentemente, da subsidiária desta, a Cubico Portugal Solar Holdings, S.A. e, ainda, da subsidiária desta última, a CEF Energia Ibérica, S.A..

A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade, sendo que as sociedades envolvidas nesta operação atuavam no segmento da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis. A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE visto que não é suscetível de criar entraves significativos à concorrência.

## DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

### **Obrigações declarativas no âmbito da extensão do “Mecanismo de ajuste dos custos de produção para a redução do preço da eletricidade no mercado grossista”**

Os Governos da República Portuguesa e do Reino de Espanha acordaram a criação de um mecanismo de ajustamento dos custos de produção de eletricidade, com repercussão na formação do preço da eletricidade em referenciais de mercado grossista do MIBEL, tendo acordado, também, a sua extensão temporal até ao final de 2023, conforme aprovado pela Comissão Europeia, em sede de Auxílios de Estado<sup>73</sup>.

---

<sup>73</sup> Comunicação da Comissão Europeia 2022/C 253/01, publicada no JOUE de 1 de julho de 2022 (n.º de caso SA.102569)



No ordenamento jurídico português, o citado mecanismo foi inicialmente adotado com a publicação do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, com diploma equivalente no ordenamento jurídico de Espanha. Por sua vez, com as alterações subsequentes efetuadas ao referido diploma, operadas pelo Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março, procedeu-se à sua prorrogação temporal até ao final de 2023.

No âmbito da aplicação desse mesmo mecanismo e da sua prorrogação, é imputado sobre a procura de eletricidade o encargo que resulta do valor do ajuste que é pago aos centros eletroprodutores abrangidos, depois de deduzidos os volumes de energia transacionada, que tenha subjacente contratos de fornecimento de energia elétrica a preços fixos, incluindo contratos de fornecimento de energia elétrica a preços fixos ao abrigo de instrumentos regulatórios e, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março, instrumentos de cobertura contratados pelos consumidores.

Por sua vez, a identificação dos volumes de energia transacionada abrangida por isenção de custeio do encargo atrás mencionado, depende de reporte declarativo por parte dos agentes de mercado que atuam no MIBEL. O quadro legal mencionado remete a definição das obrigações declarativas, neste contexto, para regulamentação a aprovar pela ERSE.

Para concretização das regras, que estabelecem as obrigações declarativas de instrumentos de contratação de preço fixo previstos nos termos do artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, a ERSE aprovou a 11 de abril, a Diretiva n.º 10/2023, em linha com a Diretiva n.º 11/2022, de 14 de maio.

### **Operacionalização regulamentar do Mecanismo Excepcional de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito da Gestão Global do SEN – revisão**

Para efeitos de estabelecimento dos procedimentos de liquidação do mecanismo excepcional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do MIBEL que viriam a ser operacionalizados pelo GGS, foi aprovada a Diretiva n.º 13-A/2022, de 21 de junho, que aditou o Procedimento n.º 21-A ao MPGGS.

No seguimento dessa publicação, alguns agentes de mercado abrangidos pelo mecanismo excepcional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do MIBEL suscitaram dúvidas quanto à repercussão e à distribuição dos encargos no âmbito da participação no mercado de serviços de sistema, justificando a necessidade do GGS propor à ERSE uma alteração ao Procedimento n.º 21-A do MPGGS.

Para tal, a REN submeteu à ERSE uma proposta de alteração ao referido Procedimento, relativo à implementação do Mecanismo Excepcional de ajuste dos custos de produção de energia elétrica, previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio.

A partir da proposta apresentada pelo GGS, a ERSE alterou e sistematizou determinados detalhes procedimentais ao nível do enquadramento regulatório e do referido diploma, colocando a proposta em consulta a interessados e em consequência, tendo em consideração as respostas das partes interessadas, foi alterado o Procedimento n.º 21-A do MPGGS, por via da publicação da Diretiva n.º 8/2023, a 22 de março.

### **Manual de Procedimentos da Entidade Emissora de Garantias de Origem**

O Manual de Procedimentos da Entidade Emissora de Garantias de Origem (MP EEGO) estabelece as competências da EEGO na implementação e gestão de um sistema de Garantias de Origem (GO) de energia, incluindo eletricidade, energia para aquecimento e arrefecimento produzidas a partir de fontes de energia renováveis e gases de origem renovável e de baixo teor de carbono.

O contexto legislativo que enquadra o Manual de Procedimentos atualmente vigente foi, desde a sua aprovação e publicação, registando alterações significativas ao nível, designadamente, da extensão da atividade da EEGO à emissão de GO para a produção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono.

Adicionalmente, a experiência da operacionalização da atividade da EEGO, aliada à necessidade de integração com as regras de rotulagem de energia elétrica publicadas pela ERSE e com os sistemas da *Association of Issuing Bodies* (AIB), e às alterações legais, regulamentares e normativas, que ocorreram posteriormente à sua elaboração, justificaram a revisão e publicação de um novo MP EEGO, através da Diretiva n.º 17/2023, de 31 de agosto.

A estrutura do novo MP EEGO assenta numa estrutura de procedimentos autónomos, que inclui normas relativas à emissão de garantias de origem para gases renováveis e de baixo teor de carbono, um dos pilares justificativos da revisão, bem como normas específicas para sistematização do reporte de informação ao mercado e à ERSE, por parte da EEGO, com base num quadro de auditabilidade da própria EEGO.

### 3.2.2 MERCADO RETALHISTA

O ano de 2023 foi marcado por uma redução significativa nos preços da eletricidade nos mercados grossistas, face ao ano de 2022, apesar da elevada volatilidade que se verificou. Este alívio nos preços grossistas contribuiu para o reforço da penetração do mercado 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 de eletricidade sobre as ofertas disponíveis, continuam a permitir a entrada de novos comercializadores no mercado livre. Por outro lado, a maior estabilidade nos mercados retalhistas de eletricidade, em 2023 face a 2022, permitiu um aumento do número de comercializadores no mercado livre.

Deste modo, no final de 2023, encontravam-se a abastecer clientes em mercado 34 comercializadores, dos quais 32 a fornecer clientes em BTN, o que representa um aumento de 3 comercializadores face a 2022.

A penetração no mercado liberalizado, quer em número de clientes, quer em consumo, subiu ou manteve-se, face a 2022, em todos os segmentos de clientes. O segmento com menor penetração, o dos clientes ligados em BTN, passou a ter uma penetração de 86%, face aos 85% verificados no final de 2022. A intensidade de mudança de comercializador subiu, face ao ano anterior, com uma taxa de mudança de cerca de 17%, em número de clientes, 1 ponto percentual acima, face ao ano anterior, e de quase 25%, em consumo, ou seja, mais dois pontos do que em 2022.

#### 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**

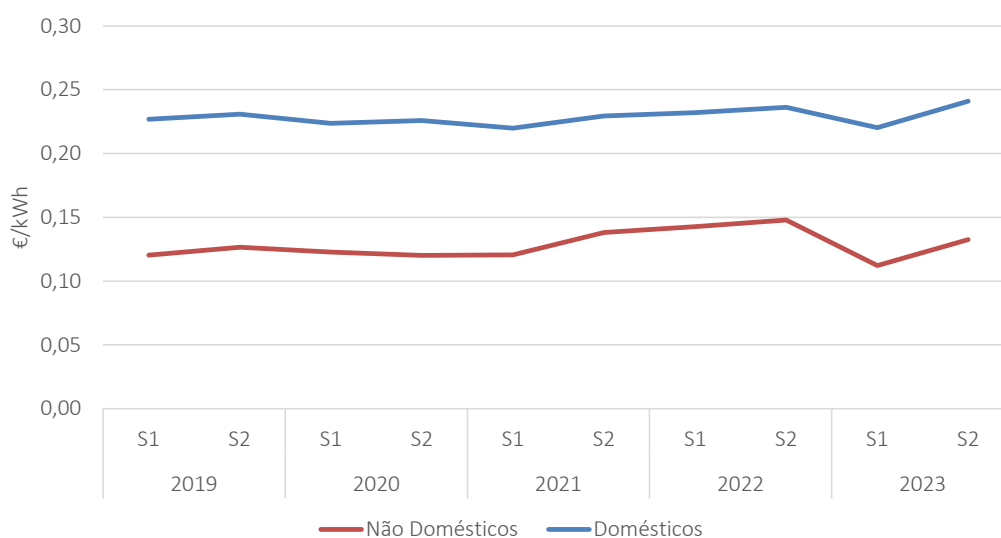
No âmbito das competências da ERSE relativas à monitorização do mercado de energia elétrica e à informação aos consumidores e aos restantes agentes sobre os preços praticados, a ERSE recebe dos comercializadores informação sobre os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista de

eletricidade, assim como informação atualizada sobre os preços de referência que estes praticam ou preveem praticar para os fornecimentos de eletricidade em BT <sup>74</sup>.

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 3-39 destaca a evolução dos preços médios da eletricidade, tanto para os consumidores domésticos, como não domésticos. O preço da energia elétrica depende de uma série de diferentes condições de oferta e procura, do cabaz energético nacional, da diversificação das importações, dos custos das redes, 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.

**Figura 3-39 – Evolução dos preços médios da eletricidade para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA)**



Fonte: Eurostat, ERSE

<sup>74</sup> Nos termos do [Despacho n.º 18637/2010](#), de 15 de dezembro. Em setembro de 2023, a ERSE iniciou a revisão deste Despacho, através da Consulta de interessados n.º 7/2023, que finalizou em 2024.

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 <sup>75</sup>, 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 <sup>76</sup>.

Da análise realizada às ofertas comerciais de eletricidade disponibilizadas pelos comercializadores, verificou-se que, no último trimestre de 2023, para o consumidor representativo do universo dos clientes domésticos <sup>77</sup>, existiam 21 comercializadores em mercado, com 239 ofertas (exclusivamente) de eletricidade e 150 ofertas integradas de eletricidade e gás natural (duais), totalizando 389 ofertas comerciais, verificando-se um acréscimo de comercializadores (+3) e um aumento do número de ofertas face ao último trimestre de 2022 (+113).

No quarto trimestre de 2023, a oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal tinha o valor de 69,91 euros/mês, o que correspondia a um desconto de 24% e uma poupança mensal de 22,52 euros em relação à Tarifa Regulada. Para as ofertas comerciais duais (eletricidade e gás natural), a oferta comercial mais competitiva apresentava o valor de 114,16 euros/mês.

Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais de eletricidade, verifica-se, na Figura 3-40, que o diferencial entre a melhor oferta e a Tarifa Regulada teve um aumento muito significativo do 1.º para o 2.º trimestre de 2023. No entanto, nos 3.º e 4.º trimestres de 2023, observou-se uma diminuição significativa deste diferencial. No 4.º trimestre de 2023, a diferença entre a melhor oferta e a oferta do Mercado

---

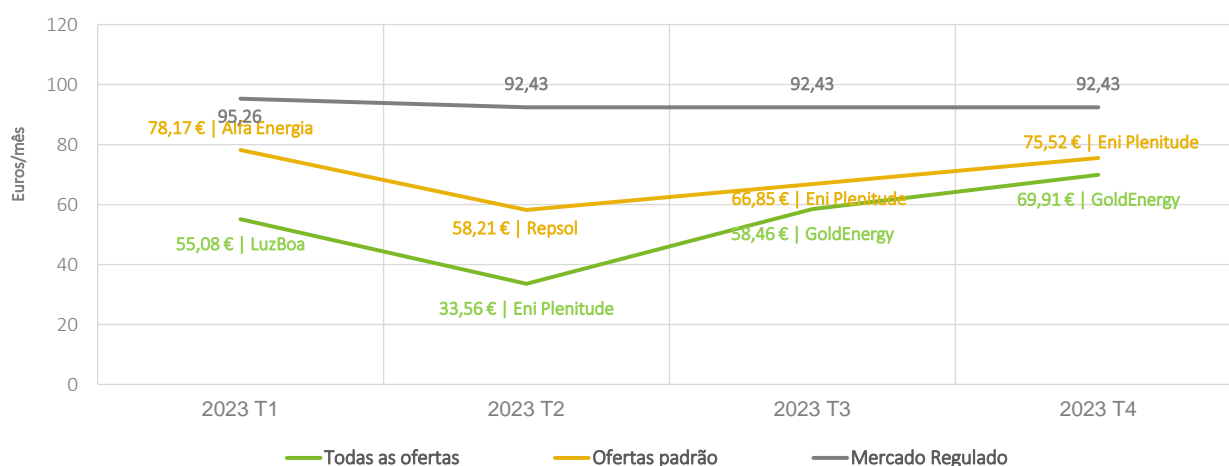
<sup>75</sup> Em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

<sup>76</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Ofertas+Comerciais&setor=Eletricidade&ano=&descricao=>.

<sup>77</sup> 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.

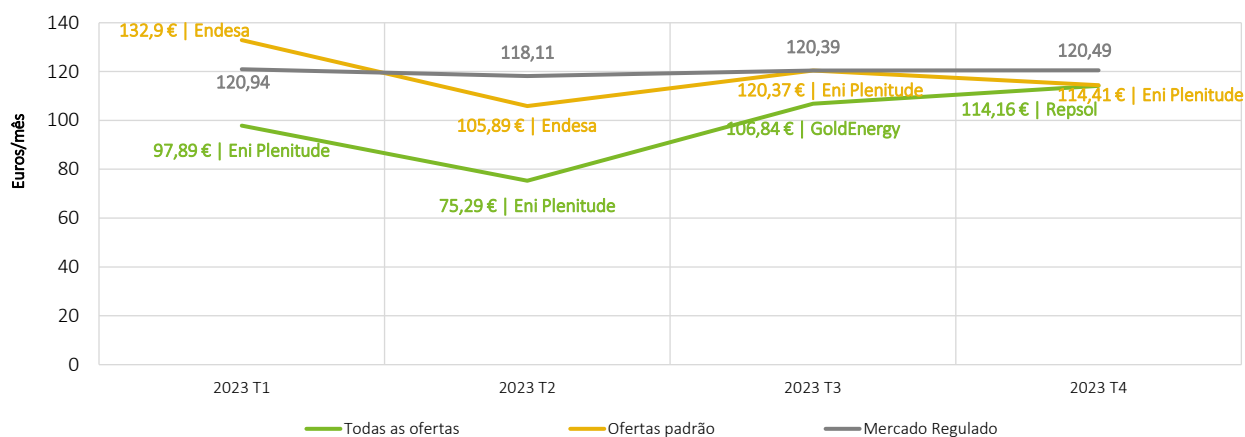
Regulado correspondeu a 22,52 euros/mês, para os consumidores tipo 2, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais. Ao longo do ano de 2023 verificou-se que a oferta padrão de valor mínimo foi sempre mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado, para os consumidores tipo 2.

**Figura 3-40 – Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva para o consumidor tipo 2 em 2023**



No que respeita às ofertas duais, verifica-se na Figura 3-41, que no 1.º trimestre de 2023, a oferta padrão de valor mínimo foi superior à tarifa do Mercado Regulado, para os consumidores tipo 2. A partir do 2.º trimestre de 2023, a oferta padrão apresentou um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada, para os consumidores tipo 2.

Figura 3-41 – Faturação mensal da oferta dual mais competitiva para o consumidor tipo 2 em 2023



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 (TOS) 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 <sup>78</sup>;

<sup>78</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

- Simulador de potência contratada <sup>79</sup>;
- Simulador de rotulagem de eletricidade <sup>80</sup>.

Desde agosto de 2022, que a ERSE disponibiliza uma lista interativa dos “Preços das Ofertas Comerciais de energia em mercado” <sup>81</sup>, a qual permite identificar a melhor oferta no mercado e acompanhar a constante alteração de preços e das condições das ofertas de eletricidade e gás natural.

Esta ferramenta permite aceder a todos os preços das ofertas comerciais, complementando a informação disponibilizada através do simulador de preços da ERSE, sem a necessidade de realizar uma simulação. Adicionalmente, a ERSE procedeu às atualizações do simulador de comparação de preços, decorrentes da alteração da Lei n.º 19/2022, de 21 de outubro <sup>82</sup>, que determina a redução do IVA no fornecimento de eletricidade, com duração prorrogada até 31 de dezembro de 2024 <sup>83</sup>.

Em linha com uma maior consciência crítica dos consumidores em termos de sustentabilidade ambiental, a ERSE disponibiliza no seu site o simulador de rotulagem de energia elétrica que permite auxiliar os consumidores no processo de contratação de fornecimento de energia com base na informação sobre as fontes de energia utilizadas na produção de eletricidade consumida, bem como os respetivos impactos ambientais associados. Adicionalmente, permite ordenar as ofertas comerciais pelas suas emissões totais associadas ao consumo faturado, de modo a que o consumidor possa verificar quais as ofertas menos impactantes em termos de emissão de CO<sub>2</sub>.

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 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.

---

<sup>79</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/potencia-contratada/>.

<sup>80</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/rotulagem/>.

<sup>81</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/lista-de-precos-de-ofertas-comerciais/>.

<sup>82</sup> Nos termos da Lei n.º 19/2022, de 21 de outubro, desde 1 de outubro de 2022, a taxa de IVA reduzida (6%) é aplicável à parte variável da fatura de eletricidade aos primeiros 100 kWh ou 150 kWh (para famílias com 5 ou mais elementos), para o período de 30 dias, para potências contratadas até 6,90 kVA.

<sup>83</sup> Nos termos do artigo 285.º da Lei n.º 82/2023, de 29 de dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2024.



Além do simulador e da lista dos “Preços das Ofertas Comerciais de energia em mercado”, a ERSE disponibiliza no seu site, em formato aberto e atualizado, 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 mantém igualmente disponível uma calculadora da tarifa social <sup>84</sup>. É um instrumento que permite aos beneficiários da tarifa social entender e verificar os descontos da tarifa social nas faturas de eletricidade. A 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, em 2015 a ERSE estabeleceu<sup>85</sup> 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 retalhista de eletricidade.

No âmbito do exercício do regime equiparado <sup>86</sup>, os comercializadores devem 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 <sup>87</sup> 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 <sup>88</sup>.

---

<sup>84</sup> Disponível desde 2017, em [https://www.erse.pt/media/1jshsbih/desconto-tarifa-social-t1\\_2024-g%C3%A1s.xlsx](https://www.erse.pt/media/1jshsbih/desconto-tarifa-social-t1_2024-g%C3%A1s.xlsx).

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

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

<sup>87</sup> Aplicável a pessoas singulares ou coletivas que comprem energia elétrica para consumo próprio, com potência contratada até 41,4 kVA.

<sup>88</sup> O conteúdo mínimo e a forma de prestação de informação aos consumidores, relativamente ao exercício do regime equiparado, foi aprovado pela ERSE através da [Diretiva n.º 1/2018](#), de 3 de janeiro.

Em termos regulamentares, mantém-se a obrigação dos comercializadores com mais de cinco mil clientes<sup>89</sup> divulgarem publicamente<sup>90</sup> 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 oito 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.

Com a revisão do RRC, passou a ser obrigatório os comercializadores com mais de 50 mil clientes disponibilizarem tarifários indexados, enquanto os comercializadores com mais de 200 mil clientes passam a estar obrigados a disponibilizarem tarifários dinâmicos<sup>91</sup>.

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 CIEG<sup>92</sup> e à rotulagem de energia elétrica<sup>93</sup>.

Ainda no que respeita à fatura de eletricidade, os comercializadores de energia elétrica continuam a ser obrigados<sup>94</sup> 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 RRC, do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados<sup>95</sup> e do RSRI<sup>96</sup>, no que respeita às instalações em BT. 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.

---

<sup>89</sup> Nos termos do artigo 378.º, n.º 3, 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”.

<sup>90</sup> Através dos meios de comunicação que disponibilizam, nomeadamente nas páginas na internet.

<sup>91</sup> Nos termos do n.º 2 e do n.º 3 do artigo 15.º do RRC.

<sup>92</sup> Nos termos dos artigos 51.º e 7.º do anexo I do RRC.

<sup>93</sup> Nos termos do artigo 57.º do RRC.

<sup>94</sup> [Diretiva n.º 14/2016](#), de 26 de julho, através da qual a ERSE aprovou obrigações adicionais aplicáveis aos comercializadores de energia elétrica.

<sup>95</sup> [Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro](#).

<sup>96</sup> Aprovado pelo [Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho](#).

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê que, até ao final de 2024, todos os clientes em Portugal continental tenham contadores inteligentes nas suas instalações. Neste contexto, o RRC determinou, também, o fim do recurso às estimativas, para os clientes integrados em redes inteligentes uma vez que, nestas instalações, há lugar à recolha diária (remota) da leitura e dos registos quarto-horários.

O Governo aprovou o cronograma de instalação dos contadores inteligentes e a sua integração nas infraestruturas das redes inteligentes pelo Despacho n.º 14064/2022<sup>97</sup>, de 6 de dezembro, para os operadores de rede de distribuição em Portugal continental, após proposta da ERSE.

Os principais serviços das redes inteligentes incluem, nomeadamente, 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, celebração e rescisão contratual).

Nas instalações ligadas em BTN sem contador inteligente ou não integradas em rede inteligente, a recolha da leitura deve ser realizada localmente, em 92% dos casos, com intervalos não superiores a 96 dias<sup>98</sup>. 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<sup>99</sup>. 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 e da instabilidade que se tem verificado desde o último trimestre de 2021. O processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, passou a abranger todos os clientes, incluindo os clientes residenciais, tem contribuído, apesar das sucessivas prolações, para alertar para a necessidade de os clientes optarem por um comercializador em regime de mercado liberalizado.

---

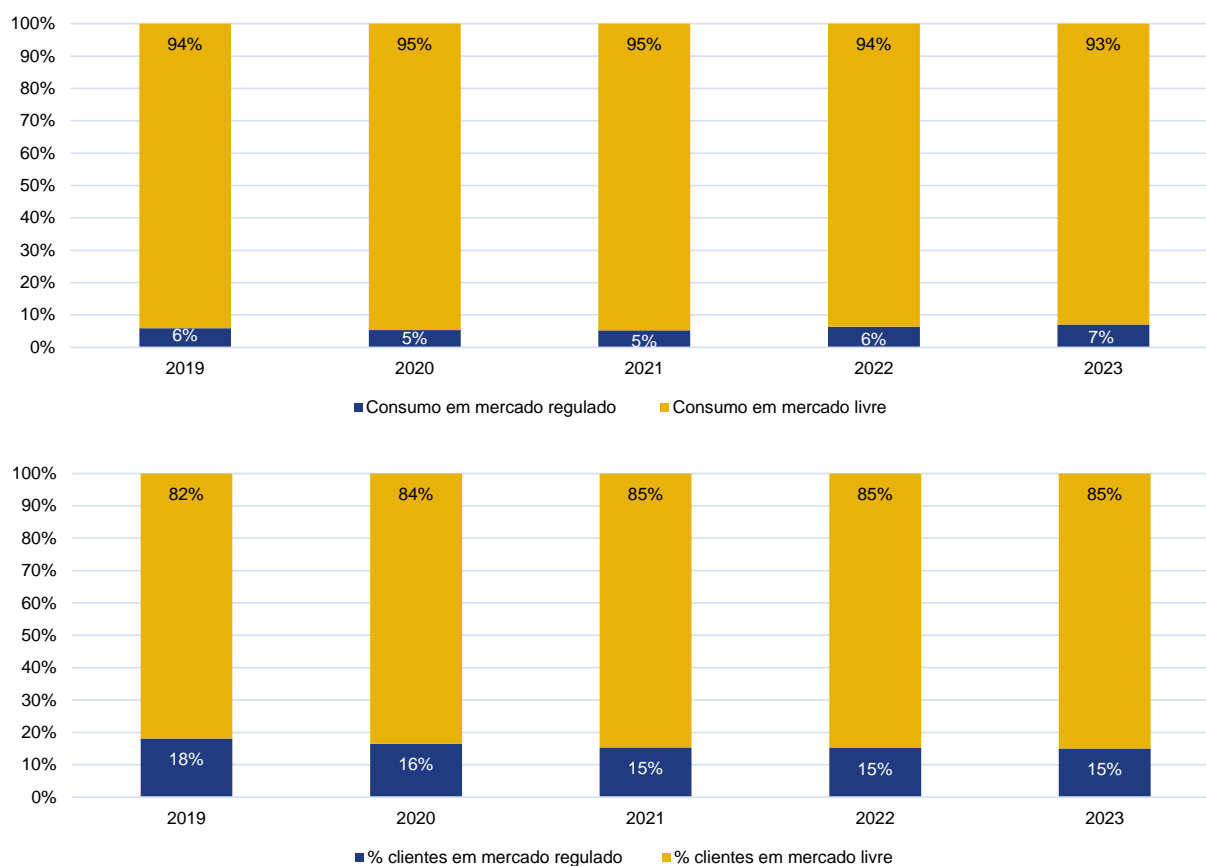
<sup>97</sup> Disponível em <https://dre.pt/dre/detalhe/despacho/14064-2022-204338646>.

<sup>98</sup> Nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço, artigo 86.º, a obrigação de leitura dos equipamentos de medição, é realizada através de um indicador geral, calculado através do quociente entre o número de leituras locais com intervalo face à leitura local anterior inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras locais. O padrão definido para este indicador é de 92%.

<sup>99</sup> Nos termos do artigo 35.º do [Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural](#).

A evolução do consumo e do número de clientes no mercado liberalizado e no mercado regulado em Portugal continental, entre 2019 e 2023, pode ser observada na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**

**Figura 3-42 – Repartição do consumo e do número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2019 a 2023**



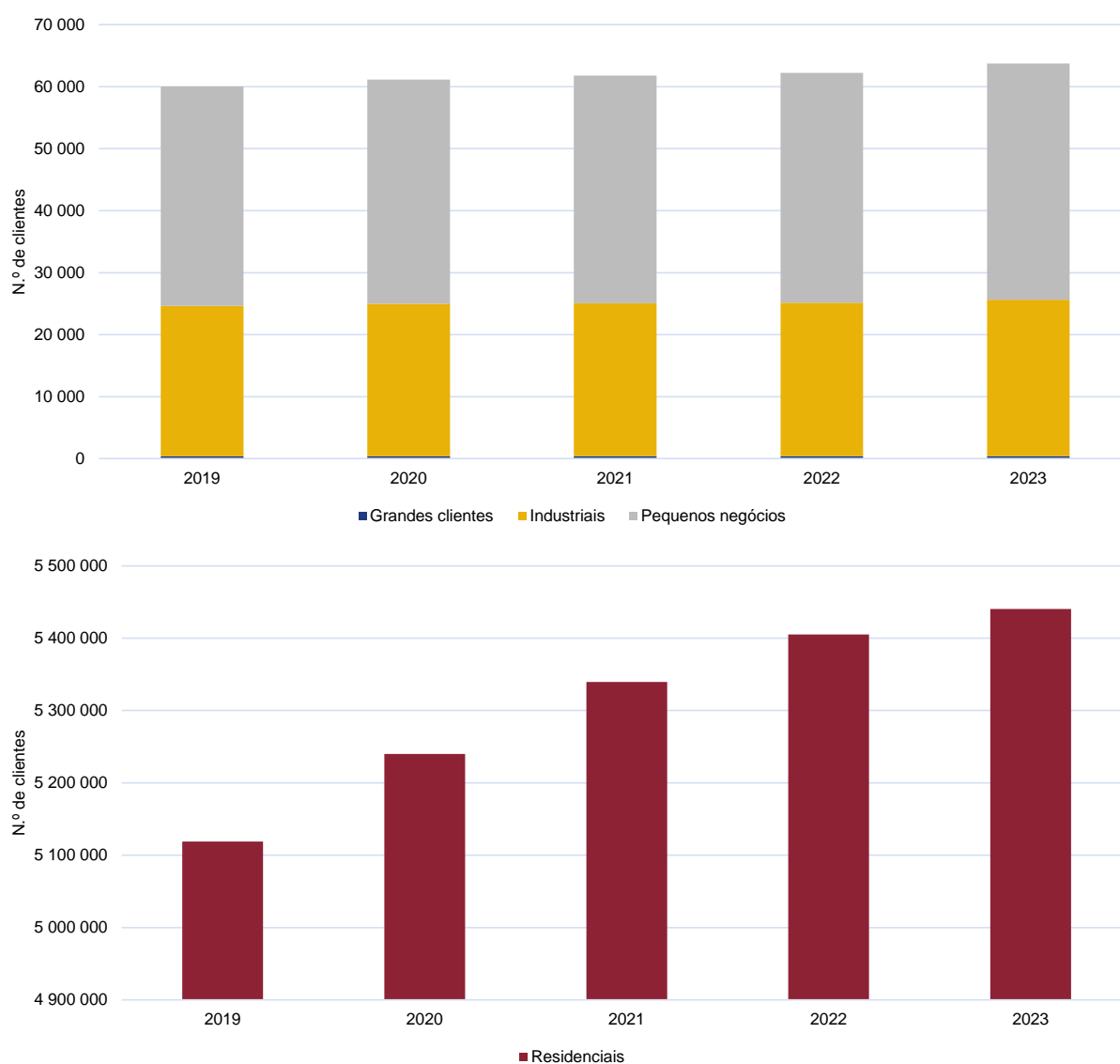
Fonte: dados OLMC

O processo de extinção de tarifas reguladas impulsionou, numa primeira fase, o aumento da dimensão do mercado liberalizado. Contudo, e apesar da conjuntura adversa vivida em 2023, o mercado liberalizado manteve a consolidação adquirida nos anos anteriores. No final de 2023, o consumo em mercado liberalizado representava cerca de 93% do consumo total.

Na Figura 3-43 é possível observar que o número de clientes no mercado liberalizado subiu, em todos os segmentos, face a 2022.

Em 2023, continua a verificar-se um crescimento de entre 1% e 3% no mercado livre para os três dos segmentos não residenciais – grandes clientes (MAT<sup>100</sup> e AT), industriais (MT) e pequenos negócios (BTE).

Figura 3-43 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2019 a 2023



Fonte: dados OLMC

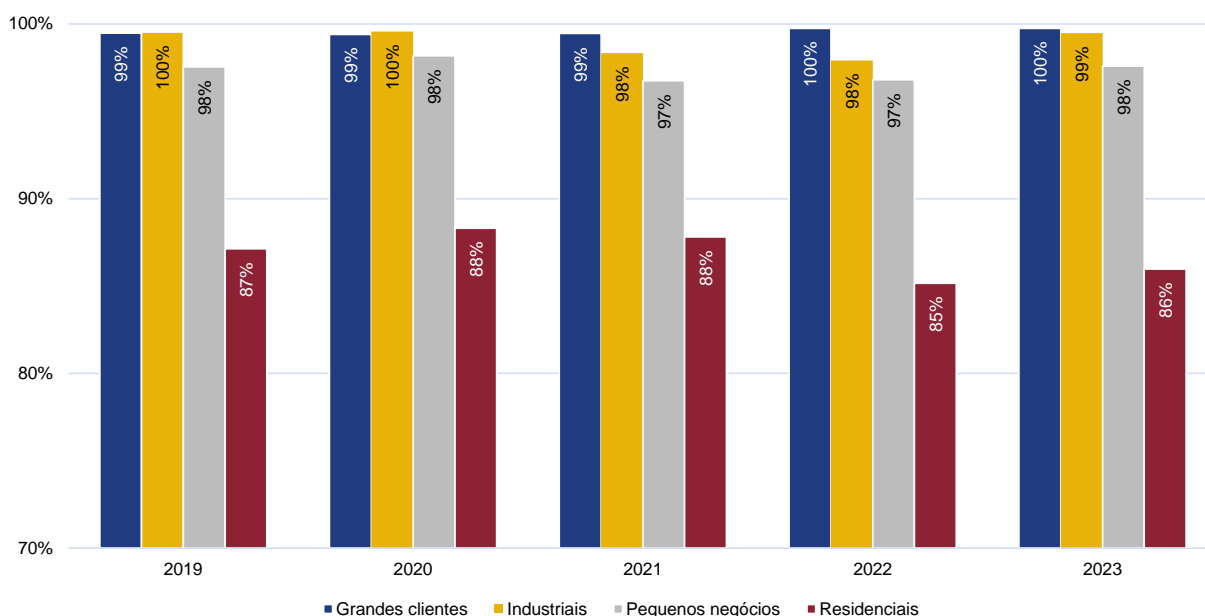
<sup>100</sup> Todos os clientes em MAT já se encontram em mercado livre desde julho de 2013.

A penetração do mercado liberalizado em cada segmento de clientes, em consumo, é apresentada na Figura 3-44. Em 2023, a quase totalidade do consumo de grandes clientes, de clientes industriais e de pequenos negócios foi assegurada por comercializadores em mercado.

No que se refere ao número de clientes residenciais, apesar de este ser o segmento de clientes que continua a apresentar uma menor penetração no mercado liberalizado, o grau de penetração subiu 1 p.p. em 2023 face a 2022, registando cerca de 86% dos clientes deste segmento no mercado livre.

Em 2023, registou-se um ligeiro aumento da penetração no mercado liberalizado dos clientes industriais, dos pequenos negócios e dos clientes residenciais.

Figura 3-44 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2019 a 2023



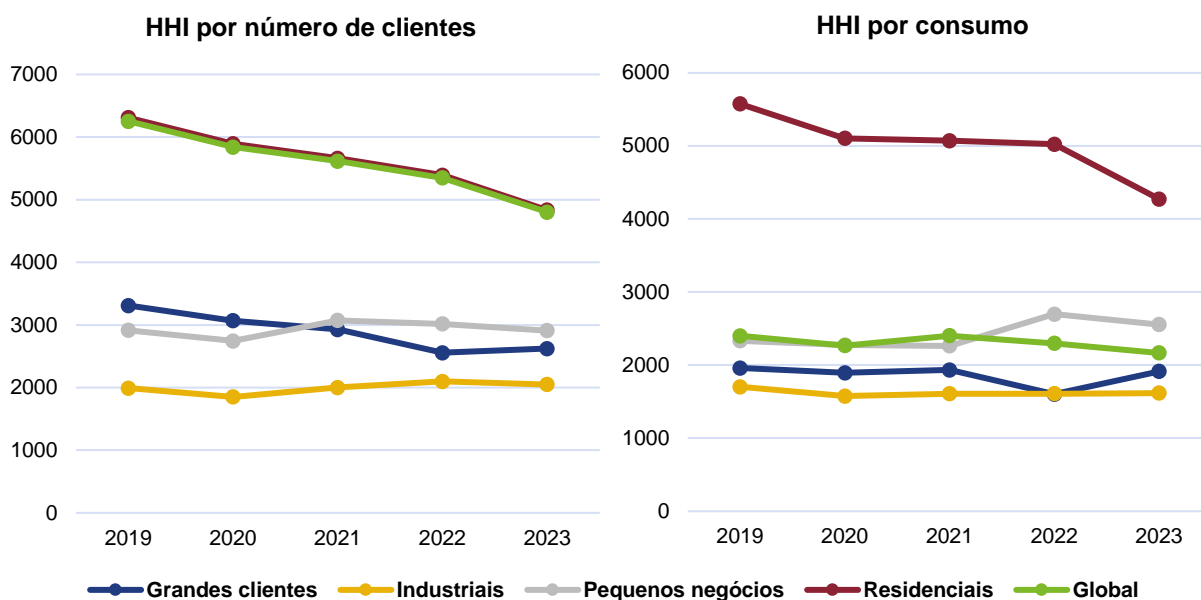
Fonte: dados OLMC

No mercado liberalizado, uma análise por segmentos permite verificar que, em 2023, os segmentos de grandes clientes e de clientes industriais são os mais disputados, quer em número de clientes, quer em consumo, apresentando os menores níveis de HHI, abaixo de 2 000 nestes segmentos. O segmento de clientes residenciais é aquele em que se observa uma maior concentração de mercado.

Apesar da tendência de crescimento do mercado liberalizado, a concentração global mantém-se elevada em 2023, essencialmente devido à concentração no segmento residencial. Contudo, é observável, desde

2019, uma tendência decrescente do HHI, sobretudo em termos de número de clientes, conforme apresentado na Figura 3-45.

Figura 3-45 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2019 a 2023 (HHI)

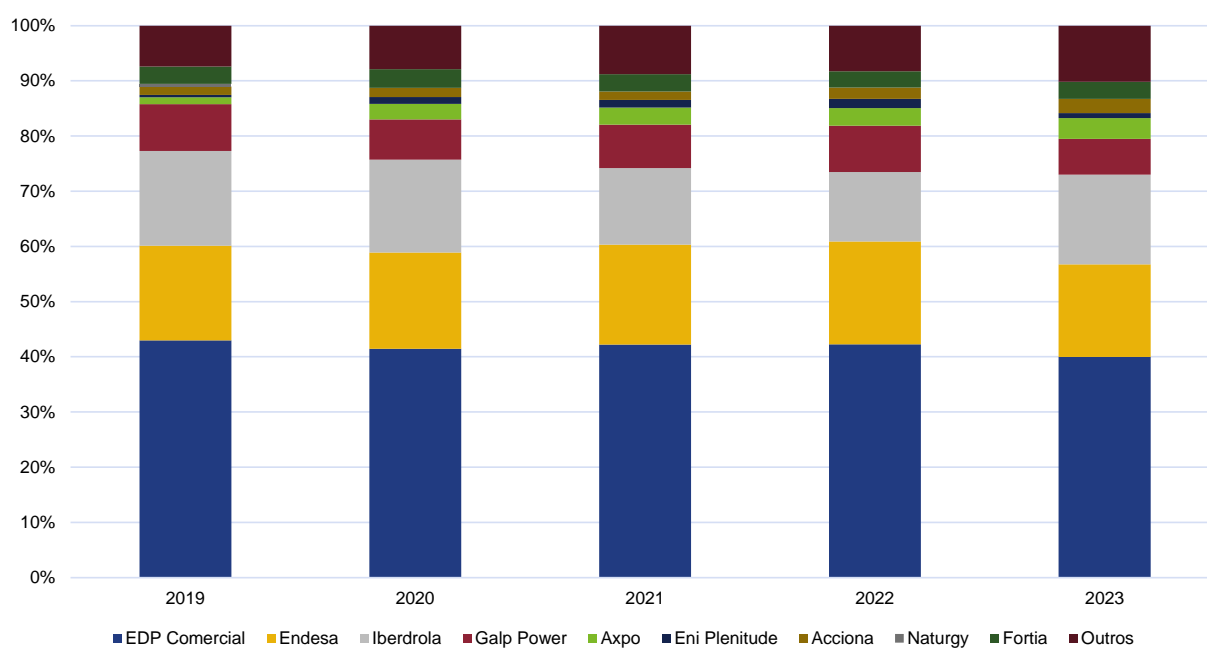


Fonte: dados OLMC

A aposta de cada comercializador em termos do seu foco comercial traduz-se na evolução das quotas de mercado, em consumo e em número de clientes, por segmento. 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 a concentração do mercado. Este comercializador representou, em 2023, cerca de 40% (consumo) dos fornecimentos de eletricidade em mercado no último ano, conforme se pode ver pela Figura 3-46.

Ainda assim, é de referir que o comercializador dominante, a EDP Comercial, registou a perda de 5 p.p. da sua quota de mercado relativamente a 2019.

Figura 3-46 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2019 a 2023

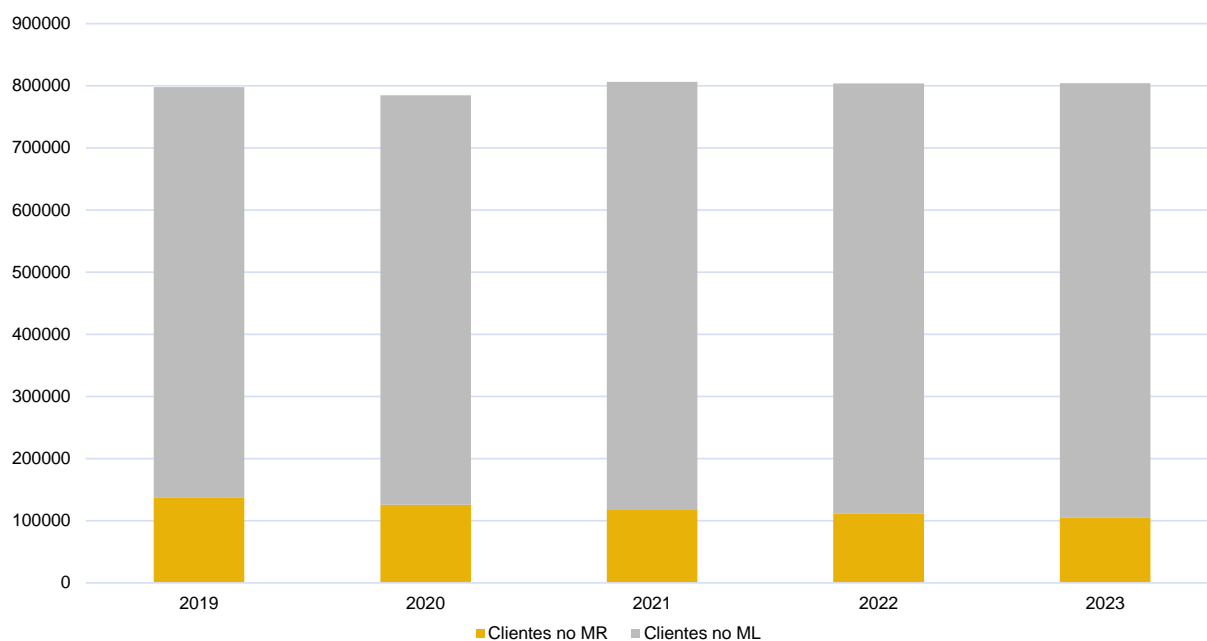


Fonte: dados OLMC

No final de 2023 existiam 804 309 consumidores de eletricidade abrangidos pela tarifa social, 105 243 no mercado regulado e 699 066 no mercado liberalizado. No global, 13,1% dos consumidores de eletricidade em Portugal continental têm tarifa social, valor que em 2014, antes da atribuição automática, era inferior a 50.000. A evolução recente do número de clientes abrangidos pela tarifa social pode ser observada na Figura 3-47.



Figura 3-47 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor elétrico, 2019 a 2023

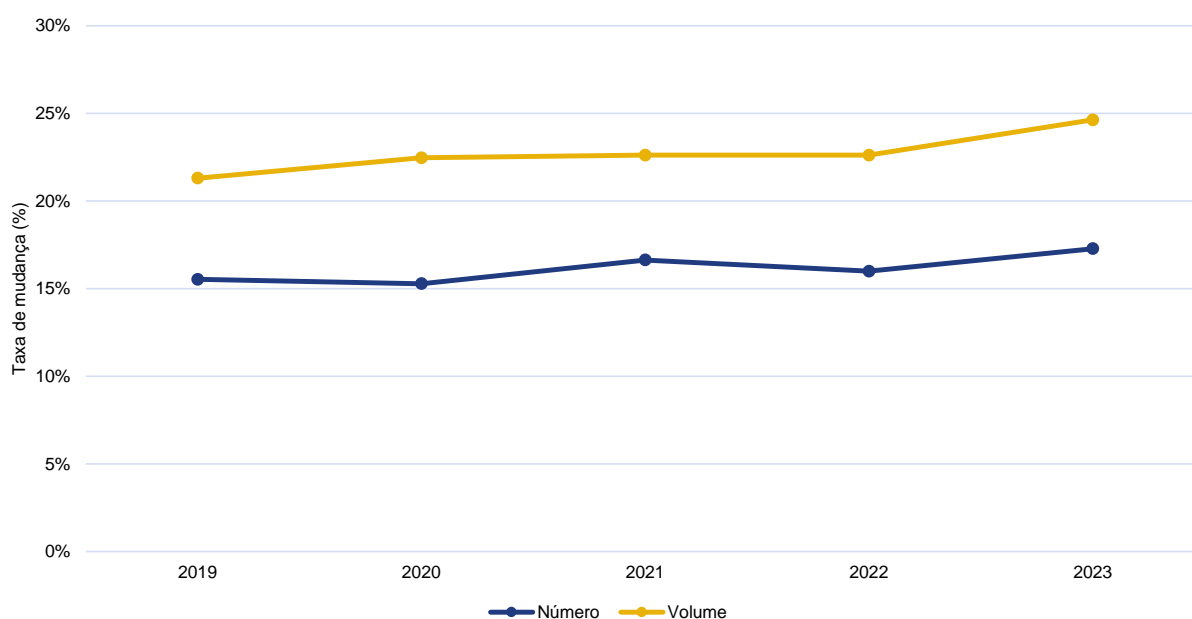


Fonte: dados dos comercializadores

As taxas de mudança de comercializador <sup>101</sup> continuaram, em 2023, a ter um valor significativo, com cerca de 17% dos consumidores de eletricidade mudaram de fornecedor (*vide* Figura 3-48); observando-se desde de 2019 um crescimento consistente, quer em termos de número de clientes, quer em termos de consumo.

<sup>101</sup> 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 2023 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 2023 a dividir pelo consumo anual médio em Portugal continental durante esse ano.

Figura 3-48 – Mudança de comercializador, 2019 a 2023



Fonte: dados OLMC

A ERSE disponibiliza no seu site uma análise evolutiva do mercado retalhista <sup>102</sup>, em forma de relatório mensal, onde são evidenciadas 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 2023, 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, no âmbito do mercado livre.

No que respeita ao mercado regulado, a ERSE procedeu à aprovação das tarifas e preços para a energia elétrica, através da [Diretiva n.º 3/2023](#), de 11 de janeiro. Posteriormente, através da [Diretiva n.º 9/2023](#),

<sup>102</sup>Disponível em: <https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Mercado+Liberalizado+-+Eletricidade&setor=&ano=&descricao=>

de 3 de abril, procedeu-se à primeira atualização da tarifa de Energia aplicável pelo CUR. Esta atualização foi justificada devido à elevada volatilidade dos preços de energia ocorrida no MIBEL, com impacto no custo de aprovisionamento do CUR para o conjunto do ano de 2023, e traduziu-se na atualização da tarifa de Energia, em -5 EUR/MWh, com efeitos a partir de 1 de abril de 2023.

Em julho de 2023, foi publicada a [Diretiva n.º 14/2023](#), de 26 de julho <sup>103</sup>, que aprova, ao abrigo do artigo 217.º do RT, a fixação excecional de tarifas e preços de energia elétrica, com efeitos desde 1 de julho de 2023, impactando nos preços das tarifas de Acesso às Redes.

A fixação excecional da tarifa de Energia e da tarifa de Uso Global do Sistema e das restantes tarifas que incorporam estas duas tarifas resultou da forte redução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas nos primeiros meses de 2023, não totalmente previsto nos proveitos a recuperar pelas tarifas em vigor. A fixação excecional das tarifas para o período de julho a dezembro de 2023 foi fundamental para assegurar estabilidade tarifária face ao contexto de volatilidade e incerteza na evolução dos preços nos mercados grossistas de eletricidade e de gás natural. A redução dos preços nos mercados grossistas de eletricidade teve um forte impacto nos proveitos permitidos de algumas atividades reguladas e provocou desvios significativos relativamente aos valores em vigor à data.

De referir que o mecanismo de atualização da tarifa de Energia, previsto no artigo 156.º do RT, prevê que, no caso de desvios superiores ou iguais a 10 EUR/MWh na previsão do preço médio do CUR, para o conjunto do ano às quais se referem as tarifas, deve ocorrer a atualização em 5 EUR/MWh no mesmo sentido.

Importa sublinhar que se manteve vigente o regime transitório de tarifas reguladas de venda de eletricidade para clientes finais em BTN, tendo cessado, a 31 de dezembro de 2022, as tarifas transitórias para BTE <sup>104</sup>.

Nas situações de atuação do CUR para assegurar fornecimentos em regime supletivo, designadamente, em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado liberalizado e

---

<sup>103</sup> Esta decisão revoga parcialmente a Diretiva n.º 3/2023, de 11 de janeiro, e revoga a Diretiva n.º 9/2023, de 3 de abril.

<sup>104</sup> Em 2023, nos termos previstos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, as tarifas transitórias apenas se aplicam aos fornecimentos em BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE.

em situações cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercialização, são aplicáveis as tarifas supletivas, nos termos do artigo 32.º do RT.

#### **MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA**

No quadro da implementação do mecanismo de ajustamento dos custos de produção de eletricidade, com repercussão na formação do preço da eletricidade em referenciais de mercado grossista do MIBEL, foi decidido pelos Governos de Portugal e de Espanha, com a aprovação da Comissão Europeia<sup>105</sup>, em sede de Auxílios de Estado, a sua prorrogação até ao final do ano de 2023<sup>106</sup>. Neste sentido, a ERSE aprovou, com este propósito, a Diretiva n.º 10/2023, de 11 de abril, que operacionalizou o reporte de isenções ao custo do mecanismo para o período da sua extensão. Esta atuação regulamentar da ERSE, além de completar o quadro legal e regulamentar necessário, procurou assegurar condições de absoluta igualdade de tratamento e de transparência nos custos e benefícios do citado mecanismo. Por sua vez, a defesa de tais condições de equidade e transparência são essenciais à defesa de um quadro de concorrência efetivo no setor elétrico nacional e ibérico, procurando minimizar as eventuais distorções concorrenciais, que uma intervenção administrativa pode comportar.

Ainda a respeito do mecanismo de ajustamento dos custos de produção de eletricidade (que foi previamente reportado à Comissão Europeia no quadro da avaliação de auxílios de Estado, na área da energia), a ERSE assegurou em 2023 o apoio requerido pelo Governo de Portugal no apuramento do valor da medida reportada, para garantia de que a mesma se conforma com a decisão proferida pela Comissão Europeia, em sede de efeitos de auxílios de Estado.

No contexto do desenvolvimento regulamentar, a ERSE aprovou a Diretiva n.º 18/2023, de 22 de dezembro, que implementou o mercado de Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação Manual ("BmFRR"). A BmFRR é um serviço prestado ao SEN para garantia da regularidade e continuidade de fornecimento de eletricidade a todos os clientes do SEN, sendo que o serviço é mobilizado através de regras de mercado, aprovadas em regulamentação da ERSE (MPGGS), de modo a que o seu custo global seja o menor possível para o SEN e para os seus clientes. As regras aprovadas na Diretiva n.º 18/2023, de 22 de dezembro, acentuaram o princípio da neutralidade tecnológica na prestação do

---

<sup>105</sup> Comunicação da Comissão Europeia 2023/C 203/14, publicada no JOUE de 9 de junho de 2023 (n.º de caso SA.106096)

<sup>106</sup> Conforme disposto no Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março.

serviço e, como tal, o alargamento das condições de concorrência na sua prestação pelas entidades adjudicadas, incluindo do lado da procura.

#### **REGIME TRANSITÓRIO DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO CUR**

Desde 1 de janeiro de 2013<sup>107</sup> que as tarifas de venda a clientes finais em BTN, publicadas pela ERSE para Portugal continental<sup>108</sup>, passaram a ter um carácter transitório<sup>109</sup>. Em 2023, as tarifas transitórias aplicaram-se exclusivamente aos fornecimentos do CUR em BTN<sup>110</sup>, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, AT MT e BTE, dado já não existirem fornecimentos deste comercializador nestes níveis de tensão e fornecimento.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais, que vigoraram a partir de 1 de janeiro de 2023, foram determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes, da tarifa transitória de energia e da tarifa de comercialização regulada, tendo as mesmas sido aprovadas pela ERSE.<sup>111</sup>

#### **DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES**

##### **REVISÃO DO REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS DOS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS**

Em 28 de março de 2023, ERSE promoveu o lançamento da Consulta Pública n.º 113, a qual incluiu a proposta de revisão do RRC, e que visou a incorporação das alterações à organização e funcionamento do SEN, preconizadas pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, bem como a alteração de outros aspetos considerados necessários, e ainda a reorganização interna do próprio regulamento.

Para fazer face aos ambiciosos desafios colocados ao sistema elétrico, que irão nortear a política energética de Portugal nos próximos anos, a ERSE avançou com o referido processo de revisão regulamentar,

---

<sup>107</sup> Nos termos do [Decreto-Lei n.º 75/2012](#), de 26 de março.

<sup>108</sup> 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.

<sup>109</sup> 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.

<sup>110</sup> Em 2023, nos termos previstos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro,.

<sup>111</sup> Diretiva n.º 3/2023, de 11 de janeiro, com as alterações decorrentes da Diretiva n.º 9/2023 e da Diretiva n.º 14/2023, disponível em <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/>.

assumindo como mote uma regulamentação de fácil compreensão e implementação, cuja competente proposta de revisão regulamentar incorporou um conjunto de alterações atinentes aos seguintes temas principais: fornecimento supletivo de energia; extinção de tarifas transitórias; modalidades de contratação e de agregação; agregação de último recurso; aspetos do relacionamento comercial com clientes; intermediação na comercialização; relacionamento comercial do operador logístico da mudança de comercializador e agregador (OLMCA); alteração unilateral do contrato pelo comercializador; medição, leitura e disponibilização de dados; ligações às redes; obrigação de disponibilização dos preços de referência em BT e preços de serviços regulados.

Adicionalmente, e por via dos comentários recebidos em sede de consulta pública, foi aportado ao procedimento um segundo conjunto de temas que, depois de devidamente compulsados, foram considerados relevantes, nomeadamente: clarificação do regime da caução; acertos e periodicidade de faturação; interrupções por facto imputável ao cliente; medição a tensão diferente da tensão de fornecimento; relacionamento comercial de redes de distribuição fechadas; Zonas Livres Tecnológicas; projetos piloto; ligações às redes setor elétrico; faturação da potência contratada entre operadores das redes de distribuição; condições para o estabelecimento de ligação à rede de gás; potência contratada e opções tarifárias; faturação das tarifas de acesso às redes.

#### **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 de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida relativo a 2009.

Em 2011, foi introduzida uma nova possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos dos 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 referido 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 da recuperação através das tarifas do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida possa ocorrer num período máximo de cinco anos, até 31 de dezembro de 2025. De referir que o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio alargar a possibilidade de transferência intertemporal a todos os CIEG, independentemente da sua natureza.

Tal como se pode observar, 2022 e 2023 foram os únicos anos, no passado recente, em que não se verificou um diferimento dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida.

Os saldos finais em dívida, em 2023, das principais rubricas do défice tarifário do setor elétrico encontram-se apresentados no Quadro 3-12.

**Quadro 3-12 – Déficit tarifário, 2023**

Unid: 10<sup>3</sup> EUR

	<b>Saldo em dívida em 2023 (10<sup>3</sup> EUR)</b>
Déficit tarifário 2009	132 085
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	191 483
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	555 367
Diferimento do sobrecusto PRE de 2022	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2023	0
<b>Total</b>	<b>878 935</b>

### 3.3 SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO

No quadro legal português, as competências relativas à segurança do abastecimento no SEN são da responsabilidade do Governo, que delegou na DGEG a responsabilidade da sua monitorização <sup>112</sup>. Contudo, a ERSE acompanha a evolução da capacidade instalada e da procura de eletricidade, que de seguida se desenvolve.

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

<sup>112</sup> Conforme estabelecido no Artigo 247.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

## 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 eletroprodutores hídricos, cuja licença de produção tivesse 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 fossem parte em contratos de implementação do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), celebrados ao abrigo do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 182/2008, de 4 de setembro, e obtivessem a respetiva licença de produção até 31 de dezembro de 2013;
- Centros eletroprodutores alvo de reforços de potência de aproveitamentos hidroelétricos existentes, desde que realizados com bombagem e que tivessem 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, estabeleceu que serão pagos os incentivos ao investimento relativos a centros eletroprodutores que tenham obtido reconhecimento de elegibilidade durante o ano de 2020.

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 do Alto Tâmega. 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 eletroprodutores.



Assim, até à presente data, a ERSE ainda não teve conhecimento da aprovação dos montantes anuais dos incentivos à garantia de potência, nem do reconhecimento da elegibilidade para beneficiar desse incentivo, nos termos e para os efeitos do disposto no artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, aplicável por força da Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, retificada nos termos da Declaração de Retificação n.º 42/2020, de 30 de outubro.

### **RESERVA DE SEGURANÇA**

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, prevê a existência de mecanismos de atribuição de incentivos à garantia de potência destinados a assegurar um adequado grau de cobertura da procura de eletricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros eletroprodutores.

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 2023, 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 <sup>113</sup>, estando o mecanismo suspenso.

Assim, para o ano de 2023, 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.

### **Banda de Reserva de Regulação**

Tendo em consideração as profundas alterações que se têm vindo a verificar no SEN, designadamente a descomissionamento das centrais termoelétricas a carvão e o fim do serviço de interruptibilidade, foi sinalizada pelo ORT, 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

---

<sup>113</sup> [Portaria n.º 93/2018](#), de 3 de abril.

de complementar a reserva operacional do SEN com a banda de reserva de regulação (BRR), a fornecer ao sistema elétrico por consumidores habilitados para esse efeito, por forma a salvaguardar a segurança do 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 BRR, contribuindo assim para assegurar a regularidade e estabilidade do fornecimento de eletricidade no SEN.

A operacionalização do Mercado de BRR 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 BRR os agentes de mercado consumidores em MAT, AT ou MT.

A 24 de novembro de 2022, foi realizado o segundo leilão competitivo de BRR, para as 8760 horas do ano de 2023, com uma procura requerida pelo gestor global do SEN de 800 MW/hora, repartida em três blocos independentes e sucessivos, B<sub>1</sub> de 600 MW/hora, B<sub>2</sub> de 100 MW/hora e B<sub>3</sub> de 100 MW/hora ao preço de reserva de 44 EUR/MW/hora.

No âmbito do processo de leilão, resultou adjudicada uma potência de 316,9 MW/hora relativa à BRR, a 23 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 40% das necessidades requeridas pelo gestor global do SEN, ao preço de equilíbrio de 44 EUR/MW/hora.

Tendo em consideração as quantidades não adjudicadas de BRR no segundo leilão, foi convocado o terceiro leilão competitivo de BRR, para o período compreendido entre 1 de fevereiro e 31 de dezembro de 2023 (correspondente a 8 016 horas), com uma procura requerida pelo gestor global do SEN de 483 MW/hora, repartida em três blocos independentes e sucessivos, B<sub>1</sub> de 283 MW/hora, B<sub>2</sub> de 100 MW/hora e B<sub>3</sub> de 100 MW/hora ao preço de reserva de 48 EUR/MW/hora.

No âmbito do processo deste último leilão, não resultou adjudicada potência de BRR, por não terem sido apresentadas ofertas por parte de instalações consumidoras habilitadas.

Tendo em consideração informação disponibilizada pelo gestor global do SEN à ERSE, relativamente à prestação do serviço de BRR em 2023, foi pago, em média, um valor pela capacidade disponível de 38,90 EUR/MW/hora (cerca de 88% do valor unitário de capacidade adjudicado em leilão), tendo ocorrido 944 ativações em reserva de regulação (terciária), correspondentes a um volume total de reserva mobilizada a subir (procura a descer) de 4,87 GWh, ao preço médio ponderado de 132,73 EUR/MWh.

### **Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (BmFRR)**

Visando a adoção pelo gestor global do SEN (GGS) de produtos normalizados de balanço, nomeadamente, o produto normalizado de mFRR e a sua posterior integração na plataforma europeia de contratação de mFRR - a plataforma MARI -, foi suscitada a necessidade de proceder à revisão do MPGGS, com a descontinuação do mercado de reserva de regulação e adequando o produto específico de BRR para um novo produto específico de Banda de mFRR.

Para o efeito, a ERSE publicou a Diretiva n.º 18/2023, de 22 de dezembro, no seguimento de consulta a interessados, que aprovou a implementação do Mercado de Banda de mFRR, contribuindo assim para assegurar a regularidade e estabilidade no fornecimento de eletricidade no SEN.

A operacionalização do Mercado de Banda de mFRR é feita através de um leilão competitivo, aberto a todos os produtores de energia elétrica, consumidores de energia elétrica e armazenamento, devidamente habilitados para o efeito. São elegíveis, para prestação do serviço de Banda de mFRR, os agentes de mercado produtores, consumidores e armazenamento, desde que ligados em MAT, AT ou MT.

Nos dias 18 e 19 de dezembro de 2023, foi realizado o primeiro leilão competitivo de Banda de mFRR, para as seguintes maturidades:

- BmFRR ANO-2024, produto anual para as 35 136 quarto-horas do ano de 2024, com uma procura requerida pelo ORT de 450 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 12 EUR/MW/quarto-hora.
- BmFRR TRIM01-2024, produto trimestral para as 8 732 quarto-horas do 1.º trimestre de 2024, com uma procura requerida pelo ORT de 200 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 11 EUR/MW/quarto-hora.
- BmFRR JAN-2024, produto mensal para as 2 976 quarto-horas do mês de janeiro de 2024, com uma procura requerida pelo ORT de 150 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 10 EUR/MW/quarto-hora.
- BmFRR FEV-2024, produto mensal para as 2 784 quarto-horas do mês de fevereiro de 2024, com uma procura requerida pelo ORT de 150 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 10 EUR/MW/quarto-hora.

- BmFRR MAR-2024, produto mensal para as 2 972 quarto-horas do mês de março de 2024, com uma procura requerida pelo ORT de 150 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 10 EUR/MW/quarto-hora.

No âmbito do processo de leilão, resultou adjudicado:

- Para o produto BmFRR ANO-2024, uma potência de 360,6 MW/quarto-hora relativa à Banda de mFRR, a 21 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 80% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 12 EUR/MW/quarto-hora.
- Para o produto BmFRR TRIM01-2024, uma potência de 25 MW/quarto-hora relativa à Banda de mFRR, a 3 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 13% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 11 EUR/MW/quarto-hora.
- Para o produto BmFRR MAR-2024, uma potência de 6 MW/quarto-hora relativa à Banda de mFRR, a 1 instalação consumidora adjudicatária, o que correspondeu a cerca de 4% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 9,5 EUR/MW/quarto-hora.

Realça-se que não resultaram adjudicadas, em leilão, as maturidades mensais dos produtos BmFRR JAN-2024 e BmFRR FEV-2024.

### 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 2023, para 56%, face ao valor verificado em 2022 (58%), resultado de um aumento da ponta de consumo e do aumento da potência total instalada. Por outro lado, tendo em conta o aumento da penetração de produção renovável de recurso intermitente, verificou-se uma diminuição da percentagem de centrais despacháveis<sup>114</sup> no total da capacidade de produção instalada. A evolução da potência instalada, da potência máxima anual e da potência de centrais despacháveis e não despacháveis é apresentada no Quadro 3-13.

---

<sup>114</sup> Conceito associado a centrais convencionais com controlo sobre a disponibilidade do recurso primário. Por outro lado, o Artigo 31.º do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro, prevê como controláveis (sujeitas a ajustamento da potência ativa injetada na RESP por instrução da GGS) todos os centros eletroprodutores ou instalações de armazenamento com potência instalada superior a 1 MW, bem como as UPAC que prevejam injetar excedentes superiores a 1 MVA.

Quadro 3-13 – Margem de capacidade do SEN

	2023 (MW)	2022 (MW)	Variação (%)
<b>Potência total instalada</b>	<b>21 362</b>	<b>20 676</b>	<b>3,32%</b>
Potência renovável	16 900	16 187	4,40%
Potência não renovável	4 462	4 489	-0,60%
<b>Potência máxima anual</b>	<b>9 362</b>	<b>8 595</b>	<b>8,92%</b>
<b>Margem de capacidade</b>	<b>12 000</b>	<b>12 081</b>	<b>-0,67%</b>
<b>Margem de capacidade / Potência total instalada</b>	56%	58%	
<b>Centrais Despacháveis</b>	<b>11 611</b>	<b>11 616</b>	<b>-0,04%</b>
<b>Centrais Não Despacháveis</b>	<b>9 751</b>	<b>9 060</b>	<b>7,63%</b>

Fonte: dados REN

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento ocorrida em 2023 é apresentada no Quadro 3-14.

Quadro 3-14 – Abastecimento do consumo

	2023 (GWh)	2022 (GWh)	Variação (%)
<b>Produção total</b>	<b>44 129</b>	<b>44 047</b>	<b>0%</b>
Produção renovável	34 097	27 448	24%
Produção não renovável	10 032	16 599	-40%
<b>Saldo importador</b>	<b>10 233</b>	<b>9 253</b>	<b>11%</b>
<b>Bombagem hidroelétrica</b>	<b>-3 625</b>	<b>-2 937</b>	<b>23%</b>
<b>Consumo nacional</b>	<b>50 737</b>	<b>50 363</b>	<b>0,7%</b>

Fonte: dados REN

Verifica-se que o consumo de energia elétrica referido à emissão em 2023 se situou em 50,74 TWh, registando-se um aumento de 0,7% face a 2022 <sup>115</sup>.

O Quadro 3-15 apresenta a evolução do consumo por nível de tensão, no referencial de saída (ou seja, não incluindo perdas).

**Quadro 3-15 – Evolução do consumo por nível de tensão**

(GWh)	2020	2021	2022	2023
Muito Alta Tensão (MAT)	2 461	2 282	2 242	2 368
Alta Tensão (AT)	6 792	6 826	6 862	6 677
Média Tensão (MT)	13 916	14 416	14 898	14 701
Baixa Tensão (BT)	20 984	21 240	21 504	22 245
<b>Total</b>	<b>44 153</b>	<b>44 764</b>	<b>45 505</b>	<b>45 991</b>

Fonte: E-REDES

Em 2023, verificaram-se condições hidrológicas médias, com um índice de produtividade hidroelétrica <sup>116</sup> de 0,99, o que representa um significativo aumento do índice em relação a 2022 (ano seco). As centrais hidroelétricas <sup>117</sup> representaram 33% da produção, valor superior ao verificado no ano anterior. A restante produção renovável manteve uma quota equivalente à do ano anterior.

As centrais térmicas não renováveis asseguraram, em 2023, uma quota de cerca de 23%, inferior aos 38% verificados em 2022, com aproximadamente 22,5% da produção a partir de centrais a gás natural e 0,5% a partir de outras fontes não renováveis.

Nas trocas internacionais registou-se um saldo importador de 10 233 GWh, equivalente a 20,2% do consumo, verificando-se um reforço da tendência importadora do ano anterior.

<sup>115</sup> Considerando a produção para autoconsumo estimada para 2023 (Fonte: [Estatísticas Rápidas das Renováveis da DGEG](#)), o consumo bruto de eletricidade cresceu aproximadamente 1,9%. Uma parte desta produção para autoconsumo corresponde a um consumo “invisível”, pois não usa a rede elétrica.

<sup>116</sup> Indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período, em relação àquela que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio.

<sup>117</sup> Incluindo bombagem.

A repartição percentual da produção de eletricidade por fonte de energia é apresentada no Quadro 3-16. Adicionalmente, importa referir que os dados no Quadro 3-16 não contemplam o consumo abastecido através de autoconsumo, o qual atingiu em 2023 o valor estimado de 1 470 GWh <sup>118</sup>, ou seja, 2,8% do consumo nacional.

**Quadro 3-16 – Repartição da produção por fonte de energia**

	<b>2022</b>	<b>2023</b>
<b>Produção renovável</b>	<b>62%</b>	<b>77%</b>
Hídrica	19,6%	33,2%
Eólica	29,4%	29,3%
Biomassa	7,5%	6,6%
Solar	5,8%	8,2%
<b>Produção não renovável</b>	<b>38%</b>	<b>23%</b>
Carvão	0,0%	0,0%
Gás natural	37,2%	22,3%
Outros	0,4%	0,4%

Fonte: dados REN

A evolução da potência máxima anual e a sua variação em relação ao ano anterior é apresentada no Quadro 3-16. No tocante à potência máxima solicitada à rede pública em 2023, esta ocorreu no dia 26 de janeiro, atingindo o valor de 9 362 MW o que, face ao máximo histórico (ponta de 2021), representou uma diminuição de 526 MW (5,31%).

<sup>118</sup> Considerando a produção estimada para autoconsumo de 1793 GWh no ano de 2023 (Fonte: [Estatísticas Rápidas das Renováveis da DGEG](#)) e o excedente de 323 GWh (Fonte: DGEG e E-Redes).

Quadro 3-17 – Potência máxima anual, 2019 a 2023

Ano	Dia	Potência (MW)	Varição (%)
2019	15/jan	8 650	-1,64
2020	13/jan	8 906	2,96
2021	12/jan	9 888	11,03
2022	26/jan	8 595	-13,08
2023	26/jan	9 362	8,92

Fonte: dados REN

A evolução da potência instalada no final de cada ano é apresentada no Quadro 3-18, não incluindo a parcela de 1 592 MW de potência instalada para produção em autoconsumo <sup>119</sup>. No final do ano, a potência instalada era de 21 363 MW, repartida, em termos de potência, cerca de 70% em instalações ligadas à RNT, e os restantes 30% à RND. A potência comprometida é de aproximadamente 13 250 MW <sup>120</sup>.

<sup>119</sup> Fonte: [Estatísticas Rápidas das Renováveis da DGEG](#)

<sup>120</sup> Valor estimado da potência que já se encontra atribuída/comprometida para a concretização de novos centros electroprodutores, que, no entanto, ainda não se encontram ligados à RESP (estão em fase de licenciamento/construção). Não inclui UPAC. Aos valores apresentados acrescem 452 MVA que se encontram cativos pela DGEG.



Quadro 3-18 – Potência instalada do parque eletroprodutor

	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>Variação</b>
	<b>(MW)</b>	<b>(MW)</b>	<b>(MW)</b>
<b>PARQUE RENOVÁVEL</b>	<b>16 186</b>	<b>16 901</b>	<b>715</b>
Hídrico	8 221	8 216	-5
<i>Bombagem</i>	3 585	3 585	0
Eólico	5 374	5 374	0
Biomassa	700	700	0
<i>da qual Cogeração</i>	345	345	0
Solar	1 891	2 611	720
<b>PARQUE NÃO RENOVÁVEL</b>	<b>4 489</b>	<b>4 462</b>	<b>-27</b>
Carvão	0	0	0
Gás natural	4 461	4 434	-27
<i>da qual Cogeração</i>	632	604	-28
Outros	28	28	0
<i>da qual Cogeração</i>	28	28	0
<b>TOTAL</b>	<b>20 675</b>	<b>21 363</b>	<b>688</b>

Fonte: dados REN

Em 2023, os principais desenvolvimentos da RNT foram os seguintes:

- Reformulação e alteração topológica da rede de 150 kV no eixo Caniçada – Fafe – Riba d’Ave;
- Criação do injetor Vila Nova de Famalicão, equipado com duas unidades de transformação 400/60 kV (170 MVA cada) e reforço da potência de transformação na subestação de Alcochete, com a segunda unidade 400/60 kV (170 MVA);
- Construção de um novo painel de linha nas subestações de Ribatejo a 400 kV, de Fundão a 220 kV e de Castelo Branco a 150 kV;
- Conclusão de fases de remodelação de equipamentos e sistemas de proteção, automação e controlo nas subestações de Alto Mira, Sabóia, Palmela, Estoi, Pereiros, Valdigem, Rio Maior e Pocinho.

O Quadro 3-19 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. Em 2023, a tipologia aérea correspondia a 99% da rede MAT, enquanto na distribuição, esta proporção assume os valores 94%, 80% e 77% das redes em AT, MT e BT, respetivamente.

**Quadro 3-19 – Extensão das redes de transporte e de distribuição**

<b>(km)</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
<b>Rede de transporte</b>				
<b>Muito Alta Tensão (MAT)</b>	<b>9 036</b>	<b>9 348</b>	<b>9 424</b>	<b>9 409</b>
<b>Rede de distribuição</b>	<b>229 167</b>	<b>230 676</b>	<b>232 089</b>	<b>234 669</b>
Alta Tensão (AT)	9 574	9 607	9 637	9 674
Média Tensão (MT)	74 110	74 380	74 701	75 047
Baixa Tensão (BT)	145 483	146 689	147 751	149 948

Fonte: REN, E-REDES

### 3.3.2 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

Relativamente a novos investimentos em produção no parque térmico durante 2023, não houve desenvolvimentos significativos. Quanto à central da Tapada do Outeiro, foi lançado um procedimento concorrencial para manutenção em serviço da mesma, durante um período de dez anos, de acordo com os cenários previstos no Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2024 a 2040 (RMSA-E 2023).

No caso do parque hidroelétrico, não existiram desenvolvimentos significativos. Nas restantes tecnologias, a fotovoltaica registou um crescimento de 702 MW, destacando-se as centrais de Cerca, Morgavel, Tábua, Alcochete e Albisparks, com 142 MW, 46 MW, 40 MW, 39 MW e 30 MW, respetivamente. Acrescem a este valor os 629 MW de potência adicional instalada para produção solar em autoconsumo <sup>121</sup>.

Relativamente a previsões da evolução da potência instalada para produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis, o RMSA-E 2023 tem como base os cenários em estudo no âmbito da revisão

<sup>121</sup> Fonte: [Estatísticas Rápidas das Renováveis da DGEG](#).

do Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC) e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), concretizando-se nos valores indicados no Quadro 3-20 (para o cenário “Conservador”). Estes valores contemplam a produção de hidrogénio verde (e respetivos eletrolisadores) a partir de geração elétrica, parte da mesma interligada com o SEN, o que foi também considerado na proposta de atualização do PNEC.

**Quadro 3-20 – Evolução prevista para potência instalada em energias renováveis em 2024, 2030 e 2035**

	<b>2024</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>
	<b>(MW)</b>	<b>(MW)</b>	<b>(MW)</b>
Hídrica (> 30 MW)	7 577	7 577	7 577
Hídrica (< 30 MW)	620	620	620
Eólica	5 875	9 250	13 288
Solar	4 544	10 190	13 241
Biomassa / Biogás	320	402	324
Resíduos Sólidos Urbanos	77	97	78

Fonte: RMSA-E 2023

## 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 SNG integram o Regulamento de Operação das Infraestruturas, 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 adota o modelo de compensação da rede de transporte previsto pelo Código de rede europeu para a compensação das redes de transporte de gás <sup>122</sup> e pelo Código de rede europeu para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados <sup>123</sup>.

A implementação do modelo de compensação previsto no Código de rede europeu, concluída em março de 2021, com a entrada em funcionamento do mercado organizado para produtos com entrega no VTP – *Virtual Trading Point*, na plataforma MIBGAS, permitiu que passassem a ser realizadas ações de compensação, através da compra e venda de produtos *standard* (diário e intradiário) em mercado por parte da entidade responsável pela compensação da rede de gás, o GTG.

Em 2023, o GTG realizou 26 ações de compensação no mercado organizado através de produtos intradiários negociados no mercado contínuo, das quais 18 correspondentes a ações de venda (a quantidade de energia adjudicada foi 42 150 MWh) e 8 relativas a ações de compra (a quantidade de energia adjudicada foi 18 400 MWh).

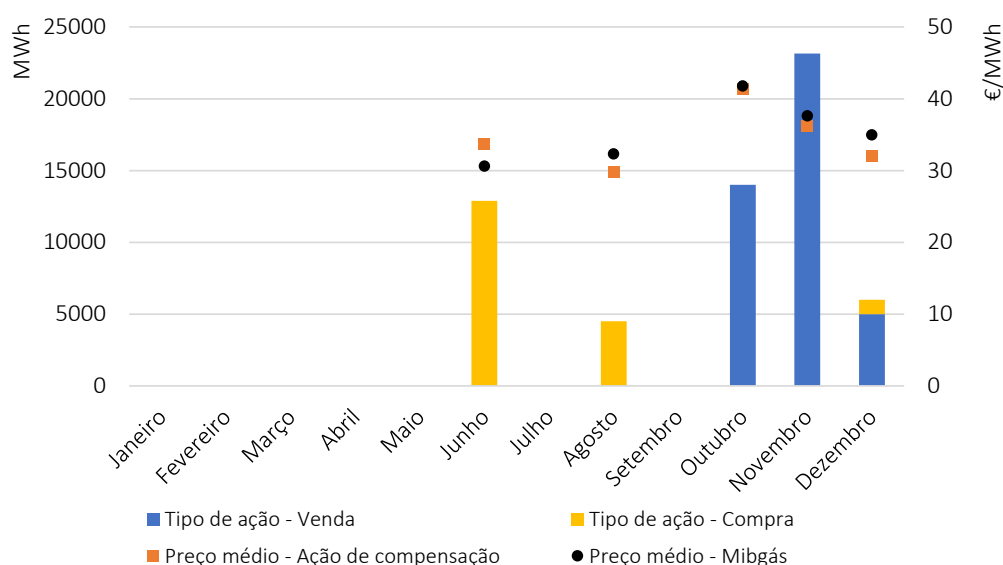
A figura seguinte mostra a quantidade de energia adjudicada e os respetivos preços médios resultantes das ações de compensação realizadas em 2023.

---

<sup>122</sup> Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março

<sup>123</sup> Regulamento (UE) n.º 2015/703, de 30 de abril

Figura 4-1 – Quantidade de energia e preços médios resultantes de ações de compensação, através de compra e venda de produtos em mercado, em 2023



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. 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*, correspondentes 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.

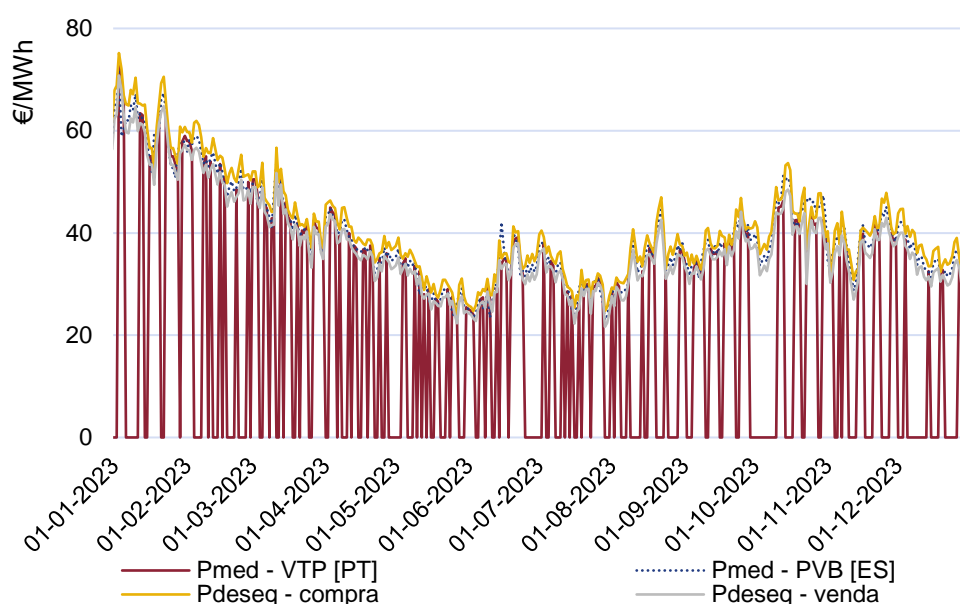
Para além do modelo de compensação da rede de transporte de gás, a ERSE também aprovou um serviço de flexibilidade de *linepack* proposto pelo ORT<sup>124</sup>. Este serviço oferece flexibilidade da rede aos agentes de mercado, na forma de amortecimento das quantidades sujeitas à aplicação de preços de desequilíbrio. O serviço é atribuído através de leilões específicos, com um preço de reserva. Na atribuição para o ano gás 2022-2023 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 4-2 apresenta os preços de desequilíbrio aplicados aos agentes de mercado em 2023. A evolução dos preços de desequilíbrio traduz a redução dos preços grossistas do gás.

<sup>124</sup> As condições de oferta do serviço de flexibilidade de *linepack* para 2022-23 foram publicadas pelo ORT [\[link\]](#).

A forma de determinação do preço de desequilíbrio implica que, quando existe preço médio de transação no VTP (hub português), este é usado como referência para a determinação dos preços de desequilíbrio por aplicação do ajuste (o valor do ajuste é 3%). Quando não existem transações no VTP com entrega num determinado dia, a referência de preço para cálculo do preço de desequilíbrio passa a ser o preço em Espanha (PVB), afetado das tarifas de interligação <sup>125</sup>.

Figura 4-2 – Preços de desequilíbrio na área de balanço portuguesa, em 2023



Fonte: dados REN Gasodutos

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

O acesso às infraestruturas de armazenamento e serviços de flexibilidade de *linepack* 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 SNG (MPAI), onde se estabelecem os respetivos procedimentos. As regras

<sup>125</sup> De acordo com a Diretiva n.º 13/2022, de 8 de junho, como explicado no ponto relativo aos desenvolvimentos regulamentares. Antes de 1 de julho de 2022, apenas se utilizavam os preços do PVB quando existiam vários dias sem transações no VTP.

de balanço, compensação e acesso ao *linepack* (armazenamento na rede nacional de transporte de gás (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 foi feita a partir de outubro de 2021, aplicando o novo mecanismo que prevê um serviço remunerado, compatível com o código de rede europeu de compensação, atribuído através de produtos standard e mecanismos concorrenciais.

A atribuição de capacidade nas infraestruturas de armazenamento inclui uma ferramenta disponibilizada pelo GTG que constitui uma plataforma de mercado secundário de direitos de capacidade. A existência desta plataforma cumpre o requisito que veio a ser definido pelo artigo 12.º do Regulamento (UE) 2022/2576, de 19 de dezembro de 2022, que prevê medidas para aumentar a utilização das infraestruturas de receção de GNL, de armazenamento subterrâneo de gás e do gasoduto.

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 MPAL, 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 2023, 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 2023-2024, tal como aconteceu nos anos anteriores. Além disto, a contratação média da capacidade de armazenamento subterrâneo, durante 2023, foi de 100%.

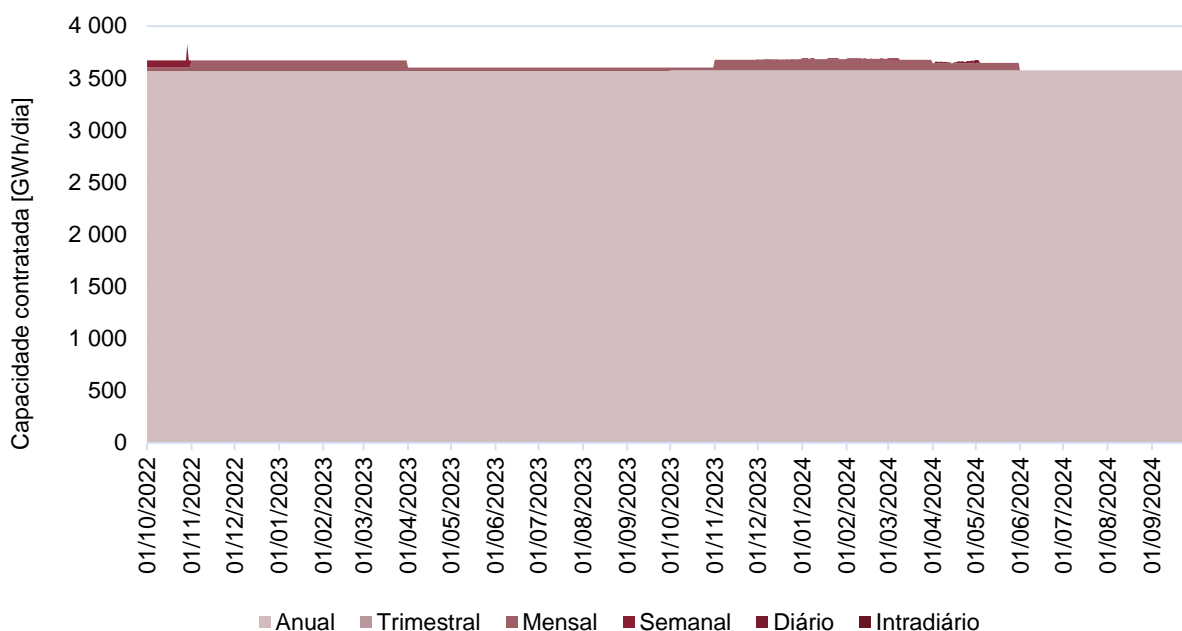
Para uma análise mais global sobre a evolução anual da contratação de capacidade de cada infraestrutura de gás sugere-se a consulta do *dashboard* <sup>126</sup> disponibilizado pela ERSE.

---

<sup>126</sup> Consulte o *dashboard* [aqui](#).

A figura seguinte apresenta a evolução da utilização do armazenamento subterrâneo pelos agentes de mercado, para o ano gás 2022-2023, verificando-se a predominância dos produtos anual e trimestral de capacidade. Registe-se que o produto anual de armazenamento subterrâneo é o mais dominante nas estratégias de contratação. Adicionalmente, importa referir que a atribuição de capacidade de armazenamento subterrâneo é feita em duas etapas, uma primeira - de atribuição prioritária - para cumprimento das obrigações da reserva de segurança e uma segunda - de atribuição comercial - sujeita a prémios de congestionamento.

Figura 4-3 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto

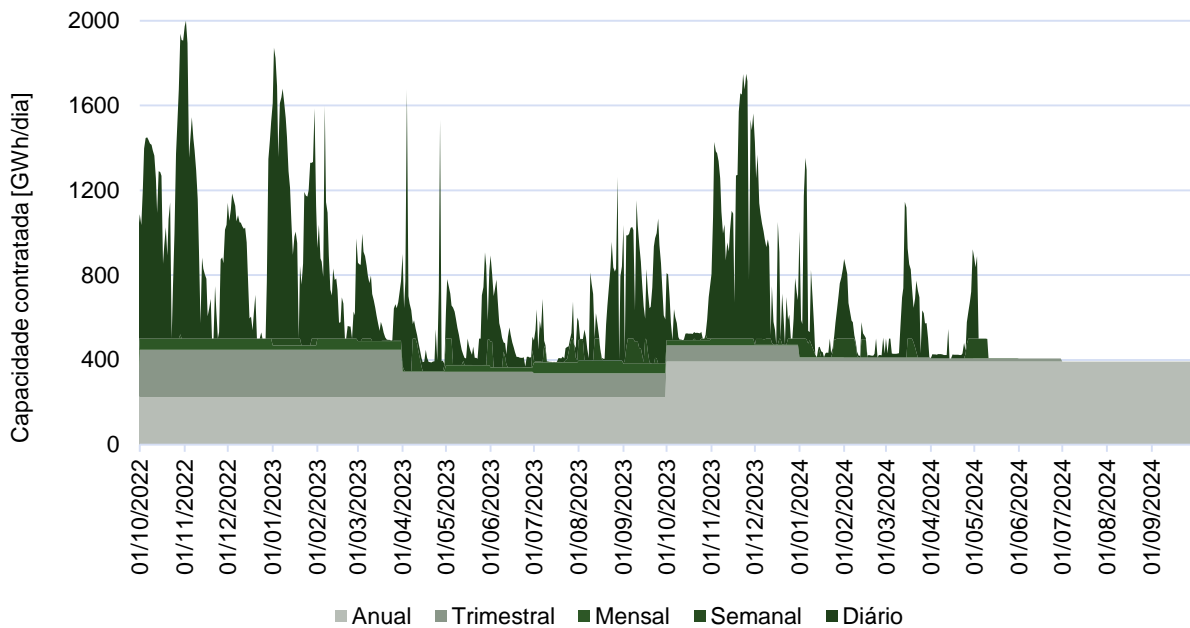


Fonte: dados REN Gasodutos.

As duas figuras seguintes mostram a atribuição de capacidade no terminal de GNL, durante o ano gás 2022-2023 e parte do ano gás 2023-2024. 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 2023, o terminal registou a receção de 56 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 2023-2024, tendo sido contratada na totalidade através do produto anual de capacidade.



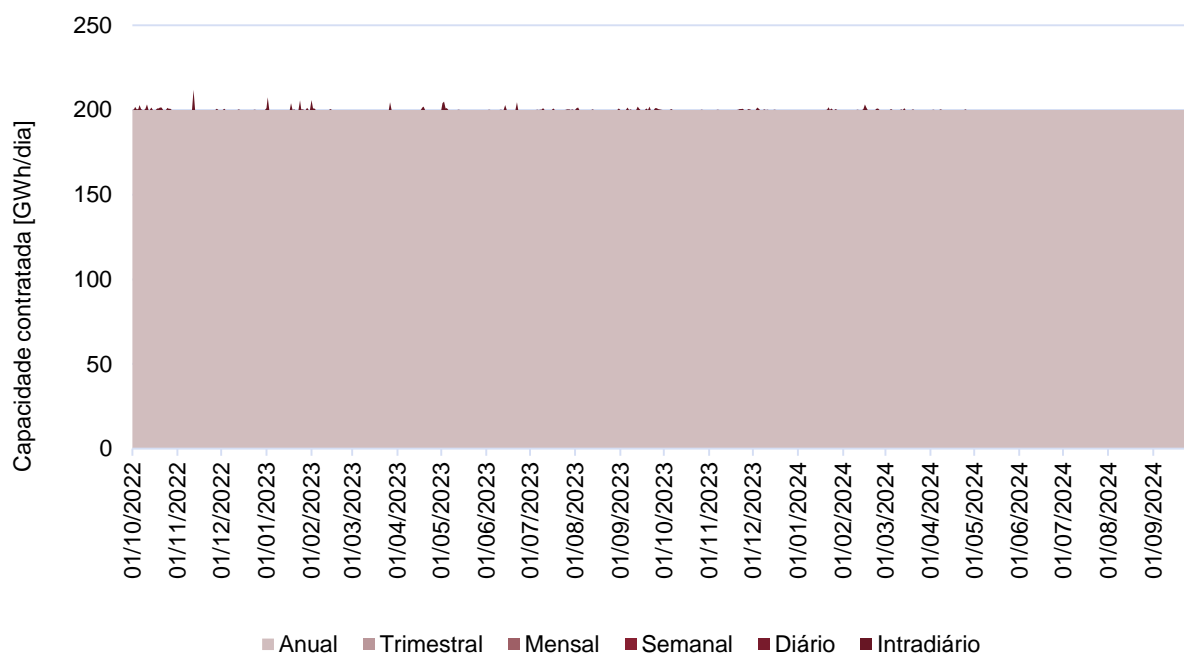
Figura 4-4 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, por produto



Fonte: dados REN Gasodutos.

A capacidade comercial de armazenamento de GNL disponibilizada em base anual foi de 500 GWh/dia. Na Figura 4-5 verifica-se a contratação acima deste valor, correspondendo à atribuição de capacidade no curto prazo, que não seja ocupada por *slots* de descarga de navios metaneiros. Na regaseificação, a contratação acima da capacidade comercial disponível em atribuição anual corresponde à oferta de capacidade firme suplementar em função das condições de operação do terminal de GNL em cada momento e à 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 4-5 – Atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, por produto



Fonte: dados REN Gasodutos.

#### 4.1.1.3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O RQS estabelece disposições de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial. 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 <sup>127</sup>.

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 cisternas com GNL (para fornecimento das unidades autónomas de GNL) e injeção de gás na rede de transporte.

Em 2023, os aspetos mais significativos, em termos de desempenho do terminal de GNL, foram os seguintes:

<sup>127</sup> Designadamente, os operadores das redes de distribuição, ORT, operador de armazenamento subterrâneo e operador de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL.

- O terminal abasteceu 6 805 cisternas de GNL (tendo aumentado face ao valor registado em 2022, que correspondeu a 6 592 cisternas);
- Os enchimentos de cisternas com atraso corresponderam a cerca de 12% do número total de enchimentos. As principais causas de atraso foram a indisponibilidade das baías de enchimento, o arrefecimento de cisternas, os problemas técnicos no terminal de GNL e as indisponibilidades de operação no terminal de GNL;
- O número de descargas de navios metaneiros foi de 56 (face a 70 operações de descarga realizadas em 2022);
- Registaram-se situações de atraso na descarga de quatro 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 2023, não se registaram interrupções de fornecimento em pontos de saída na rede de transporte, tal como no ano anterior.

Nas redes de distribuição, como na rede de transporte, o desempenho é avaliado através de indicadores que consideram o número e a duração das interrupções. Em 2023, das 11 redes de distribuição existentes, duas não registaram interrupções (Paxgás e Sonorgás) e apenas 0,5% dos cerca de 1,56 milhões de instalações de clientes registaram interrupções. Cerca de 46% das interrupções ocorridas nas redes de distribuição foram devidas a casos fortuitos ou de força maior, motivadas maioritariamente 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 2023, 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 2023, 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 <sup>128</sup>, o qual caracteriza e avalia a qualidade de serviço das atividades do setor do gás.

#### 4.1.1.4 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

##### **MODELO DE COMPENSAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NÃO INTERLIGADAS**

A ERSE aprovou, após a Consulta Pública n.º [116](#), a alteração do modelo de compensação das redes de distribuição de gás não interligadas, abastecidas com Unidades Autónomas de Gás (UAG) e cisternas de gás natural liquefeito (GNL).

O modelo aprovado para a compensação das redes de distribuição não interligadas assenta na criação do conceito de UAG Virtual, para efeitos dos balanços comerciais de gás dos agentes de mercado. Esta solução agrega as quantidades de gás dispersas pelas 56 UAG de rede numa única UAG Virtual, simplificando a gestão do abastecimento de gás. O modelo facilita ainda a compra e venda de gás entre os agentes de mercado, promovendo a concorrência.

A Figura 4-6 representa o modelo para o balanço de gás em UAG das redes de distribuição, diferenciando o modelo físico do modelo de balanço comercial.

As alterações aprovadas estão regulamentadas no MPGTG<sup>129</sup> e no Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG (MGLA)<sup>130</sup>, estando previsto um prazo de nove meses para a sua implementação já que estas alterações impactam significativamente nos sistemas de informação dos operadores e dos agentes intervenientes.

Ao simplificar o processo de fornecimento de gás nas redes de distribuição não interligadas, espera-se um aumento do número de comercializadores e da concorrência. Passa também a ser possível o fornecimento

---

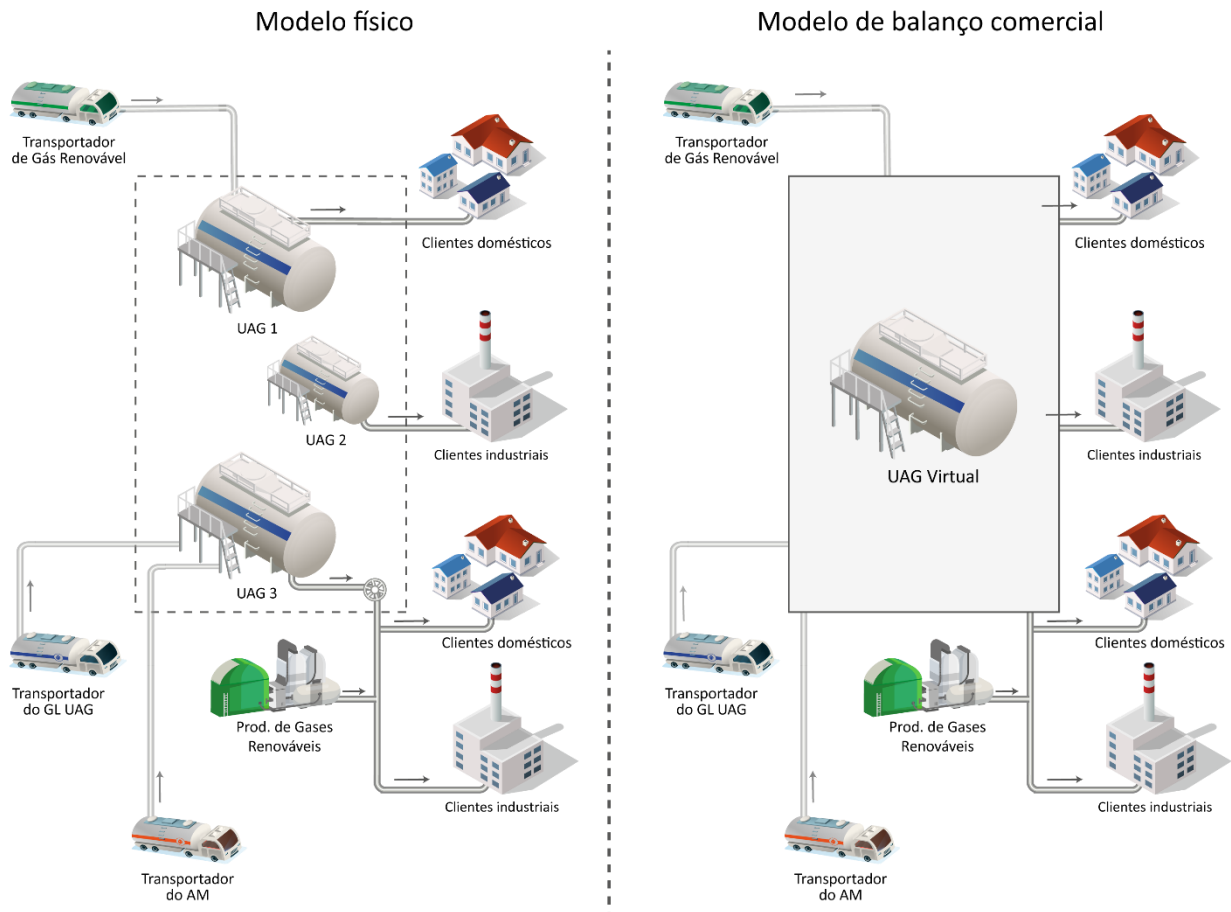
<sup>128</sup> Disponível no site da [ERSE](#).

<sup>129</sup> O aditamento ao MPGGS foi publicado pela [Diretiva n.º 8/2024](#), de 16 de janeiro.

<sup>130</sup> O MGLA foi publicado pela [Diretiva n.º 9/2024](#), de 1 de fevereiro.

de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono nestas redes, como previsto no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, em igualdade de circunstâncias com as restantes redes de gás.

Figura 4-6 - Modelo de balanço de gás nas UAG de rede



## METODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO DE GÁS

A ERSE aprovou, após a Consulta Pública n.º [118](#), um conjunto de metodologias entre as quais se destaca a metodologia para estimação de perfis de consumo para o setor do gás. Esta metodologia está prevista no RRC<sup>131</sup>, art.º 385.º.

<sup>131</sup> RRC - Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho.

A ERSE recebeu dos operadores das redes uma proposta de metodologia para estimação de perfis de consumo para o setor do gás.

A metodologia aplica-se em Portugal continental, nomeadamente no processo de construção de carteiras de consumo para participação no mercado grossista de gás.

A principal motivação para a aprovação desta metodologia foi a simplificação dos processos de aprovação anual dos respetivos valores, a par de um reforço da transparência e da participação dos diversos interessados na elaboração da metodologia que serviu de base a essa aprovação. A metodologia de construção de perfis de consumo constitui-se como fundamento para o apuramento anual dos valores dos perfis por parte dos respetivos operadores, sem intervenção direta da ERSE, a quem cabe a supervisão da aplicação da metodologia aprovada e do cumprimento das demais obrigações nesta matéria.

#### **SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK***

As regras de compensação da RNTG em vigor em Portugal incluem um serviço de flexibilidade de *linepack* proposto pelo ORT <sup>132</sup>, tal como descrito no ponto 4.1.1.2.

Os parâmetros de operação da RNTG para o ano gás 2023-2024 se mantiveram iguais aos do ano gás anterior, com exceção dos limites de alerta que foram reduzidos de 20 para 10 GWh, induzindo uma atuação mais proativa do GTG para manter a compensação da RNTG dentro de uma banda mais apertada. Os níveis de alerta implicam que, quando o desvio das existências de gás na RNTG face à referência ultrapassam, por excesso ou por defeito, o valor de alerta, o GTG deve proceder a ações de compensação para repor as existências dentro dos níveis de alerta.

#### **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, as metodologias de regulação dos proveitos permitidos, bem como a aprovação das tarifas transitórias de

---

<sup>132</sup> As condições de oferta do serviço de flexibilidade de *linepack* para 2023-2024 foram publicadas pelo ORT [\[link\]](#).

venda a clientes finais, das tarifas de acesso às redes e das infraestruturas, e ainda dos preços dos serviços regulados.

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 de acesso às redes e das infraestruturas de gás natural, vigentes em 2023 <sup>133</sup>, resultam das regras aprovadas na revisão regulamentar de 2021 <sup>134</sup> (ano gás 2022-2023) e na revisão regulamentar de 2023 <sup>135</sup> (ano gás 2023-2024).

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

No setor do gás 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, Uso da Rede de Distribuição em média pressão (MP) e Uso da Rede de Distribuição em baixa pressão (BP).

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

---

<sup>133</sup> Correspondem às tarifas aprovadas para o ano gás 2022-2023, que vigoraram de 1 de outubro de 2022 a 30 de setembro de 2023, e às aprovadas para o ano gás 2023-2024, que vigoram de 1 de outubro de 2023 a 30 de setembro de 2024.

<sup>134</sup> [Regulamento n.º 785/2021](#), de 23 de agosto.

<sup>135</sup> [Regulamento n.º 825/2023](#), de 28 de julho.

custos marginais, são evitadas subsidiações 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 que abarcam as tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e as tarifas de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e Uso do Armazenamento Subterrâneo, que são devidas pelo acesso às respectivas infraestruturas do SNG, 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<sup>136</sup>. Quanto à tarifa de Uso do Terminal de Recepção, 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.

---

<sup>136</sup> 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 4-1 – Estrutura das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes de gás natural

Tarifas de acesso às redes e às infraestruturas	Variáveis de faturação	Clientes em AP	Clientes em MP	Clientes em BP>	Clientes em BP<
<b>Tarifa de Uso Global do Sistema</b>	Energia	●	●	●	●
<b>Tarifa de Uso da Rede de Transporte</b>	Capacidade	●			
	Energia	●	●	●	●
<b>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição</b>	Termo fixo		●	●	●
	Capacidade		○	○	
	Energia		●	●	●

○ - Dependente da opção tarifária

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

Tarifas de acesso às redes e das infraestruturas	Variáveis de faturação
<b>Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL</b>	Termo fixo *
	Capacidade
	Energia
<b>Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo</b>	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 aplicáveis em 2023, correspondem às tarifas aprovadas para o ano gás 2022-2023 <sup>137</sup>, que vigoraram de 1 de outubro de 2022 a 30 de setembro de 2023, e às aprovadas para o ano gás 2023-2024 <sup>138</sup>, que vigoram de 1 de outubro de 2023 a 30 de setembro de 2024.

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

<sup>137</sup> Publicadas através da [Diretiva n.º 15/2022](#), de 28 de junho, com as alterações da [Diretiva n.º 1/2023](#), de 9 de janeiro.

<sup>138</sup> Publicadas através da [Diretiva n.º 13/2023](#), de 25 de julho.

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 2023-2024, 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.

**Quadro 4-3 – Evolução tarifária das infraestruturas em alta pressão, do uso das redes, do uso global do sistema e do operador logístico de mudança de comercializador <sup>139</sup>, para o ano gás 2023-2024**

Tarifas por atividade	Preço médio 2022-2023 (EUR/MWh)*	Preço médio 2023-2024 (EUR/MWh)	Variação
Uso do Terminal de GNL (Sines)	0,37	0,50	36,9%
Uso do Armazenamento Subterrâneo	7,70	6,11	-20,6%
Uso da Rede de Transporte	0,33	1,13	240,4%
Uso da Rede de Distribuição	8,33	9,43	13,3%
Uso Global do Sistema	0,07	0,46	524,9%
OLMC	0,01	0,00	-100,0%

\* Aplicação das tarifas de 2022-2023 à procura prevista para 2023-2024.

Fonte: dados ERSE

<sup>139</sup> A partir do ano gás 2023-2024, os proveitos do OLMCA são recuperados pela parcela I da tarifa de UGS, sendo eliminada a tarifa autónoma de OLMC.

Quadro 4-4 – Evolução tarifária do acesso às redes para o ano gás 2023-2024, por tipologia de clientes em cada nível de pressão

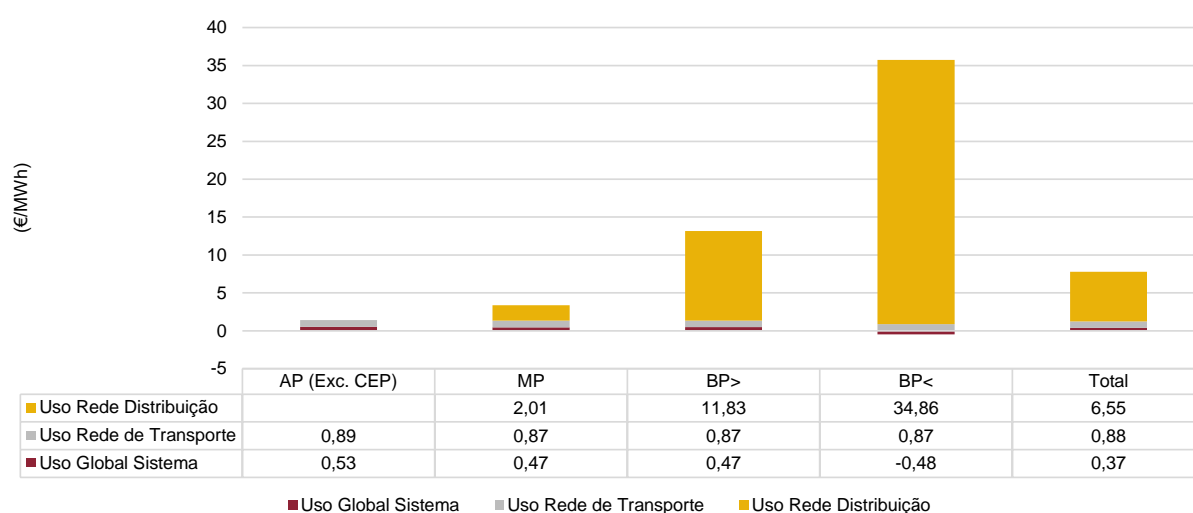
Tarifas de acesso às redes por nível de pressão	Preço médio 2022-2023 (EUR/MWh)*	Preço médio 2023-2024 (EUR/MWh)	Varição
Centros eletroprodutores	0,44	1,47	231,5%
Clientes em Alta Pressão	0,28	1,31	371,1%
Clientes em Média Pressão	2,30	3,36	45,7%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup>	11,39	13,18	15,7%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup>	32,52	35,26	8,4%

\* Aplicação das tarifas de 2022-2023 à procura prevista para 2023-2024.

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).

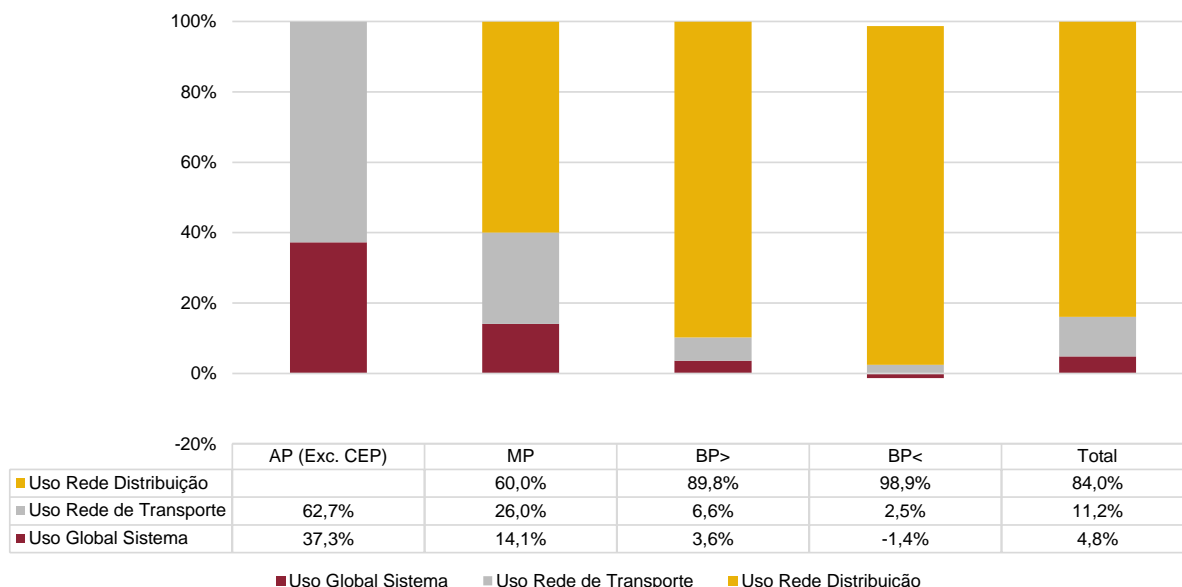
Figura 4-7 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2023-2024



Fonte: dados ERSE

Nota: A partir do ano gás 2023-2024, os proveitos do OLMCA são recuperados pela parcela I da tarifa de UGS, sendo eliminada a tarifa autónoma de OLMC.

Figura 4-8 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2023-2024



Fonte: dados ERSE

Nota: A partir do ano gás 2023-2024, os proveitos do OLMCA são recuperados pela parcela I da tarifa de UGS, sendo eliminada a tarifa autónoma de OLMC.

## DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

### REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Em 30 de março de 2023, a ERSE lançou a [Consulta Pública n.º 114](#) com a proposta de reformulação do RT do setor do gás, justificada pelo início de um novo período de regulação em 2024.

Ao nível da estrutura tarifária as principais alterações preconizadas visaram a necessidade de assegurar a harmonização de regras tarifárias aplicáveis ao OLMCA operada por via do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Adicionalmente, foram propostas alterações ao nível das opções tarifárias disponíveis, por exemplo, a eliminação da opção tarifária de Curtas Utilizações para clientes em Média Pressão (MP) e em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> (BP>), em linha com o efetuado para a Alta Pressão (AP), bem como adequar as regras visando a sustentabilidade económica das atividades reguladas, num contexto de descarbonização e transição energética, através da introdução de um Incentivo à

Otimização das Previsões de Procura nos Planos de Investimento na Rede de Distribuição de Gás, entre outras melhorias.

O RT do setor do gás, aplicável no ano gás 2023-2024, foi aprovado pelo [Regulamento n.º 825/2023](#), de 28 de julho.

Em 4 de outubro de 2023, a ERSE lançou a [Consulta Pública n.º 117](#) nos termos do artigo 26.º do Código de Rede relativo a Estruturas Tarifárias Harmonizadas para o transporte de gás, aprovado pelo [Regulamento \(UE\) 2017/460](#) da Comissão, de 16 de março (doravante designado por Código de Rede de Tarifas). Nos termos do Código de Rede de Tarifas, as tarifas de transporte devem basear-se numa metodologia de preço de referência. O Código de Rede de Tarifas define «metodologia de preço de referência» como a metodologia aplicada à parte das receitas provenientes dos serviços de transporte a recuperar por meio de tarifas de transporte exclusivamente baseadas em variáveis de capacidade, com o objetivo de obter preços de referência. Por sua vez, o código de rede define «preço de referência» como o preço para um produto de capacidade firme com a duração de um ano, aplicável nos pontos de entrada e de saída e que é utilizado para estabelecer tarifas de transporte baseadas em capacidade. A consulta pública abrangeu, além da metodologia da tarifa de uso da rede de transporte, as matérias relativas a descontos, multiplicadores e fatores sazonais, previstas no artigo 28.º do referido Código de Rede de Tarifas. O processo de consulta terminou em abril de 2024, com a publicação da decisão fundamentada da ERSE e a publicação da [Diretiva n.º 12/2024](#), de 10 de abril, que aprova a metodologia de determinação dos preços de referência da tarifa de uso da rede de transporte de gás. Na sequência da consulta, foi mantida a metodologia de preço de referência vigente, embora sujeita à atualização de parâmetros que condicionam a estrutura tarifária daí resultante, a qual terá efeitos a partir do ano gás 2024-2025.

#### **METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS**

O ano de 2023 foi o último ano do período de regulação, que vigorou 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:

- Na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é aplicada uma metodologia do tipo *price cap*<sup>140</sup> ao OPEX<sup>141</sup> e uma metodologia de custos aceites em base anual no caso do CAPEX<sup>142</sup>. São ainda aplicados um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários que reconhece as externalidades positivas para o SNG associadas a esta atividade e um mecanismo de reversão às tarifas de valores recebidos referentes a prémios de leilões de atribuição de capacidade.
- Na atividade de Armazenamento Subterrâneo em alta pressão é aplicada uma metodologia de regulação do tipo *price cap*<sup>143</sup> no OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX. Tal como na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, também são empregues o mecanismo de atenuação de ajustamentos dos proveitos permitidos, e o mecanismo de reversão às tarifas de valores recebidos referentes a prémios de leilões de atribuição de capacidade.
- Na atividade de Transporte de gás natural em alta pressão é aplicada uma regulação do tipo *price cap*<sup>144</sup> no OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX. Nesta atividade, é aplicado um mecanismo que procura mitigar os efeitos associados à volatilidade da procura no nível de proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas, bem como o mecanismo de reversão às tarifas de valores recebidos referentes a prémios de leilões de atribuição de capacidade igualmente aplicado nas restantes duas atividades de alta pressão.
- Na atividade de Gestão Técnica Global do Sistema é aplicada uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* ao nível da parcela do OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX.
- Na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador<sup>145</sup> é aplicada uma metodologia de regulação do tipo *revenue cap* ao nível do OPEX e de custos aceites ao nível do CAPEX.

---

<sup>140</sup> O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia regaseificada.

<sup>141</sup> *Operational expenditure*.

<sup>142</sup> *Capital expenditure*.

<sup>143</sup> O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia extraída/injetada.

<sup>144</sup> O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a capacidade utilizada na ótica comercial.

<sup>145</sup> Atividade que gere o processo de mudança de comercializador de eletricidade e gás natural.

- Na atividade de Distribuição de gás natural é igualmente empregue no OPEX uma metodologia do tipo *price cap*<sup>146</sup> e no CAPEX uma metodologia de custos aceites.
- Na atividade de Comercialização de último recurso retalhista é aplicada uma metodologia do tipo *price cap*<sup>147</sup>, 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 CURR.

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 alheio<sup>148</sup>. Assim, as taxas de remuneração do ativo regulado são atualizadas com base nas *yields* das 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 NRA, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 41.º da Diretiva 2009/73/CE, há a referir as ações judiciais que anualmente as concessionárias

---

<sup>146</sup> Os indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são: energia distribuída e pontos de abastecimento.

<sup>147</sup> O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.

<sup>148</sup> Para o ano de 2023 as taxas de remuneração do ativo foram: atividades de alta pressão – 4,85%; atividade de distribuição – 5,05%.

das redes de distribuição de gás natural propuseram contra a ERSE, impugnando as tarifas e preços referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão desde 1 de julho de 2010.

As empresas pretendiam que a ERSE lhes reconhecesse o direito a rendimentos adicionais pelo exercício da sua atividade invocando, para o efeito, o direito a compensações que teriam sido negociadas com o Estado e refletidas na modificação dos contratos de concessão outorgados em 2008. Em causa estavam questões relativas aos valores a reconhecer nos proveitos a recuperar pelas tarifas associados às amortizações dos seus ativos e ao alegado direito a reavaliações sucessivas desses ativos. Aquelas pretensões representariam um aumento agregado de proveitos permitidos estimado em mais de 1 000 milhões de euros, ao longo do período de concessão, que seriam pagos por todos os consumidores de média e baixa pressão, independentemente do seu comercializador.

O Tribunal Administrativo de Círculo de Lisboa, por sentença de 6 de janeiro de 2023 <sup>149</sup>, indeferiu todas as pretensões dos operadores das redes de distribuição relativamente aos anos gás de 2010-2011 a 2013-2014. O Tribunal valorizou, de forma acentuada, o estatuto de independência da ERSE, reconhecendo que a ERSE não está vinculada ao cumprimento de normas compensatórias e e/ou indemnizatórias de natureza diversa das tarifárias, nem ao equilíbrio económico-financeiro que não seja o da própria atividade regulada. Pelo que, segundo o Tribunal, a ERSE não pode ser obrigada a garantir perante terceiros o cumprimento de obrigações de outras pessoas jurídicas, públicas ou privadas.

O Tribunal não deixou, além disso, de abonar a decisão de fundo da ERSE afirmando que “nada nos autos evidencia que os atos sindicados [as decisões tarifárias da ERSE] tivessem que ter sido proferidos noutros termos”, reconhecendo que a atuação da ERSE permitiu “obstar à utilização de remuneração excessiva (por dupla consideração de inflação, ultrapassando assim o limite da remuneração/custo de oportunidade permitido)”.

Neste momento, carecem ainda de decisão judicial as ações que dizem respeito aos anos posteriores a 2014. Não obstante, os argumentos aduzidos pelas empresas impugnantes são em tudo idênticos aos referentes aos anos anteriores.

---

<sup>149</sup> Decisão proferida no âmbito do processo n.º 2393/10.2BELSB e apensos (processos n.ºs 2879/11.1BELSB, 2681/12.2BLSB e 2780/13.4BELS).



## ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

A ligação de uma instalação à rede de gás 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 – que incluem as regras aplicáveis e os respetivos encargos – encontram-se estabelecidas no RRC <sup>150</sup>, da responsabilidade da ERSE. Em 2023, na sequência da revisão regulamentar realizada através da [Consulta Pública n.º 113](#), algumas matérias de ligações às redes foram revistas. Da revisão realizada, destaca-se a introdução das condições comerciais de ligação à rede dos produtores de gás, adaptando o conteúdo do RRC ao previsto no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

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 ORT é obrigado a proporcionar ligação aos clientes e produtores que a requeiram, enquanto os operadores das redes de distribuição têm obrigação de ligação apenas das instalações de produtores e clientes com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>, 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

---

<sup>150</sup> [Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho.](#)

ligação de grandes instalações de consumo ou de produtores, 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 ou produtores 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*<sup>151</sup>) que agrega as duas interligações físicas (“VIP Ibérico”). A atribuição de capacidade tem por

---

<sup>151</sup> 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.

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 cinco anos seguintes, conforme previsto no código de rede europeu. A capacidade agrupada (*bundled*) na interligação é atribuída através da plataforma PRISMA <sup>152</sup>.

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, 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.

A este respeito, merece referência o Regulamento (UE) 2022/2576, relativo ao reforço da solidariedade mediante melhor coordenação das aquisições de gás, índices de referência fiáveis dos preços e transferências transfronteiras de gás. Uma das medidas deste regulamento europeu em contexto de emergência impõe a obrigação de os ORT implementarem um mecanismo mensal de gestão de congestionamentos contratuais, do tipo *Use-It-Or-Lose-It* (UIOLI mensal), a partir de 1 de abril de 2023 (vd. artigo 14.º do Regulamento). O próprio regulamento permite à NRA decidir a derrogação desta obrigação perante a existência de mecanismos de resolução de congestionamentos ou a atribuição de capacidade interruptível diária e intradiária. Em 2023, a ERSE decidiu derrogar os números 1 a 6 do artigo 14.º do Regulamento (UE) 2022/2576, com fundamento na existência do mecanismo de atribuição de capacidade interruptível no VIP Ibérico.

Tendo em conta os requisitos previstos no Regulamento e a não oposição da CNMC (reguladora do ORT adjacente), a ERSE emitiu uma decisão de derrogação<sup>153</sup> dos n.ºs 1 a 6 do artigo 14.º do Regulamento (UE) 2022/2576.

---

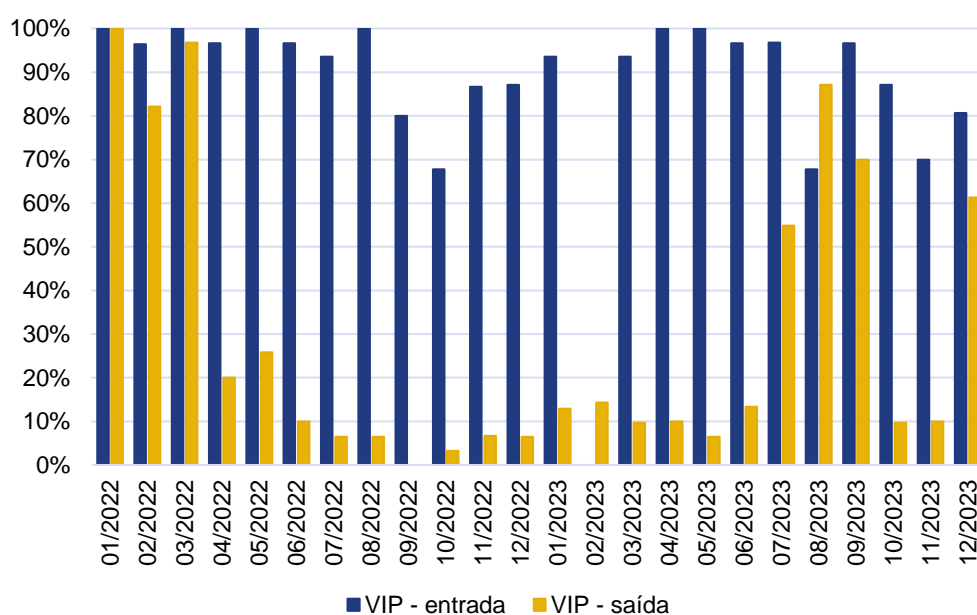
<sup>152</sup> [www.prisma-capacity.eu](http://www.prisma-capacity.eu)

<sup>153</sup> Disponível em [https://www.erse.pt/media/w5xhtz34/decisao-derrogacao-nos-1-a-6-do-art-14-do-reg-ue-2022\\_2576.pdf](https://www.erse.pt/media/w5xhtz34/decisao-derrogacao-nos-1-a-6-do-art-14-do-reg-ue-2022_2576.pdf)

Importa ainda referir que os ORT de Portugal e Espanha publicaram um mecanismo de atribuição harmonizada da capacidade interruptível no VIP Ibérico<sup>154</sup>, que foi sujeito a consulta pública em julho de 2022, no âmbito da Iniciativa Regional de Gás do Sul.

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. Este mecanismo conjunto foi aprovado em 2018. Durante 2023, a implementação da metodologia harmonizada de sobrerreserva e resgate no VIP Ibérico resultou na disponibilização de sobrecapacidade em 301 dias (em 2022 foram 336 dias), no sentido de Espanha para Portugal, e 110 dias (em 2022 foram também 110 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 13,2 GWh/dia (13,7 GWh/dia em 2022) e 4,5 GWh/dia (7,0 GWh/dia em 2022), nos sentidos mencionados. A figura seguinte ilustra a oferta de capacidade por esta via. A capacidade oferecida não foi contratada.

**Figura 4-9 – Percentagem mensal de dias com oferta de capacidade firme no VIP Ibérico pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate, em 2022 e 2023**



Fonte: ENTSG, cálculo ERSE

<sup>154</sup> Disponível online [\[link\]](#).

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.

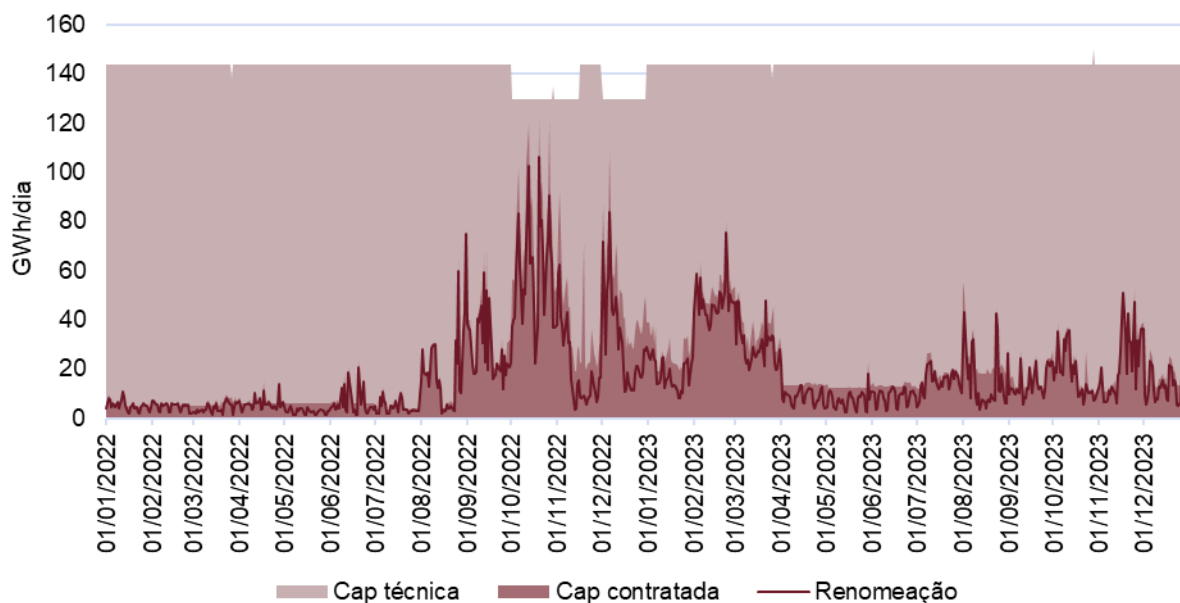
### ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

O acesso às interligações ocorre 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 foi totalmente *bundled*.

Em 2023, não se registaram situações em que a procura por capacidade no VIP excedesse a oferta, salvo um dia em que se esgotou a capacidade de exportação oferecida. A utilização do terminal de GNL em Sines manteve-se como fonte de aprovisionamento principal do mercado português. A contratação de capacidade no sentido exportador (de Portugal para Espanha) cresceu significativamente (58% face a 2022), correspondendo a um valor médio de 23,0 GWh/dia. No sentido importador também cresceu a capacidade atribuída (4% face a 2022), correspondendo a um valor médio de 28,2 GWh/dia, especialmente devido ao período de setembro e outubro de 2022. Em particular, foi contratada mais capacidade no sentido exportador do que no sentido contrário.

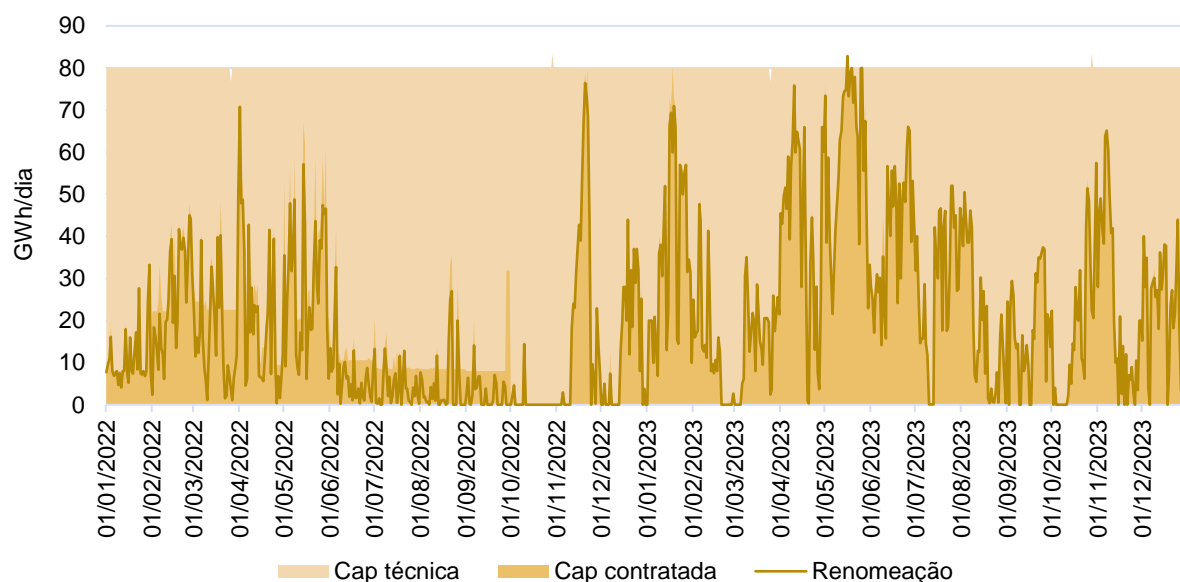
As duas figuras seguintes ilustram a reserva de capacidade no VIP Ibérico, comparando com as nomeações submetidas pelos agentes de mercado e a capacidade técnica máxima oferecida no VIP, quer no sentido importador (entrada), quer exportador (saída).

Figura 4-10 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2022 e 2023 (importação)



Fonte: Dados REN Gasodutos

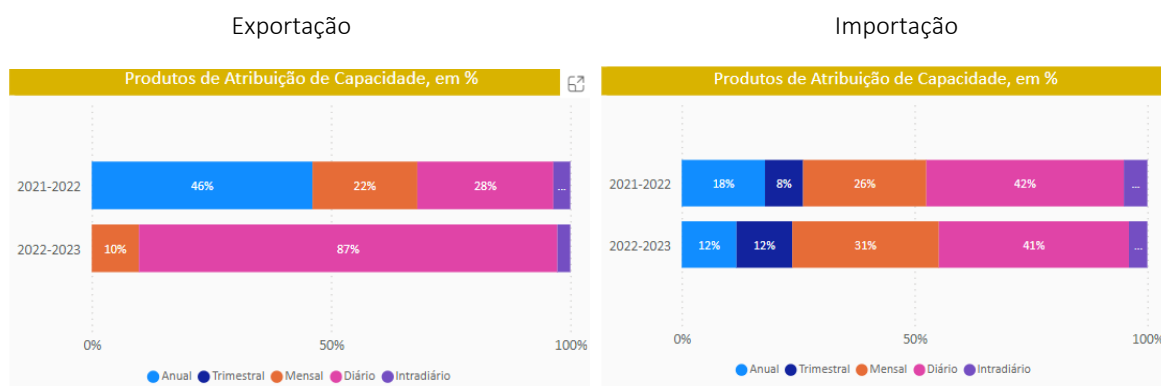
Figura 4-11 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2022 e 2023 (exportação)



Fonte: Dados REN Gasodutos

Nos dois sentidos do VIP Ibérico, os agentes de mercado utilizam a capacidade contratada em níveis muito elevados (98% na exportação e 77% na importação), resultando de uma estrutura de contratação centrada no curto prazo.

Figura 4-12 – Estrutura de contratação de capacidade no VIP Ibérico nos anos-gás 2021-22 e 2022-23



Fonte: Dados REN Gasodutos

## COOPERAÇÃO

Os ORT 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

A REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), apresentou à 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 2024-2033 (PDIRG 2023), competindo à ERSE, nos termos do n.º 2 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto<sup>155</sup>, 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 8 de maio e 20 de junho de 2023, a proposta de PDIRG 2023<sup>156</sup>.

<sup>155</sup> Disponível para consulta em <https://diariodarepublica.pt/dr/legislacao-consolidada/decreto-lei/2020-146809387>

<sup>156</sup> <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n%C2%BA-115/abertura/>

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRG 2023, 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, designadamente aqueles relacionados com Projetos Base, recomendando ainda assim prudência na aprovação e execução dos mesmos. A ERSE recomendou ainda o adiamento da aprovação dos “Projetos Complementares” associados a investimentos em projetos dedicados exclusivamente ao vetor energético Hidrogénio, aguardando pela atualização em curso dos instrumentos de política energética, que irá incorporar a aprendizagem experienciada dos anos mais recentes assim como toda a reflexão europeia em torno da integração dos diferentes vetores energéticos.

## 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

Desde 16 de março de 2021, encontra-se em funcionamento o mercado organizado para a negociação de produtos com entrega no *virtual trading point* (VTP) em Portugal, na plataforma MIBGAS<sup>157</sup>. Em 2023, apesar de o volume de transações em mercado organizado se manter em níveis baixos, atingiu-se um valor de 170 GWh, que triplica o de 2022 (57 GWh). Esta melhoria da liquidez em mercado organizado também se verifica quando expressa em percentagem de procura na RNTG (0,4% em 2023 face a 0,1% em 2022) bem como em percentagem do total de trocas entre agentes no VTP (1,6% em 2023 face a 0,6% em 2022).

O peso das ações de compensação do GTG no total das transações em mercado organizado sofreu, em 2023, uma redução significativa, passando de 82% para 36%, isto apesar de o volume total de ações de compensação (61 GWh) ter registado um aumento de 30%. A redução do peso das ações de compensação do GTG deve-se exclusivamente a uma maior dinâmica de mercado, uma vez que o volume de transações em mercado organizado, sem a intervenção do GTG, mais do que decuplicou face a 2022, atingindo um volume de 109 GWh.

---

<sup>157</sup> Embora se trate da mesma plataforma de negociação utilizada para o mercado espanhol, a negociação de produtos com entrega em Portugal tem regras próprias, apesar de muito semelhantes às que vigoram para Espanha.



O mercado português, contrariamente ao que sucede em Espanha, tem uma elevada concentração dos aprovisionamentos, que são quase totalmente assegurados pelos quatro maiores agentes de mercado <sup>158</sup>. A menor atomização do mercado português <sup>159</sup> em comparação, por exemplo, com o mercado espanhol <sup>160</sup>, facilita a realização de contratos bilaterais entre agentes de mercado, o que não ajuda ao fomento de liquidez do mercado organizado, que tem funcionado, principalmente, para trocas pontuais de excedentes entre os agentes.

Em termos de preço, o preço médio ponderado de todas as transações registadas ao longo de 2023 foi de 37,3 EUR/MWh, claramente abaixo dos 102,3 EUR/MWh registados no ano anterior, e também abaixo da média aritmética do preço de referência do produto D+1 diário em Espanha (39,3 EUR/MWh).

Na Figura 4-13 pode observar-se que existe uma razoável correlação entre os preços mensais <sup>161</sup> nos mercados organizados de Espanha e de Portugal ao longo de 2023, e o diferencial de preços entre Espanha e Portugal a variar entre -1,8EUR/MWh em junho (mais barato em Espanha) e 4,4 EUR/MWh em janeiro (mais barato em Portugal). Estas comparações devem, no entanto, ser observadas com a devida cautela, tendo em conta a reduzida liquidez do mercado organizado português, bem como a concentração de liquidez em determinados períodos. Ainda assim, o registo de um preço médio mais baixo em Portugal que em Espanha é coerente com o saldo exportador na interligação com Espanha que se verificou em 2023.

---

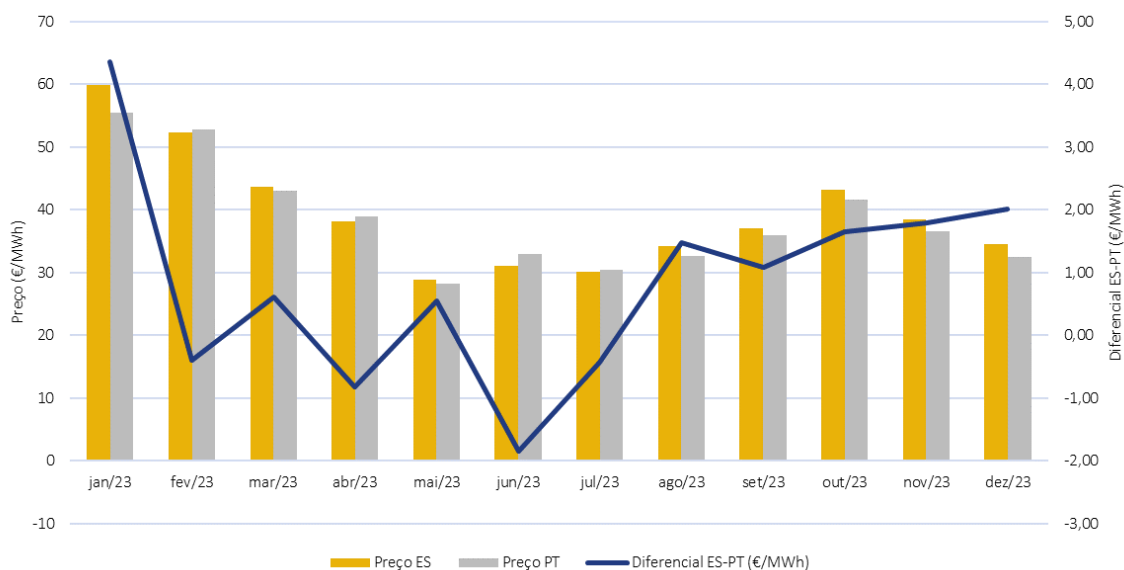
<sup>158</sup> GALP, EDP, Endesa e Naturgy são responsáveis por cerca de 96% das entradas na RNTG.

<sup>159</sup> Os restantes 4% de entradas foram assegurados por cerca de 12 agentes de mercado.

<sup>160</sup> A plataforma do MIBGAS regista quase 200 agentes de mercado inscritos.

<sup>161</sup> Utilizou-se para Espanha a média aritmética do preço de referência do produto D+1 e para Portugal o preço médio ponderado de todas as transações.

Figura 4-13 – Preços no mercado organizado em Espanha e Portugal, 2023



Ao longo de 2023 foram regulamentadas as obrigações de atuação como criador de mercado por parte das entidades classificadas como operadores dominantes<sup>162</sup>, tendo-se iniciado essa atuação no início de 2024, o que contribuirá para uma melhoria da liquidez no mercado organizado e para a formação de forma mais consistente e numa base diária, de um preço explícito para o mercado grossista em Portugal, o que ainda não se verificou ao longo de 2023.

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.

As entradas através do terminal de GNL tornaram-se predominantes nos anos mais recentes. Efetivamente, o aprovisionamento de gás natural através das interligações com Espanha tornou-se pouco significativo e deve-se, em parte, a agentes com menor expressão no mercado português que mobilizam esse gás beneficiando do mercado grossista mais líquido e com maior diversificação de origens de fornecimento desse país.

<sup>162</sup> Os grupos GALP e EDP foram classificados como operadores dominantes por atingirem, de acordo com o Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, uma quota de mercado superior a 20% nas nomeações de entrada ou no volume de gás natural comercializado a clientes finais ou em número de clientes.

Em termos líquidos, o ano de 2023 registou um saldo exportador de gás natural através das interligações o que significa que o volume total de entradas na RNTG com origem em descargas de GNL permitiu abastecer a totalidade do consumo nacional e ainda foi suficiente para assegurar alguma exportação por gasoduto.

O fornecimento através do terminal de GNL está em parte assente em contratos de GNL com a Nigéria, de cláusula de *take-or-pay*, que obedece a regras de preço definidas nos contratos, tendo subjacente, em 2023, um volume de cerca de 2,9 bcm.

## 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. Tal sucede no caso do SNG 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.

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 ORT, e a 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.

De entre os factos sujeitos à obrigação de reporte constam as indisponibilidades planeadas e não planeadas de rede (transporte e distribuição), de instalações de GNL e de instalações de armazenamento que possam afetar o consumo ou a formação do preço. As alterações da capacidade comercialmente disponível na interligação gasista Portugal-Espanha (VIP) estão também sujeitas à obrigação de prestação de informação

por parte da REN, enquanto GTG, bem como os desvios significativos na previsão de consumo agregado do sistema ou de cada agente em particular.

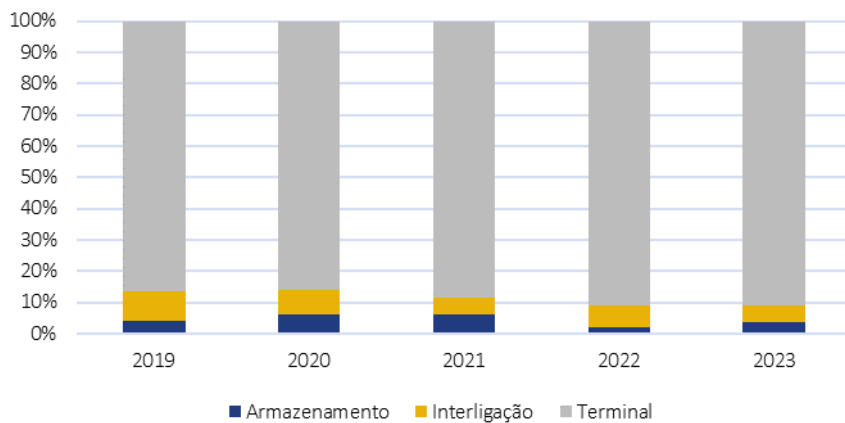
A comunicação de informação privilegiada é efetuada de forma centralizada, através de um portal gerido pela REN <sup>163</sup>. Durante 2023, foram comunicados 134 factos relevantes. Destes, a grande maioria corresponde a comunicação de indisponibilidades do armazenamento subterrâneo.

Relativamente ao desenvolvimento de mercados organizados mais focados no curto prazo, em 16 de março de 2021 iniciou-se a negociação de produtos *spot*, com entrega em Portugal, 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 maiores volumes de negociação, quer à vista, quer a prazo. No entanto, apesar da melhoria registada em 2023, mantém-se uma incipiente liquidez da negociação, o que dificulta a emergência de uma referência de preço fiável e consistente. Existe a expectativa de que o início da atuação dos criadores de mercado obrigatórios, em 2024, permita aumentar a frequência das transações, bem como, garantir uma evolução mais alinhada dos preços nos mercados organizados de gás de Portugal e Espanha.

#### APROVISIONAMENTO DE GÁS NATURAL

A caracterização das injeções na RNTG é efetuada na Figura 4-14.

Figura 4-14 – Repartição das injeções na RNTG por infraestrutura, 2019 a 2023



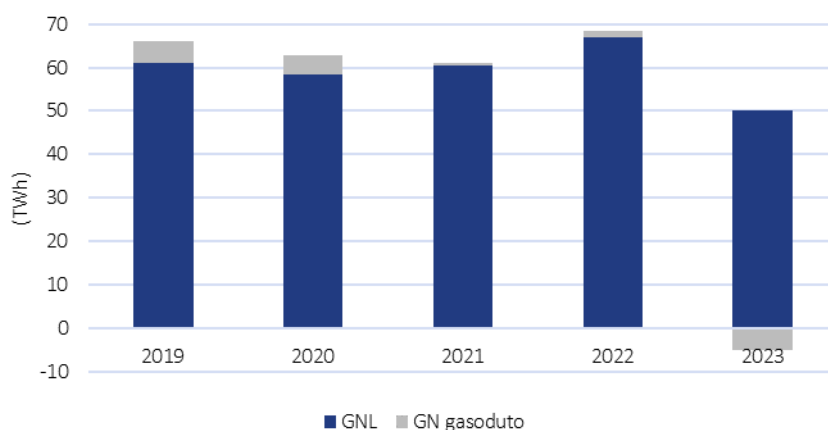
Fonte: dados REN Gasodutos, REN Armazenamento e REN Atlântico

<sup>163</sup> <https://mercado.ren.pt/PT/Gas/InfoMercado/UMMs/Paginas/default.aspx>

O Terminal de Sines manteve em 2023 a sua importância como principal via de aprovisionamento, representando cerca de 91% do volume total de gás que entrou na rede nacional.

Na Figura 4-15 observa-se a evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, sendo que, em 2023, se importou um volume total de 45,0 TWh. O saldo importador por gasoduto foi negativo pela primeira vez desde 2019.

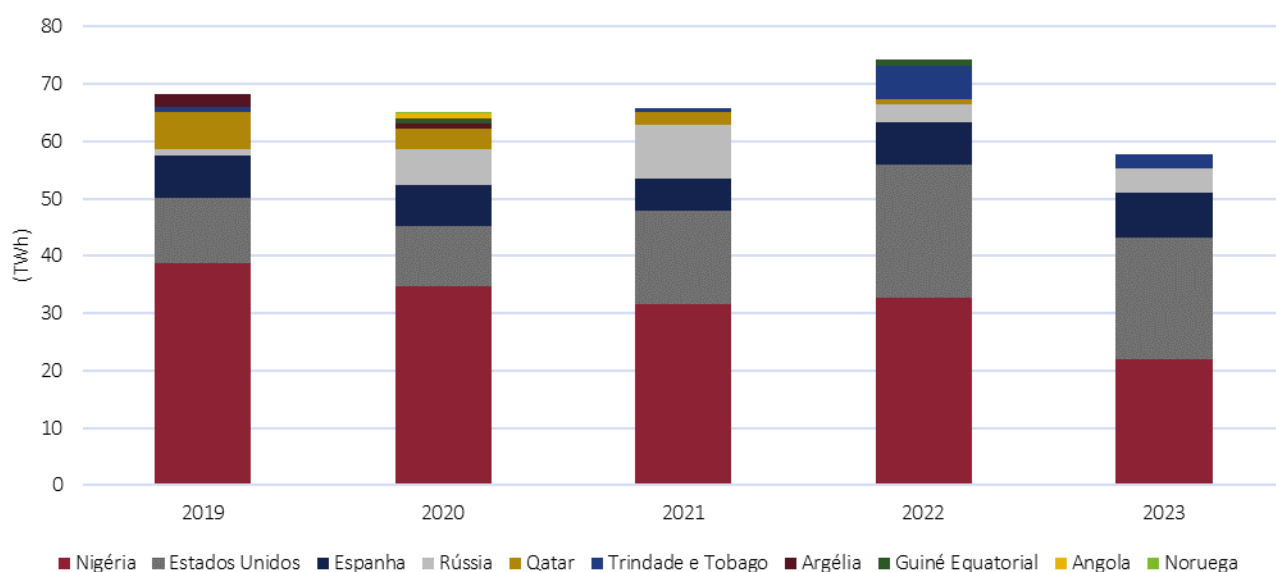
Figura 4-15 – Evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, 2019 a 2023



Fonte: EUROSTAT, elaboração ERSE

A Figura 4-16 apresenta a proveniência do gás natural importado entre 2019 e 2023.

Figura 4-16 – Origem do gás natural importado, 2019 a 2023



Fonte: EUROSTAT, elaboração ERSE

A principal origem do aprovisionamento em 2023 continuou a ser a Nigéria, embora com valores muito próximos dos Estados Unidos da América, que, em termos relativos, manteve a tendência registada nos últimos 5 anos de reforço da sua posição. Acrescente-se que Espanha reforçou a terceira posição como fonte de aprovisionamento. Destaca-se ainda nova troca de posições entre Trindade e Tobago e a Rússia, voltando esta última a assumir a quarta posição em termos de aprovisionamento.

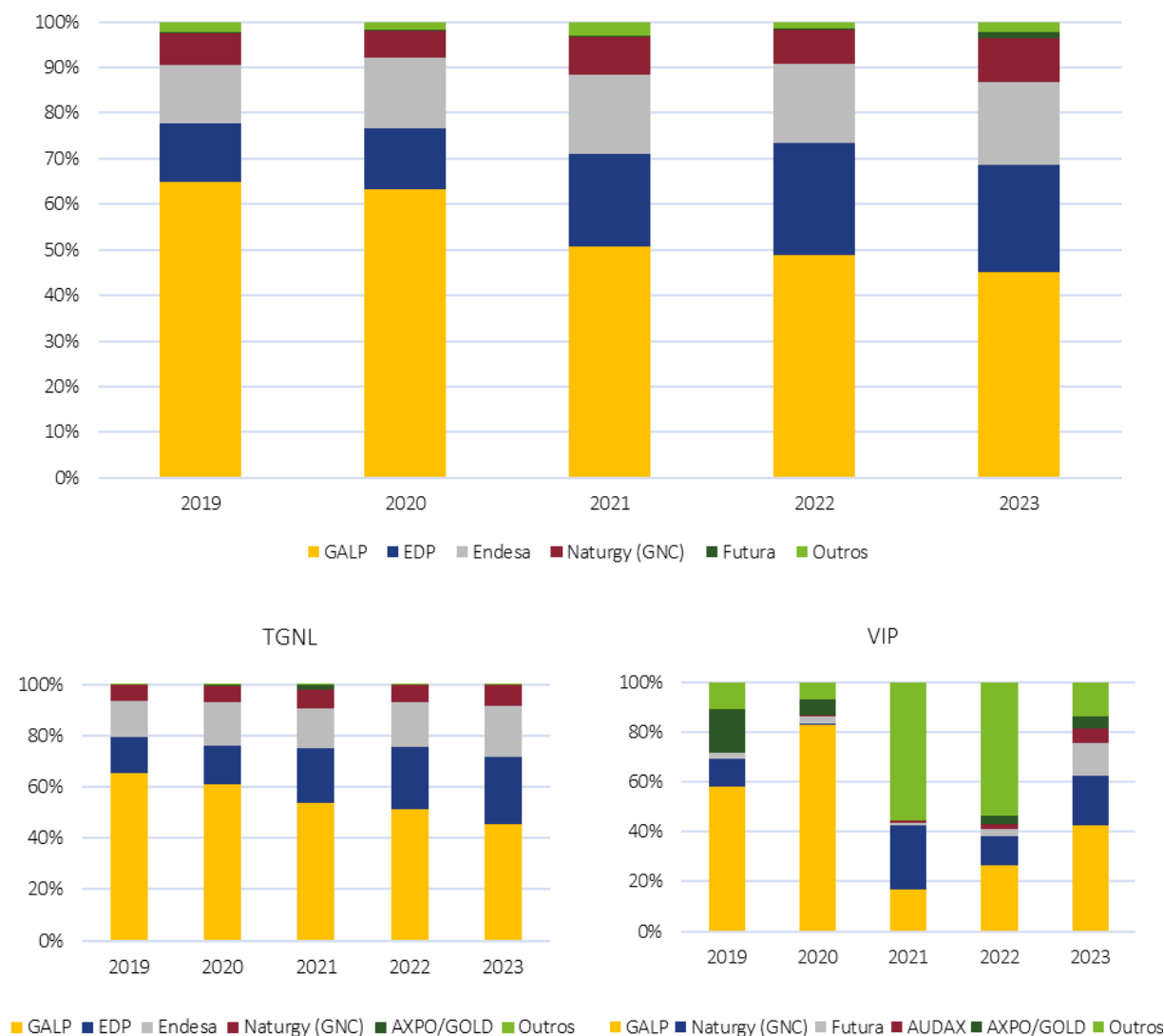
#### **EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA**

A Figura 4-17 apresenta as entradas de gás natural na RNTG, considerando as interligações por gasoduto (VIP) e o terminal de Sines (TGNL), entre 2019 e 2023, por agente <sup>164</sup>, bem como o detalhe das entradas apenas no VIP e a partir do TGNL.

---

<sup>164</sup> O total das entradas considera as atribuições a agentes de mercado, excluindo as atribuições ao GTG que não se devem a razões comerciais. São consideradas as atribuições por grupo económico, com exceção das atribuições aos CUR, que são contabilizadas separadamente.

Figura 4-17 – Entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2019 a 2023



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

A Galp mantém a tendência de redução do seu peso relativo no total das entradas na RNTG, verificada ao longo dos últimos cinco anos, atingindo, em 2023, uma quota de 45%. Em sentido inverso, a EDP e a Endesa apresentam uma tendência de crescimento das suas quotas no período em análise.

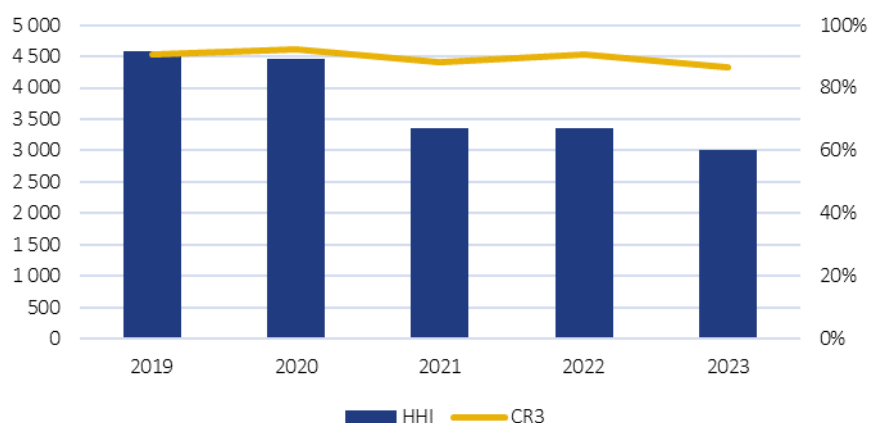
O comportamento das entradas a partir do TGNL é muito parecido com o que se verifica nas entradas totais. Destaca-se o facto de a GALP registar, pela primeira vez no período em análise, uma quota inferior a 50% também neste tipo de entradas.

Nas importações a partir do VIP a representação gráfica está muito influenciada pelo facto de EDP e Endesa não se encontrarem, em 2023, entre os cinco comercializadores com mais nomeações de entrada e, como

tal, não apresentarem quotas individualizadas<sup>165</sup>. Neste contexto, o peso da categoria «Outros» é anormalmente elevado em 2021 e 2022, quando estes dois comercializadores registavam quotas muito relevantes. Em contraponto, regista-se em 2023 o aparecimento da Futura e da Audax como, respetivamente, terceiro e quarto maiores importadores no VIP, mas que registavam quotas reduzidas nos anos anteriores.

A Figura 4-18 apresenta os indicadores de concentração, HHI e CR3 <sup>166</sup>, nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), entre 2019 e 2023.

Figura 4-18 – Índices de concentração nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2019 a 2023



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

O valor do HHI tem registado uma descida consistente desde 2019, ano em que registou o seu valor mais elevado<sup>167</sup> no período em análise, até 2023, ano em que se aproxima dos 3 000. No CR3, a descida não tem sido tão vincada, pelo facto de a redução de quota de mercado da GALP ter beneficiado, principalmente, os comercializadores que se encontram nas duas posições imediatamente seguintes.

A Figura 4-19 apresenta a utilização do armazenamento subterrâneo, entre 2019 e 2023.

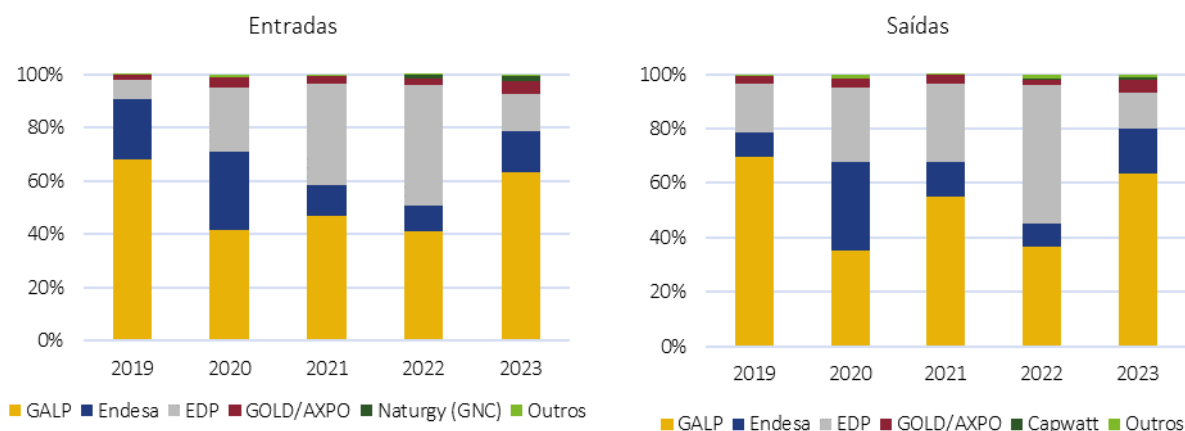
<sup>165</sup> A opção foi de individualizar os agentes com as maiores quotas de mercado no último ano do período.

<sup>166</sup> O índice CR3 refere-se à quota de mercado dos três maiores agentes de mercado.

<sup>167</sup> O valor do HHI em 2019 é de cerca 4.500, valor por si já bastante inferior ao de 2018, que superava os 5.500.



Figura 4-19 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2019 a 2023

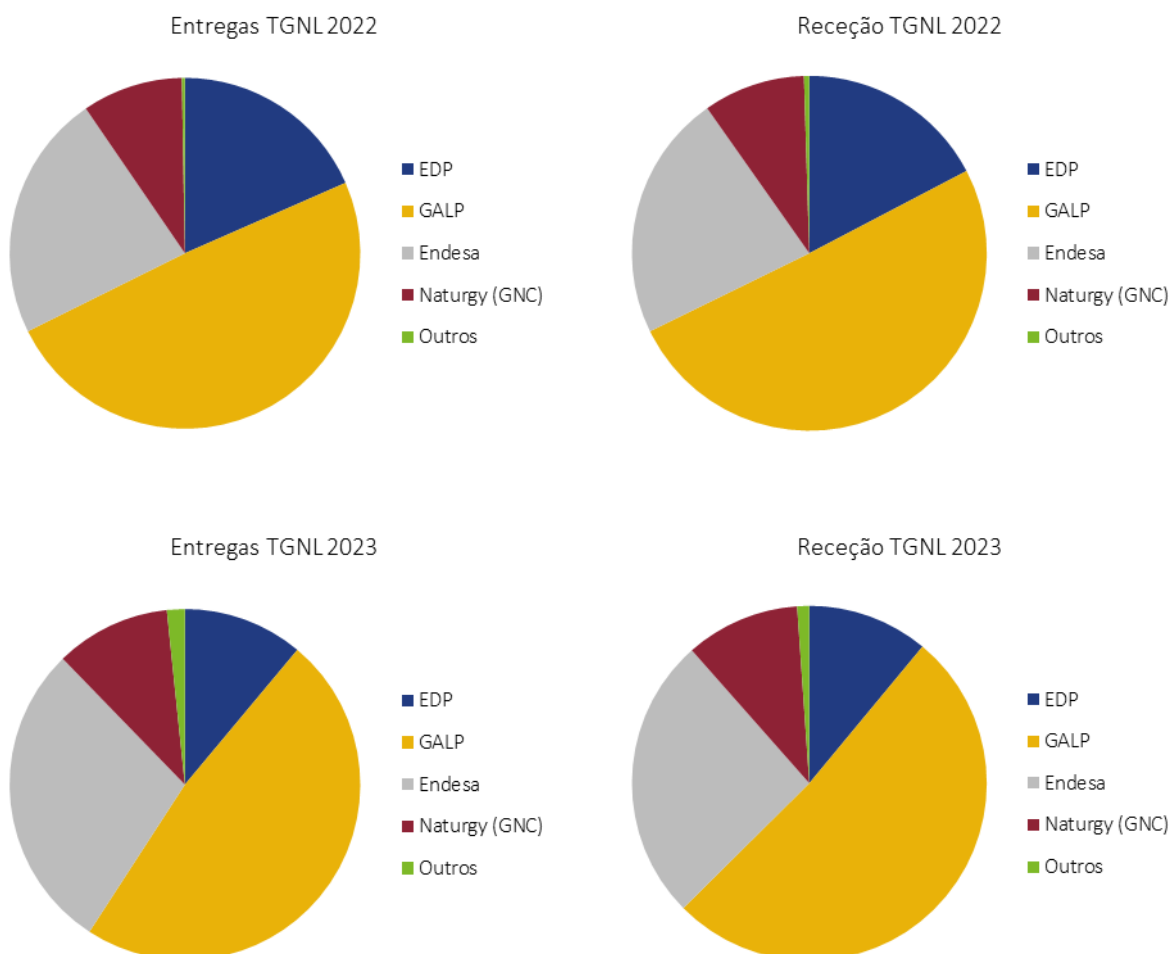


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Relativamente às entradas e saídas no armazenamento subterrâneo, salienta-se em 2023 o facto de a GALP voltar a ser o principal utilizador, tendo a Endesa passado para segundo e a EDP para terceiro. O peso relativo dos restantes utilizadores manteve-se residual.

Na Figura 4-20 encontram-se as quotas de mercado relativas às trocas de existências de GNL no terminal de Sines, em 2022 e 2023.

Figura 4-20 – Trocas no TGNL, 2022 e 2023



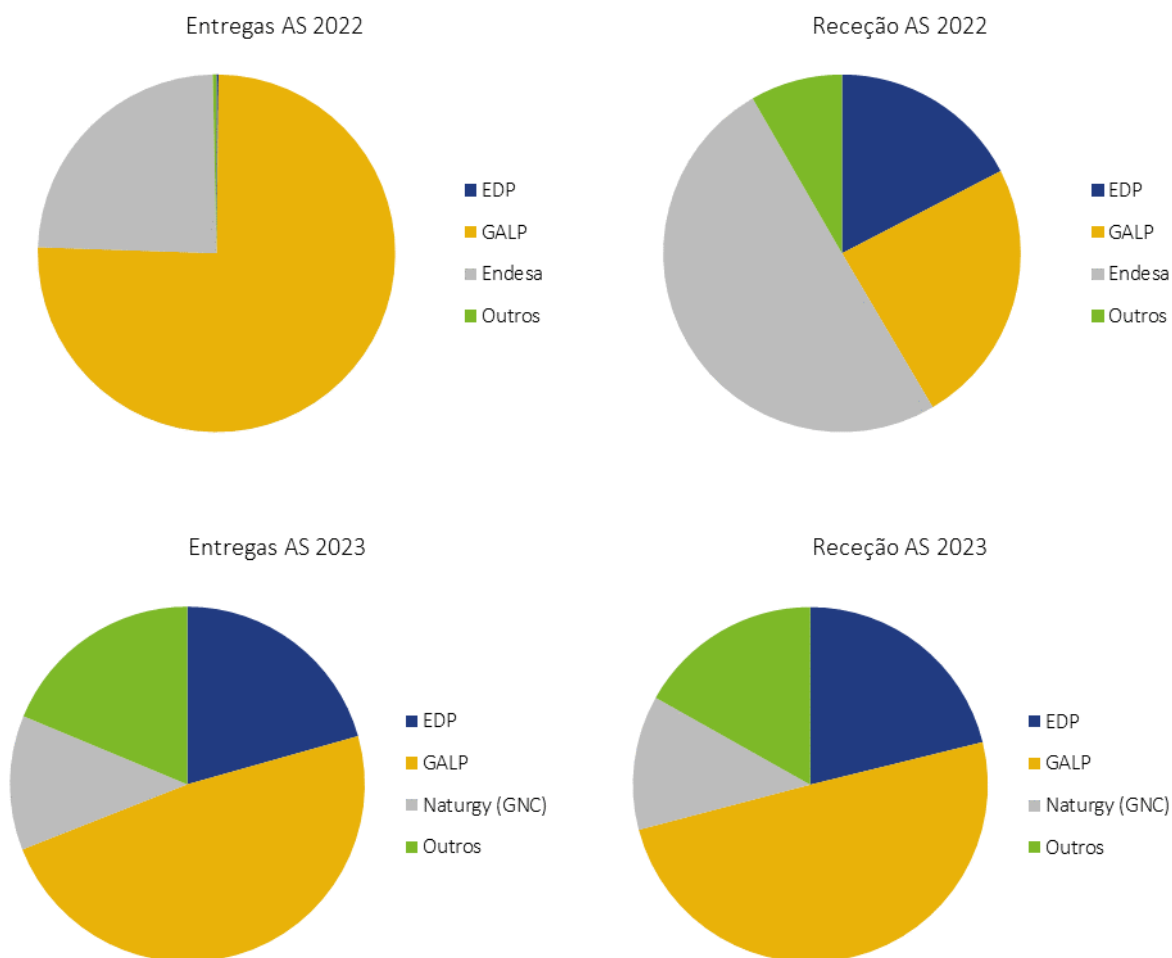
Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Não se verificaram alterações significativas em 2023 no que diz respeito aos principais agentes envolvidos em trocas comerciais no TGNL. A Endesa aumentou o seu peso relativo no total de trocas, principalmente à custa da redução da EDP.

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

Na Figura 4-21 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de gás natural no armazenamento subterrâneo, em 2022 e 2023.

Figura 4-21 – Trocas no AS, 2022 e 2023

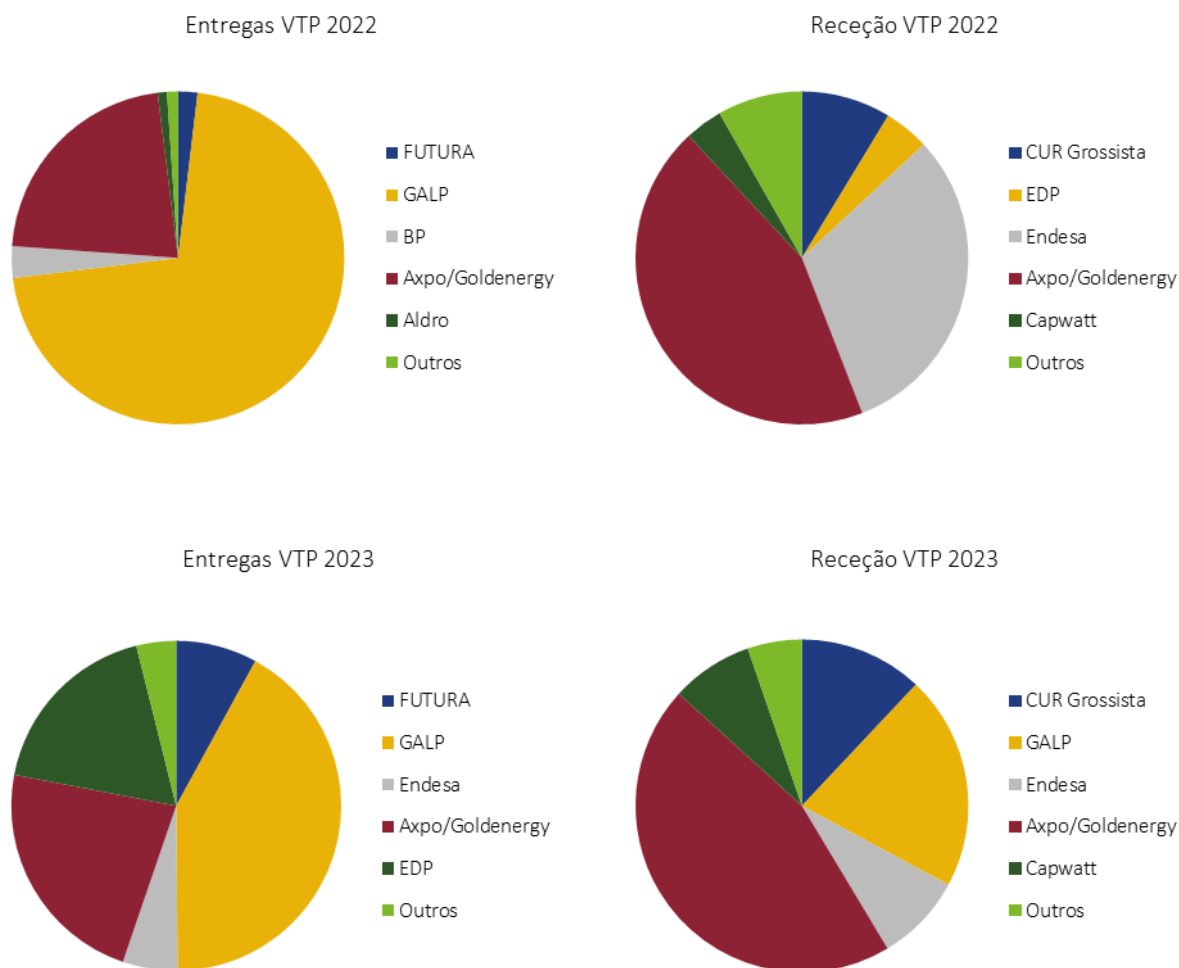


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Também aqui se regista um grande equilíbrio entre as quotas de mercado de cada agente em termos de entregas e de receção, o que volta a apontar para uma lógica de *swap* intertemporal entre agentes. Em 2023 regista-se uma maior dispersão dos agentes envolvidos em trocas comerciais no AS, em comparação com o ano de 2022.

Na Figura 4-22 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de gás natural no *virtual trading point* (VTP), em 2022 e 2023.

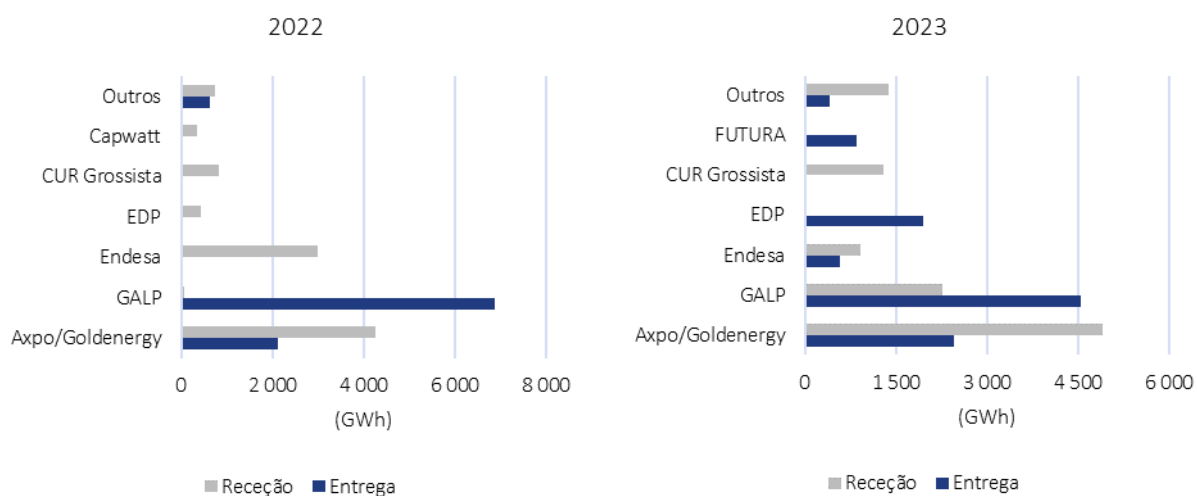
Figura 4-22 – Trocas no VTP, 2022 e 2023



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

As trocas no VTP em 2023 evoluíram no sentido de uma maior dispersão dos valores de quotas de mercado. Nas entregas, a GALP baixou em 2023 para uma quota de mercado claramente abaixo dos 50%, muito por força do crescimento da EDP, da Futura e dos agentes agrupados na categoria “Outros”. Nas receções, o grupo AXPO mantém-se com a maior quota de mercado, notando-se um crescimento vincado da GALP em contraponto com uma redução forte da Endesa e da EDP.

Figura 4-23 – Trocas no VTP em quantidades, 2022 e 2023



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Na Figura 4-23 observa-se que a GALP passou, em 2022, de uma situação em que atuou no VTP quase exclusivamente como vendedor (7 TWh), para uma situação de maior equilíbrio entre compras e vendas em 2023 (saldo vendedor de 2 TWh).

Em sentido inverso, a EDP e a Endesa, passaram de uma situação quase exclusivamente compradora para uma situação exclusivamente vendedora, no caso da EDP, e para uma situação de equilíbrio entre compras e vendas, no caso da Endesa.

Destaque ainda para o grupo AXPO e para o CUR Grossista, que reforçaram o seu saldo comprador, e para a FUTURA, cujo aumento das vendas a faz surgir como o quinto agente mais ativo no VTP em 2023. As atuações do GTG no VTP continuam, à semelhança do que ocorreu em 2022, a ser pouco representativas, razão pela qual as quantidades associadas estão agrupadas na categoria «Outros».

#### 4.2.1.2 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

##### OPERACIONALIZAÇÃO DO CONCEITO DE OPERADOR DOMINANTE

Em 2023, a ERSE aprovou a Diretiva n.º 7/2023, de 28 de fevereiro, que estabeleceu as regras para o apuramento das entidades a incluir na lista de operadores dominantes, tal como previsto no Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro.

Ainda em 2023, foi publicado o Despacho n.º 7310/2023, de 11 de julho, que estabelece as condições aplicáveis aos operadores dominantes do SNG no desempenho do serviço de criação de mercado e que incluem a obrigação de apresentar um determinado volume de ofertas de compra e de venda separadas por um diferencial de preço máximo.

#### **REGRAS DE NEGOCIAÇÃO EM MERCADO ORGANIZADO**

A Diretiva n.º 16/2023, de 30 de agosto, atualizou as regras de negociação de produtos com entrega no VTP na plataforma MIBGAS em alguns aspetos, incluindo a introdução do conceito de grupo empresarial, a forma de cálculo do último preço ou a introdução de dois novos índices de preços.

#### **4.2.2 MERCADO RETALHISTA**

Em 2023, o mercado retalhista de gás natural teve uma considerável descida de preços, face à escalada que se verificou no ano de 2022 devido à crise energética, embora se tenham mantido em valores acima dos que se verificavam antes do último trimestre de 2021.

Do ponto de vista do desenvolvimento do mercado retalhista de gás natural, apesar de o peso do consumo de gás natural no mercado liberalizado ter tido apenas uma ligeira descida face a 2022, o número de clientes fornecidos pelo mercado liberalizado desceu consideravelmente, devido sobretudo à subida dos preços do gás natural e à possibilidade de regresso ao mercado regulado dos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, prevista a partir de setembro de 2022, através do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro.

No final de 2023, cerca de 96% dos consumos de gás natural do segmento convencional (excluindo-se os centros eletroprodutores) eram abastecidos por comercializadores em regime de mercado. Contudo, o peso em número de clientes no mercado liberalizado desceu de 85%, em 2022, para cerca de 76%, em 2023.

No final de 2023, estavam presentes 20 comercializadores no mercado livre de gás natural, dos quais 18 se encontravam a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>/ano (segmento residencial).

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

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

No âmbito das obrigações de publicitação de preços pelos comercializadores, bem como das competências da ERSE quanto à monitorização do mercado de gás natural e à informação aos consumidores e aos restantes agentes sobre os preços praticados, os comercializadores enviam à ERSE informação sobre os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista <sup>168</sup>, 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 m<sup>3</sup> (BP<).

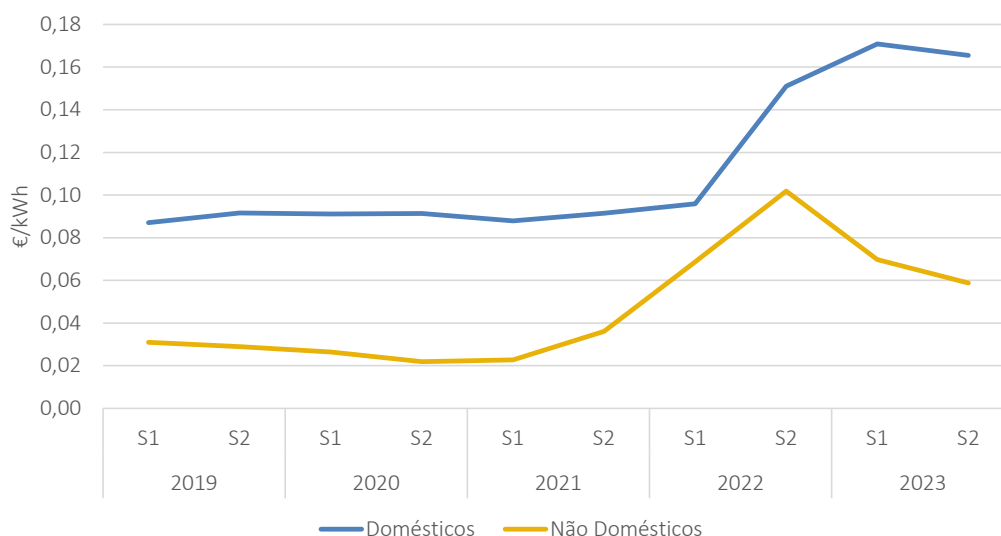
Os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista, reportados trimestralmente pelos comercializadores de gás natural à ERSE, são utilizados por esta entidade nas suas funções de monitorização e supervisão do mercado de gás natural a retalho, constituindo também uma ferramenta de informação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

A Figura 4-24 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, para consumidores domésticos, mas excluem o IVA para consumidores não domésticos.

---

<sup>168</sup> Nos termos do [Despacho n.º 3677/2011](#), de 24 de fevereiro. Em setembro de 2023, a ERSE iniciou a revisão deste Despacho, através da Consulta de interessados n.º 7/2023, que finalizou em 2024.

Figura 4-24 – Evolução dos preços médios de gás natural para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA)



Fonte: Eurostat, ERSE.

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, o 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 <sup>169</sup>, 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< <sup>170</sup>.

<sup>169</sup> Em <https://simulador.precos.erse.pt>.

<sup>170</sup> Disponíveis nos [Boletins das Ofertas Comerciais de Gás Natural](#).



A análise realizada às ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores revelou que, em dezembro de 2023, para o consumidor representativo do universo dos clientes residenciais <sup>171</sup>, existiam 12 comercializadores com ofertas de gás e oito comercializadores com ofertas duais, com um total de 66 ofertas (exclusivamente) de gás natural e 146 ofertas integradas de gás natural e eletricidade (duais), totalizando 212 ofertas comerciais, representando +30% face a 2022 (163 ofertas comerciais).

No referido período, a oferta comercial de gás natural com menor fatura mensal apresentava o valor de 28,06 euros/mês, correspondendo à Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás natural com menor fatura mensal para além da Tarifa Regulada, apresentava um valor de 37,44 euros/mês (valor 33% superior ao da Tarifa Regulada). De salientar que o diferencial entre a oferta de gás de valor mínimo e a Tarifa Regulada tem vindo a diminuir. A oferta comercial dual com menor fatura mensal apresentava o valor de 114,16 euros/mês, que correspondia a uma poupança de 6,33 euros e a um valor 5% inferior em relação à Tarifa Regulada.

A Figura 4-25 apresenta a evolução da faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva, em 2023, verificando-se que, entre os 12 comercializadores com ofertas de gás e os oito comercializadores com ofertas duais, nenhum dos comercializadores apresenta ofertas comerciais de gás mais competitivas do que a Tarifa Regulada.

No que respeita às ofertas duais, verifica-se na Figura 4-26, que, no 1.º trimestre de 2023, a oferta padrão de valor mínimo é superior à tarifa do Mercado Regulado, para os consumidores tipo 2. A partir do 2.º trimestre de 2023 a oferta padrão apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada, para os consumidores tipo 2. Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais, verifica-se que a melhor oferta apresenta um preço inferior ao da Tarifa Regulada ao longo do período analisado.

---

<sup>171</sup> 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 m<sup>3</sup>.

Figura 4-25 – Faturação mensal das ofertas de gás natural mais competitivas para o consumidor tipo 2, em 2023

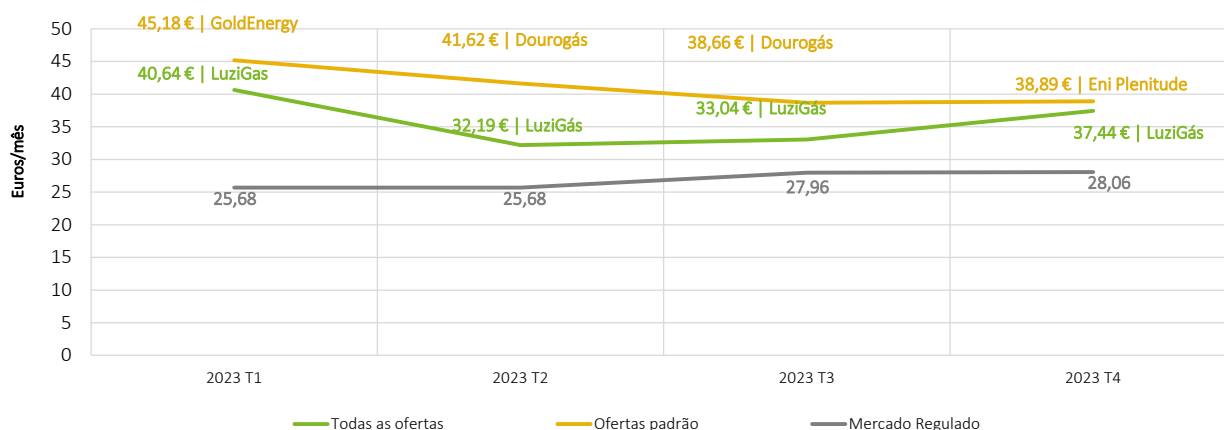
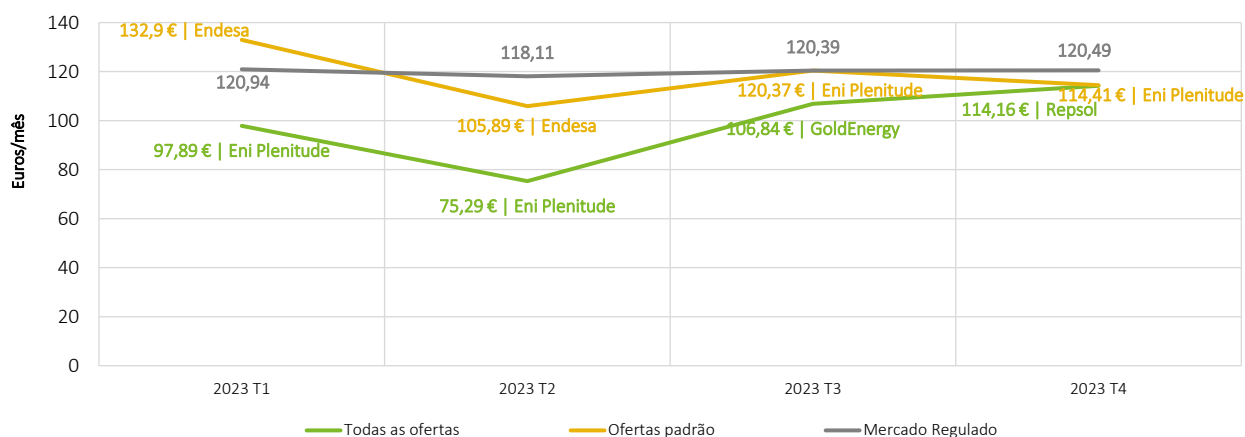


Figura 4-26 – Faturação mensal das ofertas duais mais competitivas para o consumidor tipo 2, em 2023



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 (TOS) 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). A análise 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<sup>172</sup>. O simulador de preços permite a comparação dos preços de todos os comercializadores registados e em atividade em Portugal continental<sup>173</sup> permitindo ao consumidor escolher o seu fornecedor de gás natural, pela comparação dos preços e das condições comerciais praticadas por cada comercializador.

Desde agosto de 2022, que a ERSE disponibiliza uma lista dos “Preços das Ofertas Comerciais de energia em mercado”<sup>174</sup> ao consumidor, que tem por objetivo ajudar a encontrar a melhor oferta no mercado e a acompanhar a rápida evolução dos mercados retalhistas de eletricidade e gás natural.

De forma a garantir a transparência da informação disponibilizada aos consumidores por parte dos comercializadores, a ERSE verifica 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 o 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<sup>175</sup>, para garantir o acesso à informação a todos os interessados, em formato editável.

---

<sup>172</sup> Disponível em <https://simulador.precos.erse.pt/gas/>.

<sup>173</sup> Nas Regiões Autónomas não há fornecimento de gás natural sujeito a regulação da ERSE.

<sup>174</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/lista-de-precos-de-ofertas-comerciais/>.

<sup>175</sup> O documento está disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

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 <sup>176</sup>.

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, a indicação do volume de gás natural medido e dos fatores de conversão para energia (de unidades físicas, em m<sup>3</sup>, para unidades de energia, em kWh) <sup>177</sup> 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 RRC e do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados <sup>178</sup>.

A ERSE disponibiliza, desde 2017, uma calculadora da tarifa social <sup>179</sup>, 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 ferramenta de informação no seu site que permite aos consumidores de gás natural, saberem, sempre que permitida a sua repercussão, quais os valores da TOS repercutidos na sua fatura de gás natural. Mais concretamente, a ERSE disponibiliza um Simulador da TOS <sup>180</sup>, o qual possibilita aos consumidores, de uma maneira simplificada e intuitiva, estimar os custos decorrentes da TOS, sempre que permitida a sua repercussão, em função de quatro aspetos: concelho de residência, nível de pressão, período de consumo e consumo no período.

## EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

Em termos de abertura efetiva do mercado, a Figura 4-27 apresenta a fração do mercado (em consumo), no ano 2023, que se encontrava a ser abastecida por um comercializador em regime de mercado

---

<sup>176</sup> Nos termos do número 15.º, n.º 1 do RRC, aprovado pelo Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho em conjunto com a Declaração de Retificação n.º 830/2023, de 31 de outubro.

<sup>177</sup> A faturação de gás natural é efetuada em €/kWh, nos termos do artigo 22.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho.

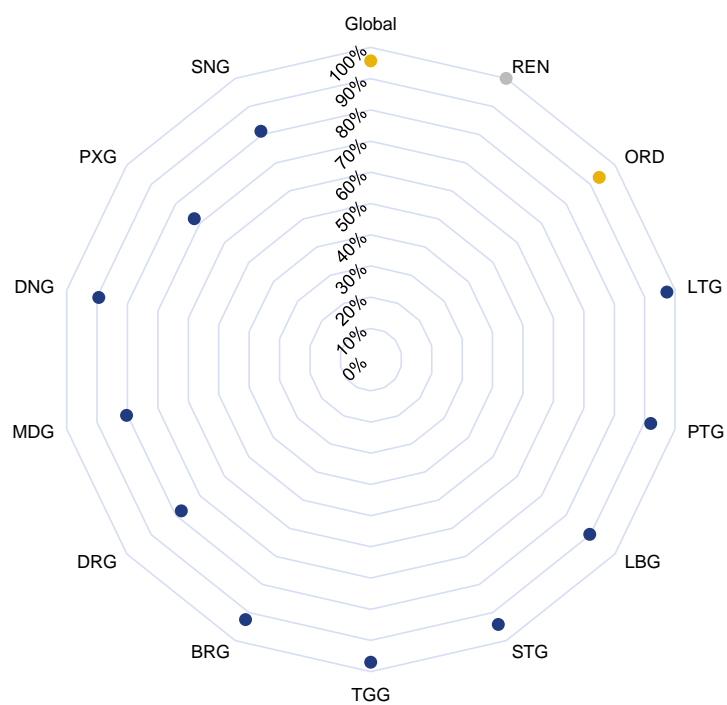
<sup>178</sup> Aprovado pela [Diretiva n.º 7/2018](#), de 28 de março.

<sup>179</sup> Disponível em [https://www.erse.pt/media/1jshsbih/desconto-tarifa-social-t1\\_2024-g%C3%A1s.xlsx](https://www.erse.pt/media/1jshsbih/desconto-tarifa-social-t1_2024-g%C3%A1s.xlsx).

<sup>180</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/taxa-de-ocupacao-do-subsolo/>.

liberalizado, e mostra que 98% do consumo<sup>181</sup> total foi assegurado por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado nos principais distribuidores de gás natural.

**Figura 4-27– Penetração do mercado liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2023**

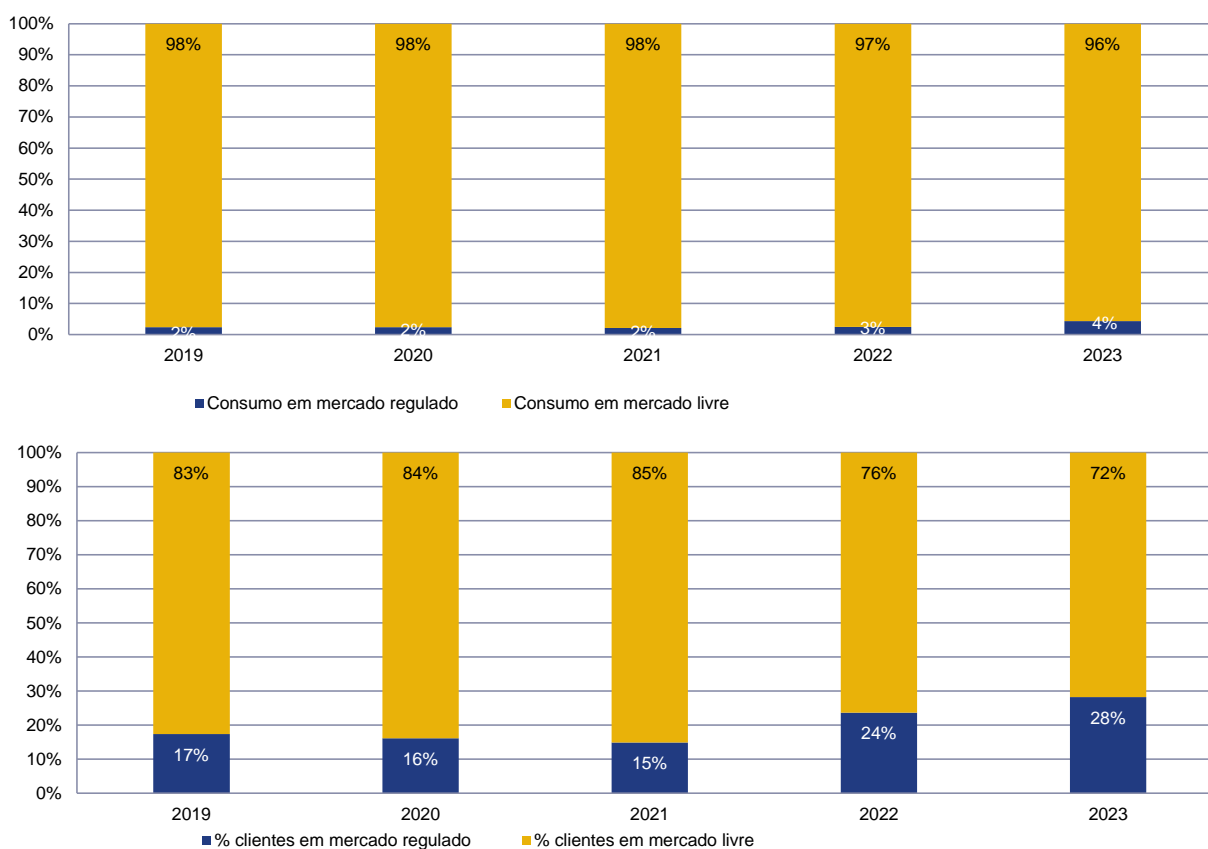


Fonte: dados OLMC. Nota: BRG – Beiragás; DNG – Dianagás; DRG – Duriensegás; LBG – Lisboaagás; LTG – Lusitaniagás; MDG – Medigás; PTG – REN Portgás; PXG – Paxgás; SNG – Sonorgás; STG – Setgás; TGG – Tagusgás; REN – REN Gasodutos; ORD – conjunto dos operadores de rede de distribuição; Global – ORD e REN.

A evolução do mercado liberalizado, entre 2019 e 2023, pode ser observada na Figura 4-28.

<sup>181</sup> Excluindo os centros eletroprodutores, devido ao seu volume expressivo em termos de consumo.

Figura 4-28 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2019 a 2023

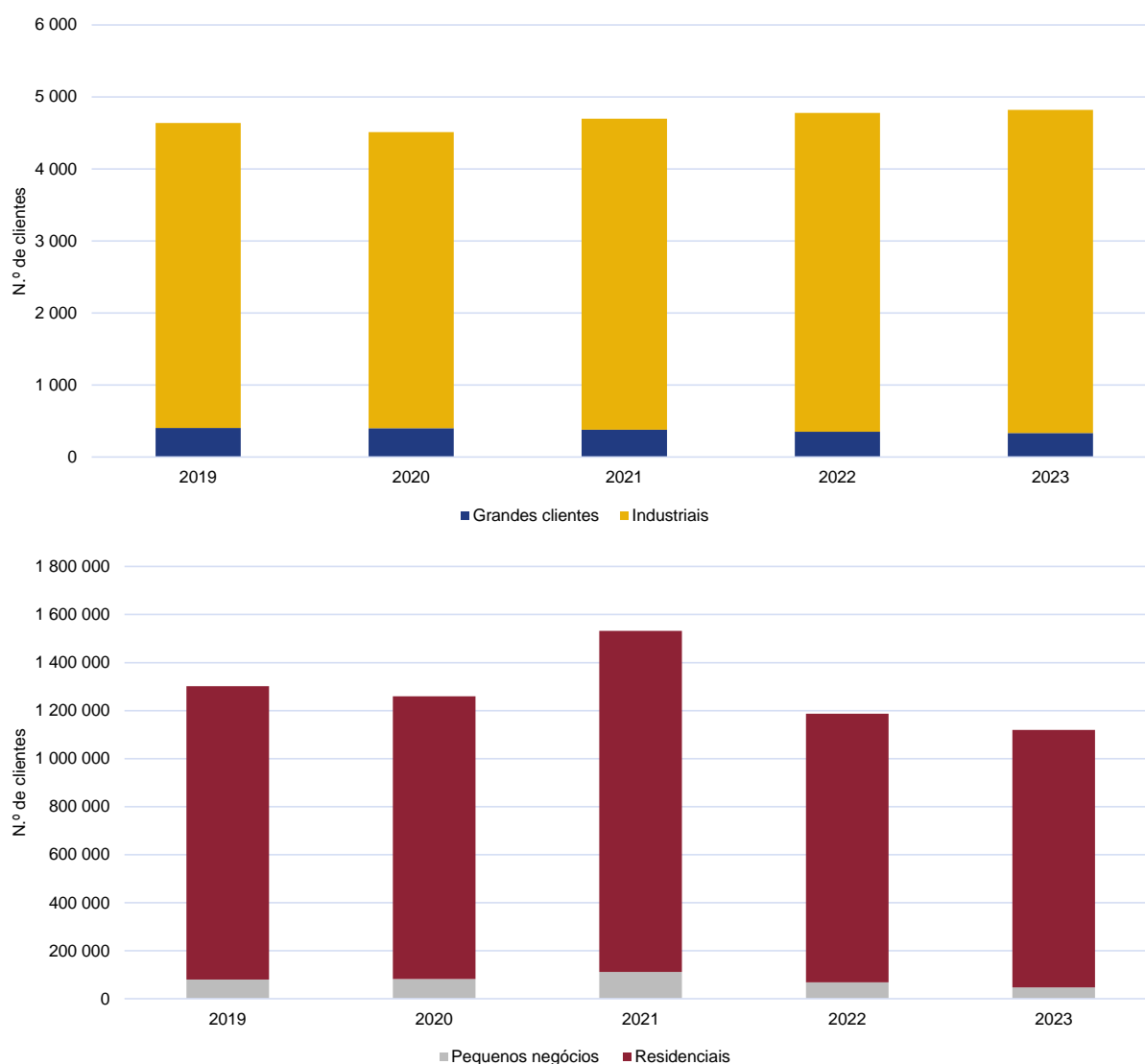


Fonte: dados OLMC

Quanto ao número total de clientes, a redução da dimensão do mercado liberalizado em 2023, face aos restantes anos em análise, deve-se essencialmente à possibilidade de regresso dos clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> anuais ao regime de tarifas reguladas de venda de gás natural.

Em 2023, registou-se uma descida próxima dos 4 p.p. ao nível do número de clientes no mercado livre (*vide* Figura 4-29), estando cerca de 72% dos clientes nesse mercado.

Figura 4-29 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2019 a 2023

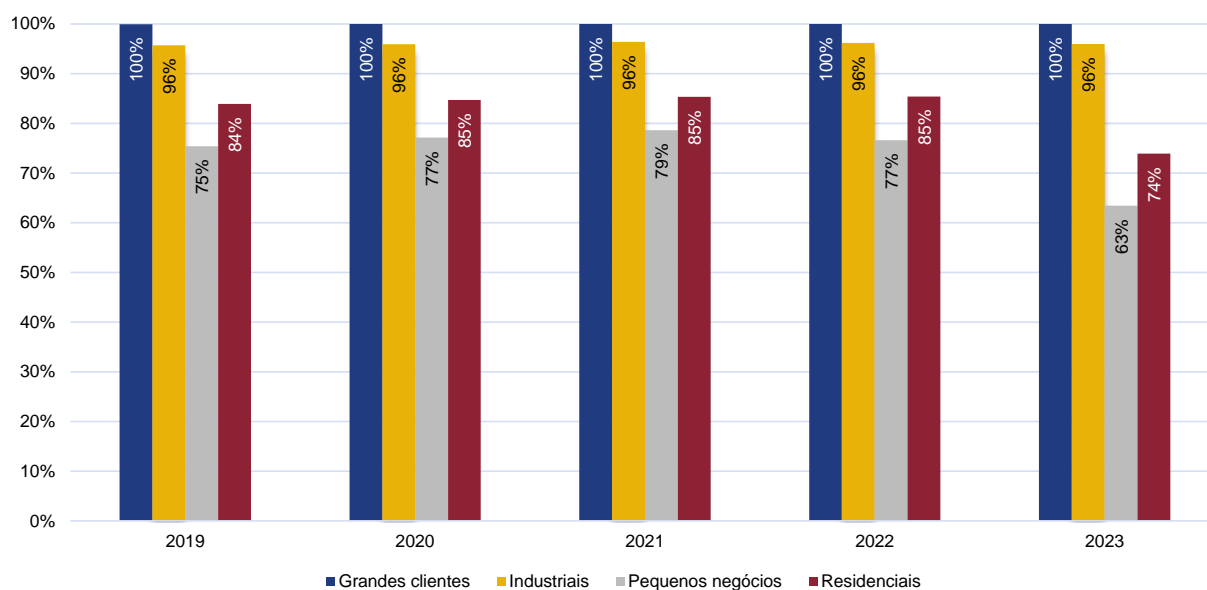


Fonte: dados OLMC

O segmento com maior consumo, referente a grandes clientes (clientes com um consumo anual superior a um milhão de m<sup>3</sup>), registou em 2023 uma redução do número de clientes de 4,5% face a 2022, enquanto o número de clientes industriais aumentou cerca de 1,3%. Os segmentos dos pequenos negócios e residenciais apresentaram reduções expressivas face ao ano anterior, de cerca de 43,2% e 4,4%, respetivamente.

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado são apresentados na Figura 4-30, sendo observável que a totalidade do consumo de grandes clientes tem sido assegurada por comercializadores em mercado.

Figura 4-30 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2019 a 2023



Fonte: dados OLMC

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

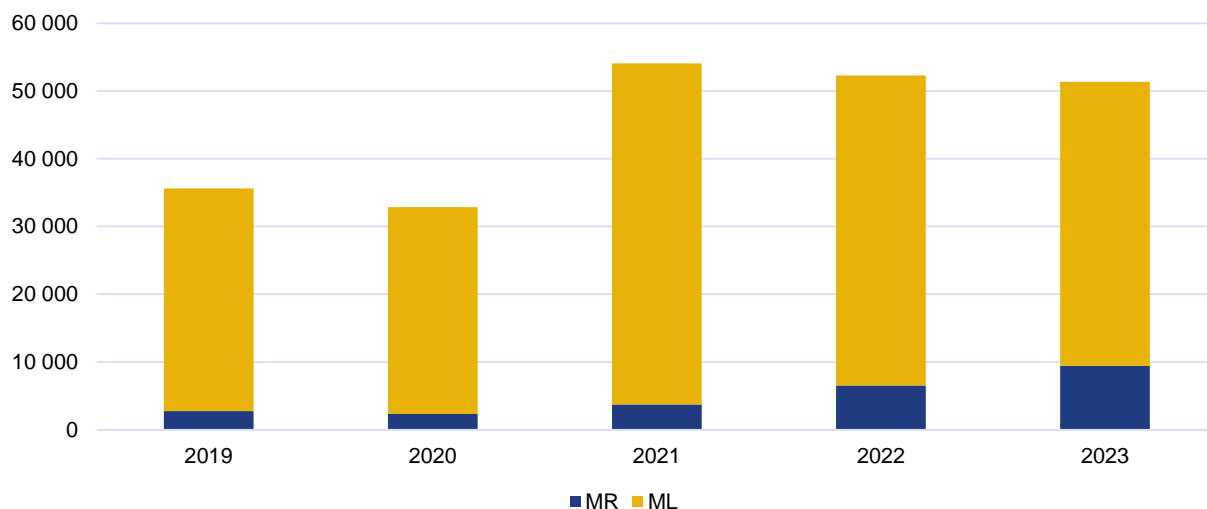
O segmento residencial, em termos de número de clientes, é o mais preponderante no mercado livre de gás natural, representando a quase totalidade dos clientes, mas representando apenas cerca de 6% do consumo total neste mercado.

No final de 2023, existiam 51 365 consumidores de gás natural abrangidos pela tarifa social, 9 412 no mercado regulado e 41 953 no mercado liberalizado, como se pode observar na Figura 4-31.

No global, cerca de 4,3% dos consumidores de gás natural em Portugal continental têm tarifa social. Não se registaram alterações significativas no número de beneficiários da tarifa social, entre 2022 e 2023.



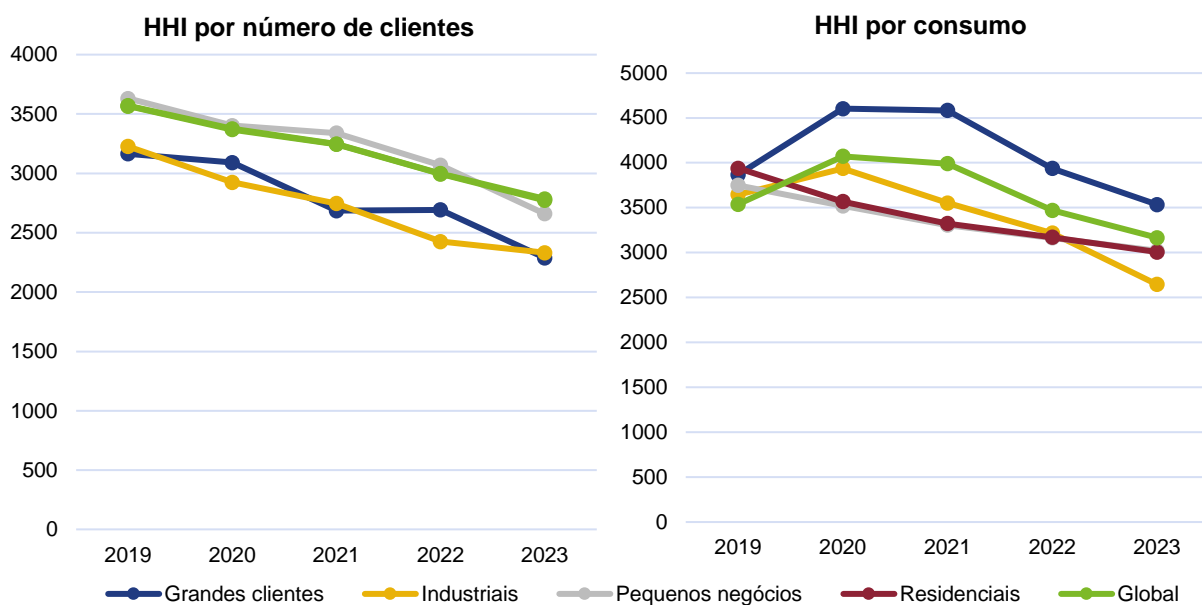
Figura 4-31 – Número de clientes abrangidos pela tarifa social, no SNG, 2019 a 2023



Fonte: dados dos comercializadores

Desde 2019 que se tem vindo a observar uma redução do nível de concentração de mercado, em número de clientes, sendo que essa redução tem sido uma realidade desde 2021, em termos de consumo, *vide* Figura 4-32.

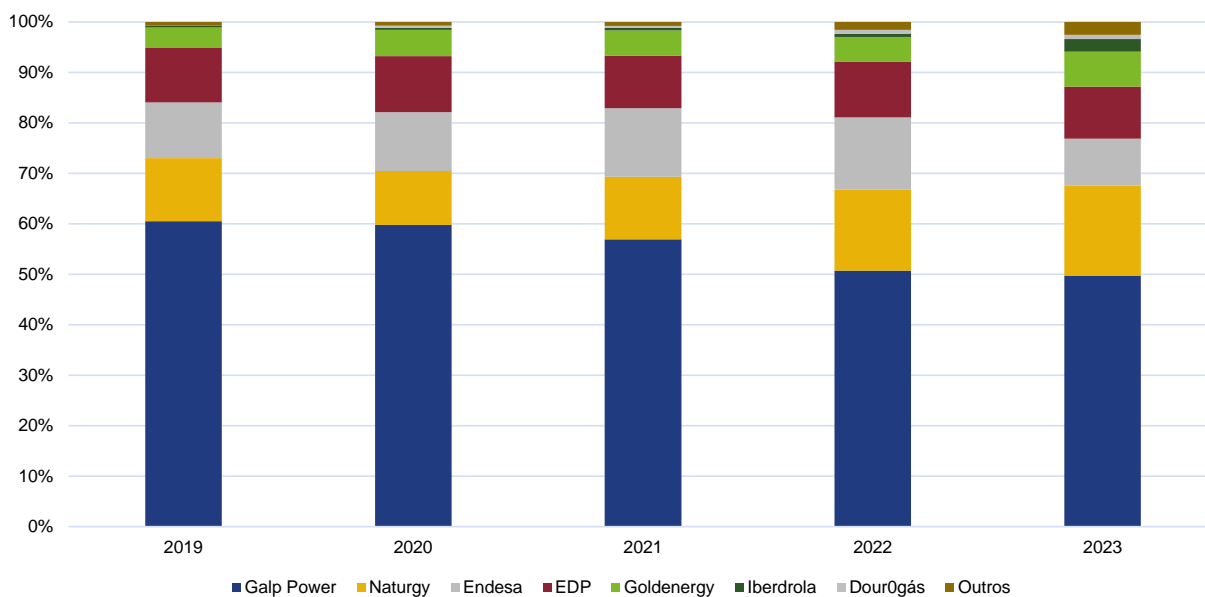
Figura 4-32 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2019 a 2023 (HHI)



Fonte: Dados OLMC

A Galp, principal operador no mercado do gás natural, registou uma descida para cerca de 50% de quota de mercado, face aos 60% que detinha em 2019, conforme se pode extrair da análise da Figura 4-33, enquanto a Naturgy aumentou a sua quota para 18%, um crescimento de 5 p.p. face a 2019.

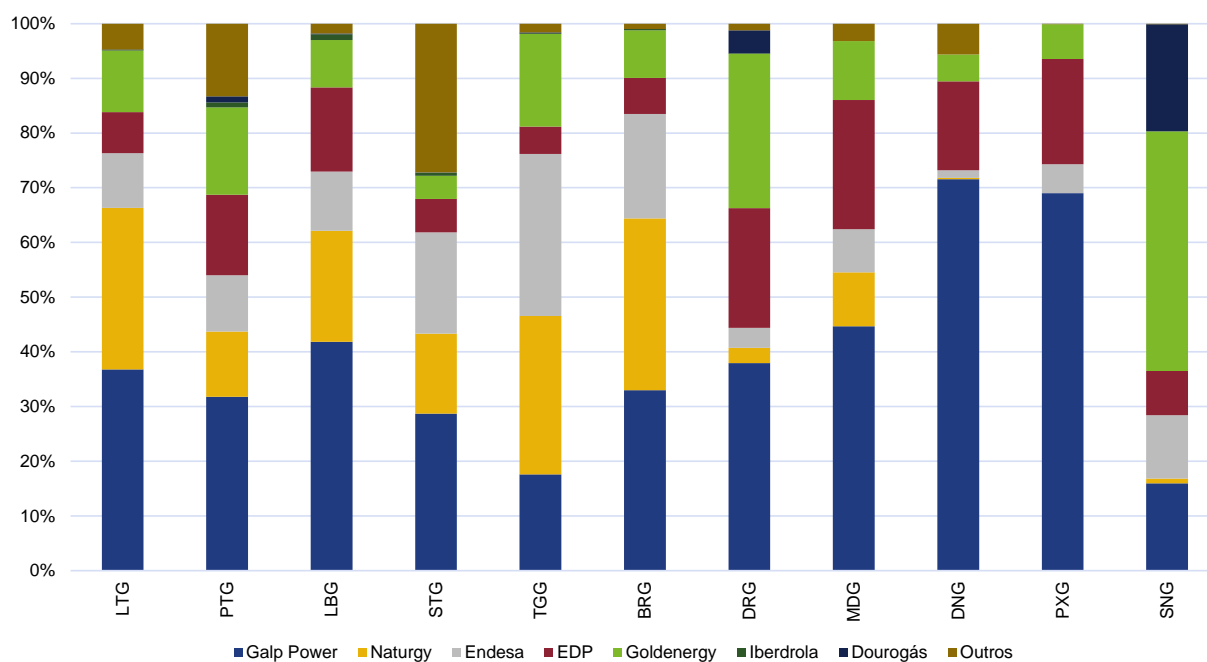
**Figura 4-33 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2019 a 2023**



Fonte: dados OLMC

A repartição das quotas de mercado, em consumo abastecido, por rede de distribuição, é explicitada na Figura 4-34. Em 2023, a Galp deteve uma quota de mercado inferior a 50% na maioria das redes de distribuição, com exceção da Dianagás (DNG) e da Paxgás (PXG).

Figura 4-34 – Quotas de mercado dos comercializadores em regime de mercado por rede de distribuição, 2023



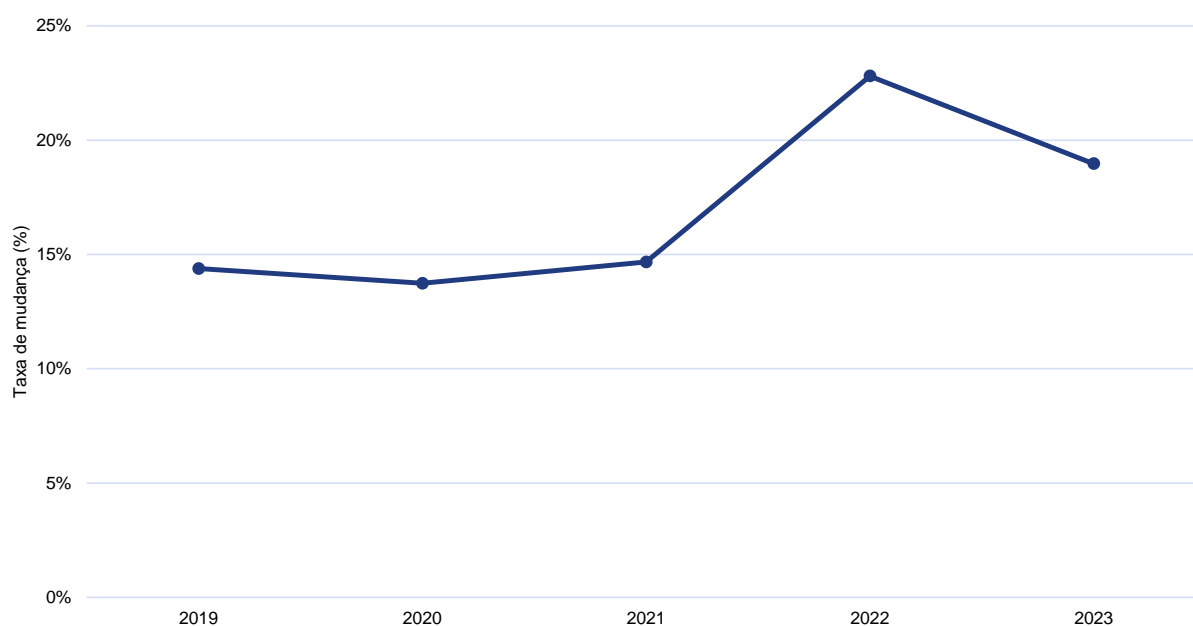
Fonte: dados OLMC

Em 2023, a EDP Comercial, a Naturgy e a Endesa registaram quotas significativas de fornecimento de gás natural em termos de consumo, na ordem dos 10% ou acima deste valor, em diversas redes de distribuição, nomeadamente as operadas pela REN Portgás (PTG), LisboaGás (LBG), Setgás (STG), Duriensegás (DRG), Medigás (MDG) e Paxgás (PXG).

Salienta-se ainda a Goldenergy, que ocupa posições expressivas nas redes de distribuição da Sonorgás (SNG) e da Duriensegás (DRG), cerca de 43,8% e 28,3% respetivamente.

A taxa de mudança de comercializador em número de clientes continua relevante, com cerca de 19% dos consumidores de gás natural a mudarem de fornecedor, conforme se pode verificar na Figura 4-35.

Figura 4-35 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2019 a 2023



Fonte: dados OLMC

A ERSE disponibiliza no seu site <sup>182</sup> 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 2023, 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 julho <sup>183</sup>, no âmbito do mercado livre.

<sup>182</sup> 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=.](https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Mercado+Liberalizado+-+G%C3%A1s+Natural&setor=&ano=&descricao=)

<sup>183</sup> Artigo 41.º, n.º 1, al. p) da Diretiva.

No que respeita ao mercado regulado, a ERSE procedeu à aprovação das tarifas e preços de gás para o ano gás de 2022-2023, através da [Diretiva n.º 15/2022](#), de 28 de junho. Em janeiro de 2023, através da [Diretiva n.º 1/2023](#), de 9 de janeiro procedeu à primeira atualização da tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás. Esta atualização foi justificada face à existência de desvios de previsão do custo unitário com a aquisição de gás pelo Comercializador de último recurso grossista (CURg), traduzindo-se na atualização da tarifa de Energia, em +2 EUR/MWh, para o ano gás 2022-2023, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2023.

Posteriormente, a ERSE procedeu à aprovação das tarifas e preços de gás para o ano gás de 2023-2024 e parâmetros para o período de regulação de 2024-2027, através da [Diretiva n.º 13/2023](#), de 25 de julho.

Nas situações de atuação do CUR para assegurar fornecimentos de último recurso, designadamente em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás em regime de mercado e em situações cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercializador, são aplicáveis as tarifas supletivas, nos termos dos artigos 250.º do RRC e 25.º do RT do setor do gás.

#### **MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA**

Dando sequência a um processo que se havia iniciado em 2022, com a publicação do Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, que estabelece medidas extraordinárias e temporárias no quadro da segurança do abastecimento de gás, e que inclui medidas relativas à condição de operador dominante do mercado do gás, a ERSE procedeu à adoção e publicação da Diretiva n.º 7/2023, de 28 de fevereiro, que aprova as regras relativas à operacionalização da constituição da lista de operadores dominantes. Em sequência, procedeu-se igualmente à definição da lista de entidades com a condição de operador dominante, as quais se puderam pronunciar em audiência de interessados.

A existência de um conceito de operador dominante no mercado do gás é uma condição instrumental para a adoção de outras medidas de preservação e promoção da concorrência no setor do gás, de que avulta o estabelecimento da condição de criador de mercado na plataforma do mercado ibérico de gás – MIBGAS -, com carácter obrigatório. Por sua vez, esta última condição (criador de mercado) destina-se a promover a liquidez dos produtos negociados na área portuguesa do MIBGAS e, como tal, a disponibilização de condições de transação desses produtos concorrenciais mais niveladas.

Por outro lado, durante o ano de 2023, a ERSE emitiu, no uso das suas competências consultivas, pareceres sobre o desenho dos leilões de compra centralizada de biometano e hidrogénio renovável, decorrentes da adoção de tal mecanismo pelo Governo de Portugal através da Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro, submetido à aprovação da Comissão Europeia, em sede de Auxílios de Estado. A generalidade do conteúdo dos pareceres da ERSE neste domínio foi direcionada para a promoção de condições niveladas de participação nos leilões a realizar, assim como a competitividade do próprio mecanismo de alocação, incluindo o previsto resgate e posterior revenda das garantias de origem relativas aos gases renováveis.

## DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

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

Desde 1 de julho de 2012<sup>184</sup>, que as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, aprovadas pela ERSE para Portugal continental, passaram a ter um carácter transitório.

No ano gás 2022-2023 e no ano gás 2023-2024, as tarifas transitórias aplicam-se apenas aos fornecimentos do comercializador de último recurso retalhista (CURR) em BP<. As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em AP, MP e BP> encontram-se extintas desde julho de 2012, outubro de 2020 e dezembro de 2022, respetivamente.

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, sendo as mesmas aprovadas pela ERSE<sup>185</sup>.

Em setembro de 2022, através do Decreto-lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, os clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> foram permitidos regressar ao mercado regulado, ao regime de tarifas reguladas de venda a clientes finais, por forma a minimizar os impactos do encarecimento

---

<sup>184</sup> Para os clientes com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup>. Para clientes com consumos anuais iguais ou inferiores a 500 m<sup>3</sup>, o regime transitório iniciou-se a 1 de janeiro de 2013, nos termos do [Decreto-Lei n.º 74/2012](#), de 26 de março.

<sup>185</sup> [Diretiva n.º 15/2022](#), de 28 de junho, com as alterações decorrentes da [Diretiva n.º 1/2023](#), de 9 de janeiro (ano gás 2022-2023) e [Diretiva n.º 13/2023](#), de 25 de julho (ano gás 2023-2024), disponível em <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-gas-natural/>.

dos preços finais de gás natural, decorrentes do conflito armado na Ucrânia, no orçamento das famílias e dos pequenos negócios.

Em resposta ao aumento dos preços de gás natural, para as pessoas coletivas com consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, o Governo aprovou um regime de apoio financeiro de estabilização de preços do gás, através do Decreto-Lei n.º 84-D/2022, de 9 de dezembro, com as alterações do Decreto-Lei n.º 23/2023, de 5 de abril e do Decreto-Lei n.º 79-A/2023, de 4 de setembro.

### 4.3 SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO

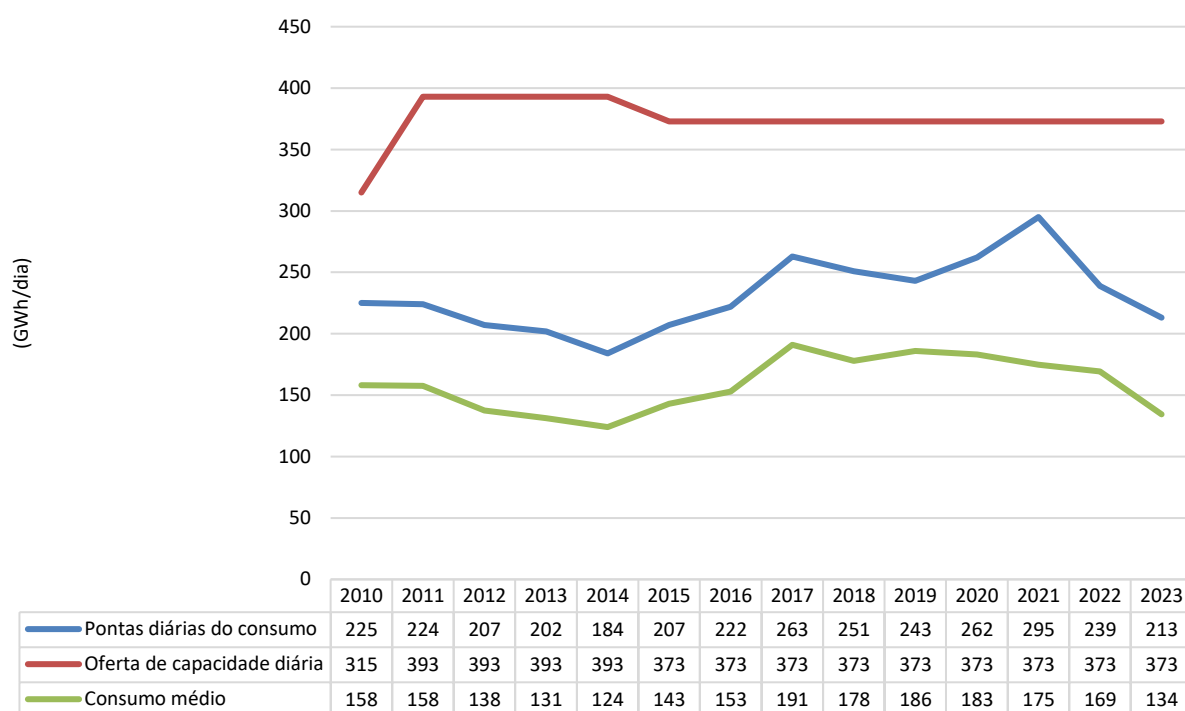
A ERSE monitoriza a atribuição de capacidade na RNTG, em particular o nível da capacidade existente para fins comerciais face à capacidade utilizada.

Na Figura 4-36 apresenta-se a evolução da oferta de capacidade no SNG <sup>186</sup>, o consumo médio diário de gás natural e as pontas anuais de consumo, entre 2010 e 2023. Em média, o consumo médio diário de gás natural reduziu-se cerca de 5,8 % ao ano entre 2011 e 2014, cresceu cerca de 15,7% ao ano entre 2014 e 2017 tendo voltado a reduzir-se cerca de 2,3 % ao ano entre 2017 e 2022. De 2022 para 2023 o consumo anual teve uma redução de 21%. 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. Em 2023, esse valor da ponta de consumo foi de 213 GWh/dia.

---

<sup>186</sup> 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.

Figura 4-36 – Evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2010 a 2023



Fonte: REN Gasodutos

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 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 2023, o consumo médio diário e a ponta de consumo representaram 36% e 57% 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 4-5 – Evolução do consumo anual de gás natural verificada entre 2019 e 2023

<b>Evolução do consumo anual de gás natural por tipo de rede (TWh)</b>	2019	2020	2021	2022	2023
Centros eletroprodutores	23,82	24,72	22,33	28,11	16,31
Clientes da rede de Alta Pressão	17,13	16,24	14,35	9,66	9,94
Clientes das redes de distribuição concessionadas (GRMS (1))	25,13	24,00	25,01	22,12	20,82
Clientes das redes de distribuição licenciadas (UAG (2))	1,87	1,94	2,17	1,93	2,00
<b>Total</b>	<b>67,95</b>	<b>66,90</b>	<b>63,85</b>	<b>61,83</b>	<b>49,07</b>

(1) GRMS - Estação de Regulação e Medição de Gás

(2) UAG - Unidades Autônomas de Gás

Fonte: REN Gasodutos

O quadro seguinte apresenta um conjunto de indicadores característicos das infraestruturas e dos operadores das redes do SNG, entre 2019 e 2023.

Quadro 4-6 – Indicadores das infraestruturas e dos operadores das redes do SNG entre 2019 e 2023

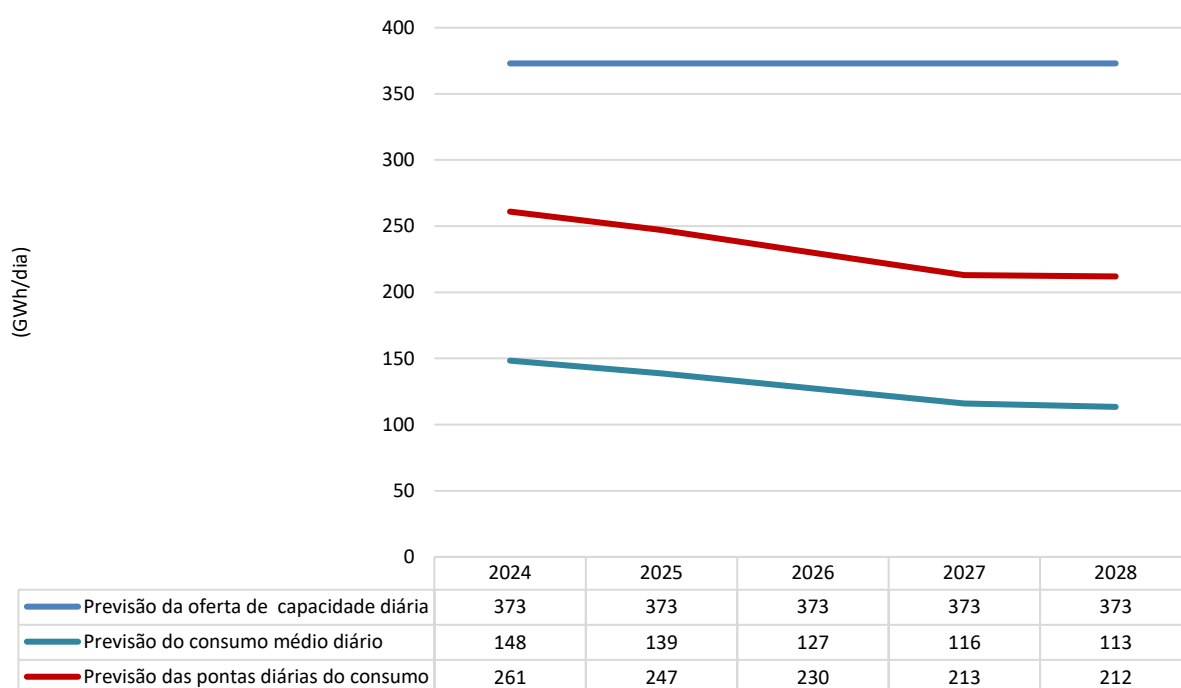
Indicadores do SNG	2019	2020	2021	2022	2023
Consumo máximo diário (GWh/dia)	243	262	295	239	213
Capacidade anual de importação por gasoduto (TWh/ano)	52,56	52,56	52,56	52,56	52,56
Capacidade anual de exportação por gasoduto (TWh/ano)	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
Capacidade de importação de GNL (Disponibilidade 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)	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6
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 ORD	11	11	11	11	11
Extensão das redes de distribuição (km)	19395	19675	20037	20747	20963

Fonte: REN Gasodutos e ERSE

#### 4.3.1 EVOLUÇÕES PREVISTAS DA PROCURA E DA OFERTA

A Figura 4-37 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 2024 e 2028, com base nos dados da REN Gasodutos.

**Figura 4-37 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2024 a 2028**



Fonte: REN Gasodutos – PDIRG 2024-2033

A previsão da capacidade disponível para fins comerciais situa-se, assim, bastante acima da previsão de utilização de capacidade para os próximos anos. Em 2028, prevê-se que o consumo médio diário e a ponta de consumo representem cerca de 30% e 57% da oferta de capacidade no SNG, respetivamente. De acordo com as previsões da REN Gasodutos, os projetos propostos no Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período 2024-2033 (PDIRG 2024-2033) não têm qualquer impacto na capacidade disponível.

#### 4.3.2 MEDIDAS PARA GARANTIA DO 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 do 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 2023-2040” <sup>187</sup>, 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 termoelétricas de ciclo combinado a gás natural 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.

---

<sup>187</sup> Publicado pela DGEG e aprovado pelo Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia.

## 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 2023, 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.

Assim, ao longo do ano, foram divulgados diversos ERSExplica sobre questões identificadas pela ERSE como fundamentais para os consumidores de energia:

- Regime transitório de estabilização de preços do gás por pessoas coletivas com consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup> (janeiro);
- Parâmetros de Supervisão do Sistema Petrolífero Nacional (junho);
- Fixação excecional de tarifas de eletricidade a partir de 1 de julho de 2023 (junho);
- Revisão regulamentar do setor elétrico (julho);
- Como reclamar? (julho);
- Quando e como comunicar a leitura do contador de eletricidade (agosto);
- Quando e como comunicar a leitura do contador de gás (agosto);
- Relatório da Qualidade de Serviço Técnica Gás – 2022 (setembro);
- Relatório da Qualidade de Serviço Técnica Eletricidade – 2022 (outubro);
- Qualidade de Serviço Comercial – 2022 (outubro);
- Relatório dos Mercados Retalhistas de Eletricidade e de Gás – 2022 (novembro).

À semelhança dos anos anteriores, em 2023, a ERSE desenvolveu vários folhetos informativos com o objetivo de esclarecer os consumidores sobre temas que estiveram na ordem do dia:

- Folheto ERSE/GNR: alertas da ERSE sobre eletricidade e gás destinados à população idosa (julho);
- Folheto ERSE/GNR: alertas da ERSE sobre eletricidade e gás destinados ao comércio local (setembro);
- Folheto Tarifa Social (outubro).

Em 2023, foram publicados novos “Dicas” e “Anotes”, que contêm conselhos práticos de poupança e informações essenciais, em poucas palavras e de modo muito direto, sobre aspetos fundamentais para um comportamento do consumidor mais informado e conhecedor, confirmando ou desfazendo convicções e quantificando gastos e poupanças possíveis.

Durante o ano, foram produzidos em suporte digital e papel:

- Dicas e Anotes Combustíveis (fevereiro);
- Dicas e Anotes GPL (fevereiro);
- Dicas e Anotes Eletricidade e Gás (março).

Durante o ano de 2023 prosseguiu-se a produção de cinco vídeos pedagógicos sobre os Relatórios da Qualidade de Serviço Técnica dos setores do gás e da eletricidade e sobre o Boletim Apoio ao Consumidor de Energia 2022, os quais foram publicados no LinkedIn da ERSE. Foram igualmente atualizados o vídeo Institucional (versão português e inglês), bem como o vídeo: “Mobilidade Elétrica – Como carregar um veículo elétrico nos pontos de acesso público?”, disponível no canal de Youtube da ERSE<sup>188</sup>.

Mantém-se a assistente virtual da ERSE – a Gia – acessível no portal da ERSE, a qual teve, em 2023, cerca de 7 236 mensagens de 2 888 usuários, sobre 17 temas diferentes.

A ERSE promoveu ainda, a partir de outubro de 2023, de segunda-feira a sexta-feira, uma campanha informativa no âmbito do programa “Converse com a ERSE”, em parceria com a Rádio Antena 1, destinada a esclarecer as dúvidas mais comuns dos consumidores de energia. A campanha, com a duração de seis meses, tem por base dúvidas suscitadas pelos ouvintes da Antena 1 e permitiu, nos 49 episódios emitidos até ao final de dezembro, abordar temas como “Tarifa Social”, “Autoconsumo”, “Como Reclamar”, “Preços e Simuladores”, “Mudança de Comercializador e Fidelização”, “Mobilidade Elétrica”, “Alterações Contratuais”, “Contadores Inteligentes”, “Faturação por Estimativas”, etc.

Esta campanha informativa permitiu, durante os meses de outubro, novembro e dezembro, que as várias mensagens chegassem potencialmente a cerca de 45 milhões de ouvintes<sup>189</sup>.

O “Converse com a ERSE” foi ainda adaptado ao formato vídeo<sup>190</sup> de modo a estar disponível no canal de Youtube da ERSE, sendo acessível também através da RTP Play, do Spotify e do iTunes.

Trimestralmente, é emitido o Boletim do ACE (Apoio ao Consumidor de Energia), onde são divulgados os números relativos aos pedidos de informação, reclamações e intervenções da ERSE tratados em cada trimestre, fazendo a sua comparação com os três trimestres anteriores, os temas, os principais resultados

---

<sup>188</sup> Disponível no [link](#)

<sup>189</sup> De acordo com a monitorização feita pela empresa de *clipping* CARMA.

<sup>190</sup> Disponível no site da ERSE em “Comunicação/Multimédia/Podcasts” ([link](#)).

obtidos com a intervenção da ERSE, a informação estatística sobre o atendimento telefónico prestado pela ERSE aos consumidores, as ações de informação/formação organizadas e participadas pela ERSE e os materiais informativos e pedagógicos elaborados. Acresce ainda 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 2023, foram promovidas oito 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 de consumo, 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:

- Ação de formação e sensibilização sobre as tarifas e preços de energia elétrica (23 de fevereiro);
- Faturação de eletricidade e gás natural (1 de junho);
- Mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural (11 de julho);
- Qualidade de serviço na eletricidade e gás natural (vertentes técnica e comercial) (19 de outubro);
- Mobilidade elétrica (21 de novembro);
- Apropriação indevida de energia (28 de novembro).

No âmbito dos protocolos estabelecidos pela ERSE com entidades terceiras, foram realizadas as seguintes ações de formação:

- Fatores determinantes do custo da eletricidade – preços e tarifas (8 de novembro) – CAP;
- Simplificar o mundo da energia (13 de novembro) – Casa Pia.

Os conteúdos informativos e formativos utilizados nas ações descritas são disponibilizados no site da ERSE <sup>191</sup>.

No âmbito da formação e educação ao consumidor foi ainda realizada uma sessão de formação dirigida a jornalistas, no dia 30 de outubro, que teve como objetivo informar os jornalistas acerca do trabalho formativo desenvolvido pelo Apoio ao Consumidor de Energia munindo-os do conhecimento necessário

---

<sup>191</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/erseforma/erseforma/>

para informar os consumidores da sua importância e utilidade. Nesta sessão de formação estiveram presentes alguns dos principais órgãos de comunicação social portugueses.

Procurando atingir públicos mais jovens, a ERSE tem desenvolvido um projeto junto de escolas do ensino básico. Este tipo de ação tem como objetivo dar a conhecer a ERSE, consciencializar as gerações mais novas para os impactos do consumo de energia e alertá-los para a importância de poupar energia, adotando práticas de eficiência energética, explicar o funcionamento dos setores de eletricidade e de gás natural, desde a sua origem até ao consumo em nossas casas.

Neste sentido, em maio de 2023, foram realizadas duas sessões de sensibilização sobre energia junto da população escolar, na Área Metropolitana de Lisboa, abrangendo alunos do 2.º e 3.º ciclos do ensino básico.

Em outubro, ao abrigo do Protocolo de Cooperação assinado com a Guarda Nacional Republicana (GNR), a ERSE participou numa ação de sensibilização junto de população mais idosa, no âmbito da operação “Censos Sénior”, que sinalizou cerca de 45 mil idosos.

A ERSE associa-se anualmente a esta operação de policiamento de proximidade com a presença em sessões de esclarecimento, mas também com a divulgação de um folheto onde constam vários alertas sobre eletricidade e gás natural, bem como conselhos da GNR sobre comportamentos de segurança a adotar por parte da população mais sénior. As principais dúvidas centraram-se nos contratos de eletricidade e nos prazos para desistência do contrato em caso de arrependimento, na leitura de contadores e na tarifa social.

Em dezembro, a ERSE acompanhou igualmente a GNR na realização de uma ação no terreno, inserida na operação “Comércio Seguro 2023”. Foram contactados cerca de 15 lojistas de comércio local e seus clientes, esclarecendo dúvidas sobre contratação do fornecimento de energia, direitos dos consumidores, medidas de eficiência energética e prevenção para eventuais infrações ou burlas nesta área. Foram igualmente distribuídos folhetos com alertas sobre eletricidade e gás natural para este segmento de clientes e conselhos de segurança.

Acresce que, desde 2004, a ERSE disponibilizava um atendimento telefónico aos consumidores (personalizado, feito diretamente por colaboradores da ERSE) que funcionava nos dias úteis das 15h00 às 18h00. Todavia, em 2022, motivado pelas significativas e rápidas alterações no setor energético, o número de contactos telefónicos com a ERSE registou um aumento substancial. Assim, para garantir o atendimento telefónico ao número crescente de solicitações e com qualidade, a ERSE promoveu a externalização do serviço de atendimento telefónico em primeira linha, mantendo o atendimento pelos colaboradores da



ERSE para as questões mais complexas (de segunda linha, através da devolução da chamada) e permitindo aumentar o horário de atendimento (dias úteis, das 9h00 às 19h00). Esta nova solução encontra-se a funcionar desde final de outubro de 2022.

Em 2023 foram atendidas 11 206 chamadas, tendo sido efetuadas 1 230 devoluções de chamadas.

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 (CACC) cuja atuação cobre o território de Portugal continental, com os quais celebrou protocolos de cooperação em 2019.

No âmbito do acompanhamento da aplicação dos protocolos celebrados, em 2023, a ERSE participou em 12 assembleias gerais, quatro conselhos técnico-financeiros e dois conselhos de representantes dos centros de arbitragem.

Foram igualmente estabelecidos diversos outros contactos com estas entidades, bem como com os demais reguladores de serviços públicos essenciais e com a Direção-Geral do Consumidor e a Direção-Geral da Política da Justiça no âmbito do acompanhamento dos protocolos celebrados com os CACC. Foi igualmente prestado apoio técnico, quando solicitado, a alguns destes centros de arbitragem, sobre questões levantadas na apreciação de conflitos submetidos ao Tribunal Arbitral desses centros. A maior parte das ações de formação realizadas pela ERSE, referidas anteriormente, foram dedicadas a estas entidades, tendo sido realizadas um total de seis ações de formação dirigidas aos CACC.

Conforme referido, a ERSE presta apoio financeiro a estas entidades, conforme previsto em lei e nos referidos protocolos. O cálculo dos valores a atribuir a cada um dos centros de arbitragem pressupõe a avaliação do cumprimento dos indicadores de desempenho definidos nos referidos protocolos. Para o efeito, é remetida à ERSE informação estatística relativa ao movimento processual nos centros de arbitragem, além de cópia das próprias decisões arbitrais sobre o setor energético, que é registada e analisada.

No que diz respeito à qualidade de serviço, em Portugal, esta divide-se entre qualidade de serviço técnica e qualidade de serviço comercial. A qualidade de serviço comercial aborda a comunicação com os clientes, os serviços prestados nas instalações dos clientes e as reclamações e pedidos de informação. Também

define o que são os clientes com necessidades especiais e os clientes prioritários, e especifica os procedimentos das empresas para com estes. Na qualidade de serviço comercial os limites de tempo e padrões são iguais para ambos os setores (eletricidade e gás), com algumas exceções relacionadas com as características dos serviços prestados. Em 2023, a ERSE publicou um novo RQS, na sequência de consulta pública.

A ERSE fiscalizou e monitorizou, em 2023, o cumprimento das obrigações de qualidade de serviço de âmbito comercial, através de:

- Ações de cliente-mistério aos serviços de vários comercializadores, nas quais foram identificadas oportunidades de melhoria para o desempenho das empresas. A revisão regulamentar realizada em 2023 também beneficiou de clarificações e acertos da regulamentação resultantes destas ações de cliente-mistério.
- Duas inspeções a centros de atendimento de dois comercializadores, na cidade do Porto.
- Reuniões periódicas com empresas, para acompanhamento do desempenho trimestral destas e esclarecimento de questões.

A ERSE publicou ainda em 2023 o relatório anual de qualidade de serviço comercial dos setores elétrico e do gás.

No capítulo seguinte, apresenta-se informação mais detalhada sobre o tratamento de reclamações, solicitações de intervenção da ERSE e pedidos de informação levado a cabo em 2023.

## 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 integrada na 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.

O relacionamento contratual e comercial entre os consumidores e os respetivos prestadores de serviços energéticos gera dúvidas, reclamações ou mesmo conflitos. Cabe aos comercializadores, operadores das redes e outros prestadores de serviços lidarem com os mesmos, nomeadamente através da resposta direta aos seus clientes.

À ERSE cabe um papel de intervenção em segunda linha, ou seja, quando os consumidores não tenham visto as suas pretensões esclarecidas ou resolvidas pelo prestador do serviço.

Diariamente, são recebidos e encaminhados para a ERSE os seguintes tipos de processos:

- reclamações de consumidores que utilizam os livros de reclamações (formatos físico e eletrónico) das empresas prestadoras de serviços. Tratam-se de reclamações dirigidas às empresas que a ERSE recebe em cópia, por força do regime jurídico do livro de reclamações;
- solicitações de intervenção da ERSE em reclamações em que o consumidor não ficou satisfeito com a resposta recebida ou não chegou a obter resposta;
- pedidos de informação dirigidos à ERSE.

Em 2023, foi registada a entrada na ERSE de 20 666 novas reclamações dirigidas diretamente às empresas através dos seus livros de reclamações, 3 511 pedidos de intervenção da ERSE em reclamações e 3 897 pedidos de informação dirigidos à ERSE. O número total de processos (28 074) representa uma diminuição de cerca de 15% relativamente ao total de 2022.

As reclamações recebidas na ERSE são um subconjunto do total de reclamações recebidas pelos prestadores de serviços, uma vez que a ERSE só recebe as que são apresentadas através do livro de reclamações (físico e eletrónico) das empresas. Não há, por regra, uma análise de cada caso concreto exposto em livro de reclamações, dando-se primazia a que a empresa resolva a questão com o seu cliente. Todas as reclamações são registadas e objeto de tratamento estatístico (número, tipificação, prazos de resposta, etc.). O setor elétrico, com cerca de 5,55 milhões de clientes, foi o setor que motivou um maior número de reclamações recebidas na ERSE, num total de 15 489. Os clientes com contratos de gás natural, cerca de 722 mil, motivaram a apresentação de 2 009 reclamações recebidas na ERSE. Os clientes com fornecimento dual (eletricidade e gás natural), cerca de 840 mil, deram origem a 2 921 reclamações recebidas na ERSE. O subsetor dos gases de petróleo liquefeito (GPL) canalizado apresentou um total de 220 reclamações e a mobilidade elétrica 26 reclamações. O tema da faturação, nas suas diversas subcategorias (falta ou difícil acesso à faturação, dupla faturação, faturação pouco clara ou incorreta e acertos de faturação), continuou a ocupar o primeiro lugar, com 6 137 reclamações, seguido do contrato de fornecimento, com 1 777 reclamações.

Após a resposta da empresa prestadora do serviço ou na sua ausência, findo o prazo previsto para o efeito, o cliente pode pedir a intervenção da ERSE, nomeadamente preenchendo um formulário de recurso<sup>192</sup> que se encontra disponível no site da ERSE.

Em 2023, foram recebidos 3 511 pedidos de intervenção da ERSE. Estes distribuem-se, em modo decrescente, pelo setor elétrico, gás natural, fornecimento dual, GPL canalizado, mobilidade elétrica e gás engarrafado. A faturação, seguida do pré-aviso de interrupção de fornecimento e das questões relacionadas com leituras são os temas predominantes neste tipo de processo.

Na maioria das situações em que é solicitada a intervenção da ERSE, torna-se necessário o contacto com a entidade reclamada, no sentido de obter a sua posição e, em diversas situações, elementos mais detalhados sobre o caso concreto. O resultado da intervenção da ERSE pode ser sistematizado nas seguintes situações:

- é prestada informação ao consumidor pela ERSE,
- a entidade reclamada ou o reclamante altera a sua posição,
- a entidade reclamada ou o reclamante não alteram as suas posições sobre o caso concreto. Nos termos das suas competências, a ERSE não pode impor uma solução num conflito concreto, ainda que caso identifique algum incumprimento legal ou regulamentar o sinalize para eventual ação sancionatória. Não obstante, é dada informação ao reclamante sobre a possibilidade de recurso a outras instâncias, promovendo em especial o contacto com os meios de resolução alternativa de litígios de consumo, desde logo os desenvolvidos nos centros de arbitragem de conflitos de consumo,
- outro tipo de resultados (ex. processos cancelados, arquivados ou situações diversas).

Quanto aos resultados obtidos nos processos concluídos durante o ano é de destacar que, em 60% das situações, o processo é concluído com informação ao consumidor ou com resolução total ou parcial do conflito.

Durante o ano de 2023, a ERSE recebeu 3 897 pedidos de informação, sendo a eletricidade e o gás natural os setores preponderantes neste tipo de processo. Os temas mais questionados no âmbito da eletricidade

---

<sup>192</sup> Disponível no site da ERSE em “Consumidores de Energia” ([link](#)).

foram o autoconsumo, o contrato de fornecimento e a faturação. No âmbito do gás natural, foram a faturação, tarifas e preços e contrato de fornecimento.

## 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 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 do ORT de eletricidade e do ORT de gás natural, tem em vista avaliar o cumprimento das condições relativas à separação jurídica e patrimonial destes operadores.

A ERSE tem vindo desde 2015 a fazer um acompanhamento e uma fiscalização permanentes do cumprimento das condições da certificação atribuída aos referidos ORT.

Nesse sentido, o ORT de eletricidade, bem como o ORT de gás natural, 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, destes operadores de rede previstas no regime legal de certificação, bem como todas as atas das assembleias gerais do grupo económico em que se insere.

O ORT de eletricidade, bem como o ORT 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 pelo operador da RNT (eletricidade) e pelo operador da RNTG (gás natural), não existindo elementos transmitidos à ERSE, durante o ano de 2023, 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.

Também os operadores da rede de armazenamento devem ser certificados, nos termos do artigo 3.º-A do Regulamento (CE) n.º 715/2009, conforme alterado pelo Regulamento (UE) 2022/1032 (adiante, abreviadamente, “Regulamento (CE) n.º 715/2009”).

Em Portugal, a REN Armazenagem, S.A. assume a posição de operador da rede de armazenamento. De modo a promover a certificação em causa, a ERSE avaliou informação quanto às instalações de armazenamento subterrâneo, aos impedimentos legais dos membros do Conselho de Administração e ainda à inexistência de direitos ou obrigações contratuais da REN Armazenagem face a país terceiro. Tendo em conta a informação recolhida, não se considera que a segurança no abastecimento esteja em causa e, em consequência, entende-se ser de proceder à certificação do Operador. Naturalmente, a ERSE monitoriza continuamente o Operador das Redes de Armazenamento, de forma a verificar o cumprimento dos requisitos necessários à certificação.

Neste sentido, a ERSE enviou à Comissão Europeia, no dia 13 de novembro de 2023, projeto de decisão, aguardando o parecer daquela Instituição, em face do artigo 3.º-A, n.º 6 do Regulamento (CE) n.º 715/2009.

## 6.2 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

No âmbito do poder regulamentar cometido à ERSE, em 2023 foram publicados os seguintes regulamentos:

- Regulamento n.º 814/2023, de 27 de julho - Aprova o Regulamento Relativo à Apropriação Indevida de Energia;
- Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho - Aprova o Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio;
- Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho - Aprova o Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, e o Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro;
- Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho - Aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica e revoga o Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto;
- Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho - Aprova o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 560/2014, de 22 de dezembro, e o Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro;
- Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho - Aprova o Regulamento Tarifário do Setor do Gás e revoga o Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril, e o Regulamento n.º 538/2022, de 28 de junho

- Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho - Aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio;
- Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho - Aprova o Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro;
- Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho - Aprova o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

Ainda com natureza regulamentar, destacam-se os seguintes atos normativos aprovados pela ERSE em 2023:

- Diretiva n.º 1/2023, de 9 de janeiro - Aprova a primeira atualização da tarifa de energia do setor do gás a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2023;
- Diretiva n.º 2/2023, de 9 de janeiro - Aprova as tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2023;
- Diretiva n.º 3/2023, de 11 de janeiro - Aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023;
- Diretiva (extrato) n.º 4/2023, de 16 de janeiro - Aprova os perfis de consumo, de produção e de autoconsumo de energia elétrica aplicáveis em 2023;
- Diretiva n.º 5/2023 de 16 de janeiro - Aprova os incentivos para a gestão otimizada de licenças de emissão de CO (índice 2) na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira;
- Diretiva (extrato) n.º 6/2023 de 16 de janeiro - Aprova os perfis de perdas aplicáveis em 2023;
- Diretiva n.º 7/2023, de 28 de fevereiro - Aprova as regras relativas à operacionalização da constituição da lista de operadores dominantes;
- Diretiva n.º 8/2023, de 22 de março - Aprova a implementação do mecanismo excecional de ajuste dos custos de produção de energia elétrica;
- Diretiva n.º 9/2023, de 2 de abril - Aprova a 1.ª atualização da tarifa de energia do setor elétrico a vigorar a partir de 1 de abril de 2023;



- Diretiva n.º 10/2023, de 11 de abril - Aprova as obrigações declarativas no âmbito de mecanismo de ajustamento de custos no Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL);
- Diretiva n.º 11/2023, de 18 de julho - Aprova os parâmetros relativos à metodologia de supervisão do Sistema Petrolífero Nacional;
- Diretiva n.º 12/2023, de 21 de julho - Prorrogação da data de produção de efeitos da alteração ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, pela Diretiva n.º 23/2022, de 13 de dezembro;
- Diretiva n.º 13/2023, de 25 de julho - Aprova as tarifas e preços de gás para o ano gás de 2023-2024 e parâmetros para o período de regulação de 2024-2027;
- Diretiva n.º 14/2023, de 26 de julho - Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 - fixação excecional;
- Diretiva n.º 15/2023, de 27 de julho - Perfis de consumo de gás e consumos médios diários aprovados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos para o período compreendido entre julho de 2023 e junho de 2024;
- Diretiva n.º 16/2023, de 30 de agosto - Aprova as regras de negociação de produtos com entrega no Virtual *Trading Point* (VTP) na plataforma MIBGAS;
- Diretiva n.º 17/2023, de 31 de agosto - Aprova o manual de procedimentos da Entidade Emissora de Garantias de Origem;
- Diretiva n.º 18/2023, de 22 de dezembro - Implementa o Mercado de Banda de Reserva de Restabelecimento da frequência com ativação manual;
- Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro - Aprova o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico;
- Diretiva n.º 20/2023, de 26 de dezembro - Aprova as regras especiais de participação da procura nos serviços de sistema;
- Instrução n.º 1/2023 - Normas complementares de relato Financeiro e Operacional para a atividade de Gestão de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica;

- Instrução n.º 2/2023 - Instrução relativa à aplicação do Decreto-Lei n.º 84-D/2022, na sua atual redação, aos cogeneradores em regime de mercado;
- Instrução n.º 3/2023 - Instrução relativa à revisão de parâmetros para o período de regulação 2022 a 2025 para o setor elétrico;
- Instrução n.º 4/2023 - Instrução relativa à certificação pelos auditores externos da informação complementar ao procedimento tarifário;
- Recomendação n.º 1/2023 - Comunicação da alteração das condições contratuais por iniciativa dos comercializadores de eletricidade e de gás natural.

### 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 2023, foram recebidas 46<sup>193</sup> novas denúncias, para além da deteção de ilícitos pela ERSE e das participações recebidas de órgãos de polícia criminal e outras entidades públicas.

A ERSE, em 2023, completou a tramitação de todas as denúncias recebidas até 31 de dezembro de 2022 e, das denúncias recebidas em 2023, foram tramitadas 34<sup>194</sup> denúncias. De entre as denúncias recebidas e tramitadas em 2023, foram arquivadas seis e quatro integraram processos de contraordenação. Além disso, por se tratarem de matérias que não se inseriam nas competências da ERSE, uma denúncia foi remetida à Autoridade de Segurança Alimentar e Económica (ASAE); três denúncias foram remetidas à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e duas denúncias foram remetidas à Entidade Nacional para o Setor Energético (ENSE). Adicionalmente, por não respeitarem a assuntos do âmbito contraordenacional, mas estarem relacionadas com questões contratuais em que o denunciante pretendia a resolução do litígio, seis das denúncias recebidas na ERSE em 2023, foram remetidas ao Serviço de Apoio ao Consumidor de Energia (ACE). As restantes denúncias aguardam o envio de elementos adicionais.

---

<sup>193</sup> Este número expurga denúncias repetidas, testes e equiparadas.

<sup>194</sup> Inclui as denúncias que foram objeto de tratamento, mas aguardam informações adicionais para prosseguir; as denúncias remetidas a entidades externas; as denúncias remetidas ao ACE; as denúncias que integraram processos de contraordenação e as denúncias que foram arquivadas.

No ano de 2023, à semelhança dos anos anteriores, os principais temas denunciados foram: a faturação e a comunicação de leituras, as práticas comerciais desleais (em especial, a contratação de fornecimento através de práticas agressivas), a interrupção injustificada do fornecimento de eletricidade e de gás natural, a mudança de comercializador (*switching*) e Livro de Reclamações.

A ERSE, no decurso de 2023, abriu 36 novos processos de contraordenação, em função das denúncias e participações recebidas o que resultou, nesse ano, num total de 141<sup>195</sup> processos de contraordenação em tramitação, entre processos transitados de anos anteriores e processos abertos.

Durante o ano de 2023, a ERSE deduziu 43 notas de ilicitude e decidiu 76 processos de contraordenação, que resultaram em 45 condenações com aplicação de coima, das quais 16 em procedimento de transação e sete pagamentos voluntários; 26 arquivamentos; cinco admoestações. Dos processos arquivados, em três foram emitidos autos de advertência.

Dos processos decididos pela ERSE em 2023, destacam-se as seguintes condenações:

a) À Petrogal – Petróleos de Portugal, S.A., foi aplicada uma coima de €167.600,00 reduzida a metade, ou seja, €83.800,00, por transação. A Petrogal foi condenada por ter procedido a interrupções do fornecimento de energia elétrica e de gás natural fora dos casos previstos na lei, por submissão de pedidos de mudança de comercializador sem autorização expressa do cliente para o efeito, por faturação para além das seis semanas e por denúncia indevida do contrato;

b) À E-REDES- Distribuição de Eletricidade, S.A., foi aplicada uma coima de €121.000,00 reduzida a metade, ou seja, €60.500,00, por transação. A E-REDES foi condenada por ter procedido a interrupções do fornecimento de energia elétrica fora dos casos previstos na lei, por não pagamento tempestivo de compensações e por não disponibilização de informação aos clientes através da internet;

c) À Iberdrola Clientes Portugal, Unipessoal, Lda., foi aplicada uma coima de €279.000,00 reduzida a metade, ou seja, €139.500,00, por transação. A Iberdrola foi condenada por submissão de pedidos de mudança de comercializador sem autorização expressa do cliente para o efeito, por não ter submetido pedidos de mudança de comercializador, junto do OLMC, no prazo máximo de cinco dias úteis, por não ter aferido da legitimidade para a celebração de contrato de fornecimento, por não ter procedido à gravação

---

<sup>195</sup> Em 01/01/2023, existiam em curso na ERSE 105 processos que transitaram de anos anteriores.

integral/conservação de chamada, por denúncia indevida de contrato e por não disponibilização de informação aos clientes através da internet;

d) Ao Grupo FLOENE:

i) À Lisboagás GDL - Sociedade Distribuição Gás Natural de Lisboa, S.A., foi aplicada uma coima de €54.000,00 reduzida a metade, ou seja, €27.000,00, por transação. A Lisboagás foi condenada por proceder às verificações anuais da adequação dos escalões de consumo das instalações, para efeitos de faturação do serviço de fornecimento de gás natural, em desrespeito pela periodicidade de 12 meses contados desde a data das últimas verificações anuais;

ii) Aos operadores de rede e comercializadores de último recurso de gás natural, (Beiragás – Companhia de Gás das Beiras, S.A.; Dianagás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A.; Duriensegás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A.; Lisboagás Comercialização S.A.; Lusitaniagás Comercialização S.A.; Paxgás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A.; Setgás Comercialização S.A.; Tagusgás – Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A.; Lisboagás GDL - Sociedade Distribuição Gás Natural de Lisboa, S.A.; Lusitaniagás – Companhia de Gás do Centro, S.A., Setgás – Sociedade de Distribuição de Gás Natural, S.A.) e Medigás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A., foram aplicadas coimas no valor global de €54.000,00 por decisões unilaterais da ERSE. As empresas do Grupo FLOENE foram condenadas por não disponibilização de informação aos clientes através da internet e, no caso da Lisboagás GDL, ainda por não envio atempado de Relatórios à ERSE.

Ao abrigo do Regime Jurídico do Livro de reclamações, foram aplicadas coimas a empresas com postos de abastecimento de combustíveis que conduziram ao pagamento de coimas no valor total de €14.830,00.

Adicionalmente, foi recebido no âmbito de processo de contraordenação contra a Palpetro – Combustíveis e Lubrificantes, Lda., que havia sido impugnado, uma coima no valor de €750,00.

O montante global das coimas aplicado pela ERSE em 2023 ascendeu a €765.750,90, sendo o valor de coimas efetivamente cobrado e recebido de €416.915,20, em resultado, essencialmente, das reduções efetuadas ao abrigo do regime legal de Transação.

No valor de coimas recebido inclui-se o valor de €14.215,00, transferido para a ERSE pela Entidade Nacional para o Setor Energético, E.P.E. (ENSE), nos termos do artigo 21.º da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, uma vez que o produto das coimas reverte para a ERSE.

Por outro lado, no ano de 2023, no âmbito de processos de contraordenação, foram pagas compensações a consumidores nos seguintes processos:

- Processo contra Petrogal – Foram atribuídas compensações aos clientes lesados no valor total de €1.400,00, €75,00 nas situações de interrupções de fornecimento e €20,00 nas demais situações. No total, foram compensados 26 consumidores no procedimento de transação.
- Processo contra E-REDES – Foram atribuídas compensações individuais de € 50 a seis clientes lesados, que ainda não tinham sido compensados antes da decisão final, no valor total de €300,00 no procedimento de transação.
- Processo contra Iberdrola - Foram atribuídas compensações entre os €20,00 e os €100,00 a 41 clientes lesados, no valor total €1.600,00.

Foram, assim, atribuídas compensações, em procedimento de transação, a consumidores no montante total de €3.300,00.

O valor máximo de compensação atribuída a um consumidor foi no valor de €100,00, por interrupção indevida do fornecimento, e o valor mínimo de compensação atribuída a um consumidor foi de €20,00, por não submissão de pedido de mudança de comercializador junto do OLMC no prazo máximo de 5 dias úteis.

## 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 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 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 tendo sido observado um crescimento de 30% do número de pontos de carregamento relativamente a 2022, totalizando 8 499, dos quais 36% são rápidos (acima de 22 kW) <sup>196</sup>.

O número de veículos elétricos em Portugal tem vindo também a aumentar, verificando-se o crescimento de 50% em 2023 face ao ano anterior, no segmento de veículos ligeiros de passageiros e comerciais, totalizando 205 623 veículos, dos quais cerca de 45% são híbridos <sup>197</sup>.

O número de veículos elétricos por ponto de carregamento em Portugal era de 24 no final de 2023 comparando com a média na UE de 14 <sup>198</sup>.

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.

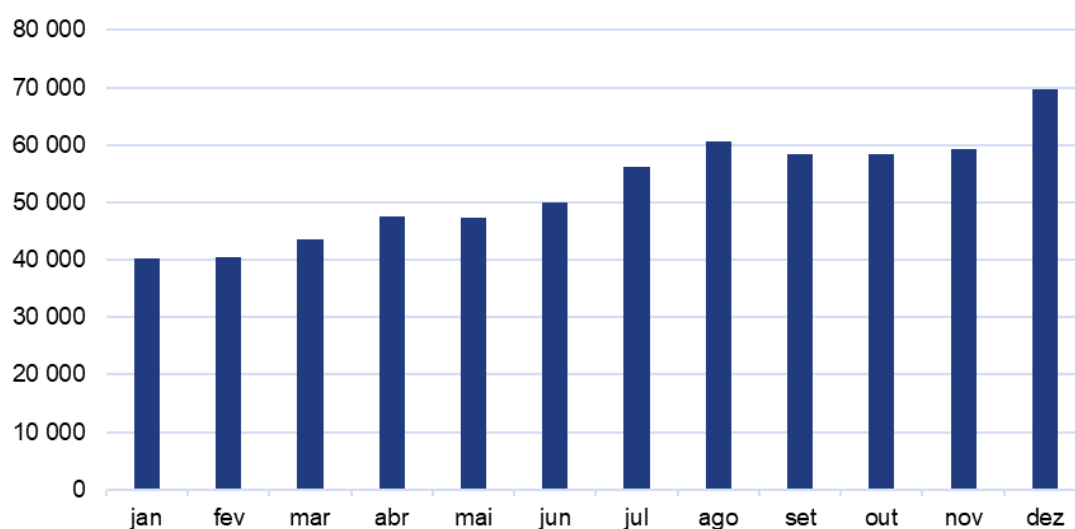
---

<sup>196</sup> MOBI.Data: <https://www.mobie.pt/mobidata/data>

<sup>197</sup> European Alternative Fuels Observatory (EAFO): <https://www.eafo.eu/>

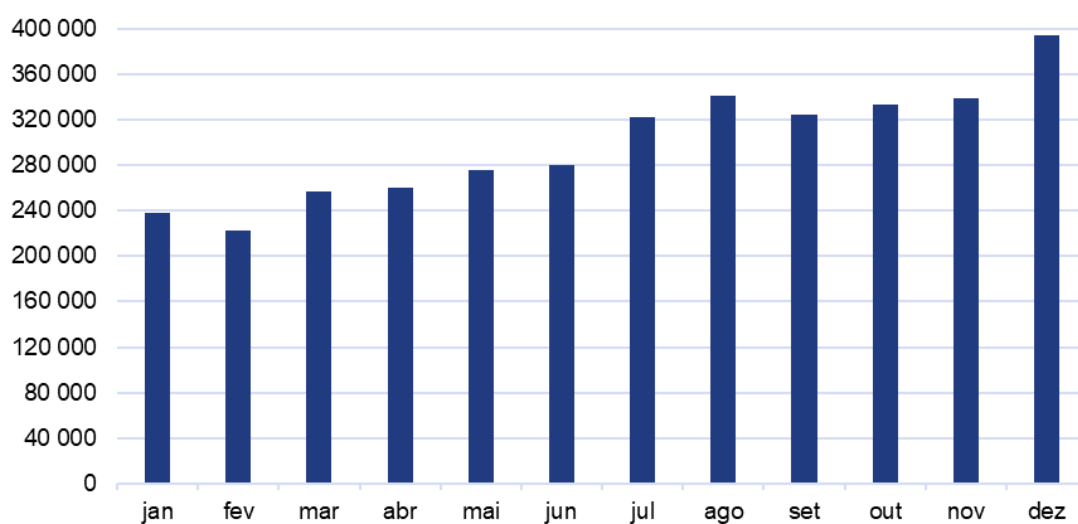
<sup>198</sup> European Alternative Fuels Observatory (EAFO): <https://www.eafo.eu/>

Figura 6-1 – Número de utilizadores da rede de mobilidade elétrica, em 2023



Fonte: MOBI.Data <sup>199</sup>

Figura 6-2 – Número de carregamentos na rede de mobilidade elétrica, em 2023

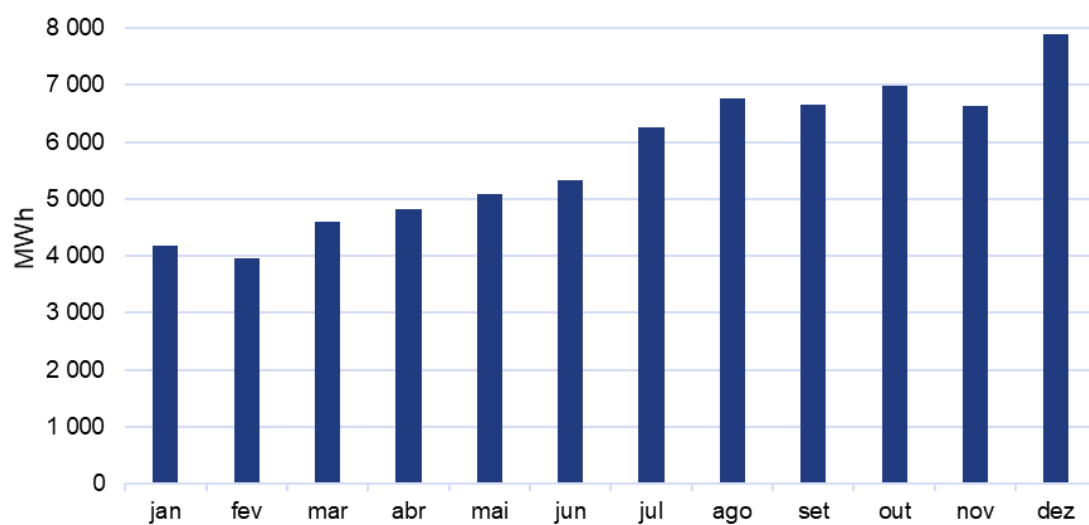


Fonte: MOBI.Data <sup>200</sup>

<sup>199</sup> <https://www.mobie.pt/mobidata/data>

<sup>200</sup> <https://www.mobie.pt/mobidata/data>

Figura 6-3 – Energia carregada na rede de mobilidade elétrica, em 2023



Fonte: MOBI.Data <sup>201</sup>

---

<sup>201</sup> <https://www.mobie.pt/mobidata/data>





## ANEXOS

### I. LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS

- ACE – Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia
- ACER – Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*)
- aFRR – Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação automática
- ANMP – Associação Nacional de Municípios Portugueses
- AP – Alta Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é superior a 20 bar)
- APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis
- 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*
- BmFRR – Mercado de Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual
- 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 m<sup>3</sup>
- BP> – Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>
- 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*
- 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)
- CR3 – Rácio de Concentração
- CUR – Comercializador de Último Recurso
- CURR – Comercializador de Último Recurso Retalhista
- DFI – Decisão Final de Investimento
- DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia
- EDA – Electricidade dos Açores
- EEM – Empresa de Electricidade da Madeira
- 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
- GNR – Guarda Nacional Republicana
- GTG – Gestor Técnico Global
- GWh – Gigawatt hora (unidade de energia)
- HHI – Índice Herfindahl-Hirschman
- 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 Electricidade
- MIBGAS – Mercado Ibérico de Gás Natural
- mFRR – Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual
- 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
- MPGGS – Manual de Procedimentos da Gestão Global do SEN
- MPGTG – Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global 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
- OLMCA – Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador

- OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.
- OMIP – Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português
- ONME – Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade
- OPEX – *Operational Expenditure*
- ORD – Operador da Rede de Distribuição
- ORT – Operador da Rede de Transporte
- OT – Obrigações de Tesouro
- OTC – *Over The Counter*
- p.p. – pontos percentuais
- PCI – *Project of Common Interest*
- PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento
- PDIR – Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes
- 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
- PNEC – Plano Nacional Energia e Clima
- PRE – Produção em Regime Especial
- RAA – Região Autónoma dos Açores
- RAM – Região Autónoma da Madeira
- RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações
- RESP – Rede Elétrica de Serviço Público
- RME – Regulamento da Mobilidade Elétrica
- 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
- ROR – Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico
- ROI – Regulamento de Operação das Infraestruturas do setor do gás
- RQS – Regulamento de Qualidade de Serviço
- RRC – Regulamento de Relações Comerciais
- RSRI – Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de distribuição de energia elétrica
- RT – Regulamento Tarifário

- SEN – Sistema Elétrico Nacional
- SNG – Sistema Nacional de Gás
- SWE REM – Mercado regional de eletricidade do sudoeste da Europa (*South West Europe Regional Electricity Market*)
- TERRE – *Trans European Replacement Reserves Exchange*
- TNGL – Terminal de Gás Natural Liquefeito
- TR – Tempo Real
- UPAC – Unidades de Produção em Autoconsumo
- UVE – Utilizador de Veículo Elétrico
- TOS – Taxa de ocupação do Subsolo
- TOTEX - *Total Expenditure*
- VIP – *Virtual Interconnection Point*
- VTP – *Virtual Trading Point*
- XBID – *European Cross-Border Intraday Initiative*

## II. LISTA DE DIPLOMAS LEGAIS

### A. LEGISLAÇÃO NACIONAL

Em 2023, de relevante, foram publicados os seguintes diplomas legais:

- Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro - Estabelece o sistema de compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável;
- Despacho n.º 163/2023, de 4 de janeiro - Conclusão do processo de extinção do Fundo Florestal Permanente, do Fundo de Apoio à Inovação, do Fundo de Eficiência Energética e do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético, e de transferência das respetivas atribuições para o Fundo Ambiental;
- Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro - Estabelece a organização e o funcionamento do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, adaptando o regime previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;
- Despacho n.º 1396-C/2023, de 27 de janeiro - Abertura de audiência pública, por um prazo de 30 dias, da proposta preliminar das áreas especializadas para o planeamento e operacionalização de centros eletroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica;
- Decreto-Lei n.º 6/2023, de 27 de janeiro - Reforça o sistema de incentivos «Apoiar as Indústrias Intensivas em Gás»;
- Portaria n.º 38-B/2023, de 3 de fevereiro - Suspende a atualização da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO<sub>2</sub>;
- Decreto Regulamentar Regional n.º 6/2023/M, de 15 de fevereiro - Aprova o regime aplicável à produção de eletricidade em regime especial a partir de fontes de energias renováveis, baseada em uma só tecnologia de produção, com capacidade instalada igual ou inferior a 5MW;
- Resolução da Assembleia Legislativa da Região Autónoma dos Açores n.º 5/2023/A, de 20 de fevereiro - Criação de um plano regional de poupança de energia e medidas de apoio às famílias e empresas para estabilização dos preços de bens e serviços;

- Despacho n.º 2789-I/2023 de 28 de fevereiro - Institui o Comité de Acompanhamento do Programa Ação Climática e Sustentabilidade (PACS);
- Lei n.º 10/2023, de 3 de março - Completa a transposição da Diretiva (UE) 2019/2161, relativa à defesa dos consumidores;
- Portaria n.º 65-A/2023, de 3 de março - Suspende a atualização da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO<sub>2</sub>;
- Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março - Altera o mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade;
- Decreto-Lei n.º 26/2023, de 10 de abril - Clarifica o regime de avaliação ambiental aplicável aos planos de afetação do espaço marítimo;
- Despacho n.º 4445/2023, de 12 de abril - Declaração de caducidade do contrato de concessão para produção de energia hidroelétrica no aproveitamento hidroelétrico do Cabril;
- Despacho n.º 5748/2023, de 22 de maio - Define o parâmetro correspondente ao impacte 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 janeiro e 31 de dezembro de 2023;
- Despacho n.º 6289/2023, de 7 de junho - Determina a tarifa social de fornecimento de gás natural em 2023-2024;
- Lei n.º 31/2023, de 4 de julho - Cessação de vigência de leis publicadas no âmbito da pandemia da doença COVID-19;
- Despacho n.º 7310/2023, de 11 de julho - Estabelece as condições aplicáveis aos operadores dominantes do Sistema Nacional de Gás no desempenho do serviço de criação de mercado;
- Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro - Estabelece o procedimento excecional de atribuição de capacidade de ligação à rede de instalações de consumo de energia elétrica em zonas de grande procura;

- Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro - Procede à definição da metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral;
- Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro - Fixa a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2024;
- Despacho n.º 10727/2023, de 20 de outubro - Devolução de verbas aos cofres do Estado pelo Gestor Técnico Global do Sistema Nacional de Gás;
- Despacho n.º 10736/2023, de 20 de outubro - Define o Grupo de Trabalho para a criação do Centro de Inovação para a Valorização do Lítio (GTCIVaL);
- Despacho n.º 11035/2023, de 27 de outubro - Afeta receita à redução do défice tarifário do Sistema Elétrico Nacional;
- Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro - Altera o modelo de financiamento da tarifa social;
- Decreto-Lei n.º 105/2023, de 17 de novembro - Reformula os procedimentos relativos aos pedidos de instalação e exploração de novas centrais de valorização de biomassa;
- Despacho n.º 11808/2023, de 22 de novembro - Determina um conjunto de ações tendentes a simplificar o processo de instalação de cabos submarinos e de infraestruturas associadas;
- Despacho n.º 11912/2023, de 23 de novembro - Cria um grupo de trabalho designado «Grupo de Trabalho para a definição das Áreas de Aceleração de Energias Renováveis (GTAER)»;
- Portaria n.º 397/2023, de 28 de novembro - Regulamenta as peças-tipo para o procedimento de concurso público para a atribuição das concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão no território continental português;
- Declaração de Retificação n.º 33/2023, de 22 de dezembro - Retifica o Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, que altera o modelo de financiamento da tarifa social;
- Despacho n.º 13288-B/2023, de 29 de dezembro - Aprova a clarificação do procedimento a adotar no licenciamento conducente ao exercício da atividade industrial de produção de hidrogénio de origem renovável;



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 10/2023, de 3 de março, completa a transposição da Diretiva (UE) 2019/2161, relativa à defesa dos consumidores;
- 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, na redação em vigor, 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, 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, que estabelece 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 m<sup>3</sup> 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 fixa a data de extinção das tarifas transitórias para fornecimento de gás natural aos clientes finais com consumos anuais superiores a 10000m<sup>3</sup>;
- Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, na redação em vigor que fixa a data para os comercializadores de último recurso continuarem a fornecer eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento;
- Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na redação em vigor, que 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 15/2022, de 14 de janeiro, na redação em vigor, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001;
- 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 53/2020, de 10 de julho, que aprova o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030);
- 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, na redação em vigor, 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, na redação em vigor, 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, na redação em vigor, 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 m<sup>3</sup> e de eletricidade com consumos em baixa tensão normal;
- Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação em vigor 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;
- Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro, na redação em vigor 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 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, que aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico;
- Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril, que aprova o Regulamento Tarifário do setor do gás,
- 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 407/2021, de 12 de maio, que aprova o Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações de gás natural;
- Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio, que aprova o Regulamento do Autoconsumo;
- Regulamento n.º 814/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento Relativo à Apropriação Indevida de Energia;

- Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio;
- Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, e o Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro;
- Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica e revoga o Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto;
- Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 560/2014, de 22 de dezembro, e o Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro;
- Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor do Gás e revoga o Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril, e o Regulamento n.º 538/2022, de 28 de junho
- Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio;
- Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro;
- Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto;
- Diretiva n.º 14/2020, de 30 de setembro, que aprova as regras de negociação de produtos com entrega no VTP na plataforma MIBGAS e procedimentos associados;
- 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 acordos;
- Diretiva n.º 6/2015, de 27 de abril, da ERSE, relativa à prestação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade, que prevê a obrigação de divulgação e de conteúdo harmonizado das condições de prestação de informação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade em Portugal continental;
- Diretiva n.º 13/2017, de 28 de julho, que revogou a Diretiva n.º 14/2014, de 4 de agosto, da ERSE, alterada pela Diretiva n.º 7/2020, de 21 de abril, que aprova Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas;
- 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, que 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 266/2020, de 20 de março, que aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica;
- Regulamento n.º 814/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento Relativo à Apropriação Indevida de Energia;
- Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio;
- Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, e o Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro;
- Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica e revoga o Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto;
- Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 560/2014, de 22 de dezembro, e o Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro;
- Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor do Gás e revoga o Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril, e o Regulamento n.º 538/2022, de 28 de junho;
- Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio;
- Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro;
- Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

- Despacho n.º 1112/2022, de 27 de janeiro, que aprova o Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás em Formações Salinas Naturais;
- Despacho n.º 1113/2022, de 27 de janeiro, que aprova o Regulamento do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL);
- Portaria n.º 98-A/2022, de 18 de fevereiro, que aprova o Regulamento do Sistema de Incentivos de Apoio à Produção de Hidrogénio Renovável e Outros Gases Renováveis;
- Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no Sistema Nacional de Gás;
- Despacho n.º 1322/2022, de 1 de fevereiro, que 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 janeiro e 31 de março de 2022;
- Declaração de Retificação n.º 11-A/2022, de 14 de março, que retifica o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001;
- Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo;
- Despacho n.º 4049/2022, de 7 de abril, que define o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de gás natural;
- Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, na redação em vigor, que aprova medidas excecionais que visam assegurar a simplificação dos procedimentos de produção de energia a partir de fontes renováveis;
- Decreto-Lei n.º 30-B/2022, de 18 de abril, na redação em vigor, que aprova o sistema de incentivos «Apoiar as Indústrias Intensivas em Gás»;
- Decreto-Lei n.º 78-A/2022, de 15 de novembro, que reforça o sistema de incentivos «Apoiar as Indústrias Intensivas em Gás», cria uma linha de financiamento ao setor social e disciplina o pagamento do apoio extraordinário a titulares de rendimentos e prestações sociais;

- Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, na redação em vigor, que estabelece um mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade;
- Despacho n.º 9799-B/2022, de 8 de agosto, na redação em vigor, que estabelece o procedimento de validação prévia de faturas determinado pelo Despacho n.º 9501-A/2022, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 148, suplemento, de 2 de agosto de 2022;
- Despacho n.º 9838/2022, de 9 de agosto, que define o parâmetro correspondente ao impacte 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 julho e 31 de dezembro de 2022;
- Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que permite o regresso dos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> ao regime de tarifas reguladas de venda de gás natural;
- Decreto-Lei n.º 71/2022, de 14 de outubro, que completa a transposição da Diretiva (UE) 2018/2002, alterando disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração;
- Decreto-Lei n.º 72/2022, de 19 de outubro, na redação em vigor que altera as medidas excecionais para a implementação de projetos e iniciativas de produção e armazenamento de energia de fontes renováveis;
- Decreto-Lei n.º 84-D/2022, de 9 de dezembro, na redação em vigor, que aprova a criação do regime transitório de estabilização de preços do gás por pessoas coletivas com consumos superiores a 10 000 m<sup>3</sup>;
- Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro- Altera o modelo de financiamento da tarifa social;

## **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);
- Regulamento (UE) 2023/706 do Conselho de 30 de março de 2023 que altera o Regulamento (UE) 2022/1369 no respeitante à prorrogação do período de redução da procura para as medidas de redução da procura de gás e ao reforço da comunicação de informações e da monitorização da aplicação dessas medidas;

- Regulamento (EU) 2023/1804 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de setembro relativo à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos e que revoga a Diretiva 2014/94/EU;
- Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023, que altera a Diretiva (UE) 2018/2001, o Regulamento (UE) 2018/1999 e a Diretiva 98/70/CE no que respeita à promoção de energia de fontes renováveis e que revoga a Diretiva (UE) 2015/652 do Conselho;
- Diretiva (EU) 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;
- Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, que veio reformular a Diretiva 2009/28/CE, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- 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/UE (reformulação), e revoga a Diretiva 2009/72/CE com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2021.

**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 duração superior a 3 minutos. Interrupções breves - Interrupções com duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos.

