



# RELATÓRIO ANUAL SOBRE OS MERCADOS DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL EM 2020

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	Relatório sobre a implementação do Pacote de Energia Limpa .....	6
<b>3</b>	<b>MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>8</b>
3.1	Regulação das redes .....	8
3.1.1	Funcionamento técnico .....	8
3.1.1.1	Balanço .....	8
3.1.1.2	Qualidade de serviço técnica .....	11
3.1.1.3	Medidas de salvaguarda .....	16
3.1.1.4	Produção em Regime Especial .....	17
3.1.1.5	Desenvolvimentos regulamentares .....	19
3.1.2	Tarifas de acesso às redes e custos de ligação .....	24
3.1.3	Gestão das interligações, ações de balanço transfronteiriço e acoplamento de mercados .....	33
3.1.4	Investimentos nas redes de eletricidade .....	48
3.1.5	Concessões de distribuição em BT .....	50
3.2	Promoção da concorrência .....	51
3.2.1	Mercado grossista .....	51
3.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	52
3.2.2	Mercado retalhista .....	75
3.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	75
3.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover a concorrência efetiva .....	91
3.3	Segurança de abastecimento .....	94
3.3.1	Monitorização do balanço entre oferta e procura .....	97
3.3.2	Monitorização dos investimentos em produção .....	102
<b>4</b>	<b>MERCADO DO GÁS NATURAL .....</b>	<b>104</b>
4.1	Regulação das redes .....	104
4.1.1	Funcionamento técnico .....	104
4.1.1.1	Balanço .....	104
4.1.1.2	Acesso às infraestruturas de armazenamento, <i>linepack</i> e serviços de flexibilidade .....	105
4.1.1.3	Qualidade de serviço técnica .....	108
4.1.1.4	Desenvolvimentos Regulamentares .....	110
4.1.2	Tarifas de acesso às redes e das infraestruturas e custos de ligação .....	111
4.1.3	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações .....	121

4.2	Promoção da concorrência.....	127
4.2.1	Mercado grossista .....	127
4.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	127
4.2.2	Mercado retalhista .....	138
4.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	139
4.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover uma concorrência eficaz.....	152
4.3	Segurança de abastecimento .....	156
4.3.1	Evoluções previstas da procura e da oferta.....	158
4.3.2	Medidas para garantia de abastecimento .....	158
<b>5</b>	<b>PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE .....</b>	<b>161</b>
5.1	Proteção dos consumidores .....	161
5.2	Gestão da conflitualidade.....	163
<b>6</b>	<b>OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE .....</b>	<b>165</b>
6.1	Certificação dos operadores das redes de transporte.....	165
6.2	Desenvolvimentos legislativos.....	166
6.3	Regime Sancionatório.....	170
6.4	Mobilidade elétrica.....	172
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>177</b>
I.	Lista de siglas e acrónimos .....	177
II.	Lista de diplomas legais .....	181
A.	Legislação nacional.....	181
B.	Legislação comunitária .....	191
III.	Indicadores de continuidade de serviço técnica (aplicáveis ao setor elétrico).....	195

## 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, 2020 .....	9
Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2020 .....	10
Figura 3-3 – Evolução dos desvios, 2020 .....	11
Figura 3-4 – Potência instalada da PRE, 2016 a 2020 .....	18
Figura 3-5 – Produção de energia elétrica pela PRE, 2016 a 2020.....	19
Figura 3-6 – Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2020, por atividade.....	27
Figura 3-7 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2020 .....	28
Figura 3-8 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2009 a 2020 .....	37
Figura 3-9 - Evolução do spread e prémio verificados em 2020 .....	40
Figura 3-10 – Evolução do preço médio anual em mercado <i>spot</i> e separação de mercados, 2016 a 2020.....	52
Figura 3-11 – Volatilidade do preço <i>spot</i> , 2016 a 2020 .....	54
Figura 3-12 – Preço em mercado <i>spot</i> e tempo de separação de mercado, 2019 e 2020 .....	54
Figura 3-13 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo, 2018 a 2020 .....	55
Figura 3-14 –Evolução do peso do volume negociado em mercado intradiário contínuo relativamente ao volume negociado em mercado diário .....	56
Figura 3-15 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2018 a 2020.....	57
Figura 3-16 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2016 a 2021 .....	58
Figura 3-17 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2019 e 2020 .....	59
Figura 3-18 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2018 a 2020 .....	61
Figura 3-19 – Procura em mercado <i>spot</i> e consumo global mensal, 2018 a 2020 .....	62
Figura 3-20 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2016 a 2020 .....	63
Figura 3-21 – Comunicação de factos relevantes, 2020 .....	65
Figura 3-22 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal continental (por agente e capacidade instalada), 2016 a 2020.....	66
Figura 3-23 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2016 a 2020...67	67
Figura 3-24 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2016 a 2020 .....	68
Figura 3-25 – Quotas de energia produzida por agente, 2016 a 2020 .....	68
Figura 3-26 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2016 a 2020 .....	69
Figura 3-27 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2016 a 2020.....	70
Figura 3-28 – Evolução dos preços médios da eletricidade para os consumidores domésticos (com impostos, taxas e IVA) e não domésticos (sem IVA e impostos e taxas recuperáveis).....	77

Figura 3-29 – Faturação mensal da oferta de eletricidade e da oferta dual mais competitiva para o consumidor tipo 2 em 2020.....	79
Figura 3-30 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2016 a 2020.....	84
Figura 3-31 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2016 a 2020.....	85
Figura 3-32 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2016 a 2020 .....	86
Figura 3-33 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2016 a 2020 (HHI).....	87
Figura 3-34 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2016 a 2020.....	88
Figura 3-35 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor elétrico, 2013 a 2020 .....	89
Figura 3-36 – Mudança de comercializador, 2016 a 2020 .....	90
Figura 4-1 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto .....	106
Figura 4-2 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, por produto.....	107
Figura 4-3 – Atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, por produto.....	108
Figura 4-4 – Decomposição do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2020-2021...116	
Figura 4-5 – Estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2020-2021 .....	117
Figura 4-6 – Percentagem mensal de dias com oferta de capacidade firme no VIP Ibérico pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate, desde outubro de 2019 .....	122
Figura 4-7 – Atribuição de capacidade na interligação (VIP Ibérico), por produto <i>bundled</i> ou <i>unbundled</i> .....	123
Figura 4-8 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2020 (importação) .....	124
Figura 4-9 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2020 (exportação) .....	124
Figura 4-10 – Repartição das injeções na RNTGN por infraestrutura, 2016 a 2020.....	130
Figura 4-11 – Evolução dos volumes importados de gás natural, 2016 a 2020 .....	130
Figura 4-12 – Origem do gás natural importado, 2016 a 2020.....	131
Figura 4-13 – Entradas na RNTGN (TGNL+VIP), 2016 a 2020.....	132
Figura 4-14 – Índices de concentração nas entradas na RNTGN (TGNL+VIP), 2016 a 2020 .....	133
Figura 4-15 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2016 a 2020.....	133
Figura 4-16 – Trocas no TGNL, 2019 e 2020 .....	134
Figura 4-17 - Trocas no AS, 2019 e 2020 .....	135
Figura 4-18 – Trocas no VTP, 2019 e 2020.....	136
Figura 4-19 – Trocas no VTP em quantidades, 2019 e 2020.....	137
Figura 4-20 – Evolução dos preços médios de gás natural para os consumidores domésticos (com IVA e impostos) e não domésticos (sem IVA e impostos e taxas recuperáveis).....	140

Figura 4-21 – Faturação mensal da oferta de gás e da oferta dual mais competitiva para o consumidor tipo 2 em 2020.....	142
Figura 4-22 – Penetração do Mercado Liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2020.....	145
Figura 4-23 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2016 a 2020.....	146
Figura 4-24 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2016 a 2020.....	147
Figura 4-25 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2016 a 2020.....	148
Figura 4-26 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor gás natural, 2013 a 2020...149	
Figura 4-27 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2016 a 2020 (HHI).....	149
Figura 4-28 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2016 a 2020.....	150
Figura 4-29 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado e por rede de distribuição, 2020.....	151
Figura 4-30 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2016 a 2020.....	152
Figura 4-31 – Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2009 a 2020.....	156
Figura 4-32 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2021 a 2025.....	158
Figura 6-1 – Número de utilizadores da rede de mobilidade elétrica, em 2020.....	174
Figura 6-2 – Número de carregamentos na rede de mobilidade elétrica, em 2020.....	174
Figura 6-3 – Energia carregada na rede de mobilidade elétrica, em 2020.....	175

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2020.....	12
Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço na RAA, 2020.....	13
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço na RAM, 2020.....	14
Quadro 3-4 – Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica .....	26
Quadro 3-5 – Tarifas de acesso às redes para 2020 .....	27
Quadro 3-6 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos, 2020 .....	36
Quadro 3-7 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2020.....	39
Quadro 3-8 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2020.....	40
Quadro 3-9 – Estatística relativa ao BALIT, 2020 .....	46
Quadro 3-10– Défice tarifário, 2020.....	94
Quadro 3-11 – Margem de capacidade do SEN.....	98
Quadro 3-12 – Abastecimento do consumo.....	98
Quadro 3-13 - Evolução do consumo por nível de tensão.....	99
Quadro 3-14 – Repartição da produção por fonte de energia.....	100
Quadro 3-15 – Potência máxima anual.....	100
Quadro 3-16 – Parque eletroprodutor .....	101
Quadro 3-17 - Extensão das redes de transporte e de distribuição.....	102
Quadro 3-18 – Evolução prevista para as energias renováveis em 2022, 2025 e 2030.....	103
Quadro 4-1 – Estrutura das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes de gás natural.....	114
Quadro 4-2 – Estrutura das tarifas das infraestruturas de gás natural.....	114
Quadro 4-3 – Evolução tarifária das infraestruturas em alta pressão, do uso das redes e do uso global do sistema para o ano gás 2020-2021, por atividade.....	115
Quadro 4-4 – Evolução tarifária do acesso às redes para o ano gás 2020-2021, por tipologia de clientes em cada nível de pressão .....	116
Quadro 4-5 – Evolução do consumo anual de gás natural verificada entre 2016 e 2020.....	157
Quadro 4-6 – Indicadores das infraestruturas e dos operadores das redes do SNGN entre 2016 e 2020.....	157



## 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 presente relatório é remetido pela ERSE ao membro do Governo responsável pela área da energia, à Assembleia da República e à Comissão Europeia, e ainda publicado na sua página de internet.

Desta forma é dado cumprimento ao disposto nas Diretivas 2019/944<sup>1</sup> 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 e 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, em que se prevê que os reguladores devam 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.

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 2020, incluindo os temas de concorrência, quer no mercado grossista, quer no mercado retalhista, da segurança de abastecimento e da proteção dos consumidores. O relatório abrange ainda as medidas regulatórias adotadas e os resultados obtidos no que respeita à atividade anual da ERSE.

Os dados estatísticos e informação apresentados no relatório incidem, essencialmente, no ano de 2020, ano marcado pela pandemia de COVID-19 com impacto significativo na sociedade e como tal na regulação e nos mercados.

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

---

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

<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*

Em 2020, Portugal registou um ano hidrológico mais favorável que 2019, com um índice de produtividade hidroelétrica de 0,94, tendo as centrais hidroelétricas contribuído para o abastecimento de 28% do consumo. A produção eólica registou uma diminuição de 28% em 2019 para 24% em 2020, ainda assim com uma percentagem superior a 2018, tendo a restante produção renovável mantido uma quota equivalente à do ano anterior.

As centrais térmicas não renováveis mantêm uma tendência descendente, tendo tido em 2020 uma quota de produção de 38%, inferior aos 44% verificados em 2019, com 34% da produção a partir de centrais a gás natural e apenas 4% a partir de centrais a carvão, o que reflete a aposta de abandono gradual do carvão (concretizada em medidas legislativas de índole fiscal que penalizam esta fonte de energia). De relevar que, a maior central a carvão (Sines – 1180 MW) foi encerrada em janeiro de 2021.

A potência instalada na produção registou um aumento face a 2019, para o qual contribuíram essencialmente a produção eólica com um aumento de 38 MW, e a fotovoltaica com um crescimento de 149 MW.

O ano de 2020 foi caracterizado por um decréscimo do consumo de energia elétrica de 3% face a 2019, com 48,81 TWh. Contudo, destaca-se que a potência máxima solicitada à rede pública ocorreu ainda no período pré-pandémico, concretamente no dia 13 de janeiro de 2020, atingindo o valor de 8 906 MW que, face à ponta de 2019, registou um aumento de 256 MW (2,96%).

A produção elétrica de origem renovável registou um aumento de 196MW em 2020 face ao ano anterior para o qual contribuiu essencialmente o parque solar. A produção não renovável não registou alterações.

#### *Fontes de energia renováveis*

Em 2020, a potência total instalada aumentou apenas cerca de 1%, tendo contribuído principalmente para isso o aumento da potência renovável.

A produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis face ao ano anterior aumentou 11%. As centrais hidroelétricas contribuíram para o abastecimento de 28% do consumo<sup>3</sup>. A produção eólica registou uma diminuição de 28% para 24%, tendo a restante produção renovável mantido uma quota equivalente à do ano anterior.

#### *Mercados grossistas de eletricidade e de gás natural*

Ao nível do mercado grossista, o setor elétrico registou uma tendência de crescimento de nova produção, instalada e atribuída, apontando para uma maior concorrência e penetração de produção renovável. O grau de integração do mercado ibérico manteve-se muito elevado, podendo considerar-se que os preços estão praticamente acoplados, mesmo tendo em conta diversas circunstâncias de hidraulicidade ou de preços dos combustíveis.

No que respeita ao gás natural, o atraso na implementação do MIBGAS impediu, em 2020, que o modelo de compensação através de ações de compra e venda em mercado fosse concretizado. Ainda assim, destaca-se em 2020 a aprovação das regras de negociação, na plataforma MIBGAS, de produtos com entrega no VTP – Virtual Trading Point.

#### *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 reduziu ligeiramente, mas continua em níveis significativos (15% no setor elétrico e 14% para o setor do gás natural).

Em 2020, no setor elétrico, cerca de 95% do consumo e 85% dos clientes foi abastecido por um comercializador em regime de mercado, enquanto no setor do gás natural, cerca de 98% do consumo e 84% dos clientes foi abastecido por um comercializador em regime de mercado.

No mercado de eletricidade, no final de 2020, estavam presentes 34 comercializadores em regime de mercado, dos quais 33 estavam a fornecer clientes domésticos e pequenas empresas (com potências até 41,4 kVA). No mercado de gás natural, estavam presentes 21 comercializadores em regime de mercado, 20 dos quais se encontravam a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>/ano.

---

<sup>3</sup> Incluindo bombagem.

Verificou-se assim um aumento de comercializadores a atuar no mercado nacional em ambos os setores, em especial no mercado de gás natural, onde o número de comercializadores quase duplicou.

Desde 2018, vigora uma medida legislativa que permite aos clientes domésticos de eletricidade no mercado livre a possibilidade de optarem pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, praticado por comercializadores em mercado, ou, caso o seu comercializador não participe neste regime, optarem por celebrar contrato com o comercializador de último recurso (CUR). Contudo, verificou-se que este regime não teve efeitos substantivos em termos de regresso de consumidores ao CUR, tendo o regresso ao mercado regulado em 2020 correspondido a apenas 0,1% do consumo.

De assinalar ainda que 12,5% dos consumidores de eletricidade em Portugal continental e 2,2% dos consumidores de gás natural em Portugal continental está abrangido pelo regime da tarifa social, que atribui um desconto que se reflete no preço final, transversal a todos os comercializadores.

Durante o ano de 2020, ficou concluída a separação de imagem do comercializador de último recurso de eletricidade e do operador da rede de distribuição de eletricidade, passando a sua designação de EDP Serviço Universal a SU Eletricidade e de EDP Distribuição a E-Redes, respetivamente.

#### *Preços de eletricidade e gás natural*

Os preços grossistas de eletricidade e de gás natural reduziram-se significativamente durante 2020 face a 2019 (-29% no preço de eletricidade e cerca de -34% nos preços grossistas do gás natural).

As tarifas reguladas de acesso às redes variaram 1,3 na eletricidade e - entre - 26,2% e -6,8%, consoante os níveis de pressão e tipo de consumidor, no gás natural. No setor elétrico, com efeitos a partir de abril de 2020, os preços da tarifa de energia aplicável pelo CUR, no mercado regulado, foram atualizados em baixa (- 5 EUR/MWh), em resultado da redução dos preços do mercado à vista durante o primeiro trimestre de 2020 e nos preços do mercado a prazo para o ano de 2020 em geral.

#### *Outros desenvolvimentos relevantes no mercado*

O ano de 2020 foi marcado pela pandemia COVID-19 que obrigou os reguladores a uma resposta adequada aos desafios que surgiram. Neste sentido, a ERSE aprovou e publicou diversos regulamentos e instruções relativas às condições de prestação dos serviços de fornecimento de energia enquanto serviços públicos essenciais aos consumidores.

De entre as medidas decretadas pela ERSE para proteção dos consumidores, destacam-se a proibição de interrupção do fornecimento, a possibilidade do fracionamento do pagamento das faturas e a possibilidade dos clientes empresariais, em situação de crise empresarial e com atividade reduzida, poderem solicitar a alteração dos encargos de potência ou capacidade, do termo fixo e de energia a serem faturados referentes fornecimento de eletricidade e gás natural.

Relativamente aos comercializadores, foi dada a possibilidade de, nos casos previstos nos regulamentos, poderem requerer ao operador de rede o pagamento fracionado dos montantes relativos ao acesso às redes devidos por clientes. Foi, ainda, prorrogado o prazo de reporte à ERSE de informação no âmbito da rotulagem de energia elétrica e da qualidade de serviço comercial.

A nível nacional, destaca-se a aprovação do Plano Nacional do Hidrogénio, em agosto de 2020. Este plano prevê orientações estratégicas para a criação de uma fileira industrial do hidrogénio e uma meta de incorporação nas redes de gás natural entre 10 e 15% até 2030.

Neste âmbito, o Governo procedeu à revisão da legislação das bases de organização do setor do gás natural, pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, tendo em vista preparar as redes de gás natural para receber gases de origem renovável ou com baixo teor de carbono, renomeando o sistema como Sistema Nacional de Gás (SNG).

O novo diploma criou um quadro específico para o licenciamento de instalações produtoras de gases renováveis e um modelo de aquisição centralizada permitindo cumprir as metas de incorporação de gases renováveis que vierem a ser definidas.

Em 2020, a ERSE desenvolveu ainda uma nova funcionalidade no simulador de preços de energia que permite a apresentação de ofertas comerciais indexadas aos mercados diários de energia e disponibilizou um Simulador da Taxa de Ocupação do Subsolo.

## **2.2 RELATÓRIO SOBRE A IMPLEMENTAÇÃO DO PACOTE DE ENERGIA LIMPA**

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

Neste enquadramento, foi posteriormente publicado pela ERSE o Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, que integrou as novas modalidades de autoconsumo na regulamentação do setor elétrico, na sequência da aprovação do novo quadro legal para o autoconsumo de energia elétrica e comunidades de energia renovável. No final de 2020, a ERSE procedeu ao lançamento de uma consulta pública para a revisão deste regulamento, devido à entrada em vigor (em 2021) de disposições legais previstas no referido diploma legal e, ao mesmo tempo, dando resposta a diversas necessidades demonstradas pelos agentes do setor. O novo regulamento criou um quadro de regras mais abrangentes e claras, com destaque para a inclusão da atividade de armazenamento de energia, no contexto do autoconsumo, e a possibilidade de implementação de projetos-piloto.

De referir, ainda, que a ERSE colocou a consulta pública, em fevereiro de 2020, uma proposta de revisão das regras do PPEC <sup>4</sup>, visando a adaptação do programa ao contexto de transição energética (considerando as disposições de eficiência energética ao abrigo do Pacote da Energia Limpa) e a integração de setores (eletricidade e gás), com foco na promoção da utilização eficiente da energia. Esta proposta incorpora um conjunto de contribuições significativas recebidas no âmbito da consulta pública prévia <sup>5</sup>, que decorreu em 2019, mantendo, não obstante, a estrutura base do PPEC, no que respeita aos concursos, segmentos de atividade e tipologias de medidas. O novo Regulamento do PPEC foi publicado em abril de 2021, através do [Regulamento n.º 343/2021](#), de 15 de abril.

---

<sup>4</sup> Consulta pública n.º [86](#).

<sup>5</sup> Consulta pública n.º [77](#).

### 3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1 REGULAÇÃO DAS REDES

##### 3.1.1 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

###### 3.1.1.1 BALANÇO

A mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade, bem como de resolução de restrições técnicas, efetua-se no âmbito do mercado de serviços de sistema, cuja operacionalização é da responsabilidade da REN – Rede Eléctrica Nacional S.A., na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, nos termos do Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico (ROR) <sup>6</sup> e do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS) <sup>7</sup>.

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

A Figura 3-1 apresenta a repercussão dos mercados diário e intradiário e mercado de serviços de sistema, nos custos imputados aos comercializadores em 2020, com desagregação da parcela relativa ao mercado diário e intradiário e da que respeita ao mercado de serviços de sistema.

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

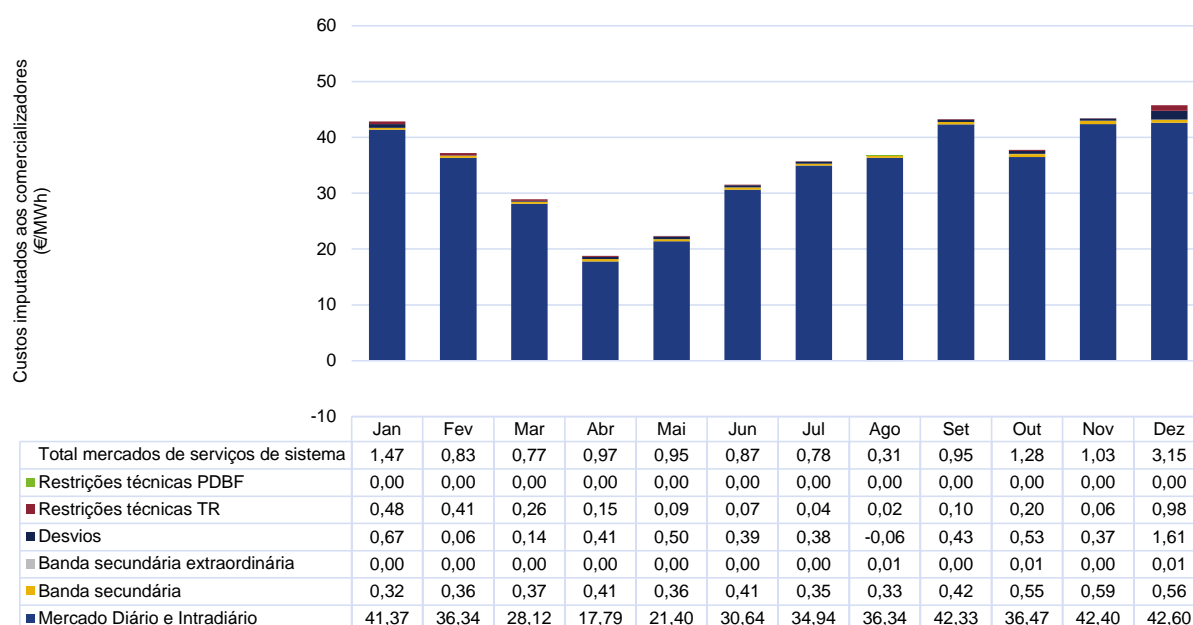
---

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

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



Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e intradiário<sup>8</sup> e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2020



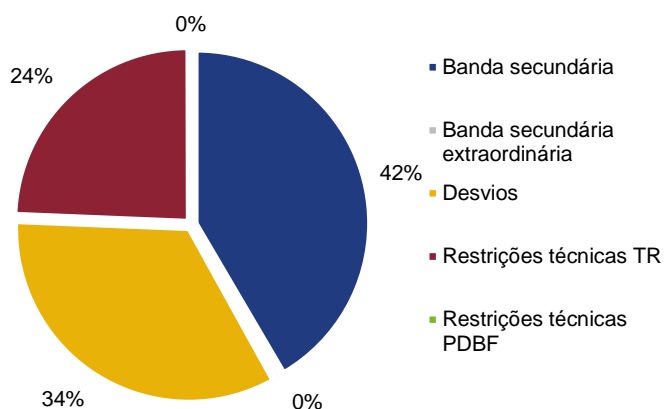
Fonte: dados REN. Nota: PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento e TR – Tempo Real.

O mercado de serviços de sistema representou, em 2020, um custo médio ponderado de 1,03 €/MWh comercializado, face a um preço marginal ponderado nos mercados diário e intradiário de 34,74 €/MWh, o que traduz uma diminuição do preço médio de mercado diário e intradiário de cerca de 28% face ao ano anterior (aumentando a tendência de descida de 16% entre 2018 e 2019), em linha com o custo médio do mercado de serviços de sistema que reduziu em 4%, cerca de metade da redução ocorrida em 2019.

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

<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 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2020



Fonte: dados REN.

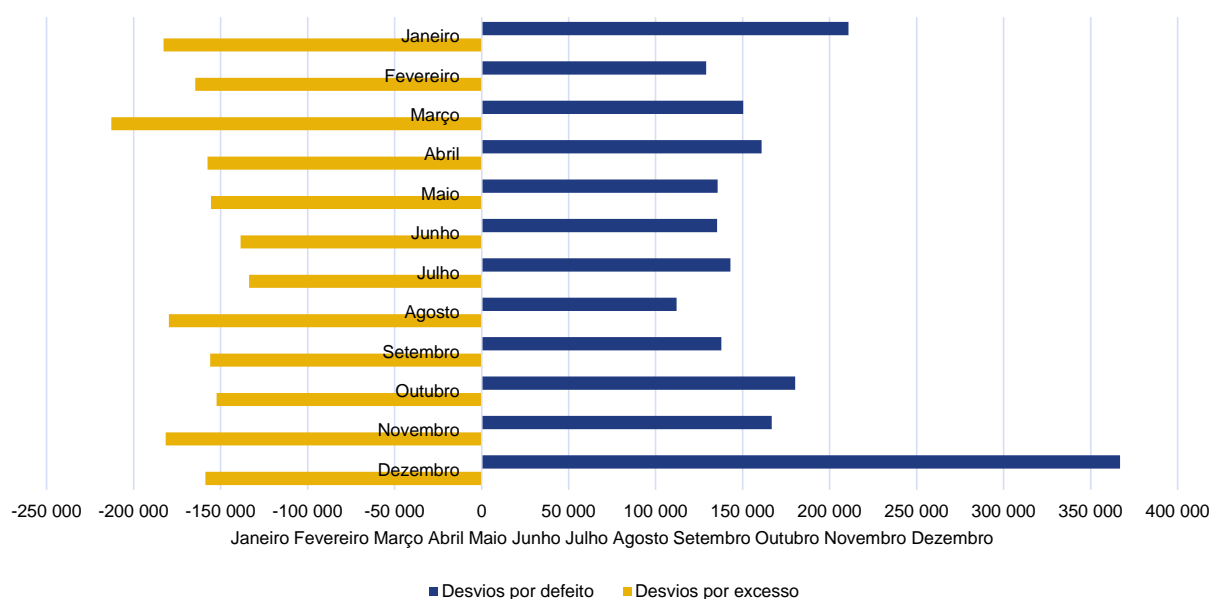
A valorização dos desvios em cada hora corresponde exatamente aos custos variáveis de regulação, a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio através da participação no mercado de serviços de sistema.

A Figura 3-3 apresenta a evolução das energias de desvio, por defeito <sup>9</sup> e por excesso <sup>10</sup>, verificadas ao longo de 2020. Face a 2019, registou-se um ligeiro aumento dos desvios por excesso, tendo os desvios por defeito mantido praticamente o mesmo valor.

<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 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 uma produção superior à programada, no caso de intervenientes produtores.

Figura 3-3 – Evolução dos desvios, 2020



Fonte: dados REN.

### 3.1.1.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

Para Portugal continental e para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)<sup>11</sup> e o Regulamento Tarifário (RT)<sup>12</sup> apresentam disposições relativas à regulamentação da continuidade de serviço<sup>13</sup>.

#### CONTINUIDADE DE SERVIÇO

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

<sup>11</sup> O Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural e o respetivo Manual de Procedimentos foi aprovado pelo Regulamento n.º 629/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 20 de dezembro.

<sup>12</sup> O Regulamento Tarifário do setor elétrico foi aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e 496/2020, de 26 de maio.

<sup>13</sup> Além deste tema, o RQS estabelece ainda obrigações relativas à qualidade da onda de tensão e à qualidade de serviço comercial.

O RQS estabelece que a avaliação do desempenho das redes de transporte e distribuição, em termos de continuidade de serviço, é feita considerando não só as interrupções longas (duração superior a 3 minutos), mas também as interrupções breves (duração entre 1 segundo e 3 minutos), caracterizadas através do indicador MAIFI (ver lista de definição dos indicadores no Anexo III). O Quadro 3-1 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados em Portugal continental <sup>14</sup>, em 2020 <sup>15</sup>.

**Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2020**

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Transporte	TIE (min)	0	0,03	0
	SAIFI (int)	0	0,01	0
	SAIDI (min)	0	0,08	0
	MAIFI (int)	0	0,02	0
Distribuição AT	SAIFI (int)	0,01	0,10	0
	SAIDI (min)	0,78	6,64	0
	MAIFI (int)	0	0,37	0,02
Distribuição MT	TIEPI (min)	0,02	52,40	7,15
	SAIFI (int)	0	1,79	0,19
	SAIDI (min)	0,04	75,00	15,79
	MAIFI (int)	0,01	9,35	0,40
Distribuição BT	SAIFI (int)	0	1,54	0,13
	SAIDI (min)	0,49	67,61	11,70

Fonte: dados REN e EDP Distribuição

No que respeita ao ano de 2020, os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho da rede de transporte seguem a tendência de uma progressiva e sustentada melhoria do desempenho, já verificada ao longo dos últimos anos. Os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho

<sup>14</sup> Indicadores referentes à rede de transporte da REN e à rede de distribuição (AT, MT e BT) da EDP Distribuição.

<sup>15</sup> 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>

das redes de distribuição melhoraram na sua generalidade, comparativamente com o registado no ano anterior. Esta melhoria deveu-se à redução do impacto que os eventos excecionais tiveram nos indicadores de continuidade de serviço.

Adicionalmente, o RQS estabelece padrões de continuidade de serviço (número e duração anuais de interrupções) que constituem um compromisso do operador de rede para com o cliente. O incumprimento destes padrões por parte do operador de rede origina a obrigação de pagamento de uma compensação monetária <sup>16</sup>, sem que o cliente necessite de a solicitar.

Relativamente ao ano de 2020, verificaram-se incumprimentos em 20 740 clientes, tendo conduzido a compensações no valor de cerca de 244 mil euros. Em 2019, o número de incumprimentos foi de 22 946, dos quais 22 813 foram relativos à duração das interrupções e 133 ao número total de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 253 mil euros em compensações.

O Quadro 3-2 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados na Região Autónoma dos Açores (RAA), em 2020.

Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço na RAA, 2020

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excecionais
Distribuição MT	TIEPI (min)	22,96	50,81	5,64
	SAIFI (int)	0,66	3,87	0,15
	SAIDI (min)	36,90	64,95	5,57
	MAIFI (int)	0,99	1,42	0,04
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,72	5,12	0,20
	SAIDI (min)	30,84	85,38	8,40

Fonte: dados EDA

Relativamente ao ano de 2020, os indicadores de continuidade de serviço na RAA registaram uma melhoria face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu a redução das interrupções acidentais com origem

<sup>16</sup> Este pagamento visa compensar o cliente pelo incumprimento do indicador. Não corresponde a qualquer indemnização por danos causados por interrupções.

na produção e nas redes. Refira-se, ainda, que o impacto da ocorrência das interrupções acidentais classificadas como eventos excepcionais foi pouco expressivo nos indicadores de continuidade de serviço.

Relativamente ao ano de 2020, registaram-se na RAA cinco situações de incumprimento de padrões individuais de continuidade de serviço, três foram relativas à duração das interrupções e duas relativas ao número total de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 44 euros em compensações por incumprimento dos respetivos padrões. Em 2019, o número de incumprimentos foi de 437, sendo 370 relativos ao número de interrupções e 67 relativos à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 4 mil euros em compensações.

O Quadro 3-3 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados na Região Autónoma da Madeira (RAM), em 2020.

**Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço na RAM, 2020**

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Distribuição MT	TIEPI (min)	14,60	30,74	0,52
	SAIFI (int)	0,21	1,64	0,02
	SAIDI (min)	15,88	36,84	1,70
	MAIFI (int)	0,05	0,36	0
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,21	1,36	0,01
	SAIDI (min)	18,62	34,24	0,57

Fonte: dados EEM

No que respeita ao ano de 2020, a continuidade de serviço percebida pelos clientes da RAM registou uma ligeira melhoria face ao ano anterior no que respeita ao indicador SAIDI (duração média de interrupções). Por outro lado, verificou-se um ligeiro aumento do indicador SAIFI (número médio de interrupções), essencialmente, devido à ocorrência de interrupções acidentais. Adicionalmente, destaca-se que o contributo das interrupções acidentais classificadas como eventos excepcionais foi pouco expressivo, quando comparado com o ano anterior, tendo um impacto pouco significativo nos indicadores de continuidade de serviço.

Em 2020, o número de incumprimentos foi de 124, sendo estes relativos à duração das interrupções, cujo contributo foi especialmente devido a incumprimentos verificados em clientes de média tensão (MT) e em clientes de baixa tensão normal (BTN), tendo sido pagos aos clientes cerca de 2,2 mil euros em compensações. No ano de 2019, foram registados 19 incumprimentos relativos à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 2 mil euros em compensações por incumprimento destes indicadores.

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

### **INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO**

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

O valor da “componente 1” do incentivo depende do valor da energia não distribuída anualmente, determinado através de uma função estabelecida no RQS, cujo valor máximo, do prémio ou da penalidade, correspondeu a 4 milhões de euros no ano de 2020. Para a determinação deste valor da energia não distribuída são excluídas as interrupções com origem em razões de segurança, as interrupções com origem na Rede Nacional de Transporte (RNT), bem como as interrupções classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais <sup>17</sup>.

---

<sup>17</sup> O RQS aprovado em 2017, e que entrou em vigor em 2018, estabelece o conceito de Evento Excepcional como sendo um incidente que reúne cumulativamente as seguintes características:

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

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

A “componente 2” foi introduzida na alteração regulamentar de 2014, tendo sido aplicada pela primeira vez ao desempenho da rede no ano de 2015. O valor da “componente 2” do incentivo depende da média deslizante dos últimos três anos do indicador SAIDI MT (ver lista de definição dos indicadores no Anexo III) relativo ao conjunto dos 5% dos postos de transformação de distribuição e de clientes em MT que apresentaram anualmente o pior valor de SAIDI MT. O valor da “componente 2” é determinado através de uma função estabelecida no RQS, cujo valor máximo do prémio ou da penalidade correspondeu a 1 milhão de euros no ano de 2020. Para a determinação deste valor do SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos postos de transformação de distribuição e de clientes em MT são excluídas as interrupções classificadas pela ERSE como eventos excepcionais, bem como as interrupções com origem em razões de segurança e com origem na RNT.

Relativamente ao valor do montante inerente à “componente 1” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base nos valores de 38 378 GWh de energia distribuída e de 50,94 minutos de TIEPI MT estimou-se o valor de 3,71 GWh para a energia não distribuída, valor este que corresponde a um aumento dos proveitos do operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) de cerca de 2,3 milhões de euros no ano de 2020. No que respeita ao valor do montante inerente à “componente 2”, salienta-se que ainda não há informação disponível para aferir o montante para o ano de 2020.

### 3.1.1.3 MEDIDAS DE SALVAGUARDA

Em caso de crise repentina no mercado da energia ou de ameaça à segurança e integridade física de pessoas, equipamentos, instalações e redes, designadamente devido a acidente grave ou outro evento de força maior, o membro do Governo responsável pela área da energia pode tomar, a título transitório e temporário, as medidas de salvaguarda necessárias <sup>18</sup>.

Durante o ano de 2020 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas de salvaguarda.

---

<sup>18</sup> Artigo 33.º-B do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, republicado pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.



#### 3.1.1.4 PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

Considera-se produção em regime especial (PRE)<sup>19</sup> a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) e de produção distribuída.

Ainda no âmbito da PRE, cabe referir o Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG)<sup>20</sup>, que prevê, em situações excecionais de exploração do Sistema Elétrico Nacional (SEN), nomeadamente, quando se verificarem congestionamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo e a continuidade do abastecimento de energia elétrica, o envio de ordens de redução por parte do gestor do sistema com o intuito de controlar as instalações da PRE, para que não excedam um determinado valor de potência.

Em Portugal continental, com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 76/2019, a 3 de junho <sup>21</sup>, o quadro normativo da PRE foi revisto, passando esta a poder ser exercida tanto ao abrigo do regime de remuneração garantida, como ao abrigo do regime de remuneração geral. No regime de remuneração garantida, os produtores vendem a eletricidade produzida a um preço garantido num determinado período (fixo ou indexado a um referencial, com ou sem fixação de limiares mínimos e/ou máximos), estando incluído um mecanismo concorrencial de definição de tarifa garantida. No regime de remuneração geral, os produtores vendem a eletricidade a um preço de mercado.

Em 2020, a potência instalada da PRE representou 76% da potência instalada total do sistema elétrico português. No período de 2016 a 2020, este peso variou entre 75% e 76%. A Figura 3-4 apresenta a evolução da potência instalada da PRE para os anos de 2016 a 2020, bem como a potência instalada da PRE em regime de mercado para os anos entre 2017 e 2020, excluindo a grande hídrica de modo a facilitar a interpretação gráfica. Destaca-se em 2020 a existência de cerca de 482 MW de potência instalada de PRE a participar diretamente em mercado, com exceção da grande hídrica, distribuída pelas tecnologias mini-hídrica (25%), fotovoltaica (64%), eólica (4%) e térmica (7%).

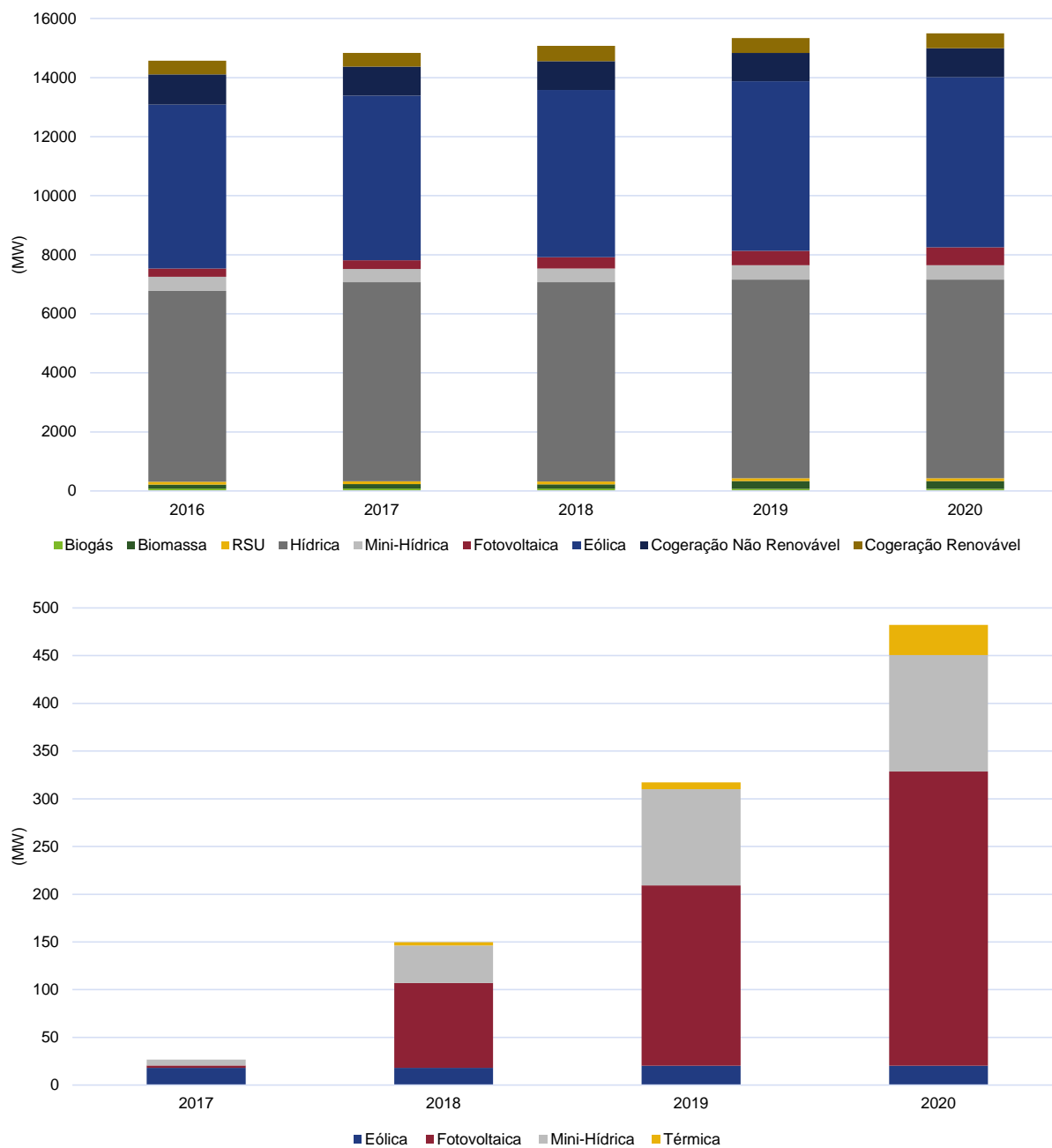
---

<sup>19</sup> Artigo 2.º, alínea zz, do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que procede à altera o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

<sup>20</sup> Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da DGEG, que estabelece regras e procedimentos necessários para estabelecer a disciplina da interrupção da PRE nomeadamente, a ordem e sequência da redução de potência a observar pelas instalações de PRE, ligadas à Rede Nacional de transporte de Eletricidade (RNT) ou à Rede Nacional de Distribuição (RND).

<sup>21</sup> Que procedeu à décima primeira alteração do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, desenvolve as bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, alterando o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

Figura 3-4 – Potência instalada da PRE, 2016 a 2020

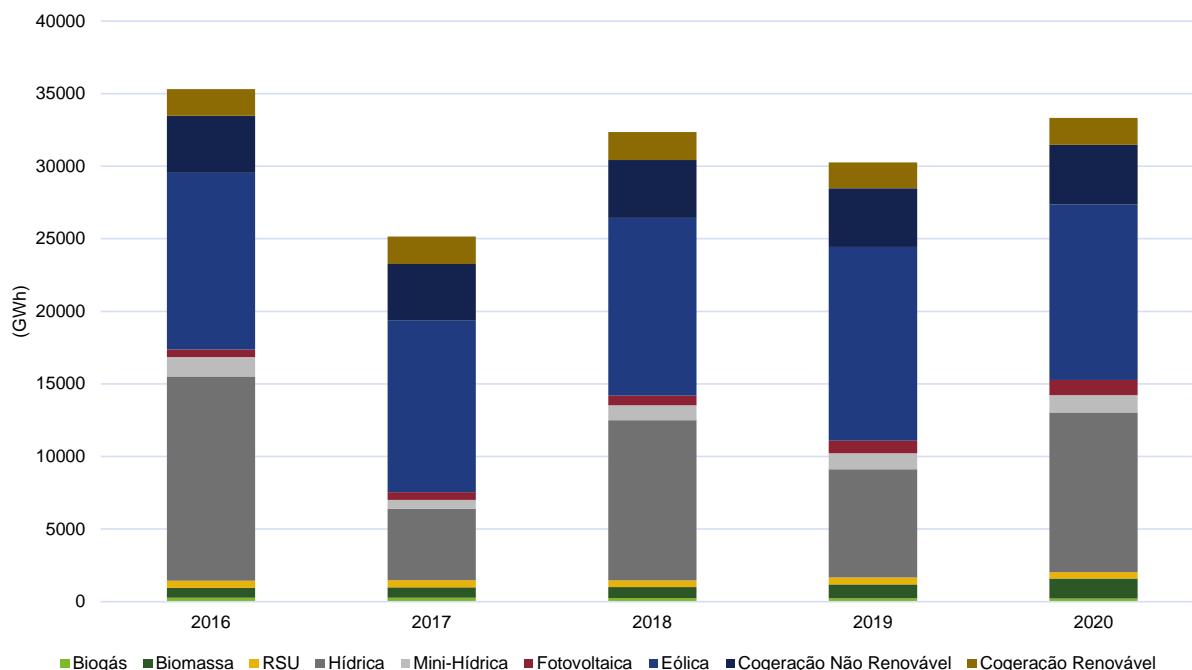


Fonte: dados REN

Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

Relativamente à energia elétrica produzida em 2020, cerca de 33 TWh tiveram origem na PRE, representando 68% do total de energia elétrica produzida, valor que, entre 2016 e 2020, se situou entre 46% e 68%, respetivamente. A Figura 3-5 apresenta a evolução da energia elétrica produzida pela PRE para os anos de 2016 a 2020, desagregada por tecnologia.

Figura 3-5 – Produção de energia elétrica pela PRE, 2016 a 2020



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

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

Ainda relativamente ao ano de 2020, há a destacar o início de produção do primeiro gerador eólico *offshore*, ao largo de Viana do Castelo (consórcio Windfloat). Trata-se do primeiro de um conjunto de três aerogeradores flutuantes, com potência instalada total de 25 MW, cuja ligação, a 17 km da costa, foi construída pelo operador da rede de transporte.

### 3.1.1.5 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

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

##### Prorrogação e Relatório de funcionamento

As regras do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação, foram aprovadas pela Diretiva n.º 4/2019, de 15 de janeiro, como resultado da 67.ª Consulta Pública da ERSE.

Estas regras estabelecem que poderão participar neste mercado de reserva de regulação consumidores que tenham capacidade de oferta igual ou superior a 1 MW, obtenham junto do ORT a habilitação necessária que comprove a capacidade técnica e operativa à prestação do serviço de reserva de regulação, e cujas instalações estejam ligadas à rede em nível de tensão igual ou superior a média tensão. Como projeto-piloto, as regras previam uma duração de um ano, com início em 2 de abril de 2019. O projeto-piloto foi o primeiro passo para a participação do consumo no mercado de serviços de sistema, e tem como objetivo assegurar uma igualdade de tratamento na participação dos consumidores habilitados (ou por quem os represente) com os produtores que estão envolvidos no mercado de reserva de regulação.

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

Em 30 de julho de 2020, a ERSE aprovou o [Relatório de Funcionamento do Projeto-Piloto](#), durante a sua fase de execução, que inclui o [Relatório elaborado pelo ORT](#) e os [Contributos dos agentes](#) diretamente envolvidos.

Para fazer o balanço da experiência e dando cumprimento ao estabelecido no artigo 16.º da Diretiva n.º 4/2019, de 15 de janeiro, a ERSE preparou um relatório que incide sobre o funcionamento do Projeto-Piloto até 31 de março de 2020 e que contem as principais conclusões que poderão ser retiradas da experiência.

O relatório beneficiou dos contributos de um relatório de caracterização do funcionamento do Projeto-Piloto apresentado pela REN à ERSE, ao abrigo do artigo 14.º da Diretiva n.º 4/2019 e dos comentários que a ERSE solicitou a todos os agentes diretamente envolvidos (instalações de consumo, operadores das redes e comercializadores) sobre a forma como decorreu o funcionamento da fase de execução deste Projeto-Piloto.

### **Leilão de atribuição de capacidade de ligação à rede de produção fotovoltaica**

Em 2019, a legislação base sobre o setor elétrico introduziu um novo mecanismo de leilão para atribuição de capacidade de receção da rede, para efeitos de ligação à rede de novos produtores, nomeadamente produtores renováveis de origem solar fotovoltaica. Face ao grande interesse e procura por novos pontos

de ligação às redes, demonstrados por promotores de novos centros produtores de origem solar fotovoltaica, o Governo promoveu em julho de 2019 o primeiro leilão para tecnologia solar fotovoltaica.

O sucesso desse primeiro leilão levou o Governo a organizar, em julho de 2020, um segundo leilão para atribuição de direitos de capacidade de injeção de produção de 700 MW, distribuídos por 12 lotes localizados no sul do país, também para tecnologia solar fotovoltaica. Na prática, realizaram-se 12 leilões independentes por rondas sucessivas, em que os promotores puderam submeter as suas melhores ofertas para a potência disponível em cada uma das localizações, assumindo os vencedores compromissos por 15 anos por troca pela atribuição dos referidos direitos de capacidade de injeção de produção na rede.

Neste segundo leilão, para além de uma nova modalidade destinada a projetos incluindo armazenamento, mantiveram-se as duas modalidades disponibilizadas durante o primeiro leilão de 2019, a saber:

- Modalidade de remuneração “prémio variável por diferenças”: onde o adjudicatário vencedor do leilão recebe um prémio variável, positivo ou negativo, sobre o preço de fecho do mercado diário, afeto à área portuguesa do MIBEL, gerido pelo OMIE, prémio que permite igualar o valor de fecho do leilão;
- Modalidade de “regime geral ou de mercado”: onde o adjudicatário vencedor do leilão coloca a sua produção no mercado ou negocia-a através de contratos bilaterais e, como contrapartida, se compromete a pagar ao SEN uma contribuição monetária fixa, cujo valor é igual ao preço de fecho do leilão.

Na modalidade adicional que era novidade deste leilão de “prémio fixo por flexibilidade”, destinada a projetos incluindo armazenamento integrado, o adjudicatário receberia o preço de fecho do leilão e o preço resultante da colocação da produção em mercado, por contrapartida ao pagamento ao SEN de um seguro de cobertura do risco de preços de mercado superiores a um limiar de ativação, associado ao custo marginal da produção de uma central elétrica de ciclo combinado a gás natural.

No conjunto das três modalidades, este segundo leilão realizado em julho de 2020 resultou na atribuição de 670 MW de capacidade de receção, repartidos por:

- 10 MW na modalidade de “prémio variável por diferenças” num único lote, com um valor de fecho do leilão de 11,44 €/MWh (que na altura correspondeu ao recorde mundial mais baixo de um resultado de um leilão de solar fotovoltaico).

- 177 MW na modalidade de “regime geral ou de mercado”, em que os adjudicatários vencedores do leilão se comprometeram a pagar ao SEN um valor médio de fecho do leilão equivalente a 37,74 €/MWh.
- 483 MW na modalidade “prémio fixo por flexibilidade”, em que os adjudicatários vencedores do leilão se comprometeram a pagar ao SEN um valor médio de 18,94 €/MWh, equivalente ao valor médio de fecho do leilão.

De realçar que o leilão foi de tal modo competitivo que os adjudicatários vencedores do leilão na modalidade “prémio fixo por flexibilidade” se comprometeram a pagar um prémio ao SEN, ao contrário do que estava previsto em que seria o SEN a pagar ao adjudicatário, tendo em conta que os promotores têm que suportar um custo adicional pela instalação do armazenamento e têm que cobrir o risco de ocorrerem horas com preços superiores ao custo marginal do gás natural.

É importante ainda referir que o mecanismo de leilão atribui unicamente capacidade de receção para ligação às redes dos novos produtores. Como qualquer outro novo produtor que se deseje instalar, os adjudicatários vencedores do leilão terão de assegurar todos os aspetos associados à instalação das suas centrais que lhes permitam obter a respetiva licença de produção, bem como suportar os encargos de ligação às redes, tal como previsto na regulamentação específica aplicável. Por sua vez, quando entrados em exploração, terão um tratamento igual a qualquer outro produtor em regime de mercado, tendo que fazer a programação horária das injeções que preveem realizar, pagar os desvios em que incorram e as tarifas de acesso às redes que se lhes apliquem.

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

A revisão mais recente do RQS, publicado em 2017, manteve o conceito e a definição das zonas de qualidade de serviço em vigor, no que respeita ao setor elétrico, desde a primeira publicação deste regulamento, em 2004, em Portugal continental. À data estava já identificada a necessidade de revisão deste tema, tornando-se oportuna dada a evolução que se vem verificando ao nível da georreferenciação nos sistemas informáticos dos operadores de redes. Este foi um dos motivos que permitiu que no final de 2020 se procedesse ao lançamento da consulta pública relativa à revisão do RQS.

A exigência imposta aos operadores de redes no que respeita à continuidade de serviço no setor elétrico foi alterada, tornando-se mais exigente, com a publicação do primeiro RQS operada em 2013. Os estudos entretanto desenvolvidos, em colaboração com os operadores de redes, permitem que este tema seja

retomado, pelo que se propõem alterações ao nível dos padrões gerais e individuais de continuidade de serviço no setor elétrico.

A publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, trouxe alterações à organização do sistema nacional de gás que obrigam a adaptar o RQS, destacando-se a possibilidade de injeção de gases renováveis e de gases de baixo teor em carbono.

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

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

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

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

A E-Redes – Distribuição de Eletricidade, S.A.<sup>22</sup> submeteu à ERSE uma proposta de execução de projeto-piloto referente à utilização dos dados sobre qualidade de serviço registados pelo EMI.

As características principais do projeto são: a) envolvimento de cerca de 21 mil clientes em baixa tensão alimentados pela subestação da Marinha Grande; b) contribuição para a decisão sobre o tipo de informação técnica recolhida pelo EMI aos clientes em baixa tensão e contribuição para melhorar o cálculo dos indicadores individuais de continuidade de serviço deste nível de tensão (número de interrupções e duração de interrupções); c) duração prevista de um ano.

A ERSE aprovou o projeto-piloto em 28 de abril de 2020. O projeto piloto será acompanhado pela ERSE e terá os seus resultados divulgados publicamente.

---

<sup>22</sup> Nova designação da EDP Distribuição - Energia, S.A., por imposição regulamentar de diferenciação de imagem.

## Autoconsumo de energia elétrica e comunidades de energia renovável

O Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, publicado pela ERSE, integrou as novas modalidades de autoconsumo na regulamentação do setor elétrico, na sequência da aprovação do novo quadro legal para o autoconsumo de energia elétrica e comunidades de energia renovável <sup>23</sup>. Em final de 2020, a ERSE lançou uma consulta pública para a revisão do regulamento, devido à entrada em vigor de novas disposições legais em 2021 e, ao mesmo tempo, dando resposta a necessidades demonstradas pelos diversos agentes do setor. O novo regulamento veio criar um quadro de regras mais abrangente e claro, com destaque para a inclusão da atividade de armazenamento de energia no contexto do autoconsumo e a possibilidade de implementação de projetos-piloto, tendo terminado a consulta em janeiro de 2021<sup>24</sup>.

### 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>25</sup>.

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, concretamente o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário. O processo de aprovação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também regulamentado pelo RT.

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

---

<sup>23</sup> Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que transpõe parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018.

<sup>24</sup> Publicado o novo regulamento do autoconsumo no mesmo ano, Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio.

<sup>25</sup> Nos termos dos seus Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril na redação vigente.



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

As tarifas de acesso às redes são aplicadas a todos os consumidores de energia elétrica pelo uso das infraestruturas da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Estas tarifas são pagas, na situação geral <sup>26</sup>, pelos comercializadores em representação dos seus clientes e repercutidas no preço final.

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

Os preços das tarifas em cada atividade são determinados garantindo que a sua estrutura é aderente à estrutura dos custos marginais da atividade e que os proveitos permitidos em cada atividade são recuperados. A aplicação das tarifas e a sua faturação assentam nos princípios da (i) uniformidade tarifária, de modo a que o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes, promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos do continente e das regiões autónomas e da (ii) não discriminação pelo uso final dado à energia, estando as opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores.

Os preços das tarifas de acesso, de cada variável de faturação, são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade. As tarifas que compõem a soma são baseadas nos custos marginais, promovendo-se assim uma utilização eficiente dos recursos e evitando-se subsidiação cruzadas.

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

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

---

<sup>26</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 de programação.

Quadro 3-4 – Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica <sup>27</sup>

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

Nos termos do Regulamento da Mobilidade Elétrica em vigor em 2020, os pontos que integram a rede da mobilidade elétrica que estejam ligados à rede elétrica de serviço público, suportam o pagamento das tarifas de acesso às redes de energia elétrica aplicáveis à mobilidade elétrica. As tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica aplicam-se aos utilizadores do veículo elétrico e são constituídas por um preço de energia por período horário em euros por kWh.<sup>28</sup>

#### PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de acesso às redes em vigor em 2020 <sup>29</sup> registaram, para a procura prevista para esse ano, um acréscimo tarifário de 1,3% face a 2019, conforme se apresenta no Quadro 3-5.

<sup>27</sup> O quadro não inclui a tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores pela entrada na RNT e na RND considerando que a mesma não integra as tarifas de acesso às redes, sendo o seu pagamento assegurado diretamente pelos utilizadores.

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

<sup>29</sup> [Diretiva n.º 3/2020](#), de 18 de janeiro, que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020.

Quadro 3-5 – Tarifas de acesso às redes para 2020

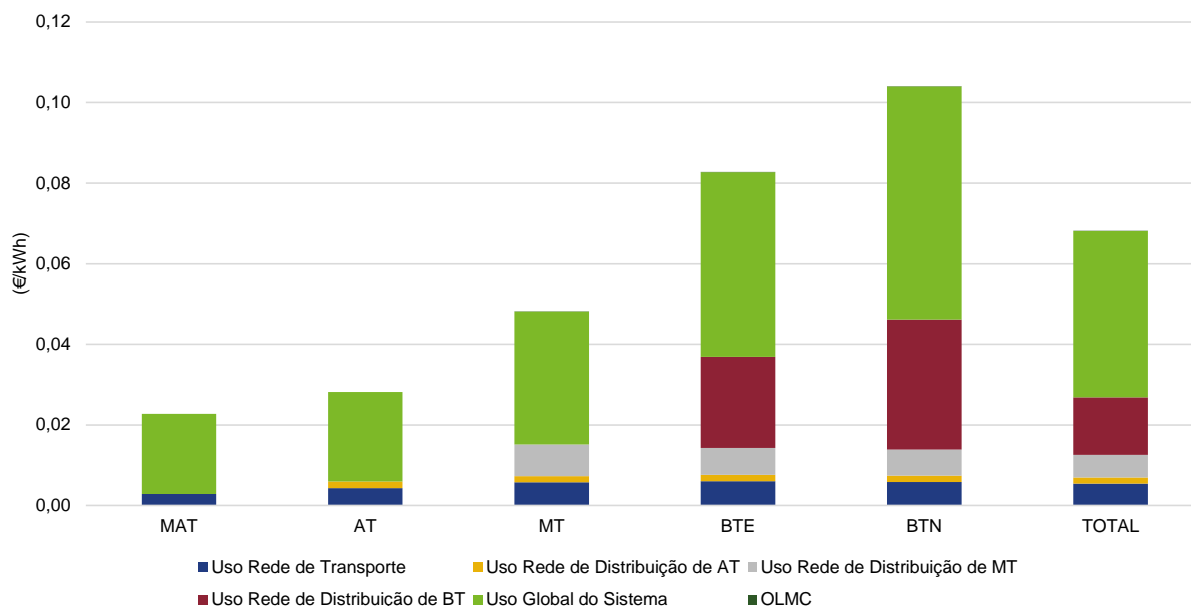
	Tarifas 2019 (preços médios) €/kWh*	Tarifas 2020 (preços médios) €/kWh	Variação
<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>	<b>0,06731</b>	<b>0,06818</b>	<b>1,3%</b>
Acesso às Redes em MAT	0,02244	0,02272	1,3%
Acesso às Redes em AT	0,02783	0,02819	1,3%
Acesso às Redes em MT	0,04749	0,04810	1,3%
Acesso às Redes em BTE	0,08168	0,08272	1,3%
Acesso às Redes em BTN	0,10274	0,10406	1,3%

\* Aplicação das tarifas de 2019 à procura prevista para 2020.

Fonte: dados ERSE

A decomposição, em 2020, do preço médio das tarifas de acesso às redes por atividade regulada e para cada nível de tensão é apresentada na Figura 3-6, enquanto na Figura 3-7 se encontra a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão <sup>30</sup>.

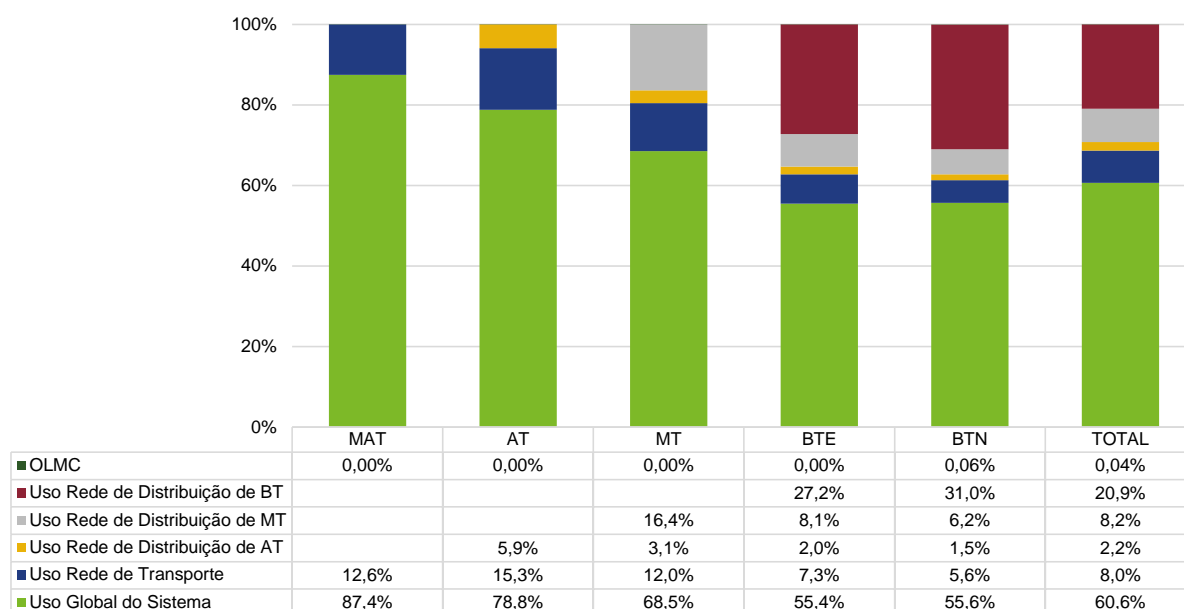
Figura 3-6 – Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2020, por atividade



Fonte: dados ERSE

<sup>30</sup> Em BTN o valor da tarifa do OLMC, apesar de aplicável, não é visível nos gráficos.

Figura 3-7 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2020



Fonte: dados ERSE

## DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

### Projeto piloto de tarifas dinâmicas

A ERSE encontra-se a analisar a introdução de novas opções tarifárias para a tarifa de acesso à rede, a fim de maximizar os benefícios e a eficácia de preços dinâmicos na eletricidade, em linha com o preconizado na Diretiva (UE) 2019/944.

Em fevereiro de 2018, a ERSE aprovou <sup>31</sup> as regras dos projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental. As regras aprovadas foram previamente discutidas em processo de consulta pública <sup>32</sup> com todos os interessados.

Foram aprovados dois projetos-piloto, designadamente, o Projeto-piloto 1, denominado “Aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em Portugal Continental” e o Projeto-piloto 2, denominado “Introdução de

<sup>31</sup> [Diretiva n.º 6/2018](#), de 27 de fevereiro.

<sup>32</sup> [59.ª Consulta pública](#) da ERSE.

uma Tarifa Dinâmica no Acesso às Redes em Portugal Continental”, implementados desde junho de 2018, com uma duração de 12 meses. De referir que, pelo número insuficiente de candidatos, o projeto-piloto para a introdução de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes (Projeto-piloto 2) não se concretizou.

A 31 de maio de 2019 terminou o projeto-piloto 1 para aperfeiçoamento da estrutura da tarifa de acesso às redes em MAT, AT e MT em Portugal continental. A finalidade do piloto era testar alterações para tornar as tarifas de Acesso às Redes mais aderentes aos custos, promovendo assim uma utilização mais eficiente das redes elétricas. As alterações incluíram a introdução de sinais locais através de períodos horários diferenciados por área de rede e a sinalização de um período de super ponta com um sinal de preço agravado, para além de outras alterações.

Nesta sequência, foram desenvolvidos trabalhos entre a ERSE, o Centro de Sistemas de Energia - INESC TEC e a EDP Distribuição (na qualidade de ORD em AT e MT) para preparar a avaliação dos resultados obtidos. A análise dos resultados do piloto pela ERSE, na sequência do envio pela EDP Distribuição do relatório final preparado em colaboração com INESC TEC, em dezembro de 2019, terminou em maio de 2021 <sup>33</sup>.

Com base na análise custo-benefício positiva e com base nos outros indicadores apresentados no Relatório de Análise da ERSE <sup>34</sup>, foi proposta a implementação de uma nova opção tarifária no acesso às redes, designada por tarifa de acesso às redes opcional em MAT, AT e MT para Portugal continental, a implementar no próximo período de regulação, que se iniciará no ano de 2022.

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

O ano de 2020 seria o último ano do período de regulação em curso. No entanto, devido à pandemia da Covid-19, o período de regulação foi prolongado até 2021.

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

- Para Portugal continental:

---

<sup>33</sup> Os diversos relatórios estão disponíveis no site da ERSE, tendo sido publicados em conjunto com a [consulta pública n.º 101](#).

<sup>34</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/media/l5plp5td/anexo-1-relat%C3%B3rio-erse.pdf>.

- o Operador da rede de transporte (ORT) – Atividade de transporte: modelo baseado em incentivos económicos: (i) aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*<sup>35</sup> com metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração (OPEX<sup>36</sup>); (ii) incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos equipamentos a integrar na rede, cujo maior risco é compensado por um pequeno prémio de risco; (iii) incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos. Na atividade de gestão global do sistema os proveitos são determinados com base numa metodologia do tipo *revenue cap*, com separação dos custos controláveis e não controláveis para efeitos de aplicação de metas de eficiência<sup>37</sup>.
- o Operador da rede de distribuição – Metodologia do tipo *price cap*<sup>38</sup> aplicada ao OPEX e custos aceites em base anual no caso dos custos com capital (CAPEX<sup>39</sup>)<sup>40</sup>, tendo em conta os planos de investimento propostos pelas empresas no que respeita aos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em alta e média tensão. Aplicação de uma metodologia do tipo *price cap* ao TOTEX<sup>41</sup> (custos totais) da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. São igualmente aplicados outros incentivos: (i) incentivo ao investimento em redes inteligentes<sup>42</sup>; (ii) incentivo à melhoria da continuidade de serviço; (iii) incentivo à redução de perdas e (iv) incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes.
- o Operador logístico de mudança de comercializador – a partir de 2018 a atividade de operação logística de mudança de comercializador foi individualizada<sup>43</sup> e sujeita a uma

---

<sup>35</sup> Os indutores de custo que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte são pouco voláteis, o que aproxima esta metodologia de um *revenue cap*. Os indutores são a extensão de rede (km) e o número de painéis em subestações. O fator de eficiência foi fixado em 1,5%.

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

<sup>37</sup> O fator de eficiência foi fixado em 1,5%.

<sup>38</sup> Os indutores de custos em AT/MT são a energia distribuída e a extensão de rede (km); em BT, são a energia distribuída e o número de clientes. O fator de eficiência é de 2,5%, ao qual se soma a inflação.

<sup>39</sup> *Capital Expenditure*.

<sup>40</sup> A remuneração do ativo líquido e amortizações.

<sup>41</sup> *Total Expenditure*.

<sup>42</sup> No período de regulação 2015-2017 este incentivo passou a ser calculado com base em valores reais e auditados e passou a ter uma duração de 6 anos.

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

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

- o Comercializador de último recurso - Regulação do tipo *price cap* <sup>45</sup>, acrescida de uma componente de custos não controláveis.
- Para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, aplica-se uma regulação por incentivos económicos às empresas com as concessões do transporte e da distribuição de energia elétrica: (i) regulação da atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema assente numa metodologia do tipo *revenue cap* <sup>46</sup>; (ii) regulação das atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap* <sup>47</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>48</sup> e (iv) incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes.

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

No que diz respeito à taxa de remuneração dos ativos regulados <sup>49</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>44</sup> Para o período de regulação 2018-2020 a meta de eficiência foi fixada em 1,5%.

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

<sup>46</sup> Fator de eficiência fixado em 1,5%.

<sup>47</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. Em ambas as regiões autónomas as metas de eficiência aplicadas a cada uma das atividades variam entre 3% na atividade de distribuição e 2,5% na atividade de comercialização.

<sup>48</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>49</sup> Taxas de remuneração do ativo para 2020 para Portugal continental e regiões autónomas – transporte: 4,89%; distribuição: 5,13%.

Os proveitos permitidos aos operadores da rede de transporte e distribuição nas suas atividades de gestão global do sistema, de compra e venda de energia elétrica do agente comercial e de compra e venda do acesso à rede de transporte, em Portugal continental, incluem custos que derivam essencialmente de decisões legislativas, os denominados Custos de Interesse Económico Geral (CIEG). Os CIEG mais significativos, quer pelo valor, quer pelo seu impacto no funcionamento do mercado, incidem na produção de energia elétrica.

A liberalização do mercado levou à necessidade de antecipar a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia Elétrica de longo prazo (CAE). Dois desses contratos mantiveram-se, ficando a energia produzida por essas duas centrais a ser gerida por uma empresa comercializadora, mas integralmente regulada (Agente Comercial, nos termos do RRC). As receitas desta empresa dependem de incentivos definidos pela ERSE. De modo geral, estes incentivos relacionam diretamente as receitas da empresa comercializadora com a margem operacional obtida com a venda da energia das duas centrais com CAE em mercado. O efeito do sobrecusto CAE terminará em 2024 com o fim do último desses dois CAE.

Os restantes contratos foram cessados e os respetivos centros eletroprodutores passaram a estar enquadrados por uma figura jurídica – Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) - que confere aos produtores o direito a receberem uma compensação pecuniária destinada a garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE. Este regime, tal como indicado no relatório do ano anterior, terminou em 2017. Os efeitos decorrentes do ajustamento final previsto legalmente durarão 10 anos, a partir de 2018.

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

Em 2020, não se registaram alterações relevantes na natureza das parcelas incluídas nos CIEG.

#### **ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES**

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



da tipologia da ligação (aérea, subterrânea), da distância da instalação a ligar à rede existente e da envolvente (traçados).

As condições comerciais de ligação às redes de energia elétrica, que incluem as regras aplicáveis e os respetivos encargos, encontram-se estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (RRC SE), da responsabilidade da ERSE.

Em 2019 foi publicada a subregulamentação que revê os parâmetros aplicáveis às regras definidas pela ERSE.

As condições comerciais estabelecidas (que abrangem também a obrigação de ligação à rede, a construção e propriedade dos elementos de ligação, o tipo de encargos a suportar pelos requisitantes ou os deveres de informação dos diversos intervenientes), incluem incentivos a uma adequada sinalização económica dos custos da instalação a ligar à rede, promovem uma afetação eficiente dos recursos e assentam em regras simples e fáceis de aplicar, de modo a assegurar a sua compreensão e a reduzir o nível de conflitos no setor.

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

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

Em 2020, não se registaram alterações significativas na gestão das interligações entre Portugal e Espanha, designadamente no modelo de atribuição de capacidade, sendo esta atribuída, exclusivamente, aos mercados diário e intradiários do MIBEL, além da utilização explícita da capacidade através de mecanismos financeiros de cobertura do risco pelo uso da interligação. A resolução de congestionamentos está assente na aplicação de um mecanismo de *market splitting* <sup>50</sup>.

---

<sup>50</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

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>51</sup>; Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações<sup>52</sup> da ERSE; Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha<sup>53</sup> da ERSE; Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico<sup>54</sup> da ERSE.

Em 2020 continuaram os trabalhos de aprovação e implementação dos termos, condições ou metodologias previstas nos:

- Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece Orientações sobre a Atribuição de Capacidade a Prazo (*Forward Capacity Allocation Guideline* (FCA GL));
- Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece Orientações para a Atribuição de Capacidade e a Gestão de Congestionamentos (*Capacity Allocation and Congestion Management Guideline* (CACM GL)), incluindo as respeitantes às Regiões de Cálculo da Capacidade, definidas pela Decisão da ACER n.º 6/2016, de 17 de novembro, designadamente a região do Sudoeste da Europa (*Capacity Calculation Region South-west Europe* (CCR SWE)), constituída pelas interligações entre Portugal, Espanha e França;
- Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019,

---

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>51</sup> Este regulamento está revogado. Desde 1 de janeiro de 2020 que é aplicável o REGULAMENTO (UE) 2019/943 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 5 de junho de 2019

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

<sup>52</sup> O Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico (RARI) foi aprovado pelo Regulamento n.º 560/2014 de 22 de dezembro. De notar que este regulamento foi alterado pelo Regulamento n.º 620/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 18 de dezembro.

<sup>53</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>54</sup> O Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS) foi aprovado através da Diretiva da ERSE n.º 10/2018, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 10 de julho, com as alterações introduzidas pelas Diretivas da ERSE n.º 14/2018, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 10 de agosto, n.º 9/2020, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 29 de maio e n.º 4/2021, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 25 de janeiro.

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 regulação europeia, as rendas de congestionamento apenas podem ser usadas para: 1) compensar os custos decorrentes de ações coordenadas de balanço <sup>55</sup> com vista a garantir a capacidade de interligação contratada no mercado diário e intradiário; 2) investimento em reforço da capacidade de interligação ou 3) redução da tarifa de uso da rede de transporte, caso as rendas não sejam usadas para as duas finalidades anteriores.

Em 2020, as rendas de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercado, atingiram um total de 2,49 milhões de euros, um valor inferior ao registado em 2019 (4,07 milhões de euros). Esta evolução resultou de uma redução do número total de horas em que a interligação esteve congestionada, assim como, da conjugação do número de horas com o valor médio do diferencial absoluto de preços.

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

A redução do montante global de rendas de congestionamento face a 2019 está, assim, associada à estabilidade do nível de diferenciais de preço aliada à redução do número de horas de congestionamento verificadas. Assim, é possível verificar que os valores mensais de rendas de congestionamento mais elevados surgiram da conjugação da ocorrência simultânea de um maior número de horas de congestionamento com diferenciais de preço mais elevados.

---

<sup>55</sup> A Ação Coordenada de Balanço aplica-se, nos termos do MPGGS, quando os congestionamentos na interligação se verificam em tempo real, consistindo na introdução de uma transação de energia entre operadores de sistema, no valor do congestionamento e de sentido oposto, para permitir a concretização das transações comerciais já estabelecidas.

Quadro 3-6 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos, 2020

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	44	6%	40,92	41,10	-0,18	268 950	691 854	408
Fevereiro	31	4%	36,04	35,87	0,17	484 461	308 147	226
Março	41	6%	27,86	27,74	0,12	561 394	244 236	190
Abril	20	3%	17,77	17,65	0,12	744 153	105 915	210
Mai	31	4%	21,36	21,25	0,11	759 520	137 537	260
Junho	14	2%	30,64	30,62	0,02	702 333	122 891	51
Julho	5	1%	34,63	34,64	0,00	822 603	103 681	7
Agosto	51	7%	36,11	36,20	-0,08	600 501	267 665	269
Setembro	23	3%	41,93	41,96	-0,03	327 803	437 697	57
Outubro	35	5%	36,43	36,56	-0,13	297 091	590 255	290
Novembro	41	6%	42,09	41,94	0,16	148 496	885 139	391
Dezembro	22	3%	42,03	41,97	0,07	454 594	345 439	135
								<b>2 494</b>

Fonte: dados OMIE<sup>56</sup>

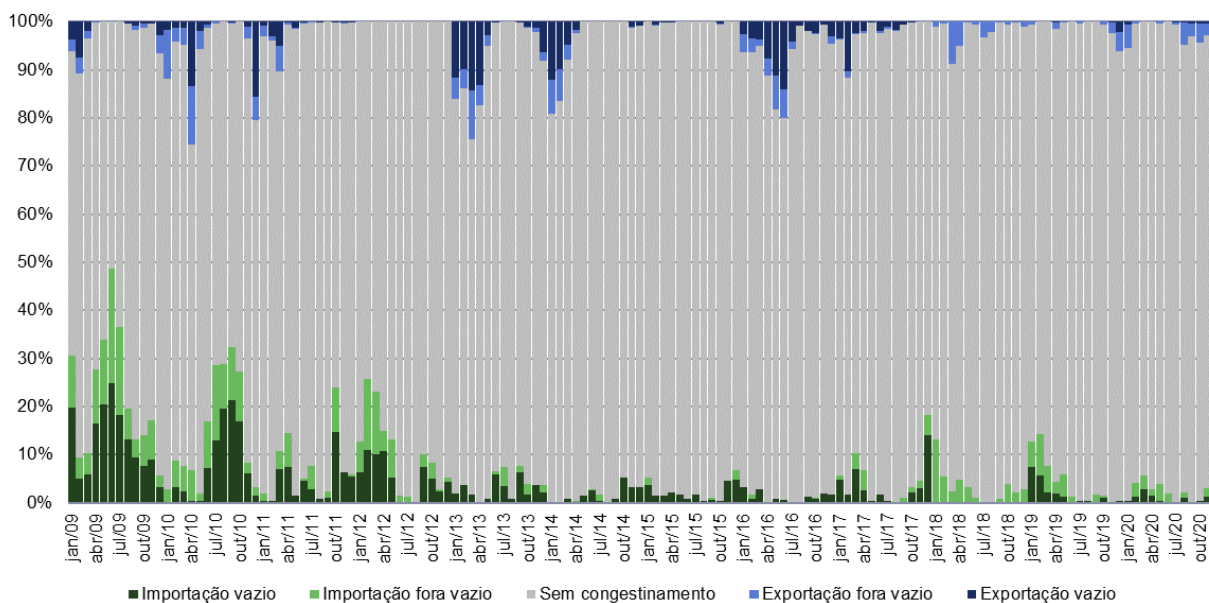
Traduzida em número total de horas de congestionamento, a variação foi de 453 horas em 2019 para 358 horas em 2020 (em ambos os sentidos da interligação) e reflete uma forte integração dos mercados.

Em termos do diferencial de preço, em 2020, verificou-se um *spread* médio positivo de 0,03 €/MWh, no sentido importador, abaixo do registado em 2019, igualmente no sentido importador de 0,19 €/MWh, mantendo valores razoavelmente baixos ao longo do ano, verificando-se inversão do sentido do congestionamento em alguns meses do ano.

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, no período 2009 a 2020, sendo possível identificar a redução do número de horas de congestionamento em ambos os sentidos, mas sendo visível o maior número de horas de congestionamento no sentido importador registado nos 1º trimestres de 2019 e 2020.

<sup>56</sup> Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español.

Figura 3-8 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2009 a 2020



Fonte: dados REN e OMIE

## COOPERAÇÃO

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

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

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

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

Durante 2020, decorreu com regularidade o processo de atribuição harmonizada de direitos financeiros de utilização (FTR, *Financial Transmission Rights*) da capacidade na interligação Portugal – Espanha, resultante dos trabalhos para integrar a interligação Portugal-Espanha num referencial harmonizado e coordenado de atribuição a prazo de capacidade comercial, no quadro do Conselho de Reguladores do MIBEL e da região do Sudoeste da Europa.

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

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

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

Assim sendo, no leilão de dezembro de 2018 foram leiloados contratos de maturidade anual, trimestral e mensal com entrega em 2019, de acordo com as regras de atribuição harmonizadas de direitos de transporte a longo prazo (do inglês *Harmonised Allocation Rules* - HAR), previstas no artigo 52.º do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão de 26 de setembro de 2016, incluindo o anexo específico da região de cálculo da capacidade do Sudoeste (CCR SWE).

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

Na sequência da publicação dessas regras de atribuição harmonizadas e da metodologia de repartição de capacidades na interligação Portugal-Espanha, a ERSE procedeu à alteração do Manual de Procedimentos

do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, previsto no Regulamento de Acesso às Redes e Infraestruturas, através da publicação da Diretiva da ERSE n.º 1/2019, de 7 de janeiro.

Entre dezembro de 2019 e novembro de 2020, ocorreram na plataforma única de atribuição, os leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2020, como se apresenta no Quadro 3-7.

**Quadro 3-7 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2020**

Produto colocado	Maturidade	Data	Prémio (€/MWh)	Volume (MW)	N.º de participantes	N.º de adjudicatários
ES-PT YR	Anual	10/12/19	0,16	348	20	10
PT-ES YR	Anual	10/12/19	0,09	298	20	11
ES-PT Q1	Trimestral	16/12/19	0,16	310	9	6
PT-ES Q1	Trimestral	16/12/19	0,08	380	9	6
ES-PT M1	Mensal	19/12/19	0,00	0	2	0
PT-ES M1	Mensal	19/12/19	0,12	450	17	7
ES-PT M2	Mensal	22/01/20	0,15	0	10	3
PT-ES M2	Mensal	22/01/20	0,11	450	22	14
ES-PT M3	Mensal	24/02/20	0,13	110	17	8
PT-ES M3	Mensal	24/02/20	0,05	290	16	11
ES-PT Q2	Trimestral	12/03/20	0,07	290	7	5
PT-ES Q2	Trimestral	12/03/20	0,01	230	5	5
ES-PT M4	Mensal	24/03/20	0,21	0	11	3
PT-ES M4	Mensal	24/03/20	0,05	430	14	10
ES-PT M5	Mensal	22/04/20	0,12	180	15	10
PT-ES M5	Mensal	22/04/20	0,21	60	14	2
ES-PT M6	Mensal	25/05/20	0,05	577	16	13
PT-ES M6	Mensal	25/05/20	0,03	470	13	8
ES-PT Q3	Trimestral	11/06/20	0,05	289	9	4
PT-ES Q3	Trimestral	11/06/20	0,01	347	6	5
ES-PT M7	Mensal	24/06/20	0,02	470	15	12
PT-ES M7	Mensal	24/06/20	0,01	530	16	14
ES-PT M8	Mensal	23/07/20	0,01	570	14	12
PT-ES M8	Mensal	23/07/20	0,02	180	14	8
ES-PT M9	Mensal	25/08/20	0,03	658	18	16
PT-ES M9	Mensal	25/08/20	0,05	449	18	11
ES-PT Q4	Trimestral	09/09/20	0,06	470	7	5
PT-ES Q4	Trimestral	09/09/20	0,04	429	6	6
ES-PT M10	Mensal	21/09/20	0,03	270	20	14
PT-ES M10	Mensal	21/09/20	0,03	760	20	15
ES-PT M11	Mensal	21/10/20	0,05	310	19	11
PT-ES M11	Mensal	21/10/20	0,07	360	19	8
ES-PT M12	Mensal	20/11/20	0,11	270	19	13
PT-ES M12	Mensal	20/11/20	0,06	937	21	17

Fonte: dados JAO, elaboração ERSE

O Quadro 3-8 apresenta a liquidação anual, em 2020, dos leilões de direitos financeiros de utilização da capacidade na interligação Portugal – Espanha.

Quadro 3-8 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2020

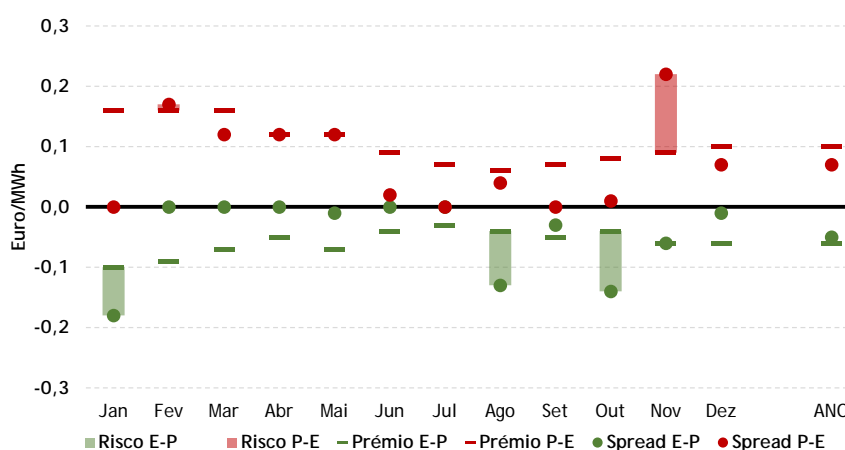
Liquidação anual acumulada	GLOBAL	Pr ES > Pr PT	Pr PT > Pr ES
		FTR E-P	FTR P-E
Quantidade (MW)	1 092 + 973	1092	973
Energia (MWh)	9 593 487 + 8 547 104	9 593 487	8 547 104
Prémio (€/MWh)	----	0,06	0,1
Spread (€/MWh)	----	0,05	0,07
Rendas MD (euros)	2 494 005	1 061 377	1 432 628
Risco liquidado FTR (euros)	1 044 055	466 707	577 348
Receita Prémio FTR (euros)	1 420 803	572 693	848 110
Receita Líquida FTR (euros)	376 748	105 985	270 763
Rendas MD + Rec. Líquida (euros)	2 870 753	1 167 362	1 703 391
MD - Mercado Diário, FTR - Financial Transmission Rights			

Fonte: dados JAO, REN e OMIE, elaboração ERSE

Verifica-se que, no sentido de Portugal para Espanha, se registou em 2020 um prémio <sup>57</sup> de 0,06 €/MWh e um *spread* <sup>58</sup> observado de 0,05 €/MWh. No sentido de Espanha para Portugal verificaram-se em 2020 um prémio de 0,1 €/MWh e um *spread* observado de 0,07 €/MWh.

A Figura 3-9 apresenta a evolução do *spread* observado e o prémio verificados em 2020.

Figura 3-9 - Evolução do spread e prémio verificados em 2020



Fonte: dados JAO, REN e OMIE, elaboração ERSE

<sup>57</sup> Prémio corresponde ao valor do prémio ponderado por produto colocado, com entrega em 2020, adjudicado nos leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha (valores distintos por sentido importador/exportador) da capacidade atribuída.

<sup>58</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).



Assim sendo, os leilões de direitos financeiros de utilização da capacidade na interligação Portugal–Espanha, com entrega em 2020, resultaram num ganho líquido para o sistema de aproximadamente 377 mil euros.

#### **METODOLOGIAS DE CÁLCULO DE CAPACIDADE A LONGO PRAZO E DE REGRAS PARA A SUA DIVISÃO PREVISTAS REGULAMENTO (UE) 2016/1719 DA COMISSÃO**

Na sequência da aprovação pelo Conselho de Administração (CA) da ERSE, do pedido de alteração acordado por todas as entidades reguladoras nacionais (NRA, do inglês “*National Regulatory Authorities*”), a REN - Rede Eléctrica Nacional (REN), na sua qualidade de ORT português, enviou à ERSE em janeiro de 2020 as propostas alteradas “South West Europe TSOs proposal for a common long-term capacity calculation in accordance with Article 10 of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation (January 2020)” e “South West Europe TSOs proposal for a methodology for splitting long-term cross-zonal capacity in accordance with Article 16 of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation (14 January 2020)”, que foram aprovadas por todos os ORT da região de cálculo da capacidade do Sudoeste da Europa (SWE), constituída por Portugal, Espanha e França, para envio a todas as NRA do SWE, para efeitos do cumprimento do disposto no n.º 1 dos Artigos 10.º e 16.º do Regulamento (UE) 2016/1719.

Após avaliação técnica das referidas propostas alteradas enviadas pela REN, foram acordados de forma unânime, em fevereiro de 2020, os termos da aprovação por todas as NRA do SWE (Decisão “All SWE NRA”) das propostas alteradas de todos os ORT do SWE, tendo a ERSE aprovado formalmente a decisão acordada e informado a nível nacional o respetivo ORT.

#### **DISPOSIÇÕES COMUNS PARA A COORDENAÇÃO DA SEGURANÇA OPERACIONAL A NÍVEL REGIONAL PREVISTA NO REGULAMENTO (UE) 2017/1485 DA COMISSÃO**

O artigo 76.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 (Código de Rede SO) estabelece que, no prazo máximo de três meses após a aprovação da metodologia de coordenação da análise de segurança operacional referida no artigo 75.º, os ORT de cada região de cálculo da capacidade devem elaborar em conjunto uma proposta de disposições comuns para a coordenação da segurança operacional a nível

regional, a aplicar pelos coordenadores de segurança regionais e pelos ORT da região de cálculo da capacidade em causa.

A REN, na sua qualidade de ORT português, enviou à ERSE em dezembro de 2019 a proposta “South West Europe TSOs proposal for common provisions for regional operational security coordination in accordance with Article 76 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, December 2019”, que foi aprovada por todos os ORT da região de cálculo da capacidade do Sudoeste da Europa (SWE), constituída por Portugal, Espanha e França, para envio a todas as entidades reguladoras nacionais (NRA) do SWE, para efeitos do cumprimento do disposto no artigo 76.º do Regulamento (UE) 2017/1485.

Após avaliação técnica da referida proposta enviada pela REN, foram acordados de forma unânime pelas NRA, em julho de 2020, os termos do pedido de alteração por todas as NRA do SWE (Decisão “All SWE NRA”) da proposta de todos os ORT do SWE, tendo sido comunicado pela ERSE à REN na sequência da aprovação pelo CA.

Na sequência do pedido de alteração, a REN enviou à ERSE em outubro de 2020 a proposta alterada “SWE TSOs’ common methodology for regional operational security coordination in accordance with Article 76 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, September 2020”, que foi aprovada por todos os ORT do SWE para envio a todas as NRA do SWE, para efeitos do cumprimento do disposto no artigo 76.º do Regulamento (UE) 2017/1485.

Após avaliação técnica da referida proposta alterada enviada pela REN, as NRA do SWE identificaram ainda áreas de melhoria na metodologia proposta, optando, em alternativa a um segundo pedido de alteração, por explorar as disposições do n.º 6 do artigo 5.º do Regulamento (UE) 2019/942, que permitem que as autoridades reguladoras revejam os termos e condições e as metodologias, sempre que necessário.

Nestes termos, foram acordados de forma unânime, em dezembro de 2020, os termos da aprovação por todas as NRA do SWE (Decisão “All SWE NRA”) da proposta alterada de todos os ORT do SWE, tendo a ERSE aprovado formalmente a decisão acordada e informado a nível nacional o respetivo ORT.

**ACORDO BILATERAL ENTRE A REDE ELÉTRICA NACIONAL E A RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA NO SENTIDO DE AUMENTAR A CAPACIDADE DA INTERLIGAÇÃO DISPONÍVEL PARA FINS COMERCIAIS NO SENTIDO IMPORTADOR.**

A REN, na sua qualidade de ORT português, enviou à ERSE uma proposta de acordo bilateral a estabelecer com a Red Eléctrica de España (REE) de forma a aumentar a capacidade da interligação disponível para fins comerciais no sentido importador através de uma medida de remédio a ativar após contingência. Esta medida consiste num redespacho coordenado e simultâneo em Portugal e em Espanha que permita aceitar com segurança um valor mais elevado de trânsito de energia nas atuais linhas de interligação Alto Lindoso - Cartelle.

Após avaliação técnica da referida proposta enviada pela REN, a ERSE reconheceu o mérito da proposta de acordo bilateral a estabelecer entre a REN e a REE como medida complementar à atual aplicação da Metodologia Comum do Cálculo da Capacidade da interligação e das metodologias comuns de redespacho e trocas compensatórias coordenadas, e de partilha dos custos<sup>59</sup>. Esta medida permite aumentar o valor da capacidade da interligação disponível para fins comerciais, cumprindo o valor mínimo da capacidade a disponibilizar ao mercado estabelecido no n.º 8 do artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho.

Nestes termos, a ERSE aprovou em outubro de 2020 e deu conhecimento à REN da aprovação da referida proposta de acordo a estabelecer com a REE, sem prejuízo do que vier a ser aprovado no âmbito da implementação dos códigos de rede europeus, designadamente do processo de redespachos coordenados a integrar as metodologias comuns de redespacho e trocas compensatórias coordenadas e de partilha dos custos de redespacho e trocas compensatórias previstas nos artigos 35.º e 74.º do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão.

**APROVAÇÃO DO PEDIDO DE DERROGAÇÃO À APLICAÇÃO EM 2021 DO ARTIGO 16.º, N.º 8, DO REGULAMENTO (UE) 2019/943 SOBRE OS NÍVEIS MÍNIMOS DE CAPACIDADE DISPONÍVEL PARA O COMÉRCIO INTERZONAL**

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

---

<sup>59</sup> Aprovadas pela ERSE em outubro de 2018 e maio de 2019.

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

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

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

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

Este pedido foi enviado à semelhança do efetuado pelos restantes ORT da região de cálculo da capacidade do Sudoeste da Europa (SWE), constituída por Portugal, Espanha e França, para envio às respetivas entidades reguladoras nacionais (NRA) do SWE, para efeitos do disposto no artigo 16.º, n.º 9, do Regulamento (UE) 2019/943.

Após avaliação técnica do pedido de derrogação enviado pela REN, a ERSE aprovou a derrogação solicitada pela REN relativa à aplicação em 2021 do disposto no artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento (UE) 2019/943 sobre os níveis mínimos de capacidade disponível para o comércio interzonal, tendo considerado positivo o compromisso incorporado no pedido de derrogação de atingir o limiar de capacidade de 70% nos elementos limitantes do cálculo, durante 70% das horas.

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

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

O projeto TERRE, iniciado em 2013, é um projeto piloto voluntário que resulta das iniciativas de implementação antecipadas do Código de Rede de *Balancing*, a que o Regulamento (UE) 2017/2195 acima referido deu corpo. A plataforma de troca de energia de balanço a partir de reservas de reposição (LIBRA), que concretizou o projeto TERRE, iniciou o seu funcionamento em janeiro de 2020, através do operador da rede de transporte (ORT) da República Checa (CEPS). No início de março de 2020, foi a vez do ORT de Espanha (REE) passar a utilizar a plataforma, seguida do ORT de Portugal (REN - Rede Elétrica Nacional) a 29 de setembro, do ORT da Suíça (Swissgrid), a 8 de outubro e de França (RTE), a 2 de dezembro de 2020.

Com a adesão ao TERRE da REE, por impossibilidade de coexistência de ambas as reservas, cessou em 3 de março de 2020 o regular funcionamento do mecanismo de troca de Reserva de Regulação (RR) entre os operadores das redes de transporte, aprovado em 2014 no âmbito das iniciativas regionais do Sudoeste da ACER, do MIBEL e do mecanismo BALIT (*Balancing Inter TSO*).

O Quadro 3-9 mostra, para Portugal, os valores de energia acumulados em 2020 de reserva de regulação transacionada no âmbito do BALIT e o seu peso na RR total<sup>60</sup>. O quadro mostra ainda o número de horas em que a reserva de regulação foi ativada em cada um dos sentidos e os respetivos preços médios (aritméticos) verificados.

---

<sup>60</sup> Por exemplo, 10% representa o peso da energia de importação mobilizada pela REN junto da Red Eléctrica de España relativamente ao valor total de RR em 2019 (em Portugal).

Quadro 3-9 – Estatística relativa ao BALIT, 2020

	PT-ES Importação	PT-ES Exportação
Energia (GWh)	9	3
Nº horas ativadas	67	22
Peso do BALIT na RR (%)	1%	0%
Preço Médio (€/MWh)	54	12

Fonte: dados REN

Em 16 de dezembro de 2020, a REN iniciou a utilização da plataforma IGCC, do processo de coordenação de desvios (IN).

Outros projetos europeus em que a REN está a participar e que irão igualmente dar lugar a plataformas europeias são o PICASSO, para a aFRR, e o MARI para a mFRR<sup>61</sup>. A participação nestas plataformas é obrigatória. No caso do TERRE, atrás referido, a sua obrigatoriedade é exclusiva aos Estados Membros cujos ORT utilizam a Reserva de Reposição, anteriormente denominada Reserva de Regulação.

Prevê-se que as plataformas dos projetos PICASSO (aFRR) e MARI (mFRR) deverão entrar em funcionamento em 2022.

No que diz respeito às propostas de enquadramento da mFRR e da aFRR, nenhuma delas foi aprovada pelo conjunto de reguladores, levando a que, em ambos os casos, a ACER interviesse e apresentasse aos ORT, no início de 2020, depois de vários meses de reuniões de trabalho com os reguladores, as suas decisões sobre estas propostas de enquadramento.

Em 2020, na sequência dos trabalhos em conjunto com os reguladores e os ORT iniciados em 2019, foram aprovadas pela ACER várias metodologias previstas no EB GL. Destacam-se dessas metodologias as de “TSO-TSO settlement” (artigo 50(1) do EB GL), “Methodology for balancing energy prices from bid activation for FRR and RR” (artigo 30 do EB GL) e de “Imbalance settlement harmonisation” (artigo 52(2) do EB GL), “Standard Balancing Capacity Products” (artigo 25 do EB GL), “Methodology for Co-optimised allocation

<sup>61</sup> IGCC: International Grid Control Cooperation; PICASSO: Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation; MARI: Manually Activated Reserves Initiative; TERRE: Trans European Replacement Reserves Exchange

*process of Cross-Zonal Capacity*” (artigo 40 do EB GL) e *“Classification methodology for the activation purposes of balancing energy bids”* (artigo 29 do EB GL).

#### **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 ter designado um (ou mais) Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade (ONME).

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

O referido acordo estabelece que a entidade designada como ONME é o OMIE <sup>62</sup>, responsável pela gestão do mercado diário e intradiário, tendo sido reportado esse facto à ACER em dezembro de 2015.

Em 2020, não houve desenvolvimentos relativos à designação do OMIE enquanto ONME.

#### **PROJETO XBID**

O projeto XBID (*European Cross-Border Intraday initiative*) é uma iniciativa conjunta entre as bolsas de energia europeias e os operadores de rede de transporte, para criar um mercado intradiário integrado e contínuo em toda a Europa, resultante da concretização do modelo previsto no Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos. Fruto desta iniciativa decorreu, a 13 de junho de 2018, a entrada da primeira fase do *go-live* do projeto XBID que proporcionou a negociação intradiária em contínuo de eletricidade nos seguintes países: Áustria, Bélgica, Dinamarca, Estónia, Finlândia, França, Alemanha, Letónia, Lituânia, Noruega, Holanda, Portugal, Espanha e Suécia. A Bulgária, a Croácia, a República Checa, Hungria, Polónia, Roménia e Eslovénia são os países que entraram na segunda fase do *go-live* do XBID a 19 de novembro de 2019. Os restantes países europeus deverão participar na terceira fase do *go-live* do XBID.

---

<sup>62</sup> Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.

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, foi aprovada pela ERSE o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e o Manual de Procedimentos do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

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

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

Em 2020, não houve desenvolvimentos relativos ao Projeto XBID.

#### 3.1.4 INVESTIMENTOS NAS REDES DE ELETRICIDADE

##### **Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade**

A REN, enquanto operador da RNT, apresentou à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o



período 2020-2029 (PDIRT-E 2019). Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo-lhe, nos termos do n.º 4 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente, 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 13 de janeiro e 26 de fevereiro de 2020, a proposta de PDIRT-E 2019 <sup>63</sup>.

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRT-E 2019, os pareceres recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e a análise aos comentários recebidos dos participantes na Consulta Pública permitiram à ERSE dar o seu parecer globalmente positivo à Proposta de PDIRT-E 2019, designadamente a dois projetos estruturais, um dos quais incluído no *Ten Year Network Development Plan*, TYNDP 2018, e classificado de Projeto de Interesse Comum (PIC) (incluindo a interligação Portugal - Espanha), e outros essenciais para a segurança de operação do sistema. Sobre os restantes projetos, a ERSE solicitou uma revisão e redução do investimento de modo a evitar um aumento dos proveitos unitários ao longo do horizonte do plano.

#### **Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade**

A EDP Distribuição, S.A., enquanto operador da Rede Nacional de Distribuição (RND), apresentou à ERSE uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2021-2025 (proposta de PDIRD-E 2020), competindo a esta entidade, nos termos do n.º 2 do referido artigo 40.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho <sup>64</sup>, promover uma consulta pública ao seu conteúdo.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública, no período entre 4 de agosto e 15 de setembro de 2020, a proposta de PDIRD-E 2020, tendo emitido o seu parecer a 26 de novembro de 2020, disponível na página de internet da ERSE <sup>65</sup>.

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRD-E 2020, os pareceres recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e a análise aos comentários recebidos dos participantes na Consulta Pública permitiram à ERSE dar o seu parecer globalmente positivo à Proposta de PDIRD-E 2020. Apesar disso, e de

---

<sup>63</sup> <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-83/>

<sup>64</sup> Disponível para consulta em <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/76/2019/06/03/p/dre>

<sup>65</sup> [Parecer da ERSE](#) à proposta de PDIRD-E 2020.

modo a garantir a neutralidade tarifária, mesmo para um cenário inferior de procura e num contexto económico reservado decorrente da crise provocada pela pandemia de Covid-19, o parecer da ERSE recomendou uma redução do montante global de investimento num total de 119 milhões de euros (cerca de 11,8% do investimento proposto), lembrando que existia um montante de 145 milhões de euros de projetos aprovados a concretizar até 2021, sobre os quais não podia incidir essa redução.

### 3.1.5 CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

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

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

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

O regulador elaborou em 2018, nos termos da lei, uma proposta de delimitação territorial da área das concessões com base em estudos técnicos e económicos, após consulta pública e articulação com a Associação Nacional de Municípios Portugueses, e apresentou parâmetros a ter em conta nas peças-tipo dos concursos. Cabe aos municípios, enquanto entidades concedentes, a definição das áreas em concurso, designadamente aceitando a proposta da ERSE ou mediante a elaboração de estudos económicos que demonstrem vantagens relevantes desse cenário alternativo para o interesse público (n.º 3 do artigo 5.º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio). As peças-tipo dos concursos têm que ser aprovadas pelo Governo.

A 30 de novembro de 2020 foi publicado o Despacho n.º 11814/2020, que criou um grupo de trabalho para a elaboração dos projetos de peças do procedimento, programa do concurso tipo e caderno de encargos

tipo, dos concursos de atribuição das concessões municipais de distribuição de energia elétrica em baixa tensão.

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

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

## 3.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

### 3.2.1 MERCADO GROSSISTA

Em 2020, observou-se um ligeiro aumento da concentração no mercado de produção de energia elétrica, devido ao regime hidrológico mais favorável, relativamente ao ano anterior, da produção hídrica por parte do operador dominante<sup>66</sup> EDP Produção. Esta situação contribuiu para uma diminuição do nível de participação das centrais térmicas, face a 2019, verificando-se, essencialmente, uma diminuição da produção proveniente das centrais a carvão, e um ligeiro aumento da produção proveniente das centrais de ciclo combinado a gás natural.

Face a 2019, a percentagem de tempo em que ocorreram situações de diferencial de preço entre as áreas MIBEL apresentou uma ligeira diminuição, como já referido no ponto 3.1.3.

Assim, de um modo geral, o ano de 2020, devido a melhores condições de hidraulicidade, ficou marcado por uma evolução favorável para o operador dominante EDP Produção, detentor da totalidade da capacidade hídrica instalada, traduzida no aumento da concentração global da produção de eletricidade. Persiste, assim, ainda um elevado grau de concentração no mercado elétrico, pelo que a implementação

---

<sup>66</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.

de medidas adicionais de fomento da concorrência e de promoção da transparência deverão suceder-se aos desenvolvimentos já alcançados.

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

#### PREÇOS

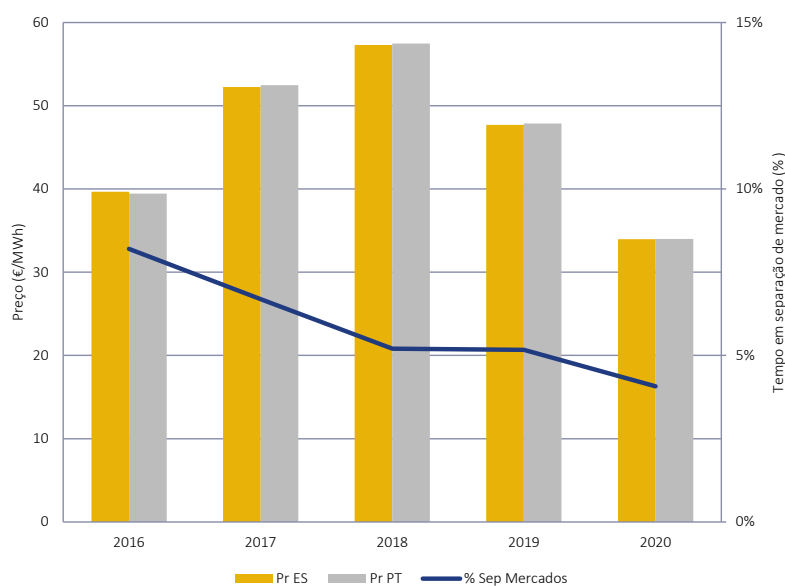
##### Preços no mercado *spot*

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

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

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

Figura 3-10 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados, 2016 a 2020



Fonte: dados OMIE

O preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2020, situou-se em 33,99 €/MWh, cerca de 29% abaixo do preço registado em 2019 (47,87 €/MWh).

Relativamente ao ano anterior verificou-se um ano hidrológico mais favorável e um conseqüente aumento da produção hídrica. A produção térmica foi fortemente impactada pelas conseqüências da pandemia COVID-19, e das medidas de confinamento com impacto económico e no consumo elétrico, com a redução da procura residual dirigida a esta tecnologia. A diminuição dos custos de aprovisionamento de gás natural e do carvão, acompanhada de uma estabilização dos preços do mercado das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, contribuíram ainda para a referida diminuição do preço médio no mercado *spot* para Portugal.

O valor do preço médio de mercado em 2020 para Portugal está cerca de 1% acima do custo marginal <sup>67</sup> de referência das centrais de ciclo combinado a gás natural, não considerando a componente de custo relativo ao acesso à rede de alta pressão de gás natural, e cerca de 16% abaixo do custo marginal das centrais térmicas a carvão estimado pela ERSE (40,66 €/MWh).

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

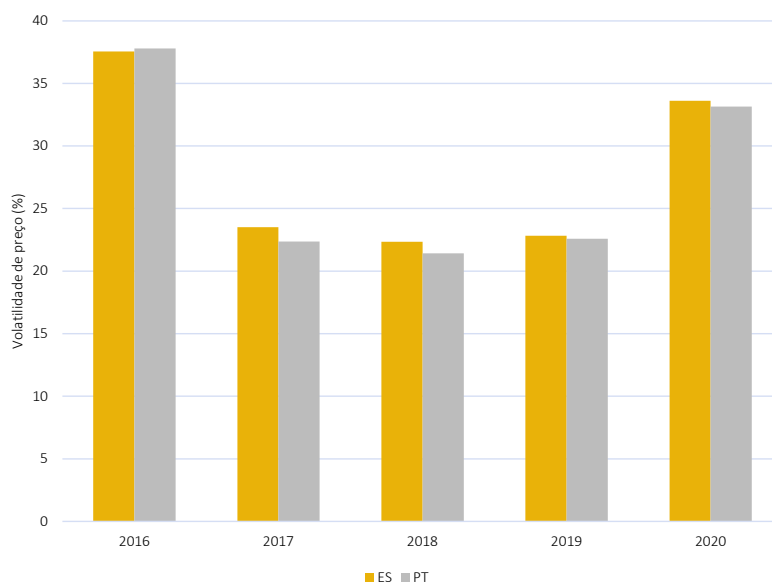
Em 2020, a volatilidade do preço de mercado *spot* para Portugal, medida como o quociente entre o desvio padrão dos preços do ano e o respetivo preço médio, foi de cerca de 33%, o que significa que os preços oscilaram em média num intervalo entre os 23 €/MWh e os 45 €/MWh.

A Figura 3-11 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço para o mercado *spot*, de 2016 a 2020, tanto para Portugal como para Espanha, observando-se um aumento da volatilidade do preço *spot* entre 2019 e 2020, fruto da hidraulicidade verificada bem como da evolução incerta da procura de energia elétrica motivada pela pandemia COVID-19.

---

<sup>67</sup> Custo marginal estimado calculado de acordo com a metodologia adotada no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema Elétrico, a qual exclui a estimativa com os custos de acesso de terceiros à rede de alta pressão de gás natural. O custo marginal das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural encontra-se publicado em <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/AjustePrc.aspx>.

Figura 3-11 – Volatilidade do preço *spot*, 2016 a 2020

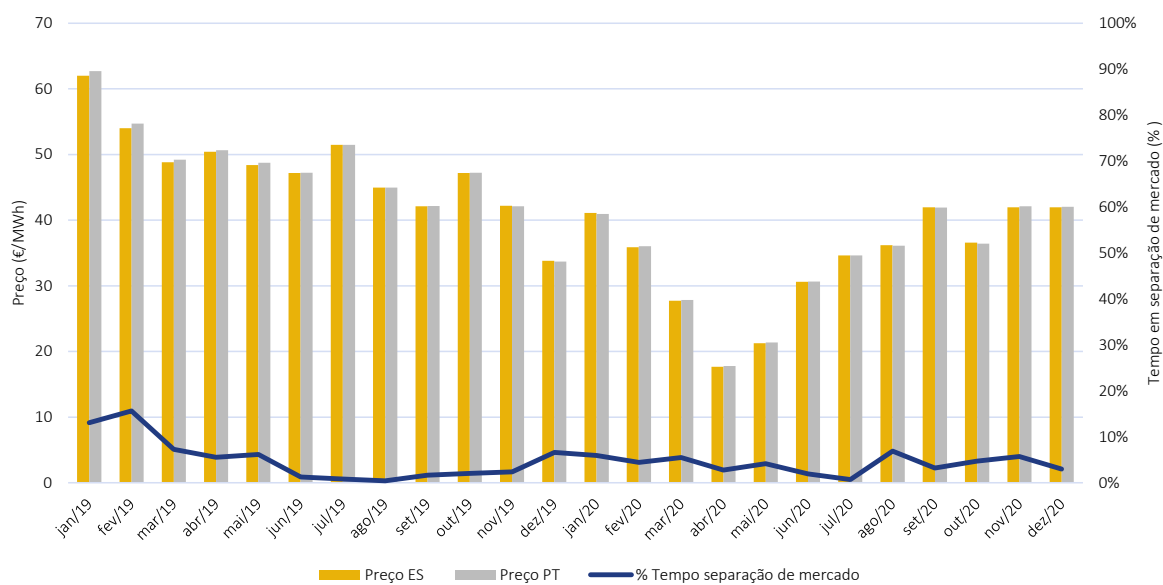


Fonte: dados OMIE

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

A Figura 3-12 apresenta a evolução dos preços em Portugal e Espanha e a percentagem do tempo em separação de mercados, em base mensal, para os anos de 2019 e 2020.

Figura 3-12 – Preço em mercado *spot* e tempo de separação de mercado, 2019 e 2020



Fonte: dados OMIE

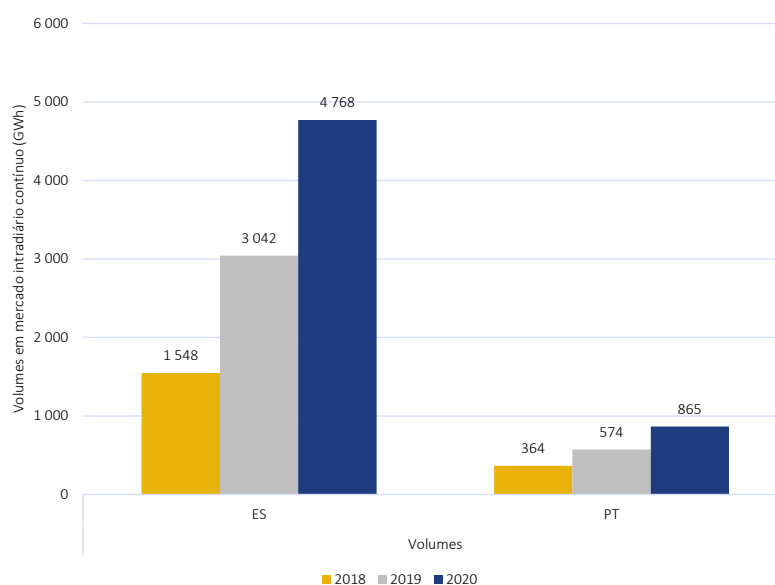
No que respeita a 2020, é de notar: (i) uma diminuição do preço médio formado em mercado face ao que acontecera em 2019; (ii) a existência de um regime hidrológico mais húmido; (iii) uma diminuição do número de horas de separação de mercados face a 2019 e (iv) o impacte no consumo elétrico das medidas de confinamento no âmbito da pandemia COVID-19.

### Preços no mercado intradiário contínuo (XBID)

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

A Figura 3-13 apresenta o volume negociado<sup>68</sup> desde junho de 2018 até ao final de 2020, para Portugal e Espanha.

Figura 3-13 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo, 2018 a 2020



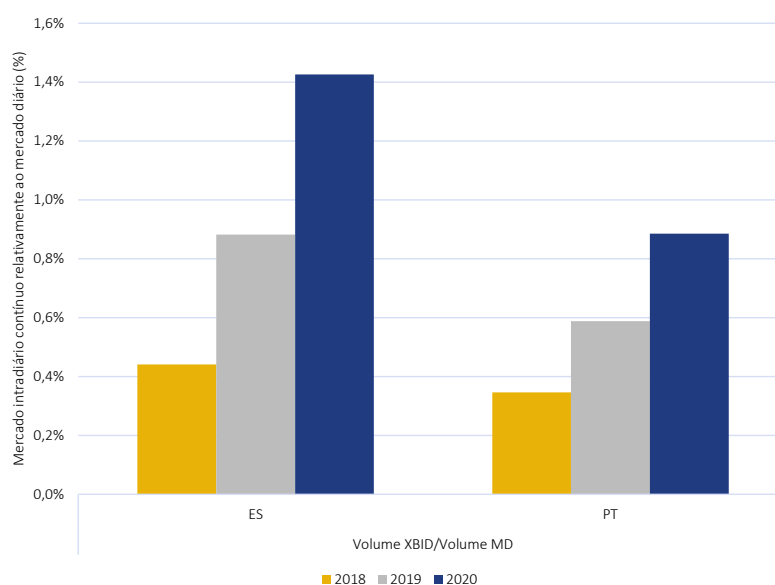
Fonte: dados OMIE

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

<sup>68</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.

A Figura 3-14 apresenta a relação entre o volume negociado no mercado intradiário contínuo e o volume negociado no mercado diário, desde junho de 2018 até ao final de 2020, para Portugal e Espanha.

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



Fonte: dados OMIE

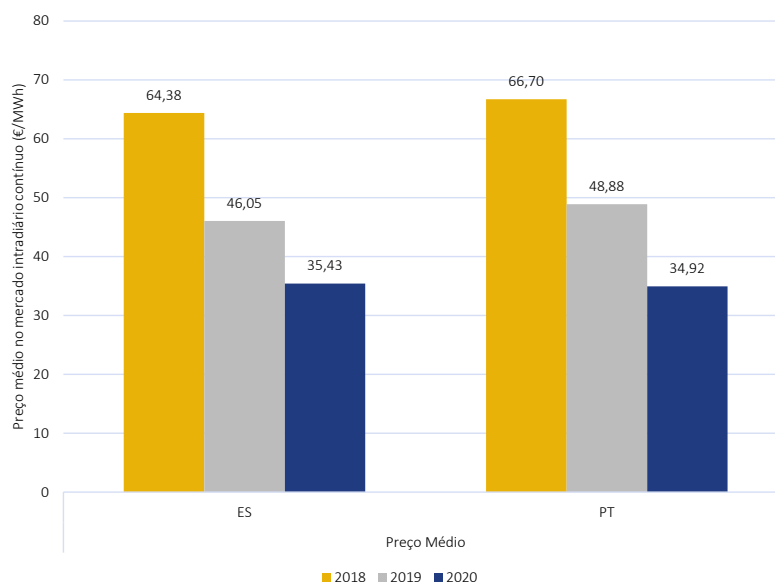
Em 2020, o volume negociado no mercado intradiário contínuo em Portugal representou cerca de 0,9% do volume negociado no mercado diário (cerca de 865 GWh), tendo aumentado o seu peso face a 2019, o que se justifica pela evolução do nível de liquidez deste mercado.

A Figura 3-15 apresenta a evolução do preço médio ponderado <sup>69</sup> do mercado intradiário contínuo desde junho de 2018 até ao final de 2020, para Portugal e Espanha.

<sup>69</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 do contrato que fazem parte dessa zona de preço.



Figura 3-15 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2018 a 2020



Fonte: dados OMIE

Observa-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*.

### Preços no mercado a prazo

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

O mercado *spot* é uma plataforma bastante líquida no contexto ibérico. Em particular, e durante 2020, no caso português, cerca de 71% do consumo foi satisfeito através de contratação <sup>70</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 de

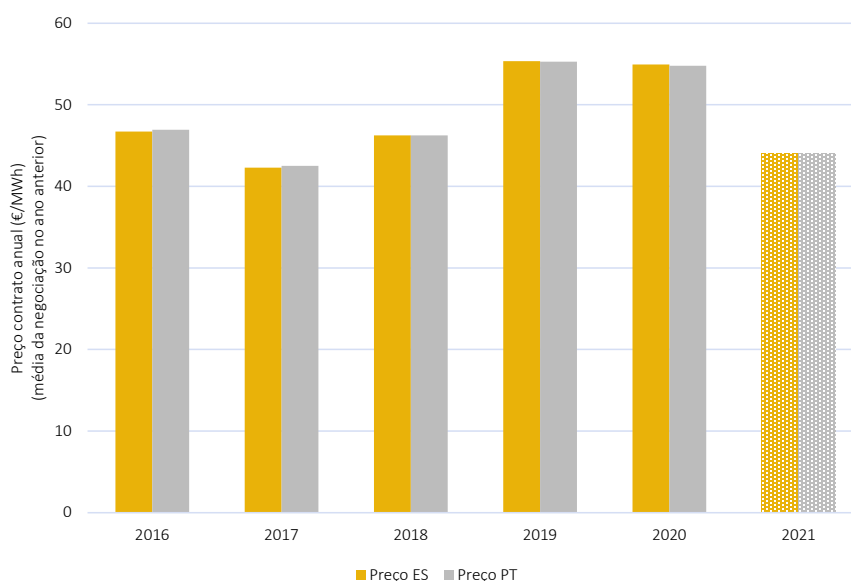
<sup>70</sup> Inclui mercado diário e leilões intradiários.

mercado *spot*, para a qual uma das respostas mais efetivas e transparentes será a utilização das plataformas de mercado organizado de contratação a prazo, neste caso o mercado formalmente previsto no âmbito do acordo de criação do MIBEL (gerido pelo OMIP).

A evolução do preço formado em mercado a prazo demonstrou uma ligeira diminuição entre 2019 e 2020, e uma diminuição entre 2020 e 2021. Os agentes de mercado que, em 2019, tivessem adquirido posição no contrato de entrega em carga base para o ano de 2020, teriam pago um preço médio (54,79 €/MWh para Portugal <sup>71</sup>) cerca de 61% superior ao que se veio a formar em mercado *spot*. Esta diferença resulta da disrupção provocada pelos efeitos da hidraulicidade verificada e da pandemia COVID-19.

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

**Figura 3-16 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2016 a 2021**



Fonte: dados OMIE

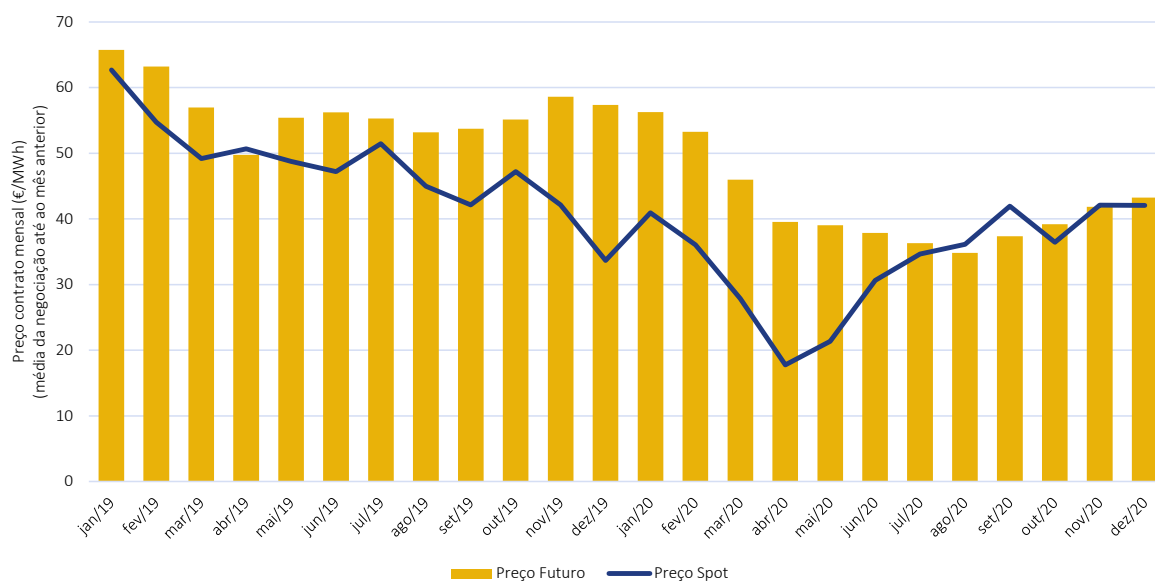
Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega em carga base (e.g. preço de 2021 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2020).

<sup>71</sup> O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2020 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e *over the counter* (OTC).

A negociação de contratos mensais de futuros com entrega em carga base apresentou um prémio de risco (diferença entre a cotação a prazo e a cotação *spot*, para o mês correspondente) na contratação a prazo ao longo de todos os meses, exceto agosto e setembro, onde a situação foi mais favorável para os agentes que negociaram no mercado a prazo. Durante estes meses, os agentes que asseguraram antecipadamente a cobertura das suas necessidades no mercado a prazo para esse período viram o risco de preço médio no mercado *spot* anulado.

A Figura 3-17 apresenta a evolução dos preços a futuro de contratos mensais no mercado gerido pelo OMIP, assim como o preço de negociação em *spot*, ambos para Portugal. A evolução do preço a futuro para os contratos mensais em 2020 exibiu, em média, uma tendência de descida entre o primeiro trimestre e o final do terceiro trimestre de 2020, tendo essa situação observado uma reversão a partir do mês de setembro.

Figura 3-17 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2019 e 2020



Fonte: dados OMIE e OMIP

Em 2020, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia adquirida a produtores em regime especial, foram realizados cinco leilões de PRE com remuneração garantida, com a colocação de um total de cinco produtos distintos (um de carga base anual e quatro de carga base trimestral). Desses leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 640 MW. A variação

de volume foi integralmente efetuada pela modulação de quantidade no produto trimestral (de 395 MW para os quatro primeiros trimestres) e no produto anual (de 245 MW). O volume de energia colocado neste instrumento correspondeu a cerca de 12% do consumo nacional, equivalente a 5,62 TWh.

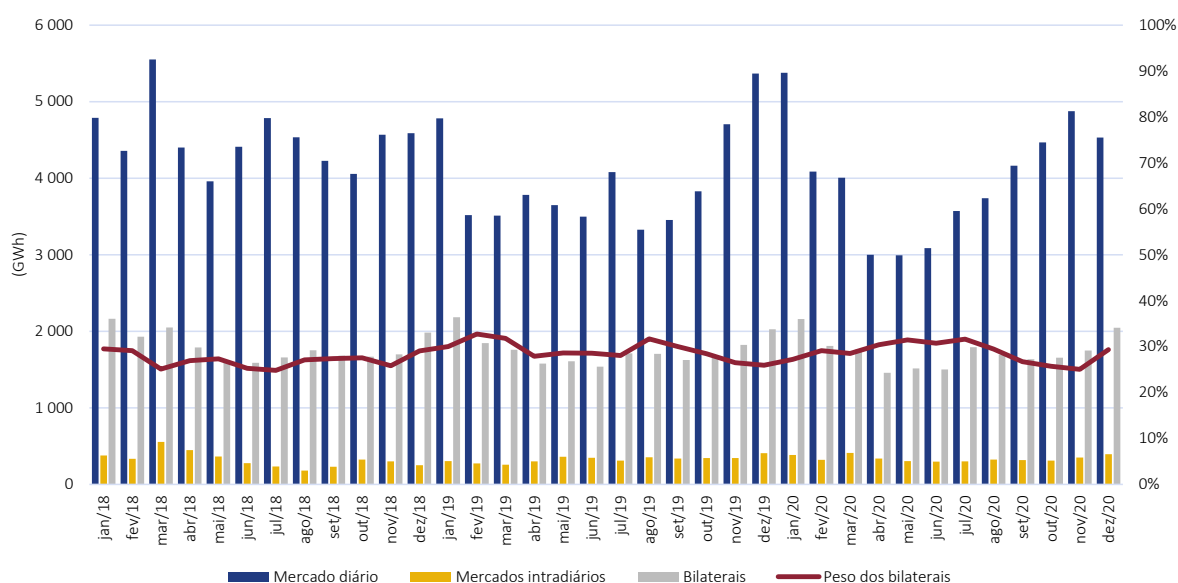
Os leilões realizados para entrega no ano de 2020 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo permitido a estabilização do preço de colocação da energia de PRE. A esta circunstância acresce que a existência do mecanismo de leilão permitiu disponibilizar ao mercado ferramentas de cobertura do risco de aprovisionamento de energia (em volume e em preço), que foram avaliadas positivamente pelos agentes de mercado.

Em 2020, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia para aprovisionamento do CUR, foram realizados cinco leilões, com a colocação de um total de cinco produtos distintos (um de carga base anual e quatro de carga base trimestral). Desses leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de cerca de 157 MW. O volume de energia colocado neste instrumento correspondeu a cerca de 3% do consumo nacional, equivalente a 1,38 TWh.

Os leilões realizados para entrega no ano de 2020 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo contribuído para a estabilização do preço de aquisição de energia do CUR.

Relativamente à negociação em mercado *spot* (mercado diário e mercados intradiários), esta é, no caso português, muito superior à contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura 3-18. Convém, contudo, reter que as aquisições de produtos listados no mercado a prazo do MIBEL poderão ter ainda liquidação física através do mercado diário.

Figura 3-18 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2018 a 2020



Fonte: dados OMIE e REN

No ano de 2020 observou-se uma ligeira diminuição do valor médio do peso da contratação bilateral quando comparado com o ano de 2019, verificando-se, também, uma diminuição do valor absoluto de contratação bilateral (decréscimo de 1%, equivalente a 0,3 TWh), no qual se observou um peso de 29%, correspondente a 21 TWh. É de referir que o volume de energia associado à contratação bilateral considera a tomada de posições firmes de compra ou venda no mercado *spot* por parte dos agentes de mercado.

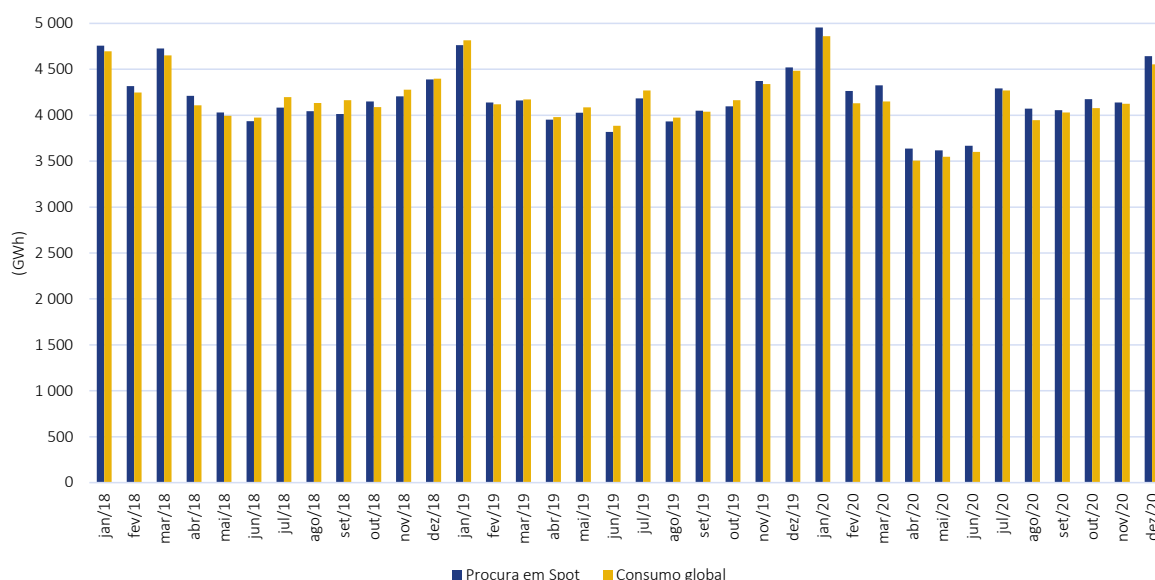
### Evolução do mercado

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

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

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

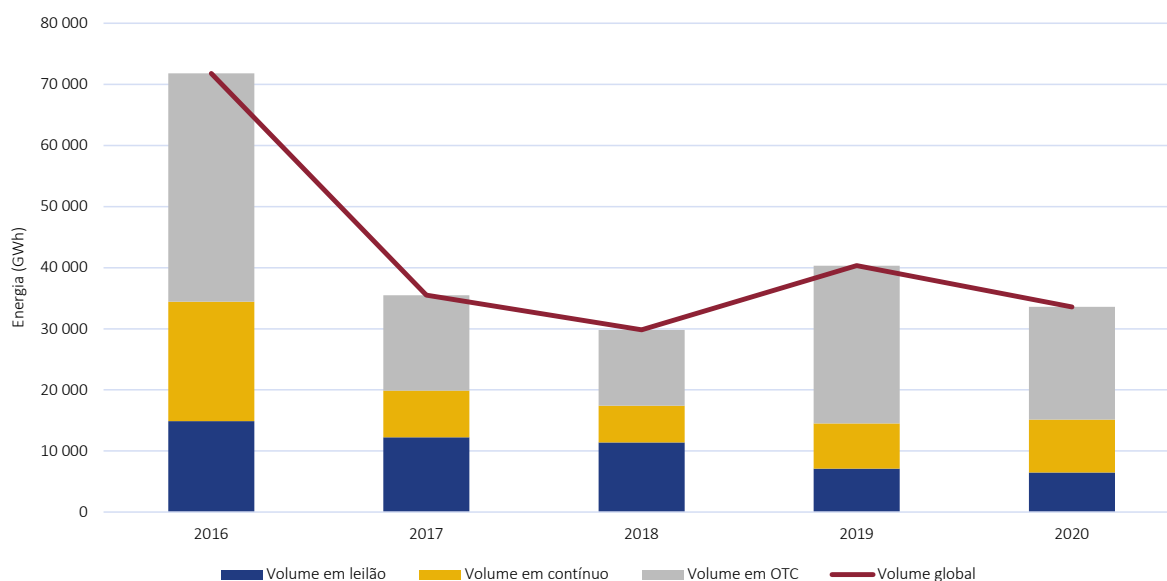
Figura 3-19 – Procura em mercado *spot* e consumo global mensal, 2018 a 2020



Fonte: dados OMIE

A Figura 3-20 apresenta a evolução dos volumes negociados e registados no mercado a prazo, entre 2016 e 2020. Em 2017, verificou-se uma diminuição no volume de negociação global de 51% (36 TWh). Em 2018, observou-se uma nova redução, neste caso de 16% ou 5,7 TWh. Em 2019, apesar da passagem da negociação dos contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação entre Portugal e Espanha para a plataforma única de atribuição (JAO), após 5 anos de operacionalização do mecanismo da gestão de interligação entre Portugal e Espanha pelo OMIP, verificou-se um aumento, neste caso de 35% ou 10,5 TWh. Em 2020, constatou-se uma nova redução, neste caso de 17% ou 6,7 TWh.

Figura 3-20 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2016 a 2020



Fonte: dados OMIP

## TRANSPARÊNCIA

Do ponto de vista da monitorização dos mercados, importa considerar as regras de transparência dos mesmos, sendo que o mercado grossista de eletricidade em Portugal beneficia de um enquadramento regulamentar que impõe obrigações de divulgação de informação privilegiada ao mercado. Com efeito, a obrigação de reporte de factos relevantes ao abrigo do RRC SE foi implementada há cerca de 8 anos e é semelhante à prerrogativa expressa no regulamento relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia (REMIT, *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*<sup>72</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 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.

<sup>72</sup> Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia.

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

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

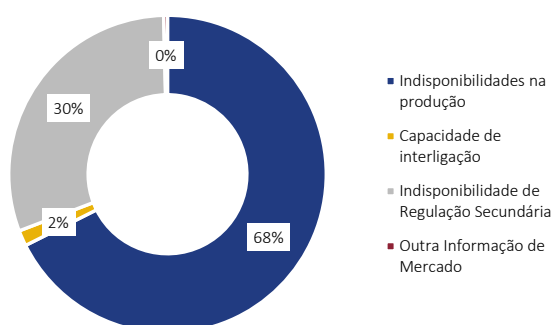
A comunicação de informação privilegiada é efetuada de forma centralizada, sendo a mesma disponibilizada num portal gerido pela REN <sup>73</sup>. Durante o ano de 2020, foram comunicados 6218 factos relevantes. Destes, cerca de 68% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de produção, 30% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de regulação secundária, e 2% a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado e respetiva formação do preço no contexto do MIBEL, conforme se observa na Figura 3-21.

---

<sup>73</sup> <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Paginas/default.aspx>



Figura 3-21 – Comunicação de factos relevantes, 2020



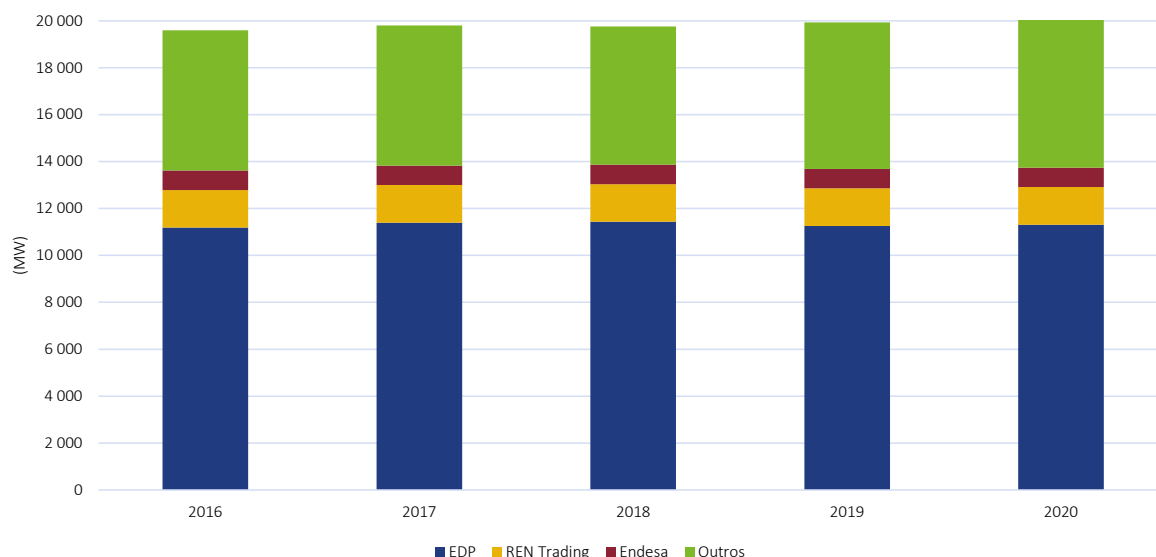
Fonte: dados REN

#### EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A avaliação da eficácia da concorrência no mercado grossista deve efetuar-se através da caracterização do parque eletroprodutor instalado e da sua produção efetiva. Para isso, importa analisar a evolução do parque instalado em termos de energia primária utilizada.

Em complemento à análise da repartição da capacidade instalada por tecnologia, importa caracterizar a repartição do parque instalado por entidade detentora ou gestora, efetuada na Figura 3-22, sendo constatável que o grupo EDP (inclui EDP Produção e EDP Renováveis) detém a maior parte do parque eletroprodutor português.

Figura 3-22 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal continental (por agente e capacidade instalada), 2016 a 2020



Fonte: dados REN, grupo EDP

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

Durante 2016 e 2017, o grupo EDP registou um aumento do seu parque eletroprodutor, como resultado do comissionamento das centrais de Venda Nova III (780 MW) e Foz Tua (263 MW).

Salienta-se que, durante 2020, se registaram desenvolvimentos que, apesar de não afetarem a representação do parque eletroprodutor de 2020, produziram impactos relevantes já no início de 2021.

A 17 de dezembro de 2020 a EDP anunciou <sup>74</sup> que concluiu a venda de um portefólio de 6 centrais hídricas em Portugal ao consórcio de investidores formado pela Engie (participação de 40%), Crédit Agricole Assurances (35%) e Mirova - Grupo Natixis (25%). Este portefólio de centrais hídricas totaliza 1.689 MW de capacidade instalada e localiza-se na bacia hidrográfica do rio Douro, sendo constituído por três centrais de fio de água (Miranda, Picote e Bemposta) com 1,2 GW de capacidade instalada e três centrais de albufeira com bombagem (Foz Tua, Baixo Sabor e Feiticeiro) com 0,5 GW de capacidade instalada.

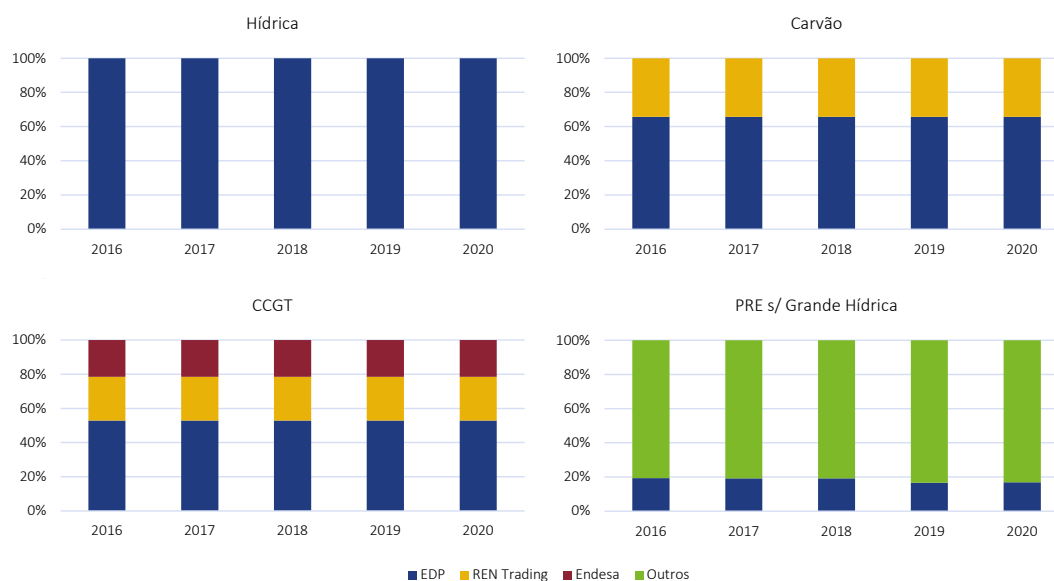
<sup>74</sup> Comunicado EDP: [https://www.edp.com/sites/default/files/2020-12/20201217\\_Closing%206%20Hydro%20Plants\\_PT\\_0.pdf](https://www.edp.com/sites/default/files/2020-12/20201217_Closing%206%20Hydro%20Plants_PT_0.pdf)

Adicionalmente, a EDP anunciou <sup>75</sup> a antecipação do encerramento da central a carvão de Sines, tendo entregue à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), a 14 de julho, uma declaração de renúncia à licença de produção para que a central possa proceder ao encerramento da sua atividade em janeiro de 2021.

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

A evolução das quotas dos diferentes agentes em termos de capacidade instalada, por tecnologia ou regime, é apresentada na Figura 3-23. Conjugando todos os fatores, o nível de concentração do segmento de produção de energia elétrica em Portugal é elevado, desde logo em termos de capacidade instalada, como também o demonstra a Figura 3-24, que apresenta os valores do índice de *Hirschman-Herfindall* (HHI <sup>76</sup>), que mede a concentração empresarial.

Figura 3-23 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2016 a 2020



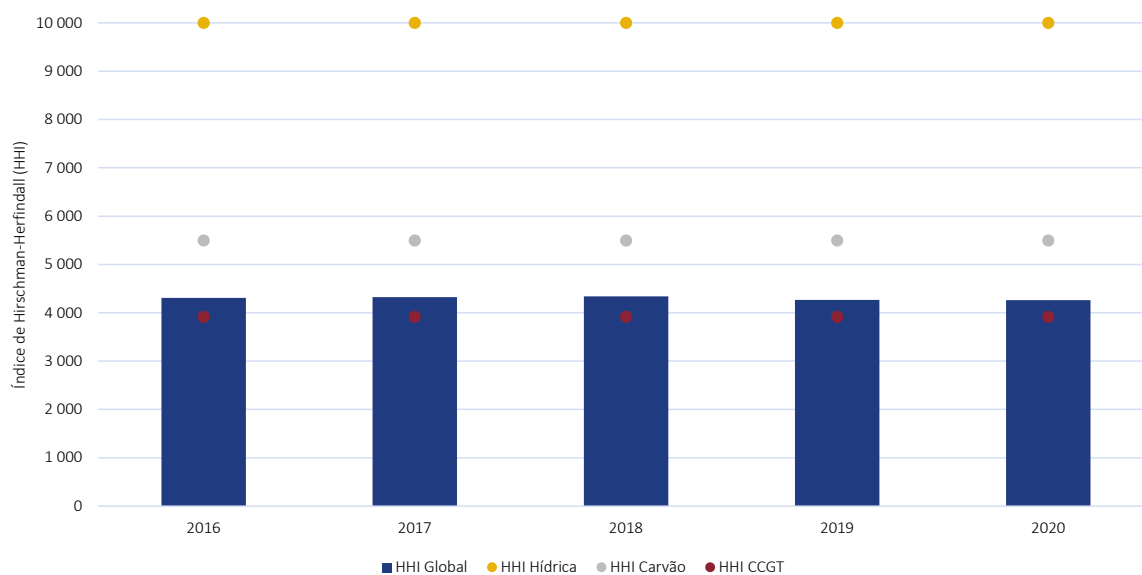
Fonte: dados REN e grupo EDP

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

<sup>75</sup> <https://www.edp.com/pt-pt/noticias/2020/07/13/edp-antecipa-fecho-de-centrais-a-carvao-em-portugal-e-espanha>

<sup>76</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 3-24 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2016 a 2020

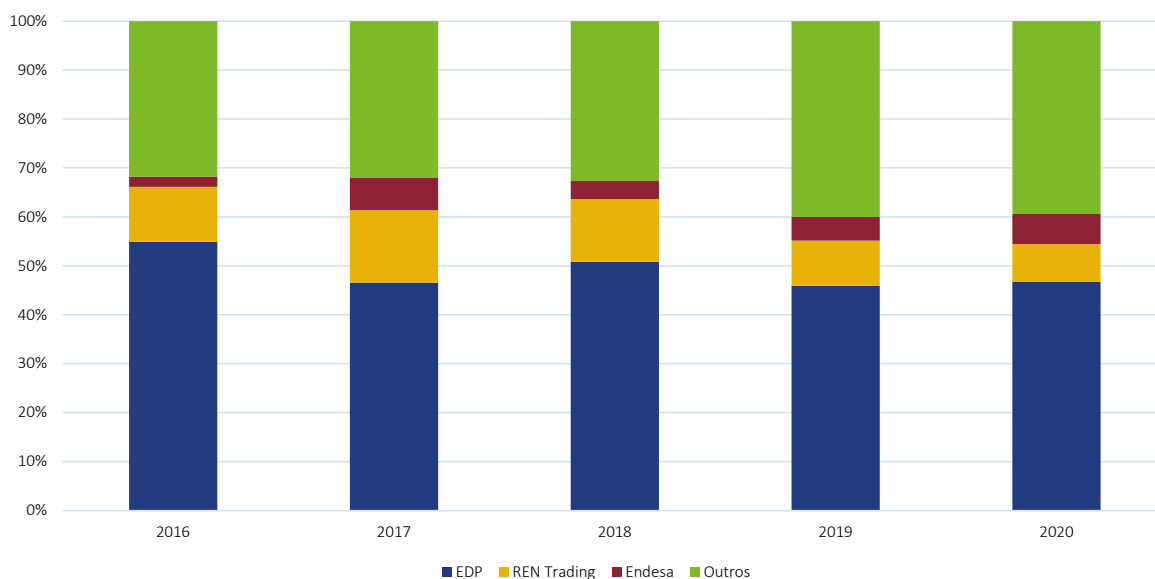


Fonte: dados REN e grupo EDP

Em 2016 e 2017, os centros eletroprodutores de Venda Nova III e Foz Tua contribuíram para o aumento da concentração no sistema português.

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

Figura 3-25 – Quotas de energia produzida por agente, 2016 a 2020

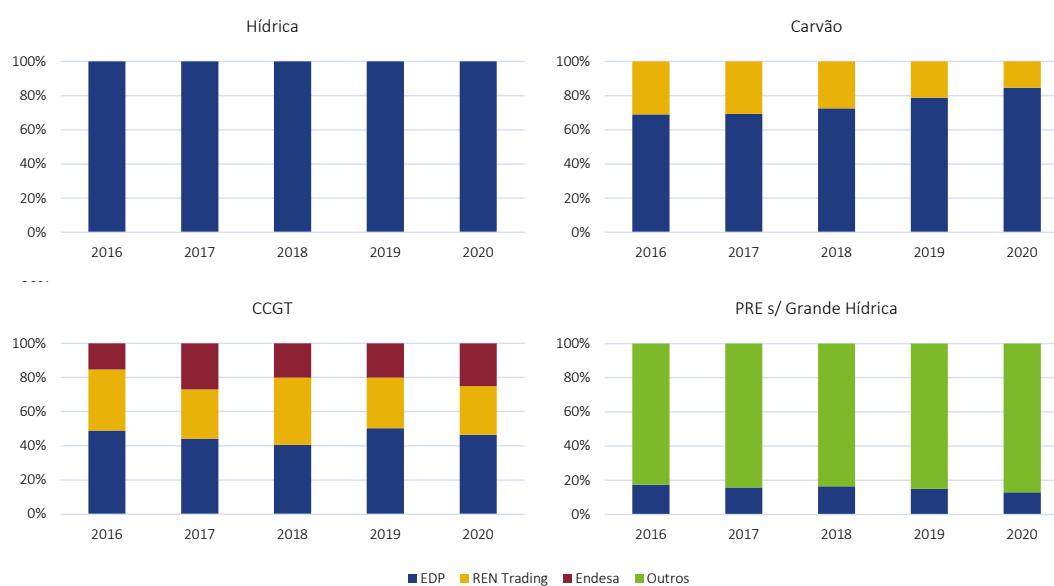


Fonte: dados REN e grupo EDP. Não inclui os valores resultantes do saldo importador da Interligação entre Portugal e Espanha.

Do ponto de vista global, em 2020, há a ressaltar um ligeiro aumento da participação do grupo EDP na produção total em Portugal continental, fundamentalmente, como já se referiu, em resultado do aumento da produção hídrica devido a um regime hidrológico mais favorável.

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

**Figura 3-26 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2016 a 2020**



Fonte: dados REN e grupo EDP

Em termos de energia produzida, o período entre 2016 e 2020 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção por parte do operador dominante EDP em cada uma das diferentes tecnologias.

Na PRE, entre 2017 e 2020, a situação tem-se mantido sem variações significativas apesar de uma tendência decrescente do operador EDP.

Relativamente à tecnologia hídrica, em 2020 mantém-se a presença exclusiva do operador dominante EDP em resultado de ser detentor de todos os grandes aproveitamentos hídricos. Tal como referido anteriormente é expectável que se verifiquem alterações significativas em 2021.

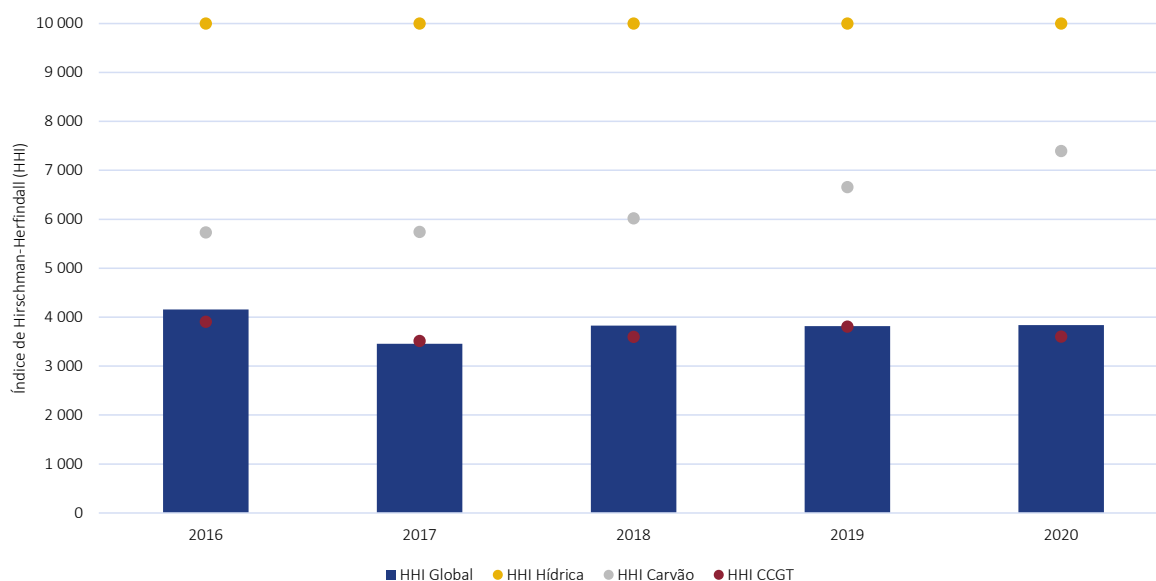
No caso dos ciclos combinados a gás natural, ocorreu um aumento global na produção em 2020, face a 2019. Este acréscimo, de cerca de 0,5 TWh em termos absolutos, resultou essencialmente do aumento de produção dos grupos de ciclo combinado a gás natural da Endesa (central do Pego). O grupo EDP registou

uma ligeira diminuição de produção no seu portfólio de ciclos combinados a gás natural, enquanto que o ativo de produção gerido pela REN Trading (central da Turbogás) observou praticamente a manutenção da sua produção.

Relativamente às centrais a carvão, verificou-se uma diminuição significativa na produção em 2020, face a 2019. Este decréscimo ascendeu a cerca de 3,0 TWh em termos absolutos, e resultou de diminuições de produção, tanto por parte do grupo EDP (Central de Sines), como da central gerida pela REN Trading (Central do Pego).

Os indicadores de concentração global relativos a 2020 registam uma concentração empresarial ligeiramente maior do que a que ocorrera em 2019. Esta evolução é sustentada fundamentalmente pelo aumento do nível de produção na fileira de geração hídrica do grupo EDP.

Figura 3-27 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2016 a 2020



Fonte: dados REN e grupo EDP

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

## INVESTIGAÇÕES E MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

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

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

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

Durante o ano de 2020, foram emitidos cinco pareceres, solicitados pela Autoridade da Concorrência, referentes às seguintes operações de concentração relativas ao setor elétrico:

- Operação de concentração que consiste na aquisição, pela Finerge, S.A. (“Finerge”), do controlo exclusivo sobre a C.S.N.S.P. 432, S.A. (“CSNSP 432”), C.S.N.S.P. 442, S.A. (“CSNSP 442”), Sol Cativante V., S.A. (“Sol Cativante V”), e Sol Cativante VII., S.A. (“Sol Cativante VII”), empresas atualmente detidas e controladas em exclusivo pelo Grupo Glennmont Partners. A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, condicionada ao envio de documentação complementar;
- Operação de concentração que consiste na aquisição, pela MEO – Serviços de Comunicações e Multimédia, S.A. (“MEO”), do controlo exclusivo sobre a empresa PT LIVE – Comercialização de Energia, S.A. (“PT Live”). A operação incidiu sobre a atividade de comercialização de eletricidade. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, reunindo condições para uma atuação mais competitiva na atividade de comercialização de eletricidade;

- Operação de concentração que consiste na aquisição, pela Ventient Energy S.à.R.L. (“Ventient”), do controle exclusivo sobre a Portugal Renewable Energy – PTRW Unipessoal, Lda. (PTRW), bem como das suas subsidiárias, todas as empresas ativas no setor da produção de energia elétrica. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, condicionada ao envio de documentação complementar;
- Operação de concentração que consiste na aquisição, pelo Grupo Audax, através das suas subsidiárias Audax Renovables. S.A. e Eléctrica Nuriel. S.L.U., do controlo exclusivo sobre a empresa PH Energia, Lda. A operação incidiu sobre a atividade de comercialização de eletricidade. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, por não resultar em alterações materialmente relevantes da concorrência efetiva no mercado elétrico;
- Operação de concentração que consiste na aquisição, pela Finerge Estrela, S.A. (“Finerge”), do controlo exclusivo sobre a empresa Rose-HS1, SGPS, Sociedade Unipessoal Lda. (“Rose-HS1”). A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, condicionada ao envio de documentação complementar.

## DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

### Regime da gestão de riscos e garantias

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

As conclusões dessa consulta permitiram concretizar uma revisão regulamentar do setor elétrico mais orientada, o que veio a concretizar-se em 2017. Com a publicação do RRC SE, em dezembro de 2017, consagrou-se a existência de um modelo integrado de aferição de riscos e de prestação de garantias, o qual foi objeto de subregulamentação para operacionalização dos detalhes operativos.

O quadro regulamentar aprovado prevê a existência de uma entidade única, encarregue de efetuar a aferição de riscos e gestão de garantias, que centraliza a atividade de gestão de garantias relativa aos dos contratos de uso de redes e de gestão dos serviços de sistema celebrados entre agentes de mercado e operadores de rede, com a vantagem de os comercializadores passarem a ter uma entidade única com



quem se relacionam no âmbito da prestação de garantias para além das vantagens associadas à redução do risco de incumprimento. Até à concretização desta entidade, a ERSE aprovou um conjunto de regras transitórias, que afirmavam o essencial dos princípios já consagrados no RRC SE e que previam que se promovesse uma gestão abrangente das garantias, a diferenciação dos comportamentos dos agentes e, conseqüentemente, uma afirmação mais efetiva da concorrência no setor elétrico português, a par de contenção do risco de sistema.

As regras aprovadas na Diretiva n.º 11/2018<sup>77</sup>, de 16 de julho, e previamente sujeitas a consulta dirigida aos agentes interessados, envolvendo o ORT, os ORD e os comercializadores que atuam no SEN, visaram robustecer a aferição e prevenção de riscos para este sistema e previram flexibilidade para que os comercializadores pudessem escolher o prazo de pagamentos aos operadores de redes, acompanhada de uma diferenciação positiva dos agentes cumpridores.

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

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

Com a conclusão do quadro legal e a avaliação da experiência de aplicação do modelo transitório importava concretizar a adoção de um modelo definitivo, que consagrasse a atuação do gestor integrado de garantias, estabelecesse o seu limiar de regulação e adequasse as regras de gestão de riscos e garantias a esta nova realidade. Neste âmbito, no seguimento da colocação em consulta pública pela ERSE de uma proposta de regime de gestão de riscos e garantias no contexto do SEN, foi aprovada a Diretiva n.º 2-A/2020<sup>78</sup>, de 14 de fevereiro, visando a sua operacionalização no início do 2.º semestre de 2020.

---

<sup>77</sup> [Diretiva n.º 11/2018](#), estabelece o regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN.

<sup>78</sup> [Diretiva n.º 2-A/2020](#), estabelece o regime de gestão de riscos e garantias no SEN.

### **Aplicação do regime de equilíbrio concorrencial de mercado grossista**

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

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

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

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

periodicidade de faturação e o conteúdo da fatura a emitir pelo operador da rede de transporte aos agentes de mercado abrangidos.

### 3.2.2 MERCADO RETALHISTA

Durante o ano de 2020 continuou a observar-se uma consolidação do mercado retalhista liberalizado, quer em termos de consumo global de eletricidade, quer em número de clientes.

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

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

No final de 2020, encontravam-se a abastecer clientes em mercado 34 comercializadores, dos quais 32 a fornecer em BTN.

A mudança de comercializador em 2020 foi marcada por uma penetração significativa dos comercializadores em regime de mercado nos segmentos de clientes com maior consumo, grandes clientes e consumidores industriais, mas também nos consumidores residenciais: cerca de 88% dos consumidores residenciais já se encontravam no mercado liberalizado no final de 2020 (mais 1,2 pontos percentuais (p.p.) face ao final de 2019). A intensidade de mudança de comercializador continua elevada quando comparada com a registada nos restantes países europeus, com uma taxa de mudança de cerca de 15% em 2020.

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

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

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

comercializadores informação sobre os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista, assim como informação atualizada sobre os preços de referência que estes praticam ou preveem praticar para os fornecimentos de eletricidade em Baixa Tensão (BT) <sup>79</sup>.

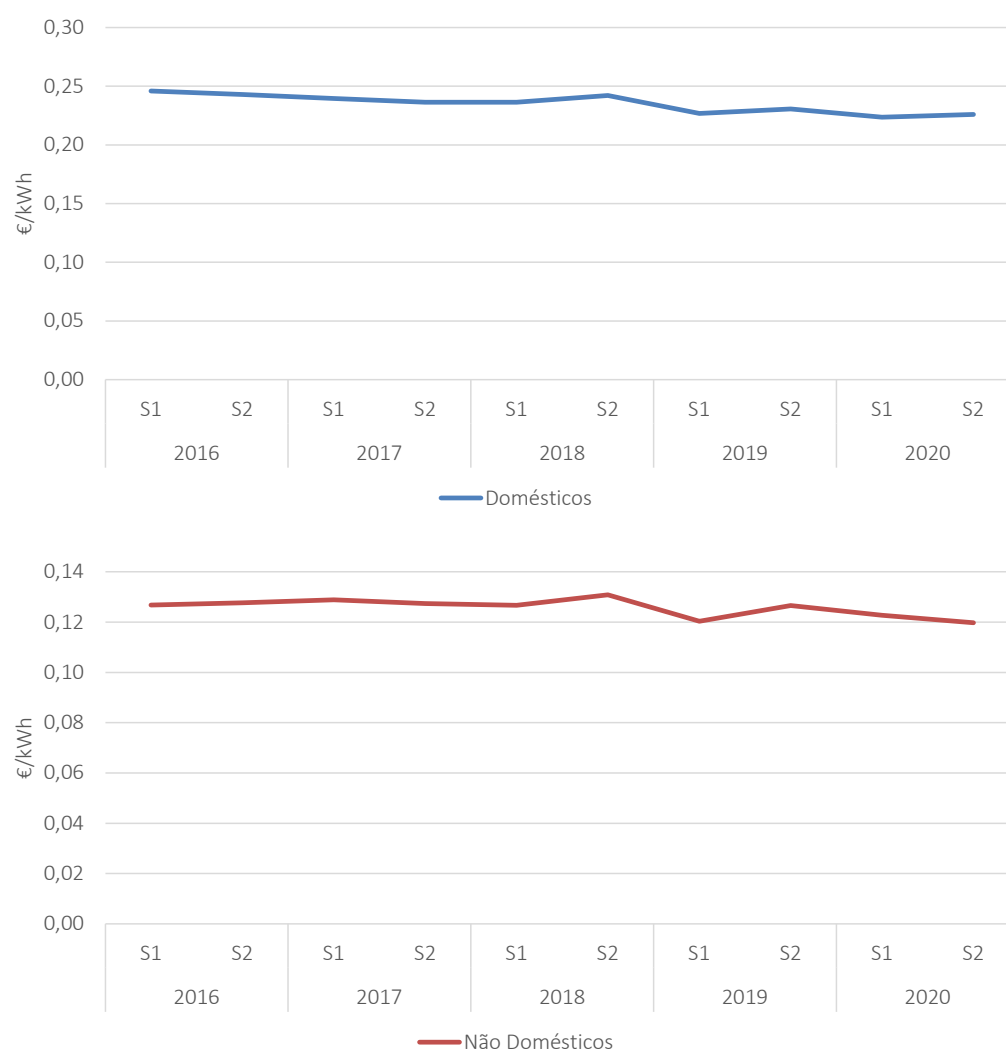
A informação sobre os preços médios praticados, reportada trimestralmente, suporta a ERSE nas suas funções de monitorização e supervisão do mercado de energia elétrica a retalho, servindo ainda como ferramenta de informação para divulgação dos preços médios praticados, sendo utilizada por organismos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

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

---

<sup>79</sup> Nos termos do [Despacho n.º 18637/2010](#), de 15 de dezembro.

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



Fonte: Eurostat, ERSE.

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

A informação sobre as ofertas comerciais é integrada em ferramentas de simulação e apoio à tomada de decisão dos consumidores, disponibilizadas pela ERSE na sua página na internet <sup>80</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>81</sup>.

Da análise realizada às ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores, verificou-se que, no final de 2020, para o consumidor representativo do universo dos clientes residenciais <sup>82</sup>, existiam 20 comercializadores em mercado, com 132 ofertas (exclusivamente) de eletricidade e 69 ofertas integradas de eletricidade e gás natural (duais), totalizando 201 ofertas comerciais, mantendo-se a tendência de crescimento do número de ofertas.

Em igual período, a oferta comercial de eletricidade com menor fatura anual tem o valor de 77,59 euros/mês, o que corresponde a um desconto de cerca de 13% e uma poupança mensal de 11,70 euros em relação ao Mercado Regulado. Para as ofertas comerciais duais (eletricidade e gás natural), a oferta comercial dual com menor fatura anual tem o valor de 100,38 euro/mês (componente de eletricidade), o que corresponde a um desconto de 10% e uma poupança mensal de 11,53 euros em relação ao Mercado Regulado.

A Figura 3-29 apresenta a evolução da faturação mensal da oferta de eletricidade e da oferta dual mais competitiva, em 2020. Ao longo do período em análise verifica-se que a oferta de eletricidade e a oferta dual de valor mínimo é sempre mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado, verificando-se um aumento significativo desta diferença no 2.º trimestre de 2020, tendo como base a totalidade das ofertas comerciais. No 4.º trimestre de 2020 a diferença face ao Mercado Regulado corresponde a 11,70 euro/mês e a 11,53 euro/mês, respetivamente para a oferta de eletricidade e para a oferta dual, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais.

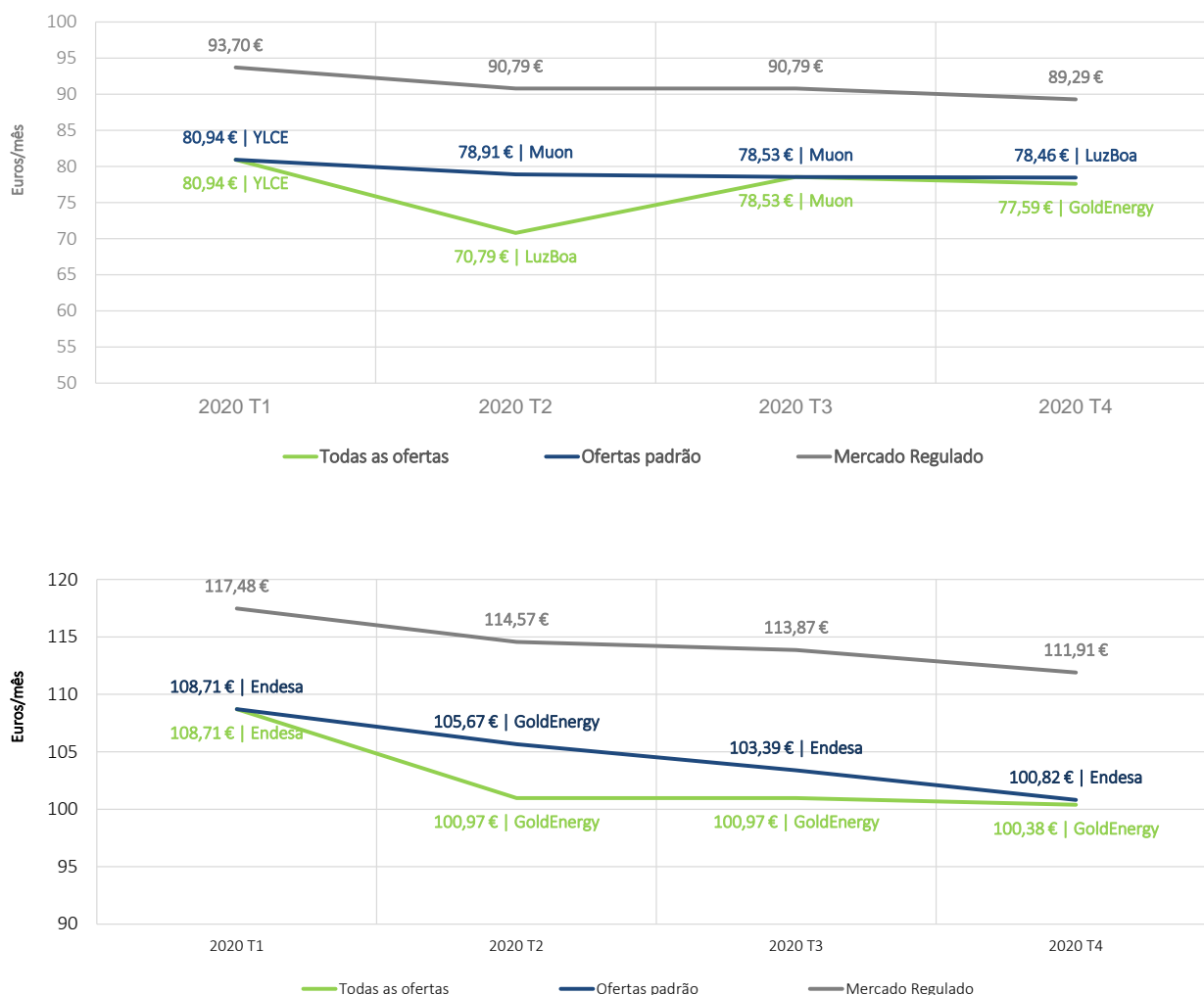
---

<sup>80</sup> Em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

<sup>81</sup> [Boletins das Ofertas Comerciais de Eletricidade](#).

<sup>82</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.

Figura 3-29 – Faturação mensal da oferta de eletricidade e da oferta dual mais competitiva para o consumidor tipo 2 em 2020



Fonte: dados ERSE

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

## TRANSPARÊNCIA

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

- Simulador de comparação de preços no mercado para fornecimentos em Portugal continental em BTN <sup>83</sup>;
- Simulador de potência contratada <sup>84</sup>;
- Simulador de rotulagem de eletricidade <sup>85</sup>.

Em 2020, a ERSE passou a disponibilizar uma nova funcionalidade no seu simulador de preços de energia que permite a apresentação de ofertas comerciais indexadas aos mercados diários de energia. Estas ofertas caracterizam-se por ter o preço de energia mensal indexado ao valor médio registado nos mercados grossistas de energia. Em dezembro de 2020, o simulador de preços de energia apresentava 11 ofertas comerciais indexadas aos mercados spot de energia: 2 ofertas indexadas aos mercados diários de gás natural (MIBGÁS) e 9 ofertas comerciais indexadas aos mercados diários de eletricidade (MIBEL). É de referir que as ofertas indexadas exigem um maior acompanhamento dos preços registados nos mercados de energia por parte dos consumidores aderentes, afim de os mesmos conseguirem otimizar os seus custos com o consumo de energia elétrica.

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

---

<sup>83</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

<sup>84</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/potencia-contratada/>.

<sup>85</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/rotulagem/>.



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

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

Considerando que o número de ofertas disponíveis para clientes em BTN tem vindo a aumentar, foram criadas condições de acesso à informação mais eficazes para os consumidores, designadamente para a formulação de escolhas conscientes e informadas. Deste modo, a ERSE estabeleceu <sup>86</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.

No âmbito do exercício do regime equiparado <sup>87</sup>, os comercializadores continuam a ser obrigados a apresentar na fatura do seu cliente o valor da diferença entre a tarifa praticada pelo comercializador e a que se lhe equivale no regime de tarifas transitórias ou reguladas. No caso de a tarifa transitória ou regulada apresentar um preço inferior ao preço praticado pelo comercializador, o cliente poderá, a todo o tempo, rescindir o contrato de fornecimento com o comercializador e mudar para o CUR ou outro comercializador que pratique preços equiparados aos preços da tarifa transitória ou regulada. O conteúdo mínimo e a forma de prestação de informação aos consumidores, relativamente ao exercício do regime equiparado foi aprovado pela ERSE em 2018. <sup>88</sup>

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

---

<sup>86</sup> [Diretiva n.º 6/2015](#), de 27 de abril.

<sup>87</sup> Aprovado pela [Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto](#) e [Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro](#).

<sup>88</sup> [Diretiva n.º 1/2018](#), de 3 de janeiro.

<sup>89</sup> Nos termos do artigo 105.º do RRC do setor elétrico, (atual art.º 277.º, n.º 2 do [RRC](#)) “no caso dos comercializadores que disponham de um número de clientes igual ou superior a 5 mil, presume-se que a sua atividade de comercialização abrange todos os tipos de fornecimento de energia elétrica”

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

contratos para clientes em BTN. Adicionalmente, quando solicitado expressamente, o comercializador deve apresentar uma proposta de fornecimento de energia elétrica no prazo máximo de 8 dias úteis, no caso de clientes em BT e no prazo máximo de 12 dias úteis, nos restantes casos, a contar da data da formulação do pedido pelo cliente.

Estão também em vigor regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente relativa à parcela das tarifas de acesso, à parcela CIEG <sup>91</sup> e à rotulagem de energia elétrica <sup>92</sup>.

Ainda no que respeita à fatura de eletricidade, os comercializadores de energia elétrica continuam a ser obrigados <sup>93</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 Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados <sup>94</sup> e, desde 2019, no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica <sup>95</sup>, no que respeita às instalações em BTN.

No que respeita às regras de medição, as instalações em MAT, AT, MT e BTE estão equipadas com sistemas de medição com leitura remota (telecontagem), com periodicidade diária e recolha dos registos quarto-horários.

No que respeita à BTN, no final de 2020, a implementação dos contadores inteligentes já tinha alcançado a meta de metade dos consumidores de eletricidade <sup>96</sup> e, aproximadamente, 1 milhão de instalações já está integrada em redes inteligentes e a beneficiar dos serviços respetivos.

Mantendo-se o ritmo de instalação, prevê-se que no final de 2024 a totalidade dos consumidores em Portugal continental tenha um contador inteligente. Os principais serviços das redes inteligentes incluem,

---

<sup>91</sup> Nos termos dos artigos 121.º e 132.º do RRC do setor elétrico.

<sup>92</sup> Nos termos dos artigos 105.º e 133.º do RRC do setor elétrico.

<sup>93</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>94</sup> [Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro](#).

<sup>95</sup> Aprovado pelo Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto.

<sup>96</sup> Aproximadamente 6 milhões de consumidores.

por exemplo, faturas realizadas com base em consumos reais, sem estimativas e leitura real diária do consumo de cada cliente e acesso aos dados de consumo real com maior frequência e maior discriminação, através de meios eletrónicos.

Nas instalações ligadas em BTN sem contador inteligente, a recolha da leitura é realizada localmente, de três em três meses, e ainda constituem a maioria das situações. 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>97</sup>. As leituras do contador pelo cliente e pelo ORD têm o mesmo valor jurídico para efeitos da faturação.

### **EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA**

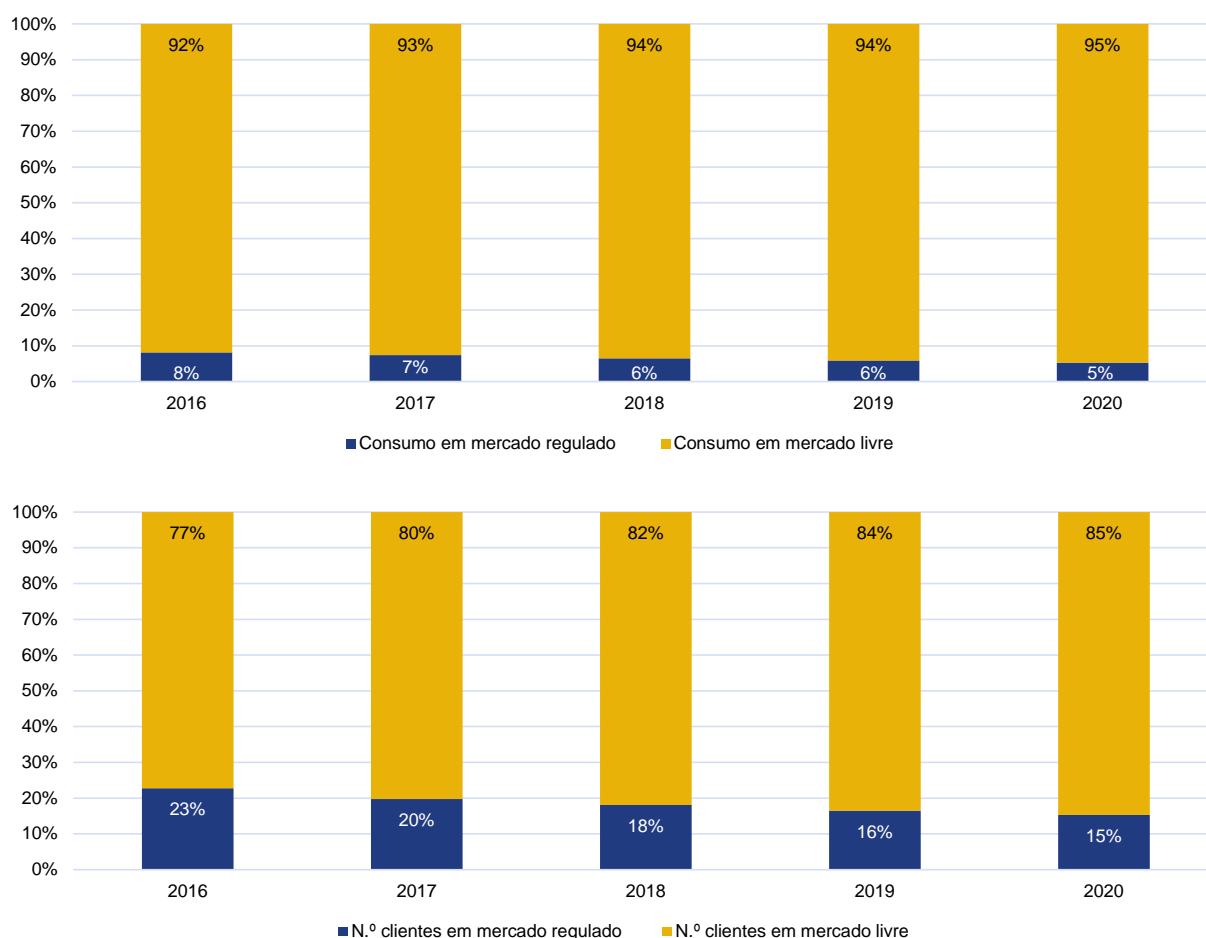
O processo de liberalização do setor elétrico em Portugal continental tem sido efetuado de forma progressiva, sendo que o mercado liberalizado tem vindo a consolidar-se, essencialmente devido ao processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, passou a abranger todo o conjunto de clientes,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

A evolução do consumo e do número de clientes no mercado liberalizado em Portugal continental, entre 2016 e 2020, pode ser observada na Figura 3-30.

---

<sup>97</sup> Nos termos do artigo 35.º do [Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural](#).

Figura 3-30 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2016 a 2020



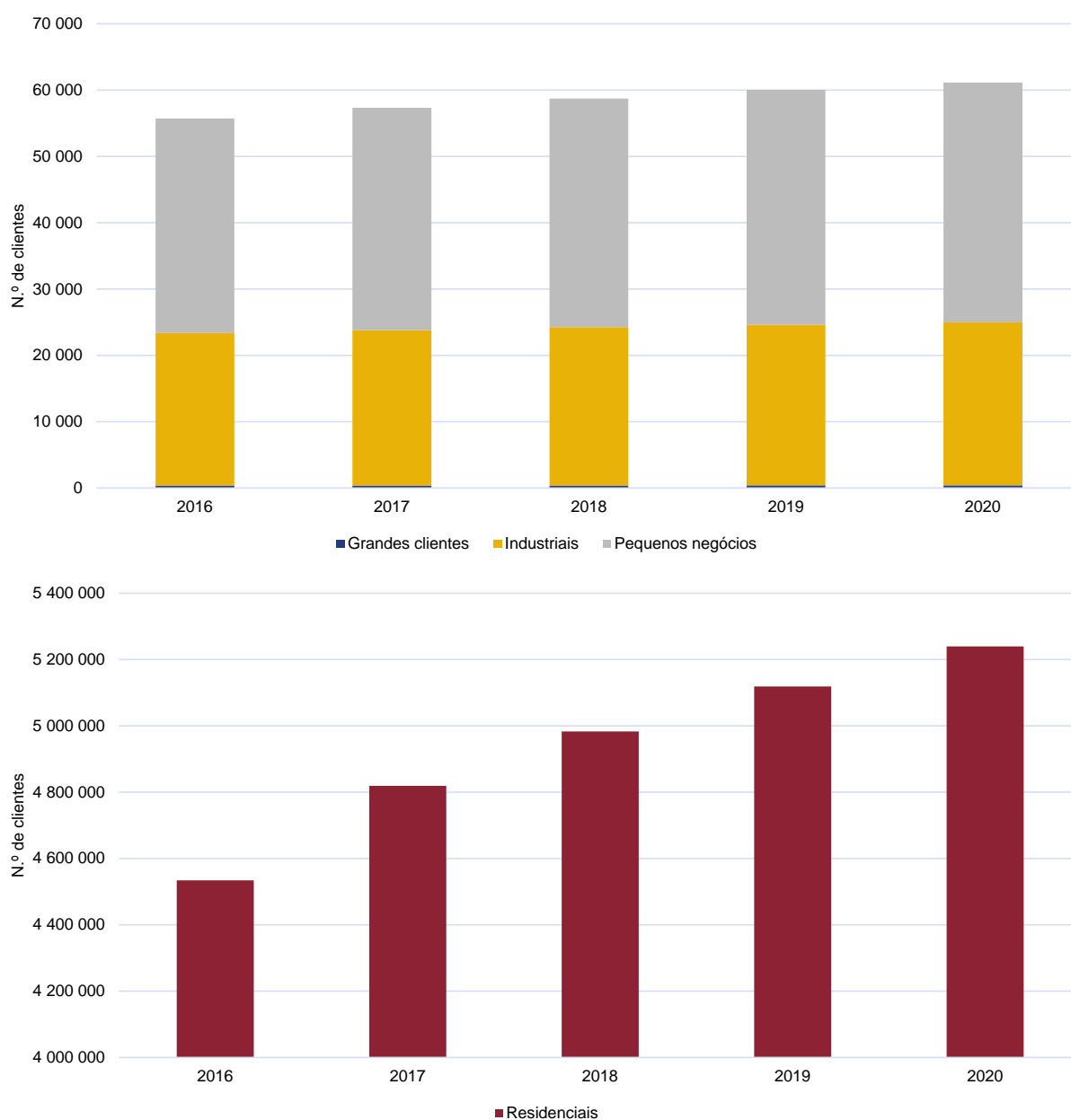
Fonte: dados REN e EDP Distribuição

O processo de extinção de tarifas reguladas impulsionou, numa primeira fase, o aumento da dimensão do mercado liberalizado. Contudo, o mercado liberalizado tem vindo a consolidar-se ao longo dos últimos anos. No final de 2020, o consumo em mercado representava já cerca de 95% do consumo total.

Relativamente ao número total de clientes, o aumento gradual da dimensão do mercado liberalizado, no período analisado, deve-se essencialmente à continuação da entrada de clientes residenciais que, tendo aumentado mais de 2% em 2020 face a 2019, representava já 85% do número total de clientes.

Na Figura 3-31 é possível observar que, em 2020, os segmentos com maior consumo – grandes clientes (MAT<sup>98</sup> e AT), industriais (MT) e pequenos negócios (BTE) – continuam a verificar um crescimento entre os 2% e os 3% no mercado livre.

Figura 3-31 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2016 a 2020



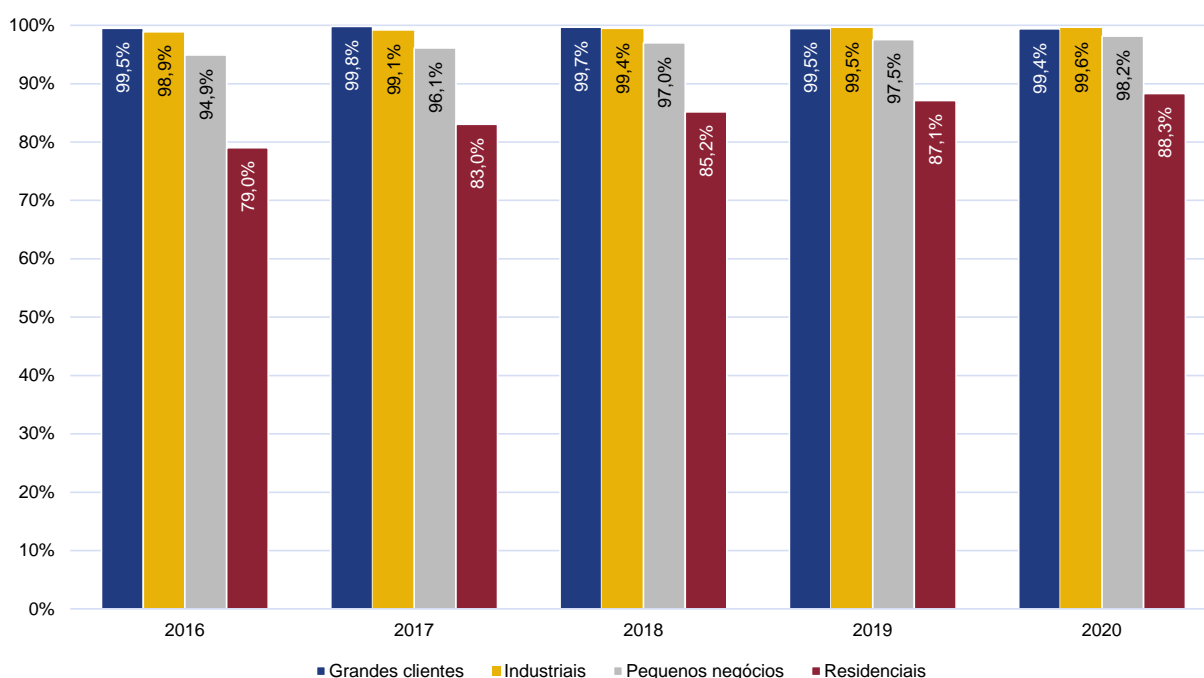
Fonte: dados EDP Distribuição

<sup>98</sup> Todos os clientes em MAT já se encontram em mercado livre desde julho de 2013.

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontram em mercado liberalizado são apresentados na Figura 3-32, sendo observável que, no ano de 2020, a quase totalidade do consumo de grandes clientes foi assegurado por comercializadores em mercado, o mesmo acontecendo ao consumo de clientes industriais.

No que se refere ao número de clientes residenciais, apesar de ser o segmento de clientes que continua a apresentar uma menor penetração no mercado liberalizado, regista-se que já mais de 88% dos clientes deste segmento transitaram para o mercado livre.

Figura 3-32 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2016 a 2020

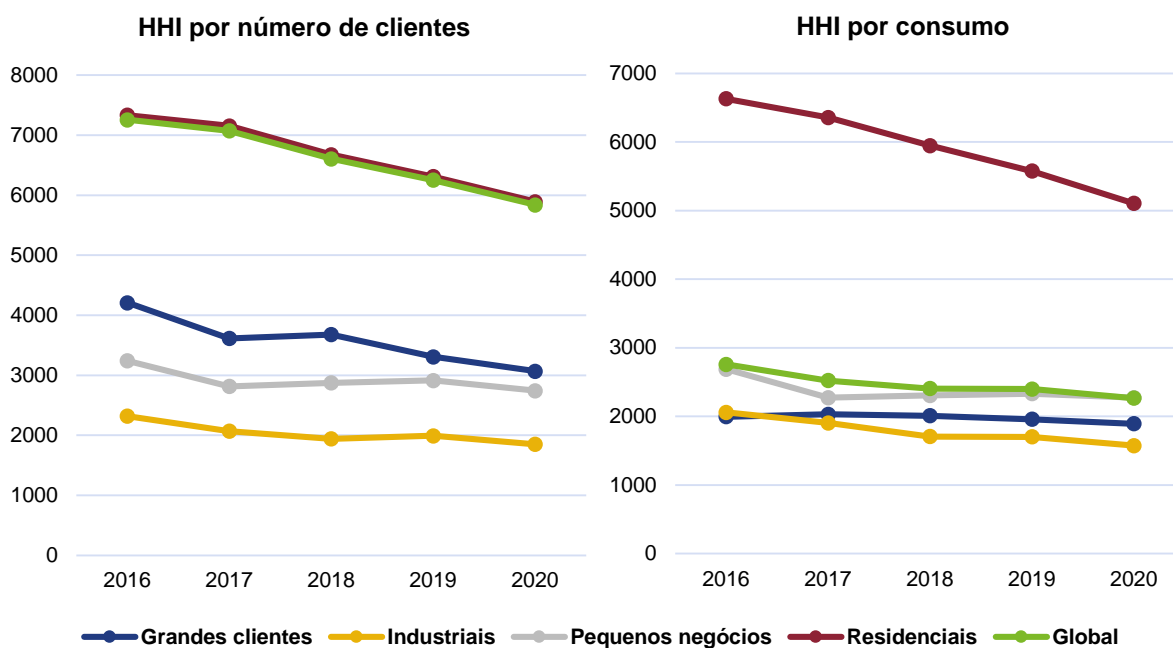


Fonte: dados EDP Distribuição

No mercado liberalizado, uma análise por segmentos permite verificar que o segmento de clientes industriais é o mais disputado, sendo o segmento de clientes residenciais aquele em que se observa uma maior concentração empresarial, embora o número de comercializadores presentes neste segmento tenha continuado a aumentar em 2020.

Apesar da tendência de crescimento do mercado liberalizado, a concentração global empresarial mantém-se elevada em 2020, essencialmente devido à concentração verificada no segmento residencial. Contudo, é observável uma tendência decrescente, de forma sustentada, deste indicador, conforme apresentado na Figura 3-33.

Figura 3-33 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2016 a 2020 (HHI)

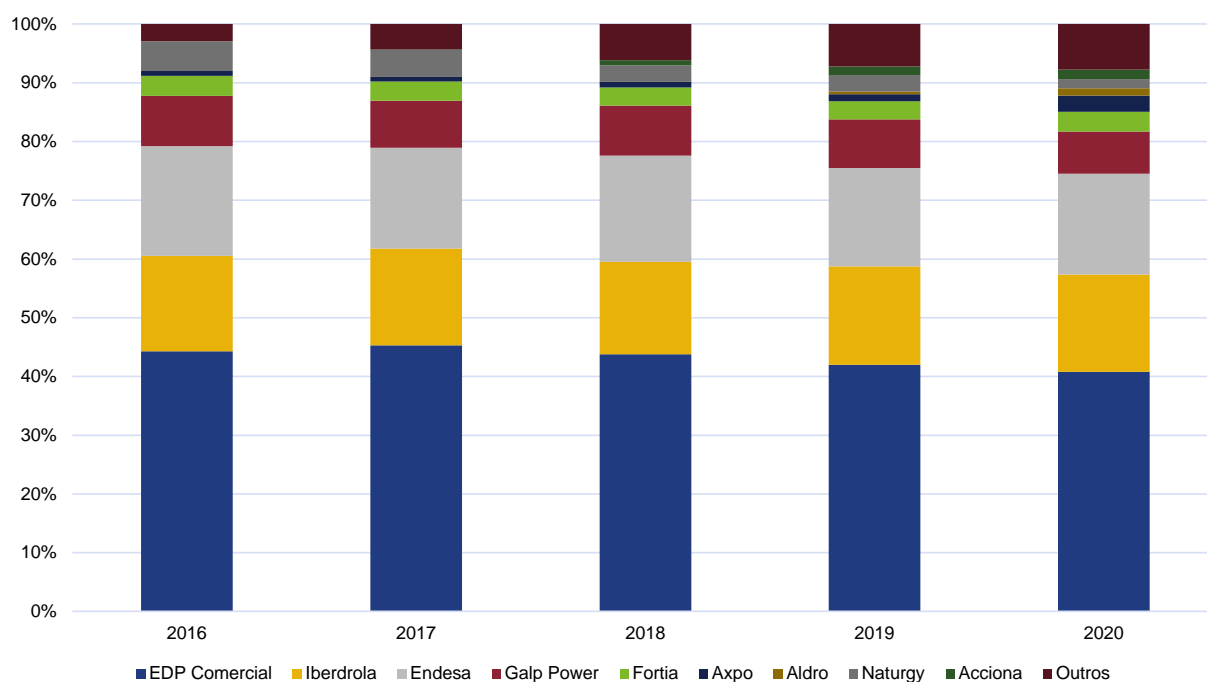


Fonte: dados EDP Distribuição

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

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

Figura 3-34 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2016 a 2020

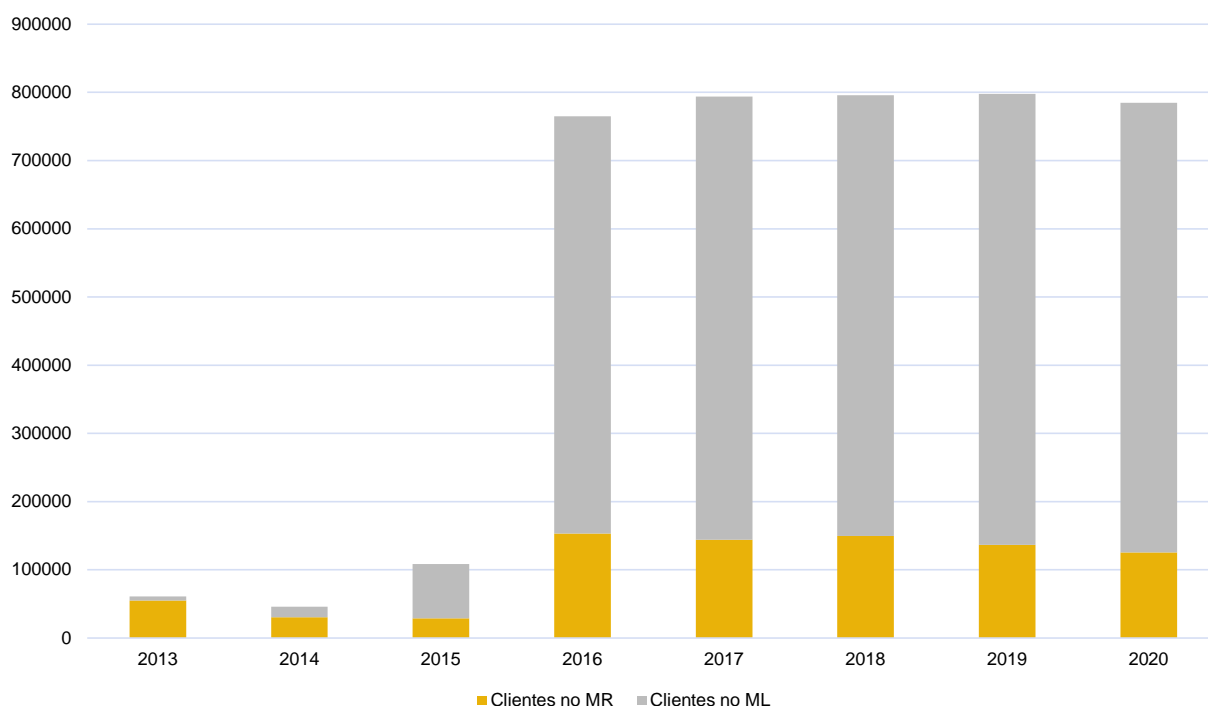


Fonte: dados EDP Distribuição

No fim de 2020, existiam 784.702 consumidores no setor elétrico abrangidos pela tarifa social, 125.560 no mercado regulado e 659.142 no mercado liberalizado, como se pode observar na Figura 3-35. No global, 12,5% dos consumidores de eletricidade em Portugal continental têm tarifa social, valor que cresceu cerca de 12 p.p. desde 2013.



Figura 3-35 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor elétrico, 2013 a 2020

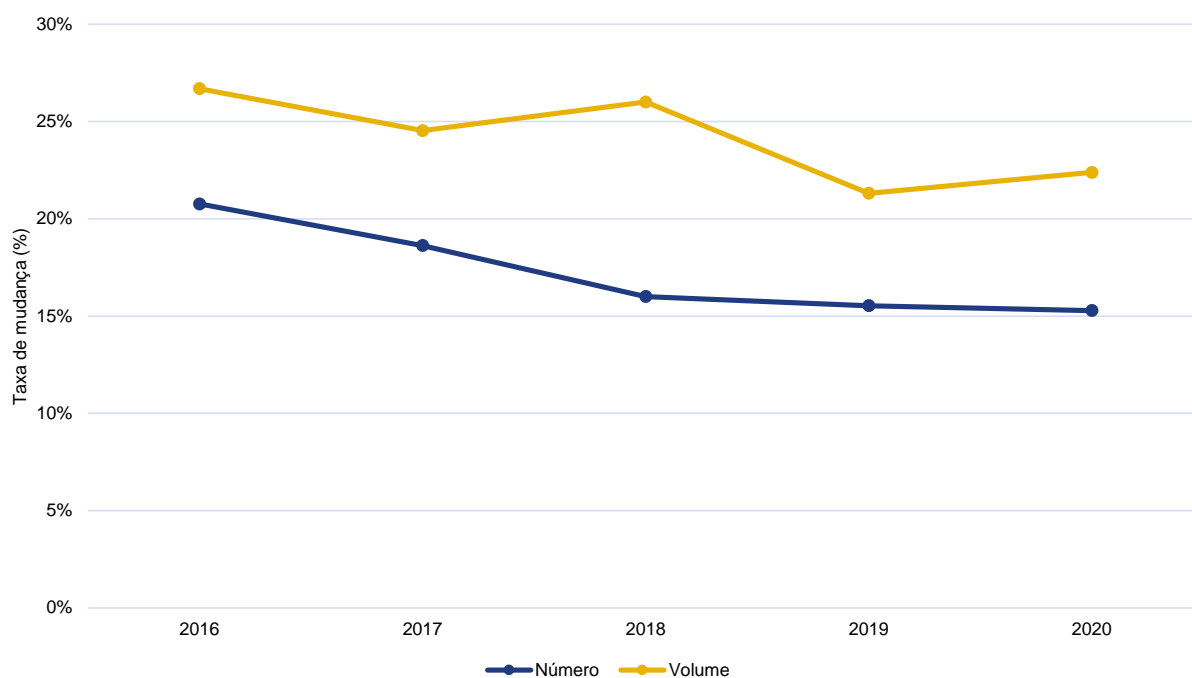


Fonte: dados dos comercializadores

Apesar da tendência decrescente, as taxas de mudança de comercializador <sup>99</sup> continuam relevantes: em 2020, cerca de 15% dos consumidores de eletricidade mudaram de fornecedor, *vide* Figura 3-36; as mudanças dentro do mercado liberalizado representaram cerca de 8,3% deste número. Em 2020, registaram-se 1375 regressos ao mercado regulado, representando 7,9 GWh.

<sup>99</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 2020 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 2020 a dividir pelo consumo anual médio em Portugal continental durante esse ano.

Figura 3-36 – Mudança de comercializador, 2016 a 2020



Fonte: dados EDP Distribuição

Quando se compara o consumo dos clientes que regressaram ao mercado regulado com o consumo total de clientes que mudaram de comercializador no mercado liberalizado, é possível verificar que este é praticamente insignificante, já que o regresso ao mercado regulado corresponde somente a 0,1% do consumo correspondente às mudanças no mercado liberalizado.

A ERSE disponibiliza na sua página na internet uma análise evolutiva do mercado retalhista <sup>100</sup>, em forma de relatório mensal, onde se evidenciam as questões de pressão competitiva no mercado em cada um dos segmentos que o compõem.

<sup>100</sup>Disponível em: <https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Mercado+Liberalizado+-+Eletricidade&setor=&ano=&descricao=>

### 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 2020, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de fornecimento nos termos previstos no artigo 3.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho <sup>101</sup>, no âmbito do mercado livre.

No que respeita ao mercado regulado, a ERSE procedeu à revisão extraordinária da tarifa de energia aplicável pelo CUR <sup>102</sup>, tendo aprovado uma redução de preço da tarifa energia no valor de 5€/MWh, com efeitos nas tarifas transitórias de venda a clientes finais e tarifa social. Estas tarifas vigoraram desde o dia 7 de abril a 31 de dezembro de 2020.

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

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

#### MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

Em 2020, um dos aspetos que sofreu alteração regulamentar, no sentido de promover um melhor funcionamento do mercado retalhista, contribuindo para a mitigação do risco sistémico referente ao incumprimento das obrigações dos comercializadores, no âmbito dos contratos de uso de redes e de gestão dos serviços de sistema celebrados entre agentes de mercado e operadores de rede, foi a estabilização do processo de gestão integrada de garantias através da aprovação de um modelo definitivo cuja descrição se

---

<sup>101</sup> Artigo 37.º, n.º 1, al. o) da Diretiva.

<sup>102</sup> Através da [Diretiva n.º 5-A/2020](#), de 2 de abril.

encontra caracterizada nos desenvolvimentos regulamentares sobre o regime da gestão de riscos e garantias.

Durante o ano de 2020, foi ainda publicada uma Instrução <sup>103</sup> que prevê a total separação da imagem do operador de rede de distribuição- EDP Distribuição- das restantes entidades integradas no universo do grupo EDP. Para garantir a total distinção, a nova imagem não contém, nem poderá conter, elementos gráficos, cromáticos, simbólicos ou comunicacionais comuns com nenhuma das empresas integradas no mesmo grupo empresarial, designadamente, com o comercializador em regime de mercado (EDP Comercial) ou com o comercializador de último recurso (renomeado SU Eletricidade em 2019, após instrução da ERSE emitida em moldes semelhantes à referida instrução).

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

Desde 1 de janeiro de 2013 <sup>104</sup> que as tarifas de venda a clientes finais em BTN publicadas pela ERSE para Portugal continental <sup>105</sup> passaram a ter um carácter transitório <sup>106</sup>. Em 2020, estas tarifas aplicaram-se aos fornecimentos do CUR em AT, MT, BTE e BTN <sup>107</sup>, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, dado já não existirem fornecimentos deste comercializador neste nível de tensão.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais que vigoraram a partir de 1 de janeiro de 2020 são determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes, da tarifa transitória de energia e da tarifa de comercialização regulada <sup>108</sup>, sendo as mesmas aprovadas pela ERSE. <sup>109</sup>

<sup>103</sup> [Instrução n.º 4/2020](#)

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

<sup>105</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 44.º da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

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

<sup>107</sup> O [Decreto-lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro](#), procedeu à alteração do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, tendo reformulado a forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade aos clientes finais em BTN. O período de aplicação das tarifas transitórias para clientes em BTN foi alterado para 31 de dezembro de 2025 pela [Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro](#), [Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro](#), [Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro](#) e [Portaria n.º 83/2020](#), de 1 de abril. O período de aplicação das tarifas transitórias para clientes em MT e BTE foi alterado para 31 de dezembro de 2021 e de 2022, respetivamente, pela [Portaria n.º 83/2020](#), de 1 de abril.

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

<sup>109</sup> [Diretiva n.º 3/2020](#), de 17 de fevereiro.

## **MEDIDAS EXTRAORDINÁRIAS NO SETOR ELÉTRICO POR EMERGÊNCIA EPIDEMIOLÓGICA COVID-19**

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

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

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

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

## **DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES**

### **DÉFICE TARIFÁRIO**

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

Em 2011, foi introduzida uma nova possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos de cinco anos seguintes, através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do artigo 73-A.º.

O Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, veio alterar o regime de transferência intertemporal estabelecido, prolongando até 31 de dezembro de 2020 a sua aplicação, de acordo com o n.º 8 do artigo 73-A.º. Em 2020 este mecanismo foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro, permitindo que a transferência intertemporal do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial possa ocorrer num período máximo de cinco anos até 31 de dezembro de 2025.

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

Os saldos finais em dívida em 2020 das principais rubricas do défice tarifário do setor elétrico foram os apresentados no Quadro 3-10.

Quadro 3-10– Déficit tarifário, 2020

	Unid: 10 <sup>3</sup> EUR
	<b>Saldo em dívida em 2020 (10<sup>3</sup> EUR)</b>
Déficit tarifário 2009	516 262
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	339 311
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	447 122
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	694 373
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	759 611
<b>Total</b>	<b>2 756 679</b>

### 3.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No quadro legal português, as competências relativas à segurança do abastecimento no setor elétrico são da responsabilidade do Governo, que delegou na DGEG a responsabilidade da sua monitorização <sup>110</sup>. Contudo, a ERSE acompanha a evolução da capacidade instalada e da procura, que de seguida se desenvolve.

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

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

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

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 ao ano de 2020 dos produtores hídricos com elegibilidade para receber incentivo ao investimento reconhecida até 2019, cuja repercussão tarifária ocorreria no ano de 2021, sem prejuízo das exceções abaixo referidas. Encontram-se nesta situação os aproveitamentos hidroelétricos de Alqueva II, Ribeiradio-Ermida, Baixo Sabor (montante e jusante), Salamonde II e Venda Nova III (Frades II).

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

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

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

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

### **RESERVA DE SEGURANÇA**

O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, prevê a criação de um mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros eletroprodutores ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), destinando-se a assegurar um adequado grau de cobertura da procura de eletricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros eletroprodutores, remetendo para portaria do membro do Governo responsável pela área da energia a definição dos respetivos termos.

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 2020, 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>111</sup>, estando o mecanismo suspenso.

Assim, para o ano de 2020, 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.

---

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



## INTERRUPTIBILIDADE

Nos termos da regulamentação vigente <sup>112</sup>, entende-se por serviço de interruptibilidade o serviço de sistema que consiste na redução voluntária pela instalação do seu consumo de energia elétrica para um valor até ao valor da potência residual, em resposta a uma ordem de redução de potência dada pelo operador da RNT. De acordo com a Portaria n.º 592/2010, na sua redação vigente, o serviço de interruptibilidade permite:

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

De acordo com a informação disponibilizada pelo operador da RNT, para o ano de serviços de interruptibilidade que decorreu entre 1 de novembro de 2019 e 31 de outubro de 2020, estiveram ativos 48 Contratos de Adesão ao Serviço de Interruptibilidade. A potência total interruptível ao abrigo deste serviço totalizou 690,5 MW. Refira-se que nunca foi emitida qualquer instrução de redução de potência no âmbito do serviço de interruptibilidade. A remuneração pela prestação do serviço de interruptibilidade, no período que decorreu entre 1 de novembro de 2019 e 31 de outubro de 2020, representou cerca de 105,9 milhões de euros.

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

### 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 ligeiramente em 2020 (para 56%), face ao valor verificado em 2019, resultado de um aumento superior da ponta de consumo em

---

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

comparação com o aumento da potência instalada. A evolução da potência instalada e da potência máxima anual é apresentada no Quadro 3-11.

Quadro 3-11 – Margem de capacidade do SEN

	2019 (MW)	2020 (MW)	Variação (%)
<b>Potência total instalada</b>	<b>20 208</b>	<b>20 412</b>	<b>1,01%</b>
Potência renovável	13 847	14 042	1,41%
Potência não renovável	6 361	6 370	0,14%
<b>Potência máxima anual</b>	<b>8 650</b>	<b>8 906</b>	<b>2,96%</b>
<b>Margem de capacidade</b>	<b>11 558</b>	<b>11 506</b>	<b>-0,45%</b>
<b>Margem de capacidade / Potência total instalada</b>	<b>57%</b>	<b>56%</b>	

Fonte: dados REN

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento é apresentada no Quadro 3-12.

Quadro 3-12 – Abastecimento do consumo

	2019 (GWh)	2020 (GWh)	Variação (%)
<b>Produção total</b>	<b>48 771</b>	<b>49 342</b>	<b>1%</b>
Produção renovável	27 328	30 434	11%
Produção não renovável	21 443	18 908	-12%
<b>Saldo importador</b>	<b>3 399</b>	<b>1 456</b>	<b>-57%</b>
<b>Bombagem hidroelétrica</b>	<b>-1 825</b>	<b>-1 986</b>	<b>9%</b>
<b>Consumo nacional</b>	<b>50 345</b>	<b>48 812</b>	<b>-3,0%</b>

Fonte: dados REN

Verifica-se que o consumo de energia elétrica referido à emissão em 2020 se situou em 48,81 TWh, registando-se uma redução de 3% face a 2019.

O Quadro 3-13 apresenta a evolução do consumo por nível de tensão, no referencial de saída (ou seja, não incluindo perdas).

**Quadro 3-13 - Evolução do consumo por nível de tensão**

(GWh)	2017	2018	2019	2020
Muito Alta Tensão (MAT)	2 158	2 366	2 344	2 461
Alta Tensão (AT)	6 885	7 036	7 072	6 792
Média Tensão (MT)	14 835	14 987	14 939	13 916
Baixa Tensão (BT)	20 875	21 729	21 334	20 984
<b>Total</b>	<b>44 753</b>	<b>46 118</b>	<b>45 688</b>	<b>44 153</b>

Fonte: EDP Distribuição

Em 2020 verificaram-se condições hidrológicas desfavoráveis, com um índice de produtividade hidroelétrica<sup>113</sup> de 0,94, embora se tenha verificado um aumento do índice em relação a 2019. As centrais hidroelétricas<sup>114</sup> contribuíram para o abastecimento de 28% do consumo, valor ainda assim superior aos 21% verificados no ano anterior. A produção eólica registou uma diminuição de 28% para 24%, tendo a restante produção renovável mantido uma quota equivalente à do ano anterior.

As centrais térmicas não renováveis asseguraram em 2020 uma quota de 38%, inferior aos 44% verificados em 2019, com 4% da produção a partir de centrais a carvão e 34% a partir de centrais a gás natural.

Nas trocas internacionais registou-se um saldo importador de 1 456 GWh, equivalente a 2,95% do consumo, mantendo-se a tendência importadora do ano anterior.

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

<sup>113</sup> Indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período, em relação à que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio.

<sup>114</sup> Incluindo bombagem.

Quadro 3-14 – Repartição da produção por fonte de energia

	2019	2020
<b>Produção renovável</b>	<b>56%</b>	<b>62%</b>
Hídrica	21%	28%
Eólica	28%	24%
Biomassa	6%	7%
Solar	2%	3%
<b>Produção não renovável</b>	<b>44%</b>	<b>38%</b>
Carvão	10%	4%
Gás natural	33%	34%
Outros	1%	0%

Fonte: dados REN

A evolução da potência máxima anual é apresentada no Quadro 3-15. No tocante à potência máxima solicitada à rede pública, esta ocorreu no dia 13 de janeiro de 2020, atingindo o valor de 8 906 MW que, face à ponta de 2019, registou um aumento de 256 MW (2,96%), facto este que contrasta com o decréscimo verificado no ano anterior.

Quadro 3-15 – Potência máxima anual

Ano	Dia	Potência (MW)	Varição (%)
2016	17/fev	8 141	-5,53
2017	19/jan	8 771	7,74
2018	07/fev	8 794	0,26
2019	15/jan	8 650	-1,64
2020	13/jan	8 906	2,96

Fonte: dados REN

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

Quadro 3-16 – Parque eletroprodutor

	2019	2020	Variação
	(MW)	(MW)	(MW)
<b>PARQUE RENOVÁVEL</b>	<b>13 847</b>	<b>14 043</b>	<b>196</b>
Hídrico	7 216	7 215	-1
Eólico	5 208	5 246	38
Biomassa	693	703	10
Cogeração	341	348	7
Solar	730	879	149
<b>PARQUE NÃO RENOVÁVEL</b>	<b>6 361</b>	<b>6 370</b>	<b>9</b>
Carvão	1 756	1 756	0
Gás natural	4 597	4 586	-11
Cogeração	768	757	-11
Outros	8	28	20
Cogeração	8	28	20
<b>TOTAL</b>	<b>20 208</b>	<b>20 413</b>	<b>205</b>

Fonte: dados REN

Em 2020, os principais desenvolvimentos da RNT com vista a assegurar a segurança do abastecimento, foram os seguintes:

- Reforço da alimentação às redes de distribuição com a conclusão de um painel de 60 kV na subestação do Pocinho;
- Modernização de ativos em fim de vida útil, destacando-se as remodelações das linhas Riba d’Ave – Recarei 2, a 400 kV, e Agueira - Pereiros 2, a 220 kV;
- Conclusão da remodelação de equipamentos e sistemas de proteção, automação e controlo nas subestações de Estarreja, Falagueira, Sacavém e Vila Chã;
- Conclusão de dois painéis de 220 kV, um na subestação de Valpaços e outro na subestação de Vila Pouca de Aguiar, e montagem do 2º terço da linha Valpaços – Vila Pouca de Aguiar.

Em termos de continuidade de serviço, a rede de transporte registou um Tempo de Interrupção Equivalente de 0,03 minutos (ver ponto 3.1.1.2 neste documento).

O Quadro 3-1 apresenta a evolução da extensão das redes de transporte e de distribuição (em Portugal continental e excluindo ORD BT) por nível de tensão.

**Quadro 3-17 - Extensão das redes de transporte e de distribuição**

<b>(km)</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<b>Rede de transporte</b>				
Muito Alta Tensão (MAT)	<b>8 907</b>	<b>8 907</b>	<b>9 002</b>	<b>9 036</b>
<b>Rede de distribuição</b>	<b>226 065</b>	<b>226 531</b>	<b>228 046</b>	<b>229 167</b>
Alta Tensão (AT)	9 529	9 543	9 568	9 574
Média Tensão (MT)	73 317	73 547	73 814	74 110
Baixa Tensão (BT)	143 219	143 441	144 664	145 483

Fonte: REN, EDP Distribuição

### 3.3.2 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

Relativamente a novos investimentos em produção no parque térmico, durante 2020 não houve desenvolvimentos significativos, tendo-se verificado já no início de 2021 o descomissionamento da central de Sines e prevendo-se o descomissionamento da central do Pego até ao final do presente ano. Quanto à central da Tapada do Outeiro, prevê-se a manutenção em serviço da mesma até ao seu descomissionamento que pode ocorrer até 31 de dezembro de 2029 de acordo com os cenários previstos no Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2021 a 2040 (RMSA-E 2020), recentemente aprovado pelo Governo.

No caso da evolução do parque hidroelétrico, também não houve desenvolvimentos significativos. No âmbito da concretização do PNBEPH até 2030, o RMSA-E 2020 prevê a entrada em serviço das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega em 2023, num total de 1200 MW, dos quais 880 MW reversíveis.

Relativamente às restantes tecnologias, na eólica registou-se um aumento de 38 MW, enquanto na fotovoltaica o crescimento foi de 149 MW, destacando-se as centrais de Herdade da Serra e Glória, com 36 MW e 20 MW, respetivamente.

Relativamente a previsões da potência instalada em fontes de energia renováveis, o RMSA-E 2020 refere que continuam a adotar-se as do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), com as

devidas atualizações, em função da última informação disponível relativa aos licenciamentos cruzada com a informação dos promotores, bem como nos cenários em estudo no âmbito do Plano Nacional de Energia e Clima até 2030 (PNEC), como indicado no Quadro 3-18 para o cenário “Continuidade”.

**Quadro 3-18 – Evolução prevista para as energias renováveis em 2022, 2025 e 2030**

	<b>2022</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
	<b>(MW)</b>	<b>(MW)</b>	<b>(MW)</b>
Hídrica (> 30 MW)	6 394	7 548	7 548
Hídrica (< 30 MW)	622	625	631
Eólica	5 445	5 694	5 884
Solar	2534	5566	6200
Biomassa / Biogás	331	343	369
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77

Fonte: RMSA-E 2020

## 4 MERCADO DO GÁS NATURAL

### 4.1 REGULAÇÃO DAS REDES

#### 4.1.1 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

##### 4.1.1.1 BALANÇO

Os princípios gerais aplicáveis ao balanço na rede de transporte e nas infraestruturas do Sistema Nacional de Gás (SNG) integram o Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI), aprovado pela ERSE. As regras e procedimentos de detalhe integram o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG (MPGTG), que é aprovado pela ERSE. O MPGTG em vigor em 2020 foi aprovado pela ERSE em 2016, adotando o modelo de compensação da rede de transporte previsto pelo Código de rede europeu para a compensação das redes de transporte de gás <sup>115</sup>, e pelo Código de rede europeu para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados <sup>116</sup>.

Apesar da implementação dos procedimentos de compensação de natureza funcional ter sido bem-sucedida, a implementação integral do modelo de compensação previsto no Código de rede europeu depende da entrada em funcionamento da plataforma de negociação de gás natural com entrega em Portugal, atribuída à entidade MIBGAS, S.A. O atraso na implementação do MIBGAS impediu, em 2020, que o modelo de compensação através de ações de compra e venda em mercado fosse concretizado. Não obstante, o gestor técnico global do sistema e o operador de mercado continuaram o desenvolvimento de protocolos de comunicação e preparação da plataforma de mercado, que veio a entrar em funcionamento em 16 de março de 2021.

Durante 2020, os encargos de compensação diária dos desequilíbrios dos agentes de mercado continuaram a ser determinados com base nos preços dos produtos de curto prazo com entrega em Espanha (determinados na plataforma MIBGAS), afetados pelas tarifas de uso das interligações Portugal-

---

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

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



Espanha <sup>117</sup>. Por sua vez, para as ações de compensação a cargo do Gestor Técnico Global do SNG esteve disponível um serviço de compensação, estabelecido em regulamentação própria, publicada em simultâneo com o MPGTG em outubro de 2016. Este serviço de compensação não foi utilizado em 2020 <sup>118</sup>.

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

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

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

Os utilizadores da rede de transporte de gás natural têm instrumentos de flexibilidade para garantir a sua posição de equilíbrio (compensação). Além das infraestruturas de armazenamento subterrâneo e de receção de GNL (cujo armazenamento em tanques tem também uma utilização de armazenamento comercial), existe ainda um serviço de flexibilidade oferecido pelo GTG, recorrendo ao *linepack* da rede de transporte. A atribuição do serviço de flexibilidade de *linepack* aos agentes de mercado em 2020 foi feita sem custos adicionais, tendo presente que, transitoriamente, o GTG recorre a gás dos agentes de mercado para reserva operacional e gás de enchimento <sup>119</sup>.

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

---

<sup>117</sup> Devido à situação da COVID-19, os preços de desequilíbrio diários foram modificados pela ERSE, conforme estabelecido no Regulamento n.º 356-A/2020, de 8 de abril, alterando os preços aplicáveis aos desequilíbrios, suspendendo transitoriamente a aplicação do pequeno ajuste.

<sup>118</sup> Informação disponível no site da REN em:

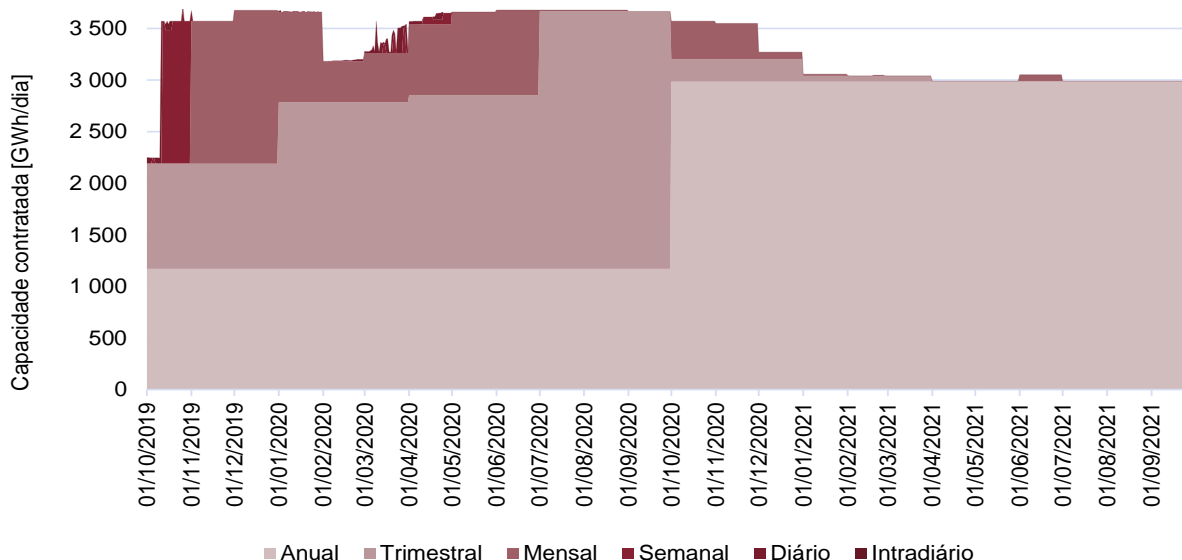
<https://www.mercado.ren.pt/PT/Gas/InfoMercado/GestaoTecnica/Balaceamento/Paginas/Compensacao.aspx>

<sup>119</sup> Esta situação será eliminada até setembro de 2021, fruto do início da operação da plataforma de negociação, em março de 2021, passando as ações de balanço do GTG a concretizar-se na plataforma (em conformidade com o Código de rede de compensação da rede de transporte).

A ERSE monitoriza as condições de acesso às infraestruturas que disponibilizam produtos de armazenamento, além da rede de transporte. Em 2020, manteve-se uma elevada utilização destas infraestruturas e da respetiva contratação de capacidade. Em consequência, 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 2020-2021. Além disto, a capacidade de armazenamento subterrâneo também foi totalmente atribuída em 52% dos dias de 2020, com prémios de congestionamento. A capacidade de entrada na rede de transporte a partir da interligação internacional (VIP Ibérico) viu um pequeno acréscimo de contratação da capacidade e um grande incremento de utilização face a 2019. No final de 2020 terminou o principal contrato histórico de capacidade *unbundled* de entrada na interligação no sentido Espanha-Portugal, pelo que a partir de 2021 essa capacidade será oferecida em forma de produtos agregados (*bundled*). Os mecanismos de contratação de capacidade e de resolução de congestionamentos atuaram devidamente e a ERSE monitorizou a sua aplicação.

A figura seguinte apresenta a evolução da utilização do armazenamento subterrâneo pelos agentes de mercado, com predominância dos produtos anual e trimestral de capacidade. Registe-se que a partir do ano gás 2020-2021, o produto anual de armazenamento subterrâneo passou a ser dominante nas estratégias de contratação. Durante o ano de 2020 (entre maio e outubro) foi atingido o máximo da capacidade técnica da infraestrutura.

Figura 4-1 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto

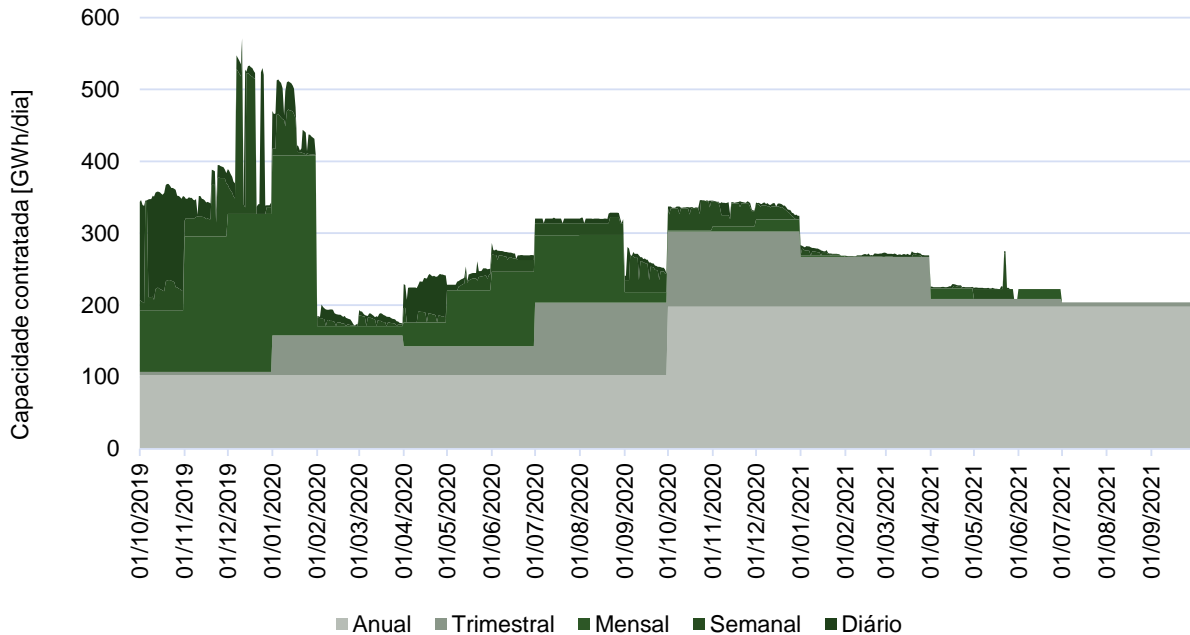


Fonte: Dados REN Gasodutos.

As duas figuras seguintes mostram a atribuição de capacidade no terminal de GNL, durante o ano gás 2019-2020 e parte do ano gás 2020-2021. 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 2020, o terminal registou a receção de 62 navios metaneiros), a capacidade de armazenamento de GNL fique 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 2020-2021, tendo sido contratada na totalidade através do produto anual de capacidade.

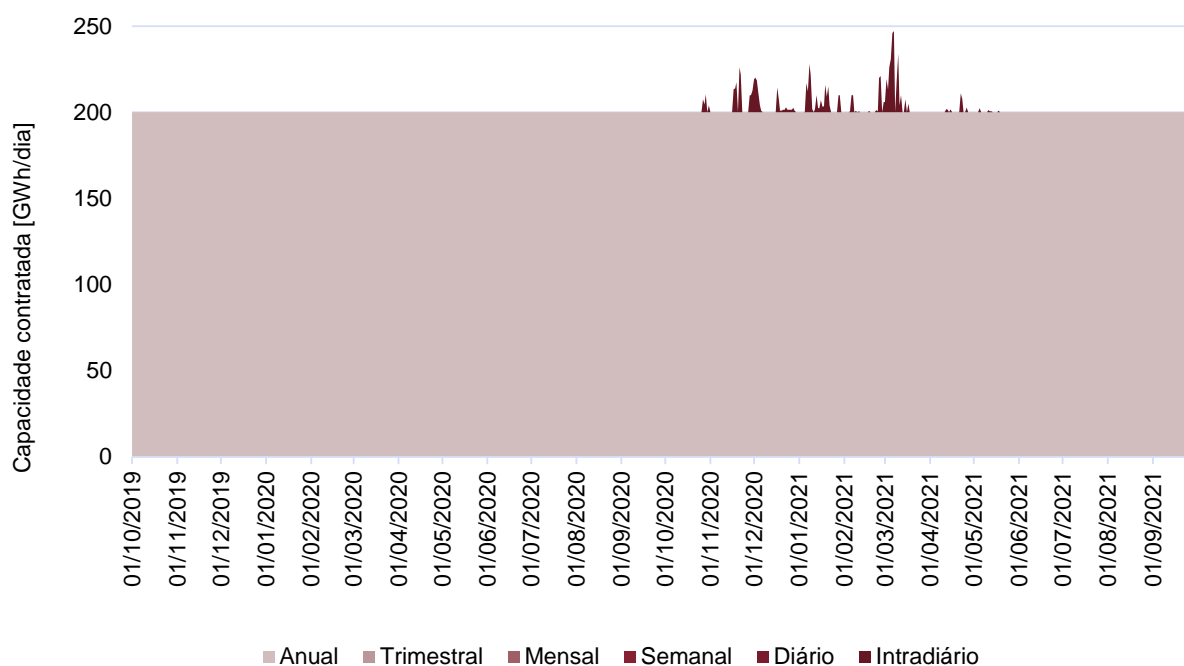
Na Figura 4-3 verifica-se a contratação pontual acima do valor da capacidade comercial disponível no terminal de GNL. Esta realidade decorre da aprovação em 2020 de uma alteração às regras de atribuição de capacidade que permite a oferta de capacidade firme suplementar em função das condições de operação do terminal de GNL em cada momento. Esta otimização da capacidade oferecida ao mercado é especialmente importante nas atuais circunstâncias de plena contratação anual no terminal de GNL.

Figura 4-2 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, por produto



Fonte: Dados REN Gasodutos.

Figura 4-3 – Atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, por produto



Fonte: Dados REN Gasodutos.

#### 4.1.1.3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural (RQS) estabelece disposições de qualidade de serviço de natureza técnica. A vertente técnica abrange a continuidade de serviço e as características do fornecimento do gás natural (i.e., características do gás natural e pressão de fornecimento). O âmbito de aplicação do RQS abrange, entre outros, clientes, comercializadores e operadores das infraestruturas do setor <sup>120</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 camiões cisterna com GNL (para fornecimento das unidades autónomas de GNL) e injeção de gás natural na rede de transporte.

Em 2020, os aspetos mais significativos em termos de desempenho do terminal de GNL foram os seguintes:

<sup>120</sup> Designadamente os operadores das redes de distribuição, operador da rede de transporte, operador de armazenamento subterrâneo e operador de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL.

- O terminal abasteceu 6668 camiões cisterna de GNL (tendo aumentado face ao valor registado no ano de 2019, que correspondeu a 6662 camiões cisterna);
- Os enchementos de camiões cisterna com atraso corresponderam a cerca de 12% do número total de enchementos. As principais causas de atraso foram a indisponibilidade das baías de enchemento, as indisponibilidades de operação no terminal de GNL, o arrefecimento de camiões cisterna e problemas técnicos no terminal de GNL;
- O número de descargas de navios metaneiros foi de 62 (face a 65 operações de descarga realizadas em 2019);
- Registaram-se situações de atraso na descarga de dois navios metaneiros;
- As nomeações de injeção de gás natural 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). No ano de 2020 não se registaram interrupções de fornecimento em pontos de saída na rede de transporte, tal como verificado no ano anterior.

Nas redes de distribuição, tal como na rede de transporte, o desempenho é avaliado através de indicadores que consideram o número e a duração das interrupções. Em 2020, das 11 redes de distribuição existentes, duas não registaram interrupções (Paxgás e Sonorgás) e apenas 0,9% dos cerca de 1,50 milhões de instalações de clientes registaram interrupções. Cerca de 82% das interrupções ocorridas nas redes de distribuição foram devidas a casos fortuitos ou de força maior, motivadas por intervenção de terceiros nas redes.

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

Em 2020 verificou-se o cumprimento integral dos limites regulamentares das características do gás natural, por ponto de monitorização da rede de transporte.

Todos os operadores das redes de distribuição apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes. Em 2020, a pressão de fornecimento foi monitorizada em 389 pontos das redes de distribuição, tendo sido verificadas situações pontuais de não cumprimento dos limites da pressão estabelecidos na legislação aplicável e nas metodologias de monitorização que, de acordo com os operadores das redes de distribuição, não tiveram impacto no fornecimento de gás natural aos clientes.

É de referir que, de acordo com o estabelecido no RQS, a ERSE publica anualmente um relatório da qualidade de serviço <sup>121</sup>, o qual caracteriza e avalia a qualidade de serviço das atividades do setor do gás natural.

#### 4.1.1.4 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

##### **PLANO NACIONAL DO HIDROGÉNIO E ALTERAÇÃO DAS BASES DO SETOR DO GÁS**

A legislação das bases de organização do setor do gás natural foi revista em 2020, pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto. Esta alteração legal visou essencialmente preparar as redes de gás natural para receber gases de origem renovável ou com baixo teor de carbono, renomeando o sistema como Sistema Nacional de Gás (SNG).

A nova legislação criou um quadro específico para o licenciamento de instalações produtoras de gases renováveis e um modelo de aquisição centralizada desses gases que permita aos comercializadores de gás natural cumprir as metas de incorporação de gases renováveis que vierem a ser definidas.

O mesmo diploma alterou outras questões da organização do setor, de que são exemplo a harmonização com o setor elétrico do procedimento de aprovação dos planos de investimento nas infraestruturas ou a criação da figura da gestão centralizada de garantias, comum ao setor elétrico.

O referido decreto-lei surge na sequência da aprovação do Plano Nacional do Hidrogénio <sup>122</sup>. Este plano prevê orientações estratégicas para a criação de uma fileira industrial do hidrogénio, incluindo a sua utilização de diferentes formas (nos processos industriais, nos transportes, na injeção nas redes de gás natural ou até para exportação). No caso específico da injeção nas redes de gás natural, o Plano prevê uma meta de incorporação entre 10 e 15% até 2030.

---

<sup>121</sup> Disponível no site da [ERSE](#).

<sup>122</sup> Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto

Estas alterações legislativas deram origem a uma revisão dos regulamentos do gás, iniciada já em 2021.

#### **PROJETO-PILOTO DE INJEÇÃO DE HIDROGÉNIO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

A ERSE aprovou o lançamento de um projeto-piloto de injeção de hidrogénio nas redes de distribuição, proposto por um operador de rede de distribuição de gás, com o objetivo de testar os requisitos e as soluções da injeção de hidrogénio nas redes de gás com diferentes percentagens de mistura. Prevê-se o início da concretização do referido projeto durante 2021.

#### **ALTERAÇÃO DAS REGRAS DE ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE (MPAI)**

Em 2020, ocorreu uma alteração ao MPAI<sup>123</sup> em que se destaca o aprofundamento de um mecanismo previsto no Regulamento UE n.º 715/2009: mecanismo coordenado de gestão de congestionamentos nas interligações de gás natural – *Long Term Use-It-Or-Lose-It* (LT UIOLI). O mecanismo já se encontrava previsto no MPAI mas foi detalhado em coordenação com o operador da rede de transporte em Espanha, resultando num mecanismo compatível e coordenado para os dois lados da interligação.

O mecanismo LT UIOLI na interligação Portugal-Espanha foi sujeito a consulta pelos reguladores portugueses (ERSE) e espanhol (CNMC) junto dos interessados da Iniciativa Regional de Gás do Sul, publicada no site da Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER).

A alteração do MPAI incluiu também medidas pontuais de otimização da atribuição da capacidade nas infraestruturas congestionadas. Esta otimização passa pela oferta de capacidade comercial adicional aos valores definidos anualmente, fruto das condições específicas de operação do SNG em cada momento e da utilização das capacidades contratadas pelos agentes.

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

##### **ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR**

À ERSE compete a aprovação da metodologia de cálculo das tarifas e preços para o setor do gás natural, as metodologias de regulação dos proveitos permitidos, bem como a aprovação das tarifas transitórias de

---

<sup>123</sup> Diretiva n.º 7/2020, de 21 de abril.

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

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

O RT do setor do gás natural aplicável em 2020 foi aprovado pelo [Regulamento n.º 361/2019](#), de 23 de abril, alterado pelo [Regulamento n.º 455/2020](#), de 8 de maio <sup>124</sup>.

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

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

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

Os preços destas variáveis de faturação são determinados por forma a apresentarem uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais, sendo previstos escalamentos que permitam

---

<sup>124</sup> O referido regulamento foi revogado pelo [Regulamento n.º 368/2021](#), de 28 de abril.



assegurar os proveitos permitidos em cada atividade regulada e que garantam o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

Os preços das tarifas de acesso por cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade. Na medida em que as tarifas que compõem essa soma são baseadas nos custos marginais, são evitadas 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 e das infraestruturas de gás natural são devidas pelo acesso às respetivas infraestruturas do SNGN e abarcam as tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição, Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Uso do Armazenamento Subterrâneo. As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas são aprovadas pela ERSE.

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>125</sup>. Quanto à tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e à tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, estas são pagas pelos utilizadores destas infraestruturas.

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

---

<sup>125</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		●	●	●
<b>Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador</b>	Termo fixo		●	●	●
	Capacidade	●			

⊙ - Dependente da opção tarifária

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

Tarifas de acesso às infraestruturas	Variáveis de faturação
<b>Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, 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 em vigor de janeiro a setembro de 2020 correspondem às tarifas aprovadas para o ano gás 2019-2020 e de outubro a dezembro 2020, às aprovadas para o ano gás 2020-2021 <sup>126</sup>.

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

Para o ano gás 2020-2021 as tarifas de acesso às redes e das infraestruturas em alta pressão, 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 e do uso global do sistema para o ano gás 2020-2021, por atividade**

<b>Tarifas por atividade</b>	<b>Preço médio 2019-2020 (EUR/MWh)*</b>	<b>Preço médio 2020-2021 (EUR/MWh)</b>	<b>Variação</b>
Uso do Terminal de GNL (Sines)	0,54	0,56	4,2%
Uso do Armazenamento Subterrâneo	6,55	6,48	-1,1%
Uso da Rede de Transporte	1,11	0,49	-55,6%
Uso da Rede de Distribuição	7,65	8,09	5,6%
Uso Global do Sistema	0,04	0,42	835,5%
OLMC	0,01	0,01	-24,0%

\* Aplicação das tarifas de 2019-2020 à procura prevista para 2020-2021.

Fonte: dados ERSE

<sup>126</sup> As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas de gás natural em vigor a partir de outubro de 2019 estão disponíveis em <https://dre.pt/application/conteudo/122806181> e as vigentes após outubro de 2020 estão disponíveis em [https://www.erse.pt/media/uxlp3hti/diretiva-11-2020\\_aprova-tarifas-gn-2020-2021.pdf](https://www.erse.pt/media/uxlp3hti/diretiva-11-2020_aprova-tarifas-gn-2020-2021.pdf).

Quadro 4-4 – Evolução tarifária do acesso às redes para o ano gás 2020-2021, por tipologia de clientes em cada nível de pressão

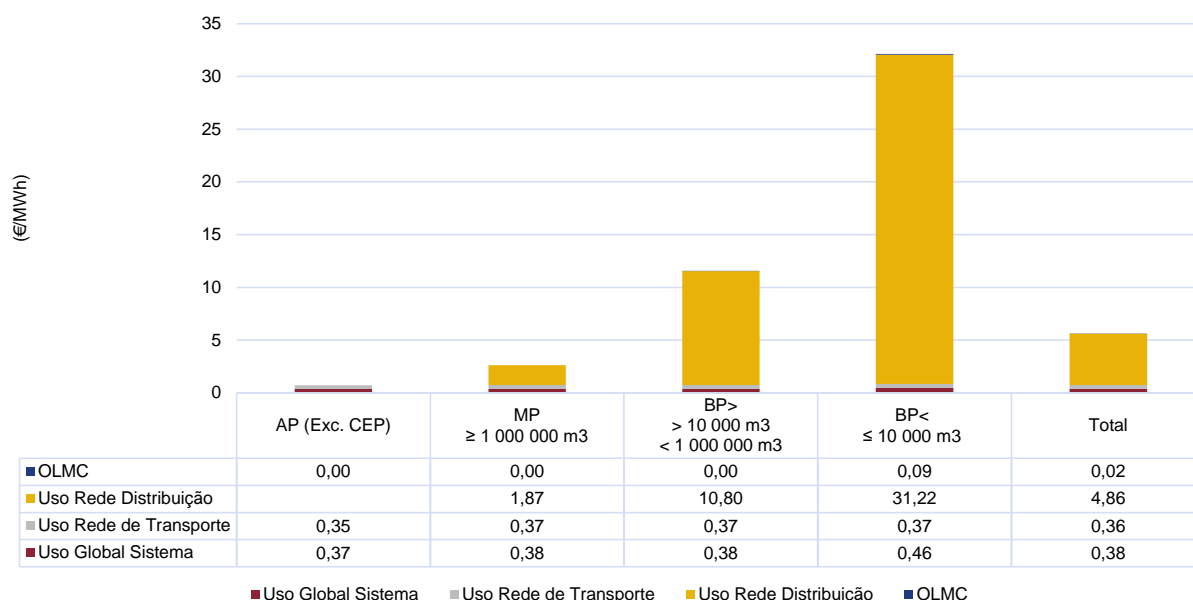
Tarifas de acesso às redes por nível de pressão	Preço médio 2019-2020 (EUR/MWh)*	Preço médio 2020-2021 (EUR/MWh)	Varição
Centros eletroprodutores	0,85	0,87	3,0%
Clientes em Alta Pressão	0,72	0,72	0,9%
Clientes em Média Pressão	2,39	2,62	9,5%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup>	10,78	11,54	7,1%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup>	30,15	32,14	6,6%

\* Aplicação das tarifas de 2019-2020 à procura prevista para 2020-2021.

Fonte: dados ERSE

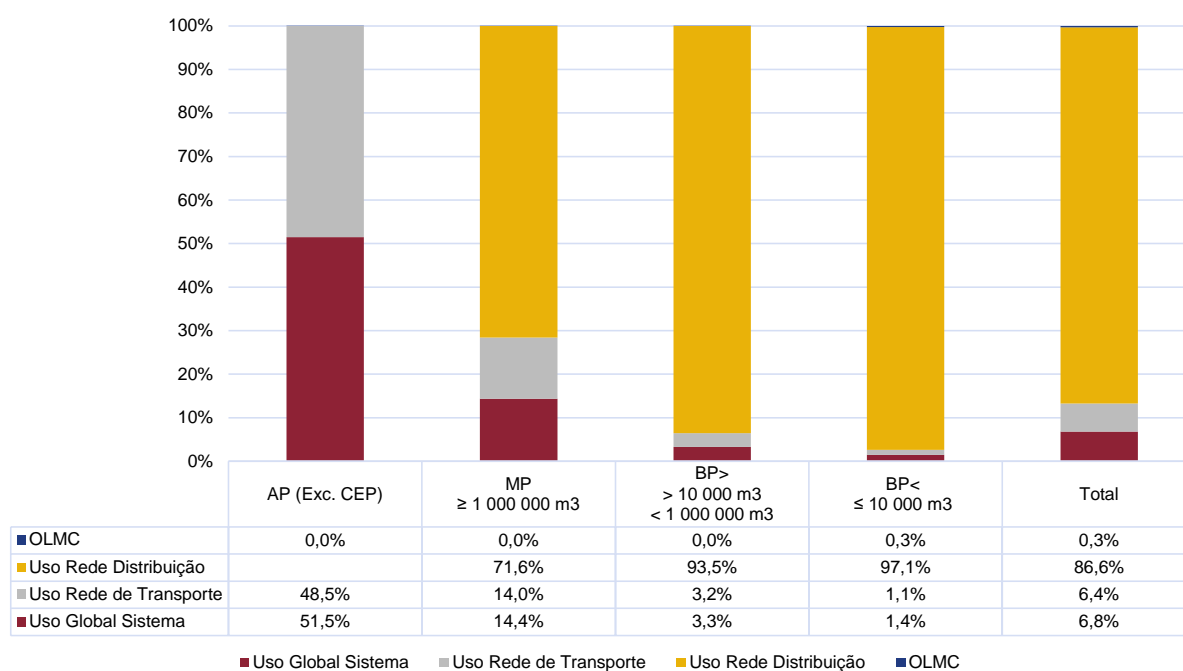
Nas figuras seguintes apresenta-se a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes, pelas várias tarifas que as compõem, para cada nível de pressão. O preço médio da tarifa de acesso em alta pressão não inclui os centros eletroprodutores (CEP).

Figura 4-4 – Decomposição do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2020-2021



Fonte: dados ERSE

Figura 4-5 – Estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2020-2021



Fonte: dados ERSE

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

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

- Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL – aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*<sup>127</sup> nos custos de exploração (OPEX<sup>128</sup>) e de uma metodologia de custos aceites em base anual no caso dos custos com capital (CAPEX)<sup>129</sup>; aplicação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários que reconhece as externalidades positivas para todo o sistema nacional de gás associadas a esta atividade;

<sup>127</sup> O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia regaseificada.

<sup>128</sup> *Operational expenditure*.

<sup>129</sup> *Capital expenditure*.

- Atividade de Armazenamento Subterrâneo – metodologia de regulação do tipo *price cap*<sup>130</sup> no OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX; aplicação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos dos proveitos permitidos, à semelhança da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL;
- Atividade de Transporte de gás natural – esta atividade segue uma regulação do tipo *price cap*<sup>131</sup> no OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX. Aplicação de um mecanismo que procura mitigar os efeitos associados à volatilidade da procura no nível de proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas;
- Atividade de Gestão Técnica Global do Sistema – aplicação de uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* ao nível da parcela do OPEX e de uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX;
- Atividade de operação logística de mudança de comercializador – aplicação de uma metodologia de regulação do tipo *revenue cap* ao nível do OPEX e de custos aceites ao nível do CAPEX;
- Atividade de Distribuição de gás natural – no OPEX aplica-se uma metodologia do tipo *price cap*<sup>132</sup> e no CAPEX uma metodologia de custos aceites;
- Atividade de Comercialização de último recurso retalhista – aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*<sup>133</sup>, acrescida da remuneração do fundo de maneiio. Acrescente-se que as empresas concessionárias têm direito a um proveito adicional equivalente a 4 € por cliente (número de 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 (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

---

<sup>130</sup> O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia extraída/injetada.

<sup>131</sup> O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a capacidade utilizada na ótica comercial.

<sup>132</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>133</sup> O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.

Sistema, (iv) 3% na atividade de armazenamento subterrâneo, (v) entre 2% e 5% por empresa, no caso da distribuição e (vi) 2% para todos os comercializadores de último recurso.

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

Destaca-se ainda a manutenção da metodologia de indexação do custo de capital, a qual permite refletir a evolução da conjuntura económico-financeira e, assim, compensar os riscos dos capitais próprios e alheio <sup>134</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 Entidade Reguladora, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 41.º da Diretiva 2009/73/CE, há a referir as ações judiciais que as concessionárias das redes de distribuição de gás natural intentaram contra a ERSE, impugnando anualmente as tarifas e preços referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão desde 1 de julho de 2010. Estas ações foram contestadas e, atualmente, encontram-se no tribunal administrativo competente, não havendo até ao momento qualquer decisão.

#### **ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES**

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

As condições comerciais de ligação às redes de gás natural – que incluem as regras aplicáveis e os respetivos encargos –, encontram-se estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural (RRC GN), da responsabilidade da ERSE, não tendo sido objeto de alteração durante o ano de 2020.

---

<sup>134</sup> Para o ano de 2020 as taxas de remuneração do ativo foram: atividades de alta pressão – 4,53%; atividade de distribuição – 4,73%.

As condições comerciais estabelecidas incluem incentivos a uma adequada sinalização económica dos custos da instalação a ligar à rede, promovem uma afetação eficiente dos recursos e assentam em regras simples e fáceis de aplicar, de modo a assegurar a sua compreensão e aplicabilidade no caso concreto.

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

Assim, em relação à obrigação de ligação à rede, o operador da rede de transporte é obrigado a proporcionar ligação aos clientes que a requisitem, enquanto os operadores das redes de distribuição têm obrigação de ligação apenas das instalações de clientes com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> (n), bem como das instalações que se situem dentro da área de influência das redes, definida como o espaço geográfico na proximidade da rede existente (atualmente 100 m). As instalações de gás natural não podem ser ligadas às redes sem a prévia emissão de licença ou autorização por parte das entidades administrativas competentes.

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

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

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



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

Os mecanismos de atribuição de capacidade e resolução de congestionamentos nas infraestruturas do SNG são estabelecidos de acordo com os princípios instituídos no RARII e no MPAI, 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 em horizontes superiores ao designado “ano de atribuição de capacidade”, cuja vigência decorre entre os dias 1 de outubro e 30 de setembro do ano seguinte. No caso da interligação, a capacidade é atribuída para os 5 anos seguintes, no ponto virtual que agrega as duas interligações físicas (“VIP Ibérico”). A capacidade agrupada (*bundled*) na interligação é atribuída através da plataforma PRISMA <sup>135</sup>.

No que respeita à atribuição de capacidade e mecanismos de gestão de congestionamentos no *Virtual Interconnection Point* (VIP) <sup>136</sup>, o MPAI prevê: (i) a oferta de produtos intradiários de capacidade nas interligações; (ii) a implementação do mecanismo de cedência voluntária de capacidade por parte dos agentes de mercado (*capacity surrender*) a produtos de maturidade mensal; (iii) a implementação do mecanismo de perda da reserva de capacidade não utilizada; e (iv) a implementação do mecanismo de aumento de capacidade através do regime de sobrerreserva e resgate (*Oversubscription and Buy-back*) a produtos de capacidade harmonizados (*bundled*), ficando salvaguardado o cumprimento da Decisão 2012/490/UE da Comissão, de 24 de agosto de 2012, relativa à alteração do Anexo I do Regulamento (CE) n.º 715/2009, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

O GTG, em coordenação com o operador da rede interligada (Enagás), oferece diariamente capacidade firme no VIP Ibérico, por aplicação do mecanismo de sobrerreserva e resgate (*oversubscription and buy-back*). Este mecanismo conjunto foi aprovado em 2018. Durante 2020, a implementação da metodologia

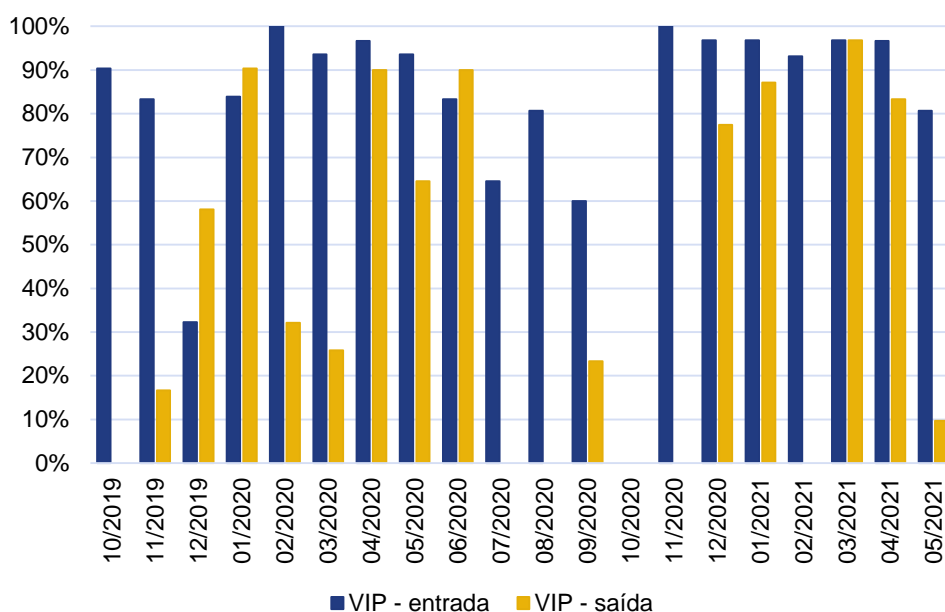
---

<sup>135</sup> [www.prisma-capacity.eu](http://www.prisma-capacity.eu)

<sup>136</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.

harmonizada de sobrerreserva e resgate no VIP Ibérico resultou na disponibilização de sobrecapacidade em 290 dias, no sentido de Espanha para Portugal, e 150 dias, no sentido de Portugal para Espanha. O valor médio diário da capacidade firme oferecida no VIP pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate foi de 12,1 GWh/dia e 8,1 GWh/dia, nos sentidos mencionados. A figura seguinte ilustra a oferta de capacidade por esta via.

**Figura 4-6 – Percentagem mensal de dias com oferta de capacidade firme no VIP Ibérico pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate, desde outubro de 2019**



Fonte: ENTSOG

Face a uma alteração aprovada em 2020, com efeitos a partir do ano gás 2020-2021 a REN e a Enagás realizaram a aplicação conjunta do mecanismo Perda da reserva de capacidade não utilizada de longo prazo (*Use-It-Or-Lose-It*) na interligação. Do exercício decorrente da 1.ª aplicação deste mecanismo não resultou qualquer resgate de capacidade.

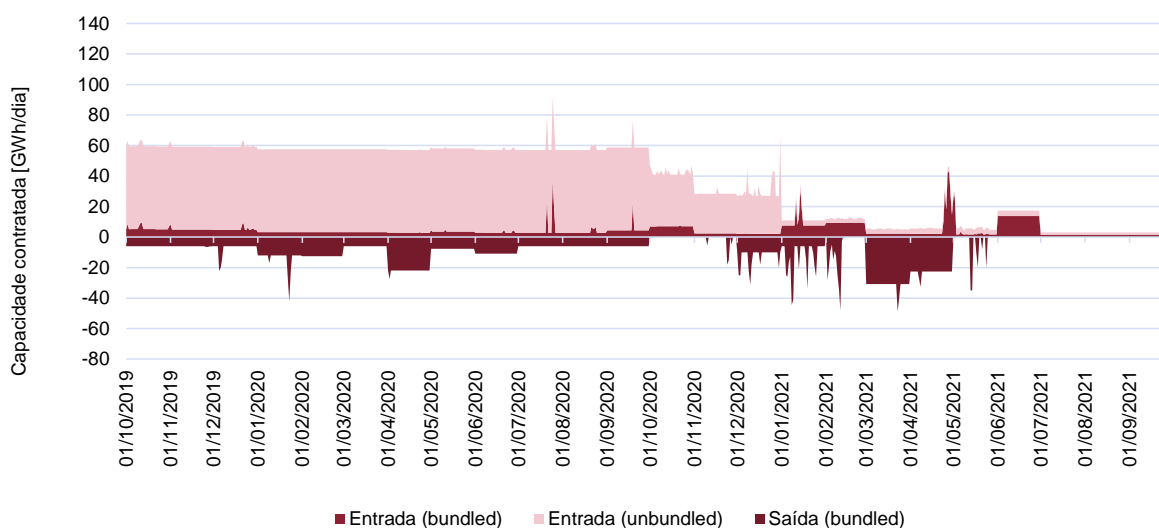
#### ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

O acesso às interligações ocorreu mediante leilões de produtos anuais, trimestrais, mensais, diários e intradiários, realizados através da plataforma PRISMA. Uma parte significativa da capacidade está contratada a prazo no lado de Espanha, pelo que apenas é atribuída em Portugal como capacidade não

agrupada (*unbundled*). Os produtos harmonizados (*bundled*) apenas cobrem a parte restante da capacidade disponível.

Em 2020, não se registaram situações em que a procura por capacidade no VIP excedesse a oferta, em virtude de uma maior utilização do terminal de GNL em Sines, como fonte de aprovisionamento do mercado português. A figura seguinte apresenta a atribuição de capacidade relativa a 2020, na plataforma PRISMA, quer *bundled* quer *unbundled*.

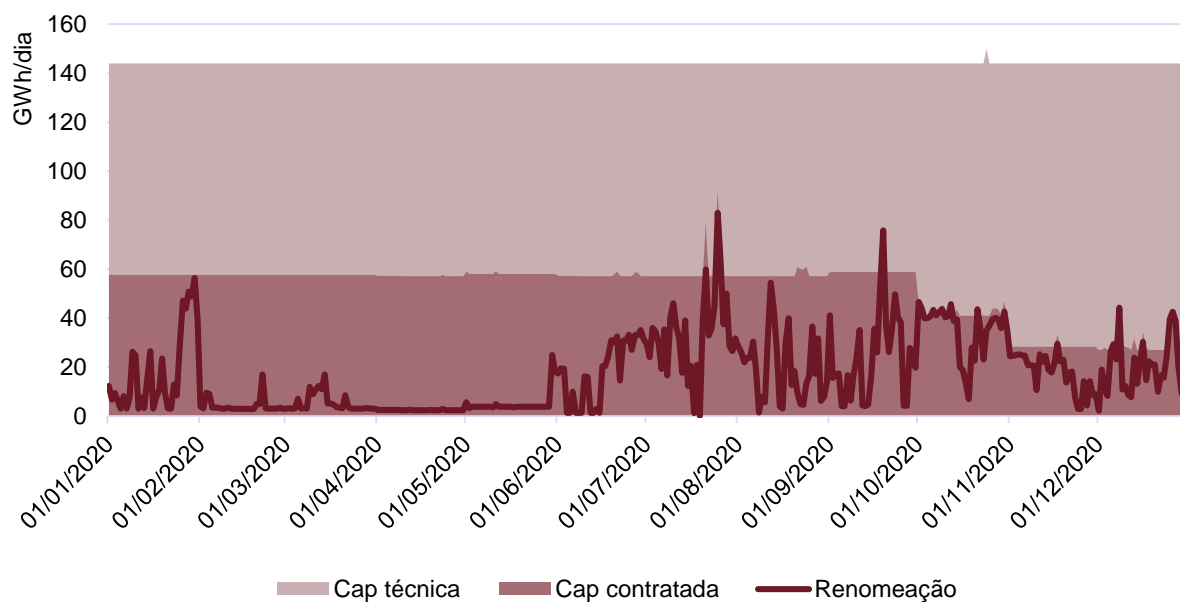
Figura 4-7 – Atribuição de capacidade na interligação (VIP Ibérico), por produto *bundled* ou *unbundled*



Fonte: dados REN Gasodutos.

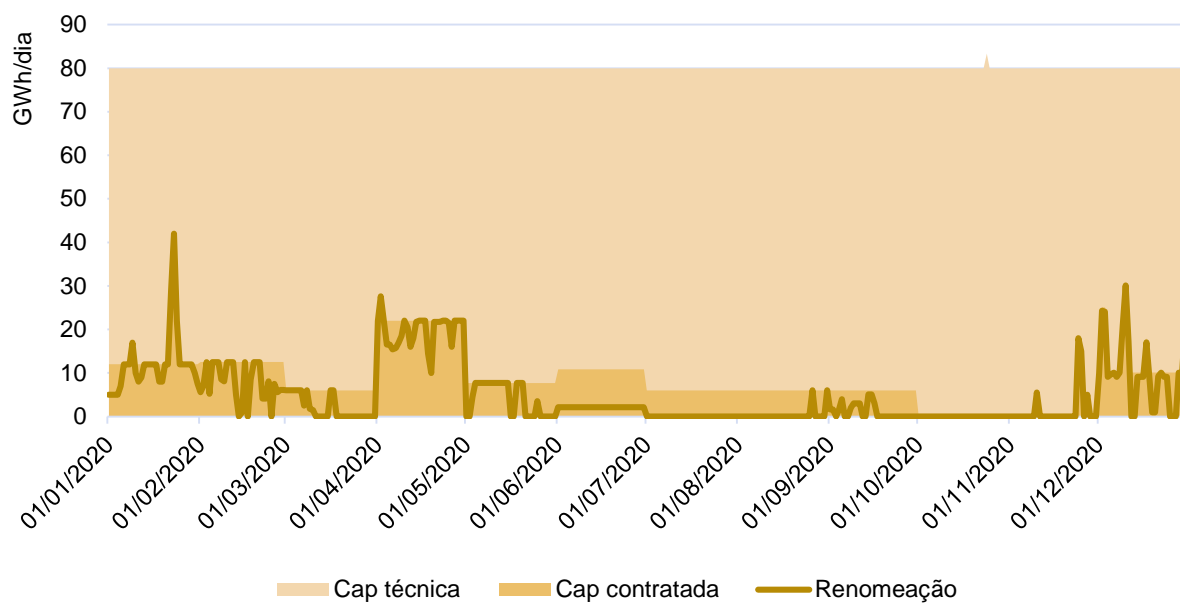
As duas figuras seguintes ilustram a reserva de capacidade no VIP Ibérico, comparando com as nomeações submetidas pelos agentes de mercado e a capacidade técnica máxima oferecida no VIP, quer no sentido importador (entrada), quer exportador (saída). À semelhança de 2019, o ano de 2020 caracterizou-se por uma reduzida utilização da interligação e níveis decrescentes de contratação de capacidade.

Figura 4-8 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2020 (importação)



Fonte: ENTSOG

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



Fonte: ENTSOG

## COOPERAÇÃO

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

No âmbito da Iniciativa Regional do Gás do Sul, os operadores da rede de transporte publicaram um relatório sobre o uso das infraestruturas entre outubro de 2016 e setembro de 2019<sup>137</sup> que caracteriza a utilização e a contratação das interligações na região.

## MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DOS OPERADORES DE INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

### Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT

Em cumprimento do estabelecido no n.º 1 do artigo 12.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, a REN Gasodutos, S.A. enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), apresentou à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) 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 2020-2029 (PDIRGN 2019).

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo-lhe, nos termos do n.º 4 do artigo 12.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias, que decorreu entre 13 de fevereiro e 27 de março de 2020.

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRGN 2019, os Pareceres recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e a análise aos comentários recebidos dos participantes na Consulta Pública, permitiram à ERSE dar, em 19 de junho, o seu Parecer globalmente positivo.

Considerando que é fundamental garantir a fiabilidade da operação das infraestruturas e a qualidade dos serviços associados ao setor de gás natural, a ERSE não identificou qualquer motivo para que não seja

---

<sup>137</sup> [https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Regional\\_%20Initiatives/Pages/South-Gas-Regional-Initiatives.aspx](https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Regional_%20Initiatives/Pages/South-Gas-Regional-Initiatives.aspx)

emitida Decisão Final de Investimento para o conjunto de «Projetos Base», identificados pelo operador da RNTGN como prioritários e a serem concretizados até 2024. Estes projetos, no montante de 25,7 milhões de euros propostos para serem concretizados no primeiro quinquénio, estão associados, por um lado, à Gestão Técnica Global e, por outro, à «melhoria operacional», «adequação regulamentar» e «gestão fim vida útil de ativos» das infraestruturas da RNTGN, do Armazenamento Subterrâneo do Carriço e do Terminal de GNL de Sines.

Sobre o projeto de «Adaptação do cais de acostagem (Jetty) do Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines, para permitir a atividade de carregamento de bancas para navios («LNG bunkering»), a ERSE reconheceu a importância do transporte marítimo como potencial nova utilização de GNL e a sua importância como eixo da descarbonização da economia, enquadrado na estratégia nacional para os combustíveis alternativos<sup>138</sup> e no Quadro de Ação Nacional para a criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos<sup>139</sup>. Não obstante, considerou-se não ser ainda o momento adequado para uma tomada de Decisão Final de Investimento favorável a este projeto, devido à incerteza sobre o modo como a referida estratégia nacional virá a ser concretizada.

No processo de acompanhamento da 4.ª Lista de Projetos de Interesse Comum (PIC), liderado pela Comissão Europeia e em que a ACER participou conjuntamente com os reguladores, foram realizadas diversas atividades, das quais se destacam a verificação da consistência entre o *Ten-Year Network Development Plan 2020* da ENTSOG e o PDIRGN 2019. De referir que a 4ª Lista de PIC, aprovada pela Comissão Europeia a 31 de outubro de 2019, não contém nenhum projeto do SNGN.

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

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

Em cumprimento do estabelecido no n.º 1 do artigo 12.º-C do Decreto-Lei n.º 140/2006, os onze operadores das redes de distribuição de gás natural<sup>140</sup> apresentaram à DGEG, onze propostas de plano

---

<sup>138</sup> Decreto-Lei n.º 60/2017, de 9 de junho

<sup>139</sup> Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017, de 26 de junho

<sup>140</sup> Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Medigás, LisboaGás, Lusitaniagás, Paxgás, REN Portugal Distribuição, Setgás, Sonorgás e Tagusgás.

quinquenal de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás natural (PDIRD-GN), para o período 2021-2025.

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

## 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

Durante o ano de 2020 ainda não existia, para o mercado grossista de gás natural em Portugal, uma referência de formação de preço assente num mercado organizado ou regulamentado.

Com efeito, apesar do início da negociação, em dezembro de 2015, de produtos *spot* com entrega em Espanha na plataforma do MIBGAS, S.A. (entidade reconhecida pelo governo português, através da Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto de 2015, como gestora do mercado organizado de gás a contado) a negociação de produtos com entrega em Portugal apenas se iniciou a 16 de março de 2021.

Este início de negociação surgiu na sequência da publicação da Diretiva n.º 14/2020, de 30 de setembro, que aprovou as regras de negociação de produtos com entrega no VTP na plataforma MIBGAS e procedimentos associados, tornando possível a negociação em mercado organizado de produtos de gás natural com entrega em Portugal. A negociação de produtos de gás natural com entrega em Portugal iniciou-se com os produtos intradiário, diário e fim de semana, aos quais se seguirá o produto mensal e resto do mês.

O arranque da negociação, na mesma plataforma que é utilizada em Espanha, e com regras muito semelhantes às que vigoram para produtos com entrega nesse país, é um importante passo para o desenvolvimento do mercado nacional de gás natural e para a sua integração com o mercado do país vizinho, na perspetiva do desenvolvimento futuro de mecanismos adicionais de integração de mercado,

nomeadamente, do tipo de atribuição implícita de capacidade de interligação, num contexto de regras únicas para ambos os países, que contribuam para uma formação de preços mais robusta e transparente.

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

O aprovisionamento de gás natural através das interligações está fundamentalmente centrado na contratualização entre a Sonatrach e o grupo Galp (representou cerca de 7% dos volumes importados em 2020), a qual prevê a existência de obrigações de aquisição e de pagamento de quantidades consumidas ou não (cláusula de *take or pay*). Esta contratualização pressupõe a existência de fornecimentos anuais na ordem de 2,5 bcm<sup>141</sup> durante o período de vigência do contrato, que terminou em 2020.

O fornecimento através do terminal de GNL está, no essencial, assente em contratos de GNL com a Nigéria, também de cláusula de *take or pay*. Esta contratualização obedece a regras de preço definidas nos contratos, tendo subjacente um volume de cerca de 3,42 bcm em base anual. Em 2020, cerca de 93% do aprovisionamento de gás natural foi realizado através de descargas de GNL.

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

## TRANSPARÊNCIA

Apesar de se encontrar em curso o processo de implementação das regras de transparência e integridade de mercado a nível europeu, reconhece-se que a utilização de mecanismos de contratação a longo prazo do gás natural dificulta a transparência e a simetria de informação no mercado. Este é também o caso do setor do gás natural em Portugal, onde, apesar da existência de mecanismos regulados de contratação grossista, a informação sobre o funcionamento do mercado é ainda reduzida. Ainda assim, a 5 de outubro

---

<sup>141</sup> Billion cubic meters



de 2015, iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos negociados nas plataformas de mercado organizado, de acordo com o calendário previsto no artigo 12.º do Regulamento de Execução (EU) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro, relativo à comunicação de dados que dá execução aos números 2 e 6 do artigo 8.º do REMIT.

Apesar do *hub* ibérico de gás natural, MIBGAS, ter iniciado a sua atividade em dezembro de 2015, com a entrada em negociação de produtos *spot* com entrega em Espanha, através da plataforma MIBGAS, S.A., a entrada em negociação de produtos *spot* com entrega em Portugal ocorreu apenas a partir de 16 de março de 2021, dificultando a explicitação de uma referência de preço e o registo de volumes de negociação, quer à vista, quer a prazo.

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

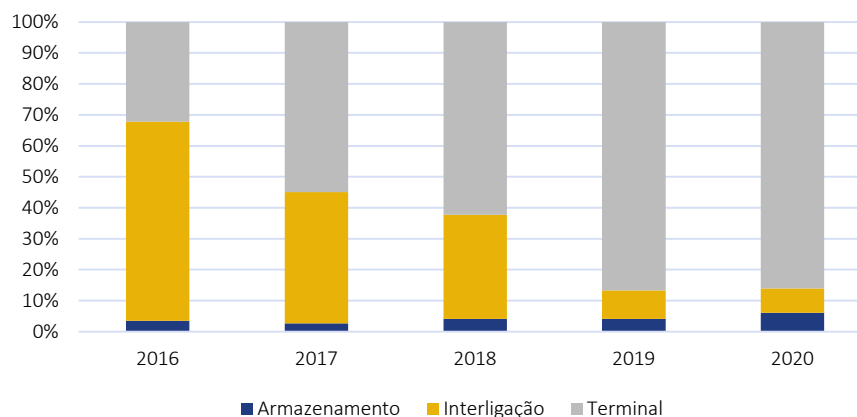
Sendo certo que a informação sobre a caracterização das transações integra, ela própria, informação comercialmente sensível, resulta evidente que, no contexto regulatório, é possível prever a existência de mecanismos que, por um lado, assegurem a salvaguarda dessa informação e, por outro lado, concretizem as condições de integridade do mercado e da sua transparência.

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

#### **APROVISIONAMENTO DE GÁS NATURAL**

A caracterização das injeções na RNTGN é efetuada na Figura 4-10.

Figura 4-10 – Repartição das injeções na RNTGN por infraestrutura, 2016 a 2020

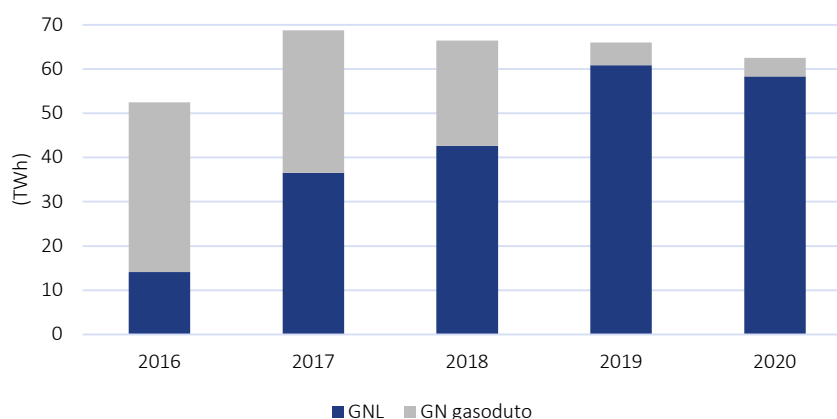


Fonte: dados REN Gasodutos, REN Armazenamento e REN Atlântico

Em 2016 verificou-se uma menor importância do terminal, por contraponto à utilização da interligação, tanto na entrada de Campo Maior, como na entrada de Valença. Desde 2017, o Terminal de Sines constituiu-se como a principal via de aprovisionamento, representando, em 2020, cerca de 86% do volume total de gás contratado.

Na Figura 4-11 observa-se a evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, sendo que, em 2020, se importou um volume total de 62,5 TWh.

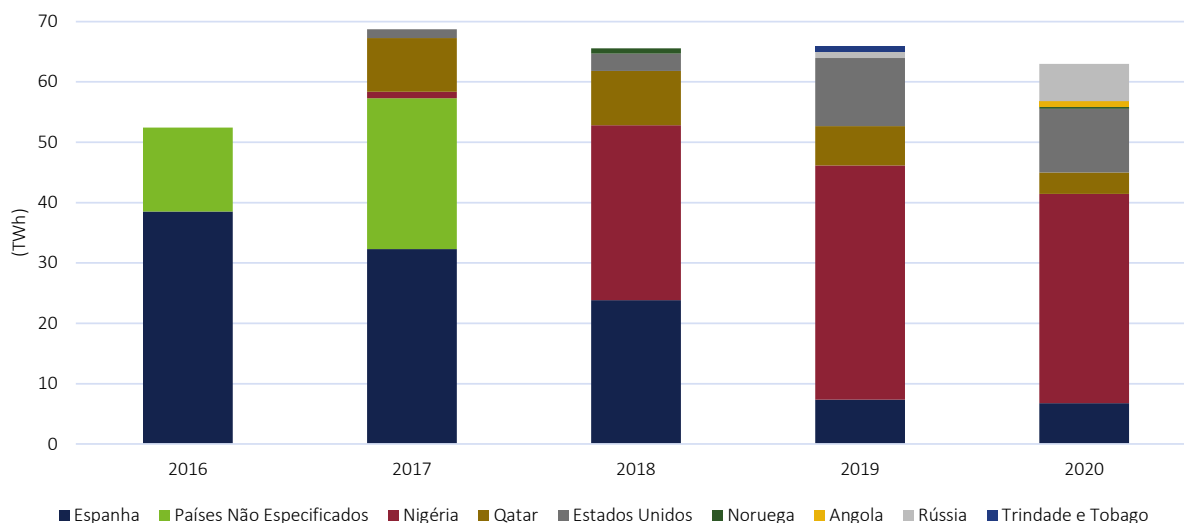
Figura 4-11 – Evolução dos volumes importados de gás natural, 2016 a 2020



Fonte: EUROSTAT, elaboração ERSE

A Figura 4-12 apresenta a origem de proveniência do gás natural entre 2016 e 2020.

Figura 4-12 – Origem do gás natural importado, 2016 a 2020



Fonte: EUROSTAT, elaboração ERSE

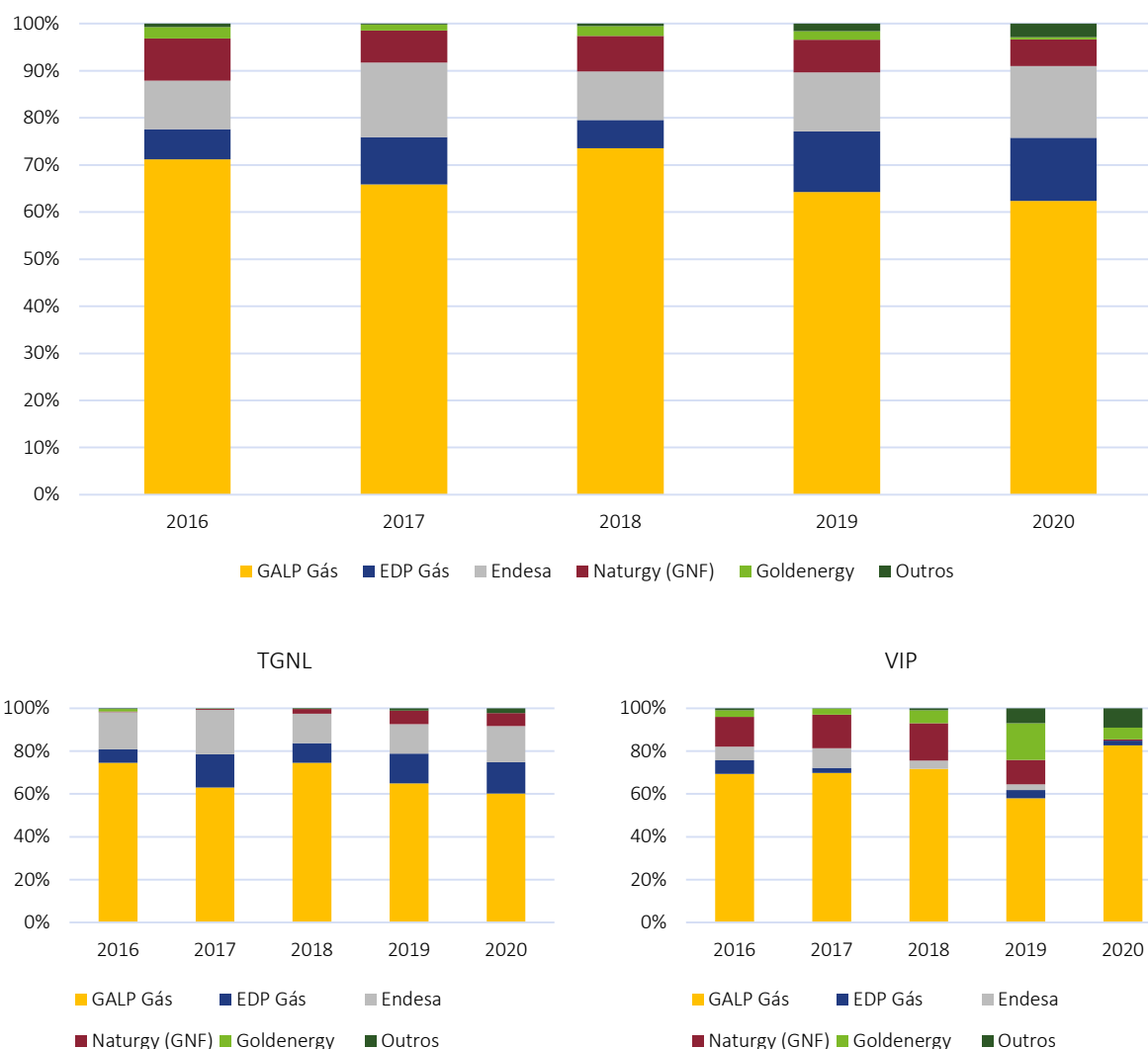
O aprovisionamento a partir da Nigéria refere-se às entregas de GNL contratualizadas no terminal de Sines. Por outro lado, verifica-se uma presença de Espanha, sendo estes volumes essencialmente associados às importações provenientes da Argélia por gasoduto, referentes ao contrato Sonatrach.

Relativamente aos restantes volumes de importação, referem-se à receção de GNL no terminal de Sines. Em 2020, salientam-se as contribuições do Qatar e, principalmente, da Rússia, que ganhou expressão face a 2019, e dos Estados Unidos da América.

#### EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A Figura 4-13 apresenta as entradas de gás natural na RNTGN, considerando as interligações por gasoduto (VIP) e o terminal de Sines, entre 2016 e 2020, por agente.

Figura 4-13 – Entradas na RNTGN (TGNL+VIP), 2016 a 2020



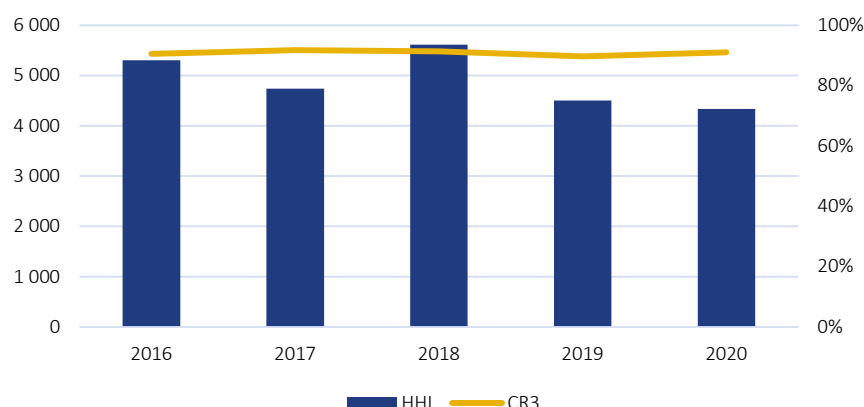
Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Relativamente às empresas responsáveis pelo aprovisionamento nacional, e quando se observa o total das entradas na RNTGN, verifica-se que a Galp Gás foi responsável, em 2020, por cerca de 62% das entradas, valor que se constitui como o mais reduzido no período em análise. Em 2020, os agentes de mercado Goldenergy, através de importações no VIP, e Endesa, a partir do terminal, surgem ambos em segundo lugar das importações consoante a infraestrutura em análise.

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

A Figura 4-14 apresenta os índices de concentração, HHI e CR3 (que se refere à quota de mercado dos três maiores agentes de mercado), nas entradas na RNTGN (TGNL+VIP), entre 2016 e 2020.

Figura 4-14 – Índices de concentração nas entradas na RNTGN (TGNL+VIP), 2016 a 2020

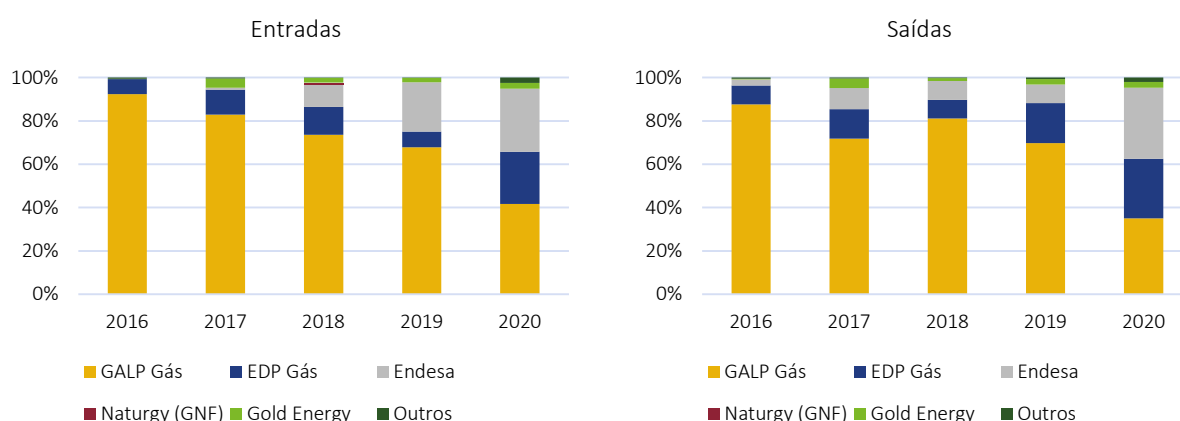


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Em 2016 e 2018 verificaram-se valores mais elevados do HHI, i.e., uma maior concentração de mercado, relativamente às entradas na RNTGN. Uma menor utilização das CCGT influencia fortemente os valores das entradas na RNTGN, o que tem um impacto decisivo no aumento na concentração de mercado. Essa situação foi revertida, por uma maior utilização das centrais de ciclo combinado, observada em 2019 e 2020, quando se compara com o ano de 2018.

Na Figura 4-15 encontra-se a utilização do armazenamento subterrâneo, entre 2016 e 2020.

Figura 4-15 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2016 a 2020

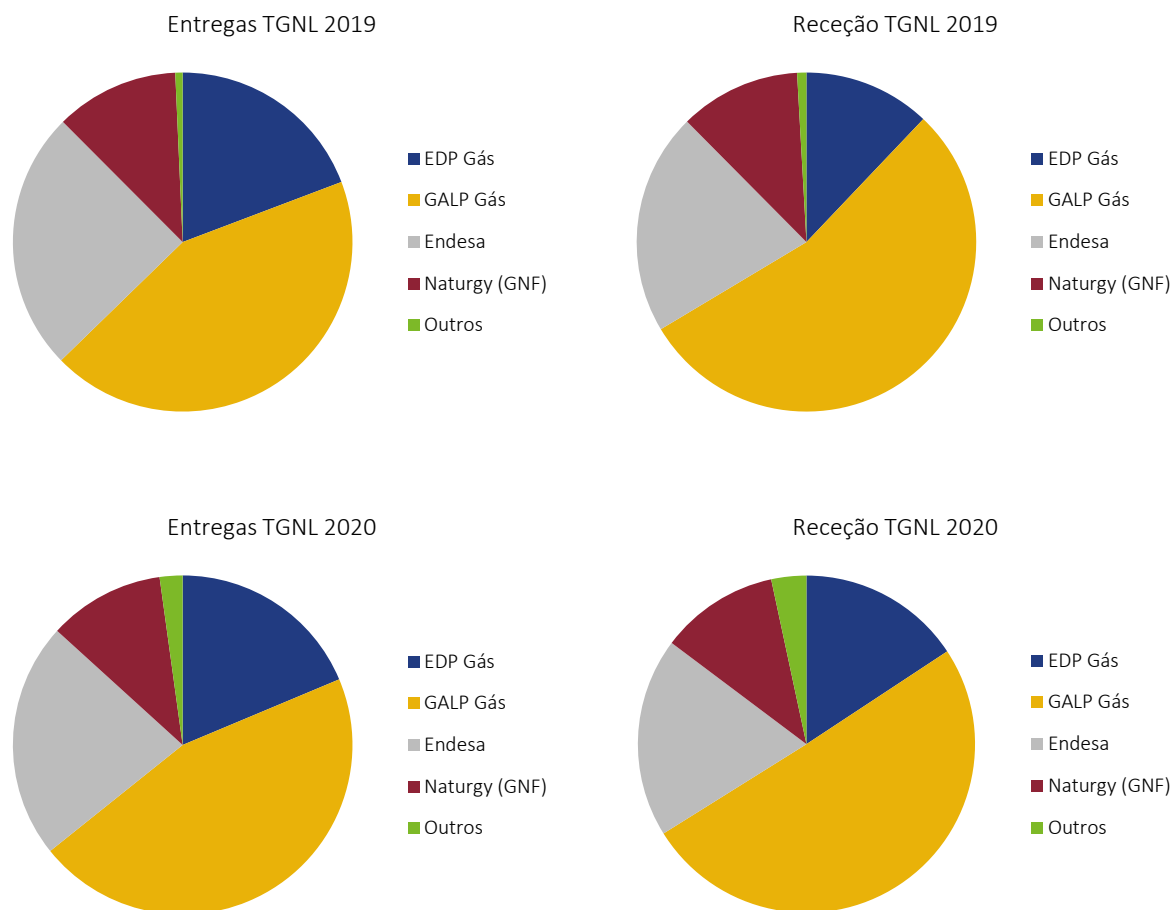


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Relativamente às entradas e saídas no armazenamento subterrâneo, salienta-se em 2020 uma diminuição significativa da preponderância da GALP Gás e um aumento do peso da Endesa, seguida da EDP Gás.

Na Figura 4-16 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de GNL no terminal de Sines, em 2019 e 2020.

Figura 4-16 – Trocas no TGNL, 2019 e 2020

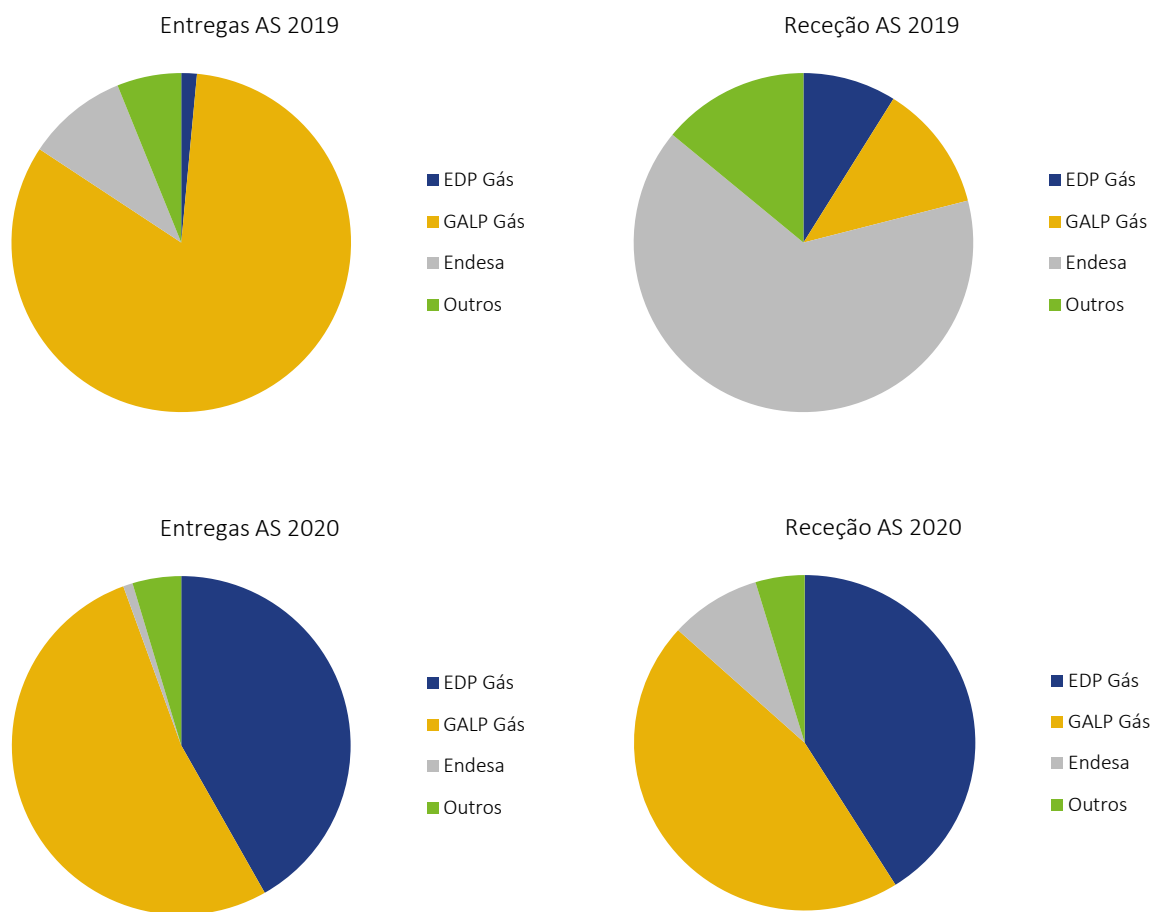


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Em 2020, verifica-se, face a 2019, uma manutenção dos agentes mais relevantes e das respetivas quotas.

Na Figura 4-17 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de gás natural no armazenamento subterrâneo, em 2019 e 2020.

Figura 4-17 - Trocas no AS, 2019 e 2020



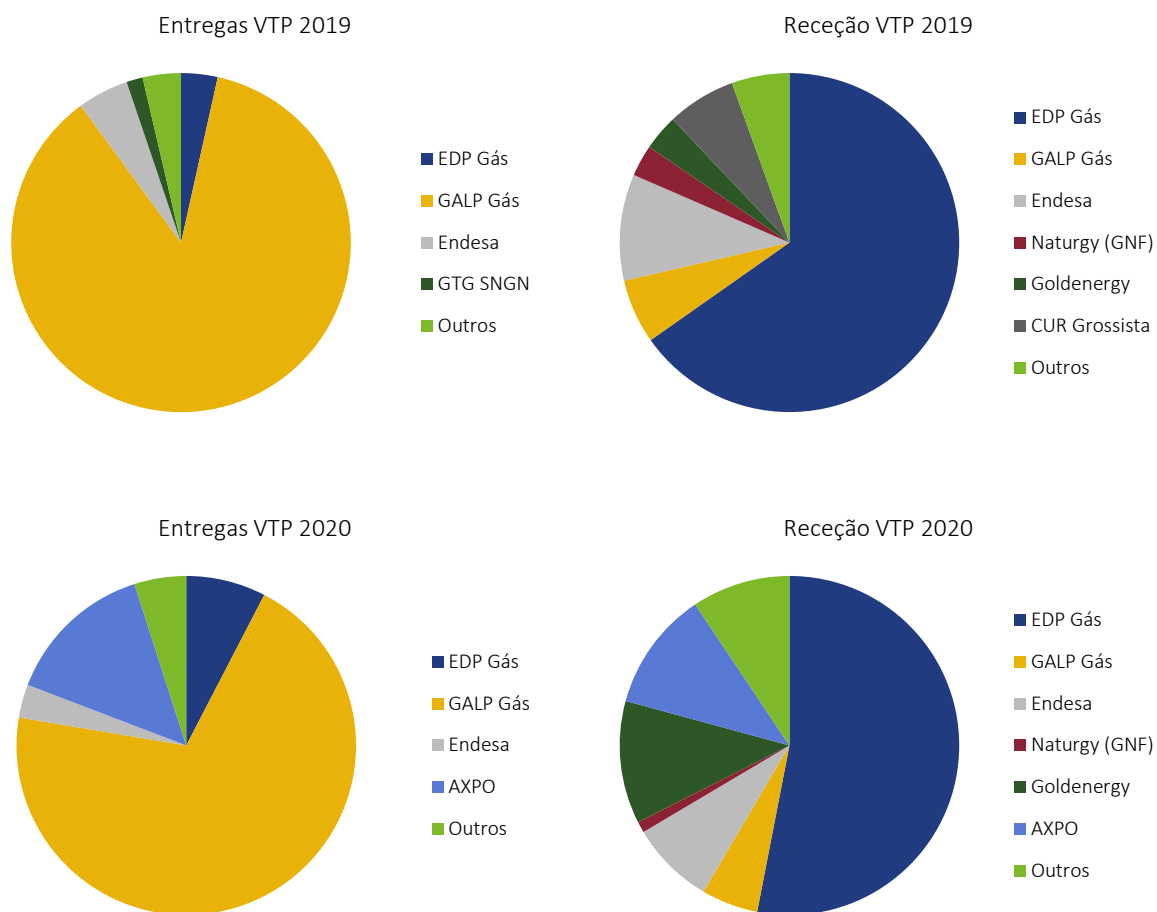
Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Para o ano de 2019, observa-se a prevalência da Endesa como entidade recetora de gás natural no armazenamento subterrâneo.

Relativamente ao ano de 2020, as trocas no armazenamento subterrâneo parecem limitar-se a meros *swaps* intertemporais, uma vez que os pesos registados nas entregas são muito semelhantes aos pesos registados nas receções.

Na Figura 4-18 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de gás natural no *virtual trading point* (VTP), em 2019 e 2020.

Figura 4-18 – Trocas no VTP, 2019 e 2020

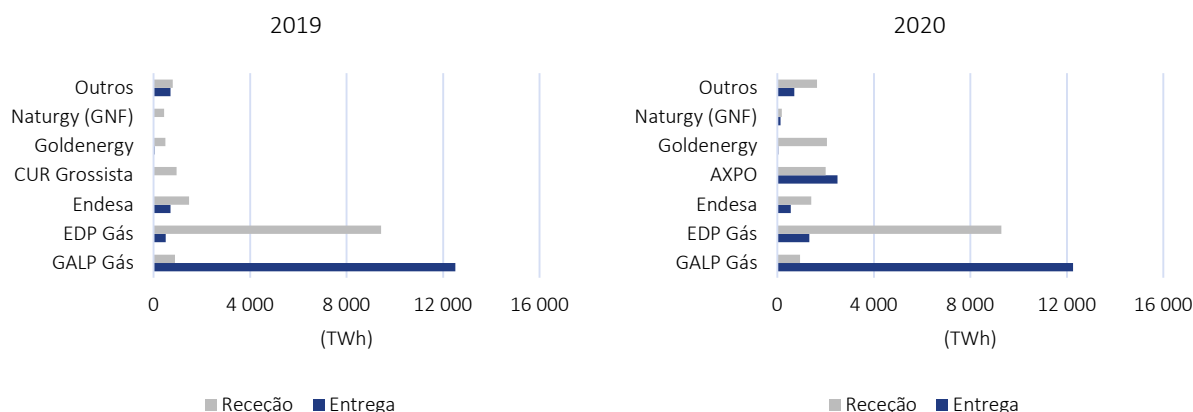


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Contrariamente ao que se verifica no terminal e no armazenamento subterrâneo, em que as trocas parecem ser meros *swaps* entre agentes de mercado, através da observação da Figura 4-19, constata-se que, nas trocas no VTP, cada agente assume uma posição claramente mais vendedora ou compradora, o que sugere que este é o ponto preferencial de troca de gás natural no SNG



Figura 4-19 – Trocas no VTP em quantidades, 2019 e 2020



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

A GALP Gás surge com elevadas quotas de venda no VTP (70 a 86%), sendo o seu volume de compras muito inferior (5 a 6%). A EDP Gás, por sua vez, configura-se como um agente maioritariamente comprador no VTP, com quotas de mercado superiores a 50%, enquanto nas vendas tem quotas pouco relevantes (entre 3 e 8%). A Endesa surge como um agente maioritariamente comprador, com quotas de 8 a 10%, embora tenha quotas também significativas no lado da venda, 3 a 5%.

Durante o ano gás 2019-2020 não se realizaram leilões de quantidades excedentárias de gás natural do comercializador do SNG.

#### REGRAS DE COMPENSAÇÃO DA REDE

A entrada em vigor, em 2016, das novas regras de compensação da rede apoiou o desenvolvimento do mercado grossista de gás natural, dado que os utilizadores da rede são financeiramente incentivados a manterem equilibradas as suas carteiras de compensação. Efetivamente, os desequilíbrios registados entre os fornecimentos e os consumos na carteira de compensação de um utilizador de rede são sujeitos à aplicação de encargos que refletem os preços de mercado e os preços das ações de compensação do GTG, afetados de um pequeno ajuste, de acordo com as regras previstas no Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março de 2014.

Dado que, em 2016, não se encontrava ainda operacional a negociação de produtos *spot* com entrega em Portugal na plataforma MIBGAS, S.A.<sup>142</sup>, foi aprovada, nesse ano, a Diretiva n.º 16/2016 de 27 de outubro, que estabelecia que, até que ocorresse o início da referida negociação, seria utilizada a plataforma do OMIP para a realização de leilões de aquisição ou venda de gás natural, nos quais o GTG atua como comprador ou vendedor único, tendo em vista a compensação da rede.

Em 2020, após se ter verificado que não seria exequível a aprovação em Espanha de regras de mercado do MIBGAS conjuntas para a negociação de produtos com entrega no VTP em Portugal e no *Punto Virtual de Balance* (PVB) em Espanha, foram colocadas em consulta regras de mercado do MIBGAS para a negociação de produtos com entrega no VTP em Portugal, a aprovar pela ERSE, que são, na prática, muito próximas das que vigoram em Espanha.

Dessa consulta resultou a aprovação da Diretiva n.º 14/2020, de 30 de setembro, que estabeleceu Regras de negociação de produtos com entrega no VTP na plataforma MIBGAS e procedimentos associados, visando a implementação da negociação de produtos com entrega em Portugal e a assunção, por parte do MIBGAS, S.A., do seu papel de plataforma de negociação para Portugal no âmbito do código de rede de compensação.

Com base no calendário de implementação proposto pela plataforma MIBGAS, S.A. e pelo GTG, o início da negociação de produtos com entrega no VTP efetivou-se no início do 1.º trimestre de 2021.

#### 4.2.2 MERCADO RETALHISTA

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

No final de 2020, já mais de 98% dos consumos de gás natural do segmento convencional (excluindo-se os centros eletroprodutores) eram abastecidos por comercializadores em regime de mercado.

---

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

No final de 2020, estavam presentes 21 comercializadores no mercado livre de gás natural, e 20 encontravam-se a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>/ano. Em 2020 o número de comercializadores de gás natural quase duplicou relativamente a 2019.

#### 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>143</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<).

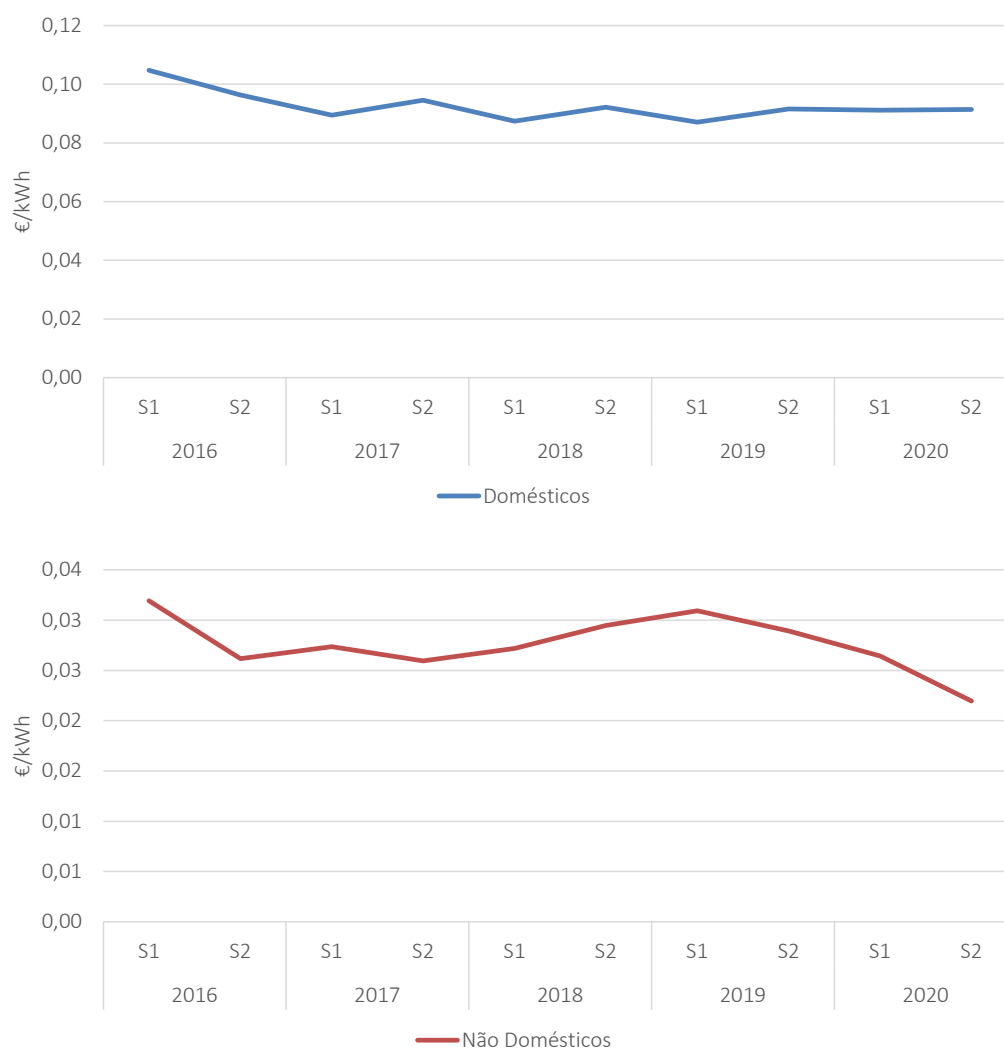
Os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista, reportados trimestralmente pelos comercializadores de gás natural à ERSE, são utilizados por esta Entidade nas suas funções de monitorização e supervisão do mercado de gás natural a retalho, constituindo também uma ferramenta de informação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

A Figura 4-20 destaca a evolução dos preços de gás natural, tanto para os consumidores domésticos, como não domésticos. Ao longo do período de análise destaca-se um decréscimo generalizado dos preços de gás natural para os referidos consumidores. Esta situação resulta essencialmente da descida do custo de acesso às redes de gás natural, que se tem verificado em Portugal nos últimos anos. É de salientar que os preços apresentados nesta figura incluem impostos, taxas e IVA para consumidores domésticos, mas excluem o IVA e os impostos e as taxas recuperáveis, para consumidores não domésticos.

---

<sup>143</sup> Nos termos do [Despacho n.º 3677/2011](#), de 24 de fevereiro.

Figura 4-20 – Evolução dos preços médios de gás natural para os consumidores domésticos (com IVA e impostos) e não domésticos (sem IVA e impostos e taxas recuperáveis)



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

Esta informação, que deve ser enviada em base anual e sempre que haja alguma alteração de preços ou condições contratuais, é integrada em ferramentas de simulação e apoio à tomada de decisão dos

consumidores, disponibilizadas pela ERSE na sua página na internet <sup>144</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>145</sup>.

A análise realizada às ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores revelou que, em dezembro de 2020, para o consumidor representativo do universo dos clientes residenciais <sup>146</sup>, existiam 13 comercializadores em mercado, com um total de 40 ofertas (exclusivamente) de gás natural e 69 ofertas integradas de gás natural e eletricidade (duais), totalizando 109 ofertas comerciais.

No referido período, a oferta comercial de gás com menor fatura mensal apresentava o valor de 18,73 euro/mês, que corresponde a um desconto de 17% e uma poupança mensal de 3,89 euros em relação à Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal apresentava o valor de 100,38 euros/mês, que corresponde a um desconto de 10% e uma poupança mensal de 11,53 euros em relação à Tarifa Regulada.

A Figura 4-21 apresenta a evolução da faturação mensal da oferta de gás e da oferta dual mais competitiva, em 2020. Ao longo do período em análise verifica-se que a oferta de gás e a oferta dual de valor mínimo é sempre mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado, verificando-se um aumento da diferença entre estas duas ofertas.

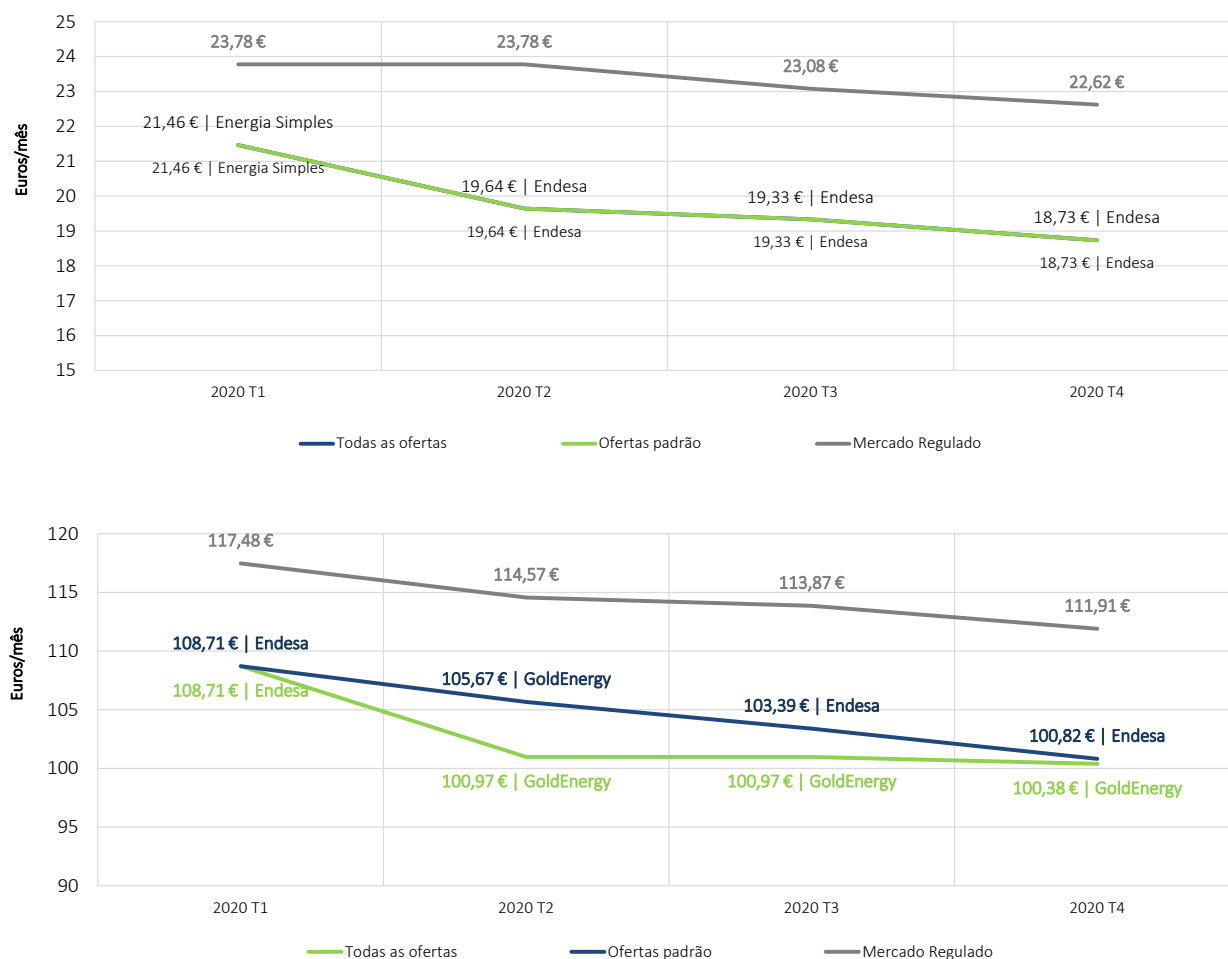
---

<sup>144</sup> Em <https://simulador.precos.erse.pt>

<sup>145</sup> Disponíveis nos [Boletins das Ofertas Comerciais de Gás Natural](#)

<sup>146</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 4-21 – Faturação mensal da oferta de gás e da oferta dual mais competitiva para o consumidor tipo 2 em 2020



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

## TRANSPARÊNCIA

Dando continuidade à disponibilização de informação aos consumidores de gás natural sobre preços de referência praticados no mercado, bem como de ferramentas informáticas de apoio aos consumidores na escolha de comercializador, a ERSE disponibiliza, no seu sítio na internet, um simulador de comparação de preços no mercado em Portugal continental para instalações em BP< <sup>147</sup>. O simulador de preços permite a comparação dos preços de todos os comercializadores registados e em atividade em Portugal continental <sup>148</sup> permitindo ao consumidor escolher o seu fornecedor de gás natural, pela comparação dos preços e das condições comerciais praticadas por cada comercializador.

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

Além do simulador, a ERSE disponibiliza também, na sua página de internet, toda a informação de preços de referência e demais condições contratuais que serve de base ao funcionamento do simulador <sup>149</sup>, para garantir o acesso à informação a todos os interessados, em formato editável.

Acresce que os comercializadores que pretendam abastecer clientes BP< devem disponibilizar publicamente, designadamente através das suas páginas na internet, ofertas públicas de fornecimento de gás natural, bem como as condições gerais dos contratos para estes clientes <sup>150</sup>.

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

---

<sup>147</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

<sup>148</sup> Nas regiões autónomas não há fornecimento de gás natural sujeito a regulação da ERSE.

<sup>149</sup> O documento está disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

<sup>150</sup> Nos termos do número 2 do artigo 87.º do [Regulamento n.º 416/2016](#), de 29 de abril, com as alterações aprovadas pelo [Regulamento n.º 224/2018](#), de 16 de abril e pelo [Regulamento n.º 365/2019](#), de 24 de abril, que aprova o RRC do setor de gás natural.

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>151</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 Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados <sup>152</sup>, o qual foi objeto de revisão em 2018.

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

Em 2020, a ERSE introduziu uma nova funcionalidade na sua página de internet que permite a qualquer consumidor de gás natural estimar o custo associado com a Taxa de Ocupação de Subsolo (TOS). Mais concretamente, a ERSE disponibiliza um Simulador da TOS, o qual possibilita aos consumidores, de uma maneira simplificada e intuitiva, estimar os custos decorrentes com a TOS em função de quatro aspetos: concelho de residência, nível de pressão, período de consumo e consumo no período. Este novo simulador tem como principal objetivo auxiliar a decisão de investidores na instalação de atividades económicas com o conhecimento prévio do impacte da TOS na sua fatura <sup>153</sup>.

## EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

Em termos de abertura efetiva do mercado, a Figura 4-22 apresenta a fração do mercado (em consumo), no ano de 2020, que se encontra a ser abastecida por um comercializador em regime de mercado. É observável que 98% do total do consumo, excluindo os centros eletroprodutores devido ao seu volume expressivo em termos de consumo, é assegurado por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado nas principais distribuidoras de gás natural.

---

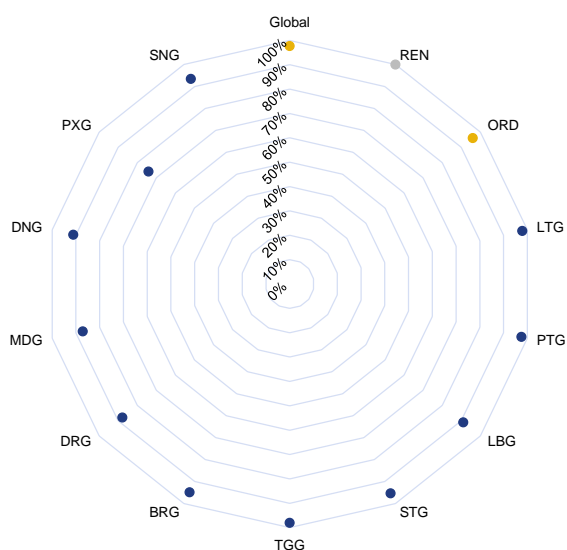
<sup>151</sup> A faturação de gás natural é efetuada em €/kWh, nos termos do artigo 111.º do RRC do setor do gás natural.

<sup>152</sup> Aprovado pela [Diretiva n.º 7/2018](#), de 28 de março.

<sup>153</sup> Através da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, que aprova o Orçamento de Estado para 2021, o governo legislou no sentido de impedir a repercussão da cobrança desta taxa aos consumidores pelos operadores das redes. Ainda se aguarda a aprovação das alterações legislativas necessárias para a concretização da regra.



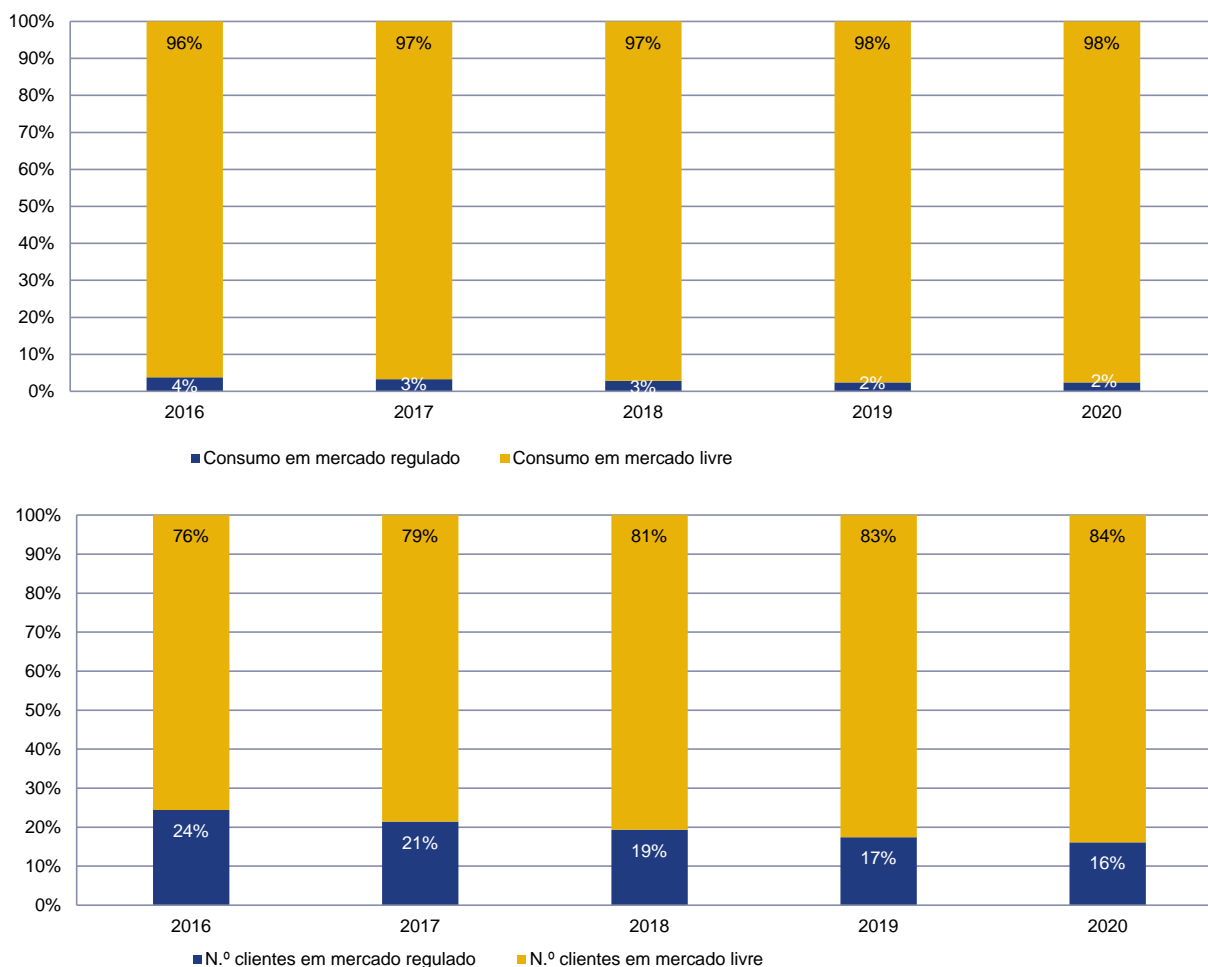
Figura 4-22 – Penetração do Mercado Liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2020



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

O aumento da dimensão do mercado liberalizado deve-se igualmente ao processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, abrangeu todo o conjunto de clientes, incluindo os clientes residenciais. A evolução do mercado liberalizado entre 2016 e 2020 pode ser observada na Figura 4-23.

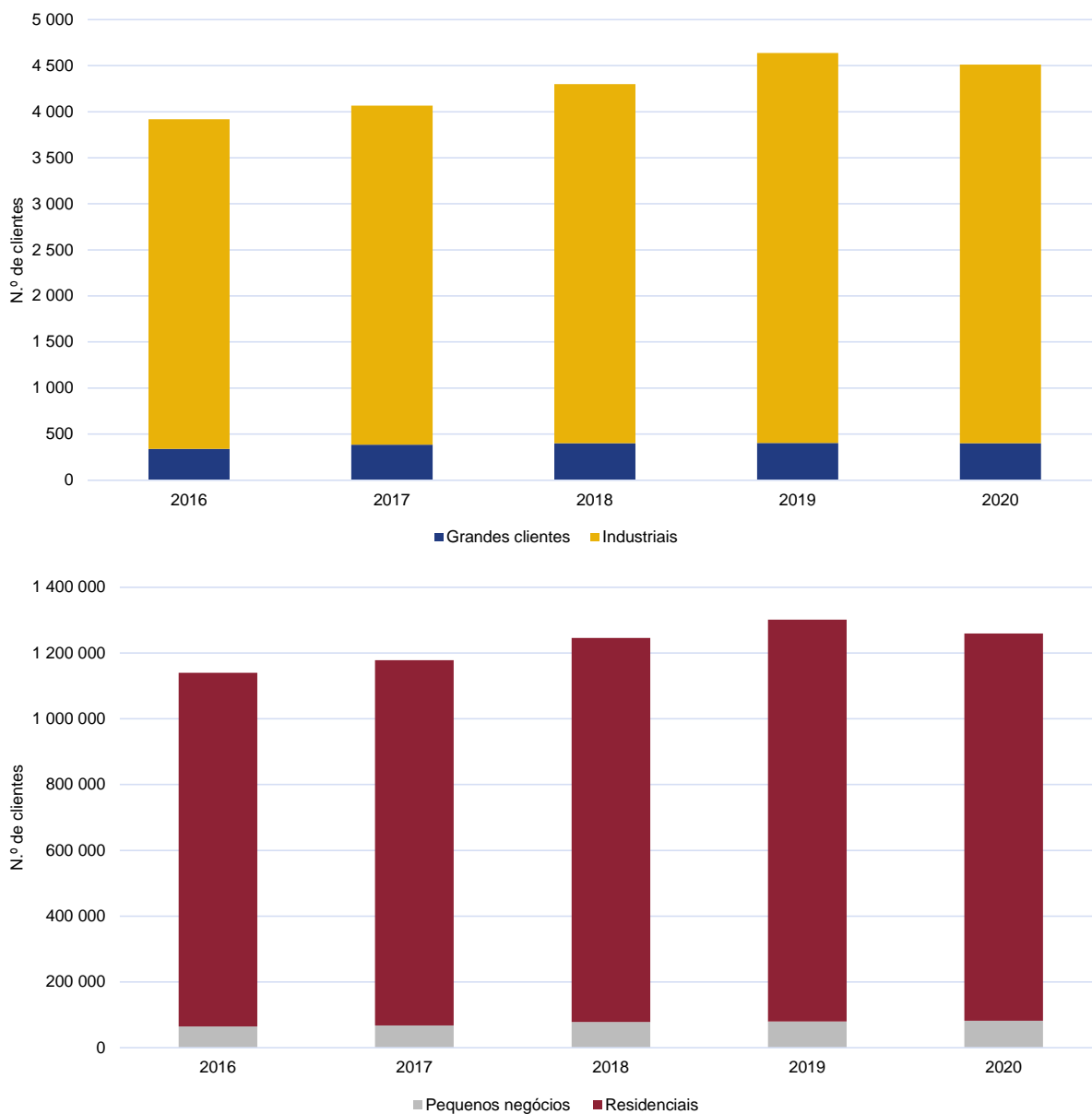
Figura 4-23 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2016 a 2020



Fonte: dados Adene

Quanto ao número total de clientes, o aumento da dimensão do mercado no período analisado deve-se essencialmente à continuação da captação de clientes para o setor do gás natural, nomeadamente clientes residenciais e pequenos negócios (segmentos com consumo anual inferior a 10 mil m<sup>3</sup>) e, também, de clientes industriais (com um consumo anual entre 10 mil m<sup>3</sup> e 1 milhão de m<sup>3</sup>). Contudo, em 2020, registou-se uma redução de cerca de 3% face ao ano anterior (vide Figura 4-24). Em 2020, cerca de 84% dos clientes já está no mercado livre.

Figura 4-24 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2016 a 2020

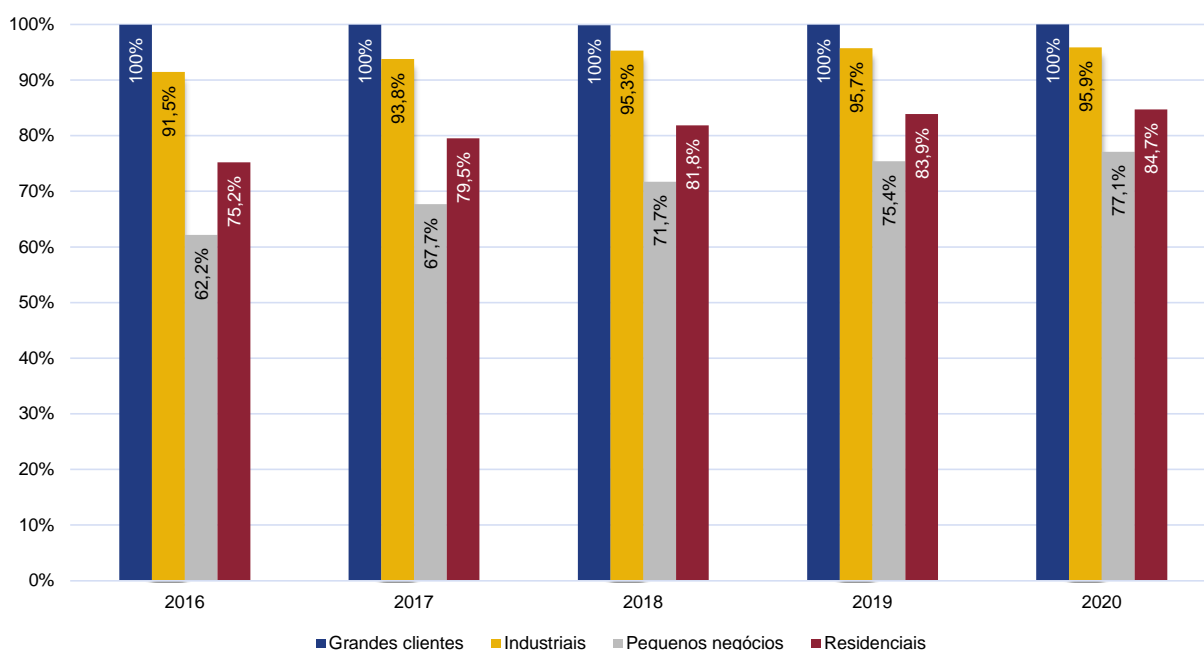


Fonte: dados Adene

Na figura anterior pode observar-se ainda que, em 2020, o segmento com um maior consumo, referente a grandes clientes (clientes com um consumo anual superior a 1 milhão de m<sup>3</sup>), registou uma redução de 1% face a 2019. O número de clientes industriais e residenciais reduziram cerca de 3% e 4%, respetivamente. O segmento dos pequenos negócios foi o único a apresentar um crescimento, de 3%, face ao ano anterior.

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado são apresentados na Figura 4-25, sendo observável que a totalidade do consumo de grandes clientes tem sido assegurada por comercializadores em mercado.

Figura 4-25 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2016 a 2020



Fonte: dados Adene

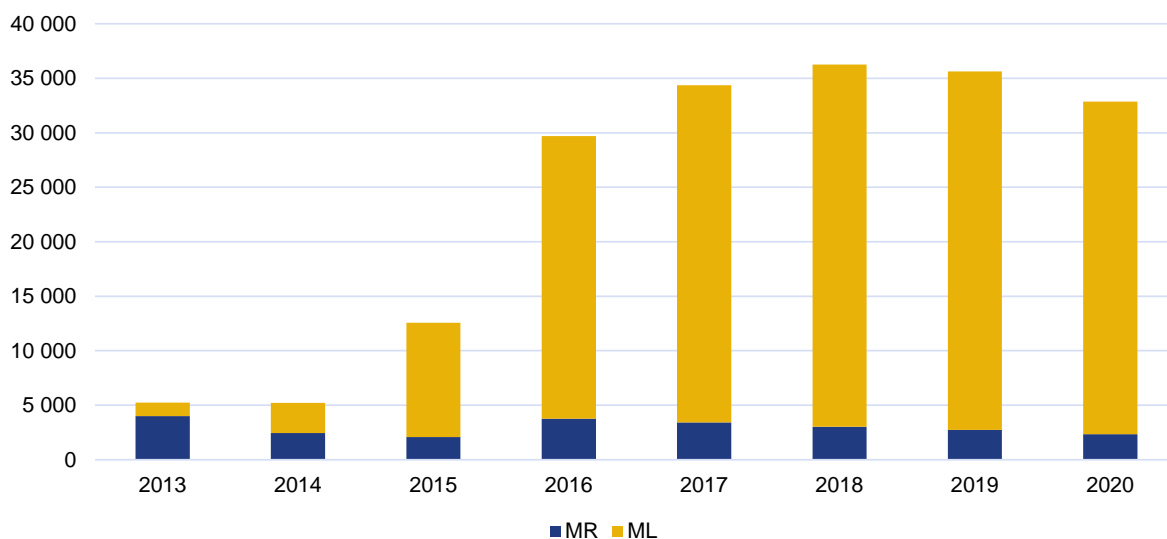
Relativamente aos valores específicos no segmento de clientes industriais, estes seguem o mesmo racional do total de clientes, sendo de realçar que, globalmente, cerca de 96% do consumo deste conjunto de clientes é já abastecido por comercializadores em regime de mercado.

No final de 2020, existia um comercializador, a Galp Power, com quota no segmento de clientes industriais superior a 50% no mercado liberalizado. Este segmento é o mais disputado de todos, tendo também o segmento de clientes residenciais uma competitividade bastante elevada.

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

No final de 2020, existiam 32.854 consumidores no setor do gás natural abrangidos pela tarifa social, 2.342 no mercado regulado e 30.512 no mercado liberalizado, como se pode observar na Figura 4-26. No global, 2,2% dos consumidores de gás natural em Portugal continental têm tarifa social. Não se registaram alterações significativas no número de beneficiários da tarifa social (cerca de 35 mil clientes) entre 2017 e 2019. Contudo, em 2020 observa-se uma redução deste número em cerca de 8%.

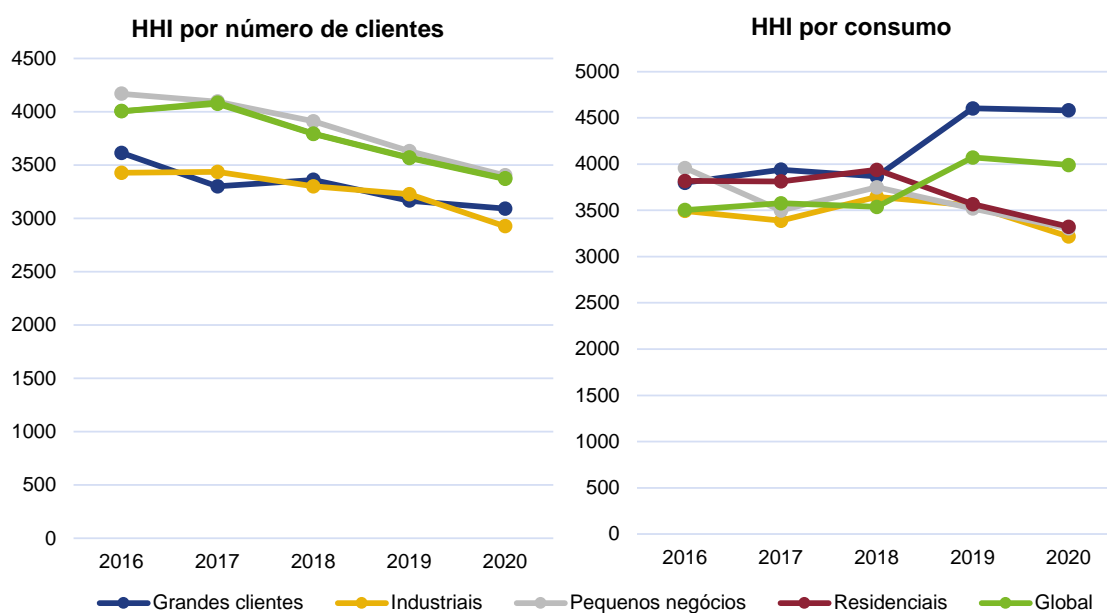
Figura 4-26 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor gás natural, 2013 a 2020



Fonte: dados dos Comercializadores

Desde 2018 que se tem vindo a observar uma redução da concentração em número de clientes. No que se refere ao consumo, observou-se uma redução da concentração em 2020 face ao ano precedente, *vide* Figura 4-27.

Figura 4-27 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2016 a 2020 (HHI)

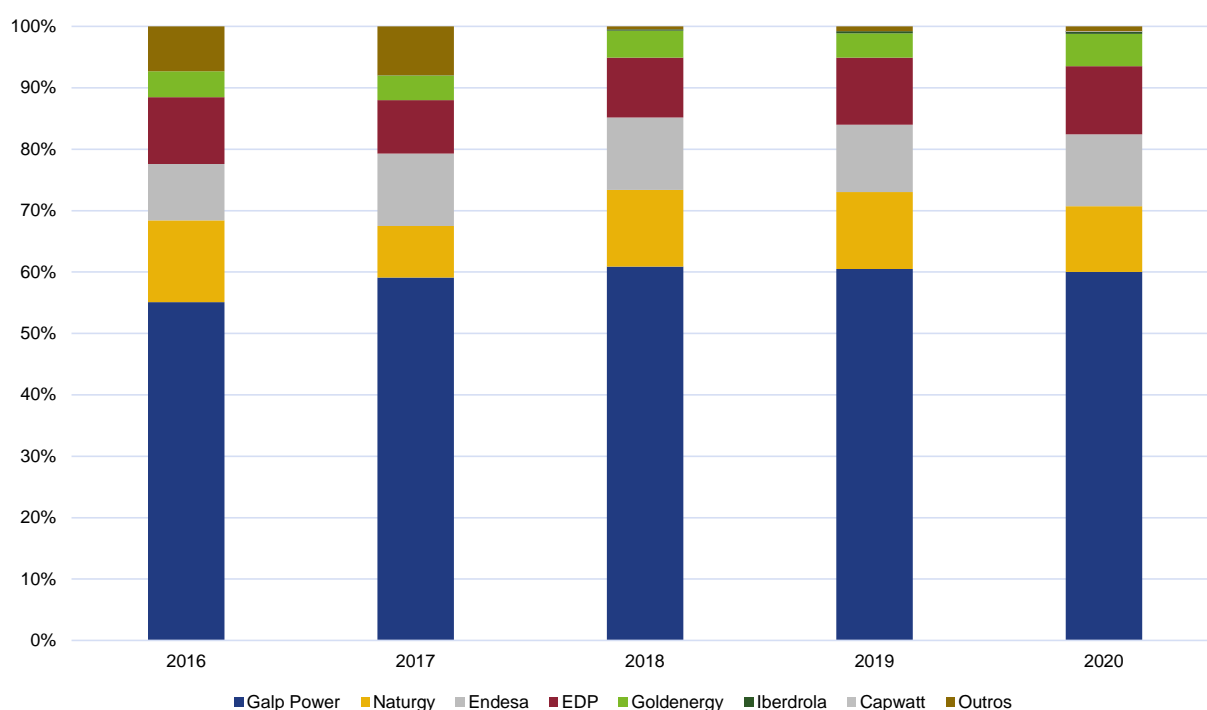


Fonte: Dados Adene

A Galp, principal operador no mercado do gás natural, registou uma tendência crescente até 2018. A partir de 2019 tem vindo a decrescer ligeiramente, sendo a respetiva quota em 2020 de cerca de 60%, conforme se pode extrair da análise da Figura 4-28.

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

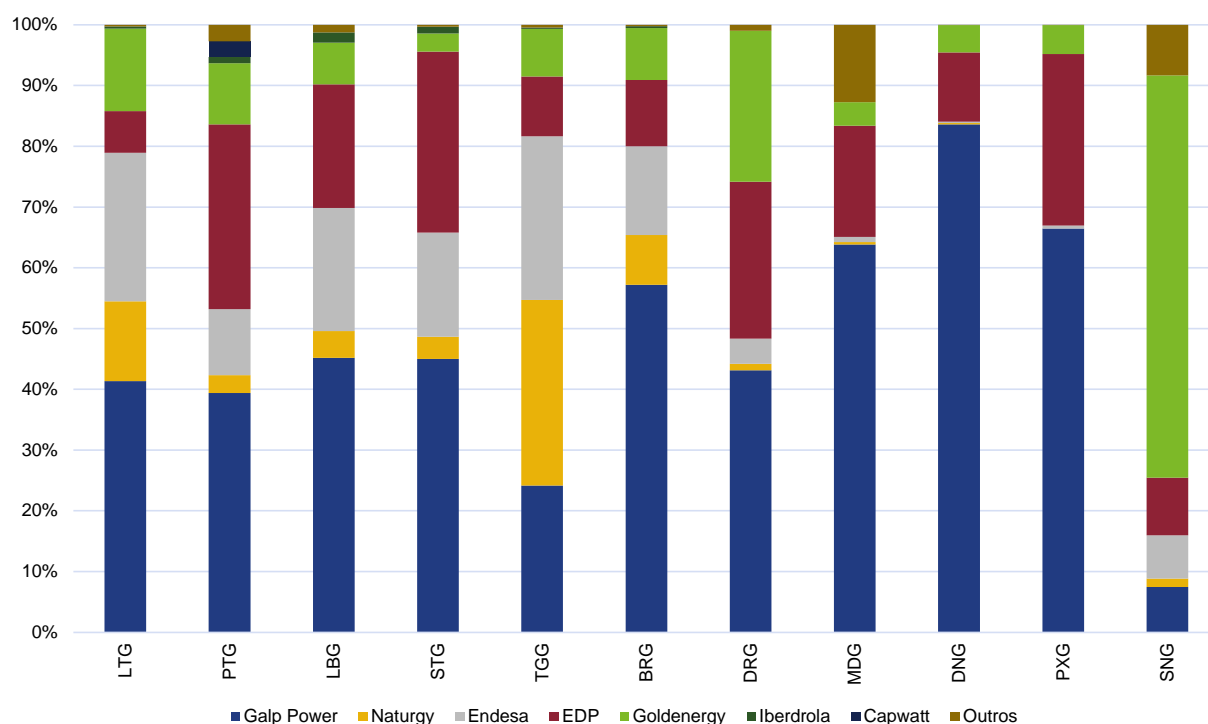
**Figura 4-28 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2016 a 2020**



Fonte: dados Adene

A repartição das quotas de mercado, em consumo abastecido, por rede de distribuição, é explicitada na Figura 4-29. Em 2020, o grupo Galp deteve uma quota de mercado superior a 40% em grande parte das redes de distribuição.

Figura 4-29 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado e por rede de distribuição, 2020



Fonte: dados Adene

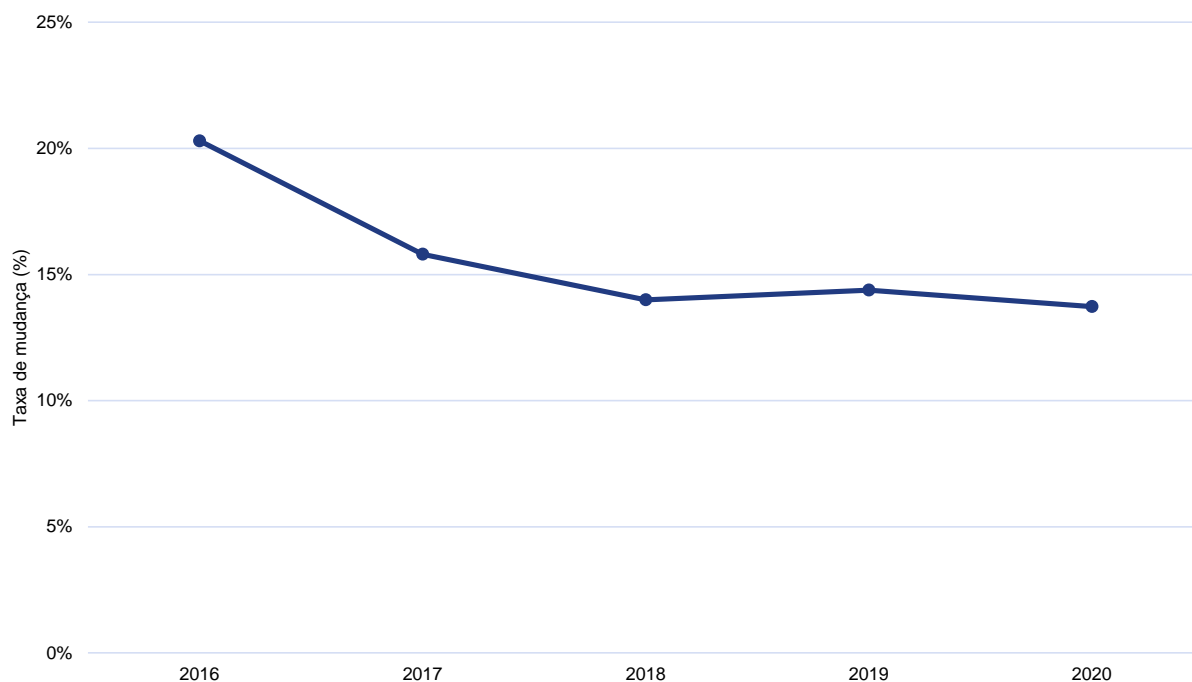
Em 2020, a EDP Comercial continuou a ocupar uma posição de destaque em termos de quota de fornecimento de gás natural, nomeadamente nas redes de distribuição operadas pela REN Portgás (PTG), Lisboagás (LBG), Setgás (STG), Duriensegás (DRG) e Paxgás (PXG).

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

A Endesa tem posições relevantes na Lusitaniagas (LTG), Lisboagás (LBG) e Tagusgás, enquanto a Naturgy tem maior expressão na Tagusgás (TGG).

A taxa de mudança de comercializador em número de clientes continua relevante, apesar da tendência decrescente observada nos últimos anos. Em 2020, cerca de 14% dos consumidores de gás natural mudaram de fornecedor, conforme se pode verificar na Figura 4-30.

Figura 4-30 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2016 a 2020



Fonte: dados Adene

A ERSE disponibiliza na sua página na internet <sup>154</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 2020, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de fornecimento nos termos do artigo 3.º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho<sup>155</sup>, no âmbito do mercado livre.

<sup>154</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=>

<sup>155</sup> Artigo 41.º, n.º 1, al. p) da Diretiva



No que respeita ao mercado regulado, a ERSE procedeu à revisão extraordinária da tarifa de energia aplicável pelo CUR q<sup>156</sup>, tendo aprovado uma redução de preço da tarifa energia no valor de 2€/MWh, com efeitos nas tarifas transitórias de venda a clientes finais e tarifa social. As referidas tarifas vigoraram desde 1 de julho a 30 de setembro de 2020.

O mecanismo de revisão extraordinário está previsto artigo 124.º-A do Regulamento Tarifário do setor do gás natural, através da qual se prevê a adequação das tarifas de energia face à verificação de desvios de previsão do custo unitário com a aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista, sendo os desvios determinados no âmbito de um processo de monitorização trimestral realizado pela ERSE. A atualização da tarifa de energia deve ocorrer sempre que o desvio em valor absoluto seja igual ou superior a 4 EUR/MWh, caso em que a tarifa de energia deve ser revista num valor fixo de 2 EUR/MWh ( $\beta_t=50\%$ ) no mesmo sentido do desvio.

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

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

Conforme referido *supra*, a ERSE possui competências próprias, que advêm do quadro legal do setor energético e da concorrência. Neste âmbito, durante o ano de 2020, foi emitido um parecer, por solicitação da Autoridade da Concorrência, sobre a operação de concentração que consiste na aquisição, pela Grupo Audax, através das suas subsidiárias Audax Renovables. S.A. e Eléctrica Nuriel. S.L.U., do controlo exclusivo sobre a empresa PH Energia, Lda. A operação incidiu sobre a atividade de comercialização de gás natural. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, por não resultar em alterações materialmente relevantes da concorrência efetiva no mercado do gás natural.

É importante referir ainda que, em 2020, ocorreu a publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) e o respetivo regime jurídico, e procede à transposição da Diretiva (UE) 2019/692, no qual consagra, agora para o setor do gás, a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do SNG, prevendo-se expressamente a figura do gestor integrado de garantias e a adoção de regras de gestão prudencial. Tal figura, que já estava anteriormente prevista para o setor elétrico, passou a ser responsável pela gestão

---

<sup>156</sup> Através da [Diretiva n.º 12/2020](#), de 30 de junho.

integrada das garantias a prestar no âmbito dos contratos de adesão à gestão técnica global do SNGN e dos contratos de uso de redes.

### **MEDIDAS EXTRAORDINÁRIAS NO SETOR DE GÁS NATURAL POR EMERGÊNCIA EPIDEMIOLÓGICA COVID-19**

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

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

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

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

### **DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES**

#### **Regime da gestão de riscos e garantias**

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

Nesse mesmo diploma, no seu artigo 82.º, é delegada na ERSE, a competência para a definição regulamentar da atividade de gestão de garantias, a gestão de riscos e de prestação de garantias no âmbito

do SNG, bem como a atividade e procedimentos a observar pelo Gestor Integrado de Garantias, visando a sua concretização num modelo definitivo.

Com a conclusão do quadro legal, importa concretizar a extensão ao setor do gás, com as devidas adaptações, do quadro regulamentar em vigor aplicável ao setor elétrico do regime de riscos e garantias previsto na Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro, tendo-se iniciado trabalhos nesse sentido no decurso do 4.º trimestre de 2020.

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

Desde 1 de julho de 2012<sup>157</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 caráter transitório.

No ano gás 2019-2020 as tarifas transitórias aplicaram-se aos fornecimentos do comercializador de último recurso retalhista (CURR) em BP<sup>158</sup> e MP. A partir de outubro de 2020 (ano gás 2020-2021) as tarifas transitórias são apenas aplicáveis a fornecimento em BP, extinguindo-se, assim, o regime transitório para os fornecimento em MP, no mercado regulado. As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em AP encontram-se extintas desde julho de 2012.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais são determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes e às infraestruturas, da tarifa transitória de energia e da tarifa de comercialização regulada<sup>159</sup>, sendo as mesmas aprovadas pela ERSE<sup>160</sup>.

---

<sup>157</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>158</sup> O período de aplicação das tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural em BP, com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>, foi alterado para 31 de dezembro de 2022, e para fornecimentos de gás natural em BP, com consumos anuais iguais ou inferiores a 10 000 m<sup>3</sup> foi alterado para 31 de dezembro de 2025, pela [Portaria n.º 83/2020](#), de 1 de abril.

<sup>159</sup> O regime da tarifa transitória é determinado pela aplicação da [Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril](#). É igualmente aplicável o [Despacho n.º 11412/2015, de 12 de outubro](#).

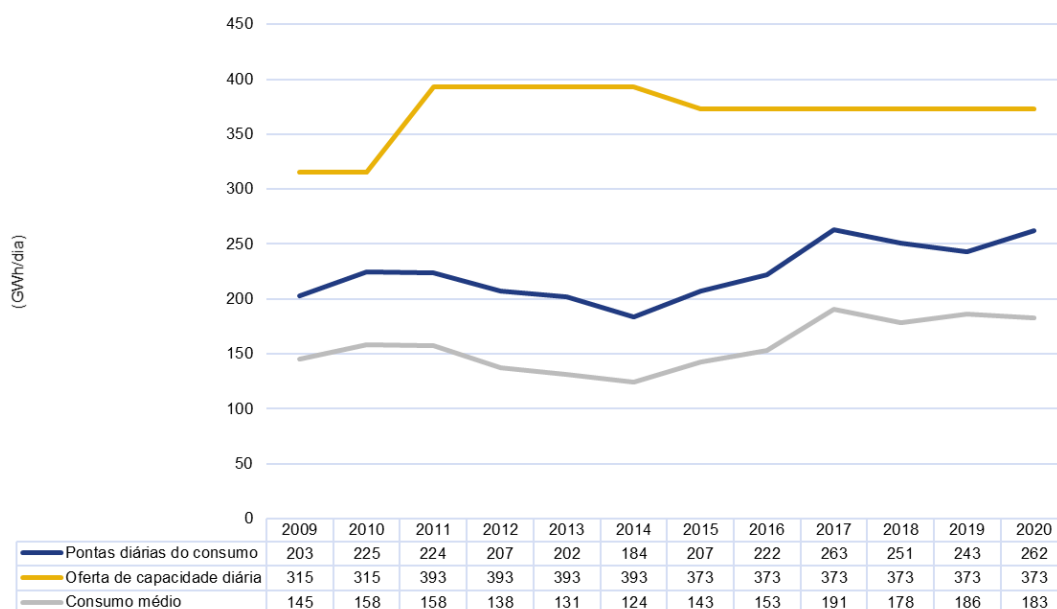
<sup>160</sup> [Diretiva n.º 12/2019, de 1 de julho \(ano gás 2019-2020\)](#) e [Diretiva n.º 11/2020](#), de 25 de junho (ano gás 2020-2021).

### 4.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

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

Na Figura 4-31 apresenta-se a evolução da oferta de capacidade no SNGN <sup>161</sup>, o consumo médio diário de gás natural e as pontas anuais de consumo, entre 2009 e 2020. Neste período, o consumo médio diário de gás natural cresceu, em média, cerca de 2,6% ao ano. A ponta de consumo de gás natural mais expressiva do SNGN ocorreu em 2017, tendo sido registado um valor de 263 GWh/dia.

Figura 4-31 – Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2009 a 2020



Fonte: REN Gasodutos – PDIRGN 2022-2031 e REN - Dados Técnicos 2020

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 Rede Nacional de Transporte. 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

<sup>161</sup> A oferta de capacidade no SNGN corresponde ao somatório das capacidades de entrada das interligações de Campo Maior e Valença do Minho e ligação entre a RNTGN e o terminal de GNL de Sines.

continua a manter-se até hoje. Para além disso, é ainda possível observar que a oferta de capacidade no SNGN é bastante superior à ponta diária de consumo para todo o período considerado. No ano de 2020, o consumo médio diário e a ponta de consumo representaram 49% e 70% da oferta de capacidade no SNGN, 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 2016 e 2020**

<b>Evolução do consumo anual de gás natural por tipo de rede (TWh)</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Centros eletroprodutores	15,39	27,56	20,77	23,82	24,72
Clientes da rede de Alta Pressão	15,53	16,51	17,20	17,13	16,24
Clientes das redes de distribuição concessionadas (GRMS (1))	23,60	24,09	25,13	25,13	24,00
Clientes das redes de distribuição licenciadas (UAG (2))	1,34	1,50	1,83	1,87	1,94
<b>Total</b>	<b>55,85</b>	<b>69,66</b>	<b>64,92</b>	<b>67,95</b>	<b>66,90</b>

(1) GRMS - Estação de Regulação e Medição de Gás

(2) UAG - Unidades Autónomas de Gás

O quadro seguinte apresenta um conjunto de indicadores característicos das infraestruturas e dos operadores de redes do SNGN entre 2016 e 2020.

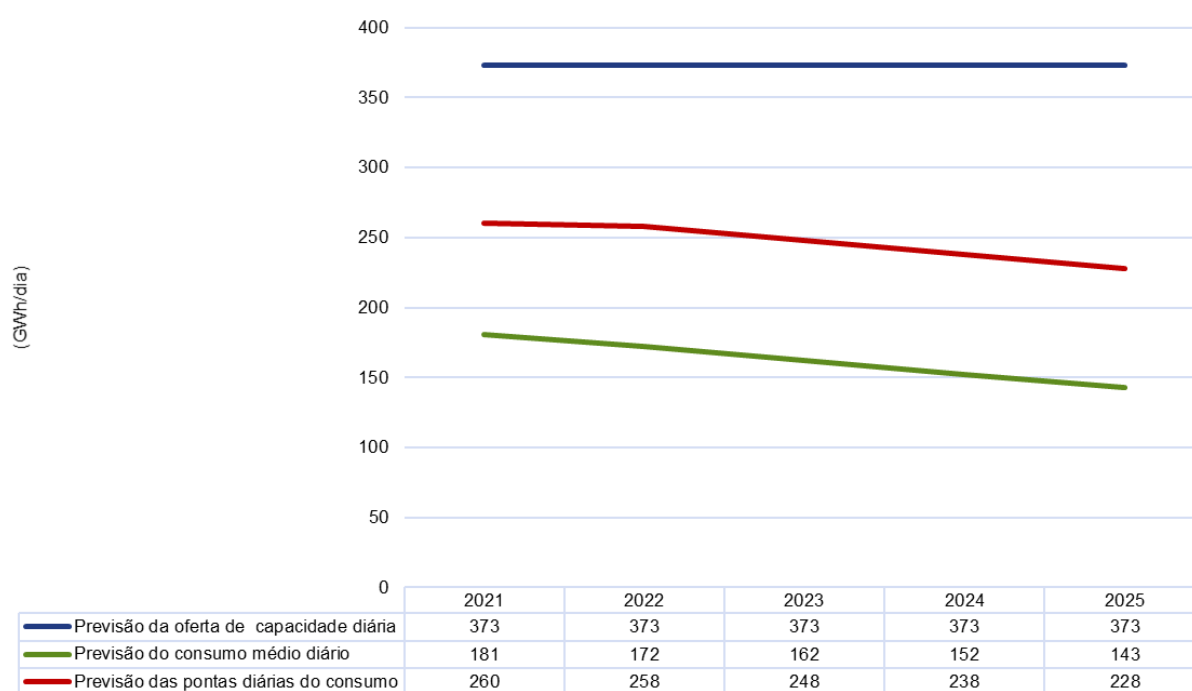
**Quadro 4-6 – Indicadores das infraestruturas e dos operadores das redes do SNGN entre 2016 e 2020**

<b>Indicadores do SNGN</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Consumo máximo diário (GWh/dia)	222	263	251	243	262
Capacidade anual de importação por gasoduto (TWh/ano)	52,56	52,56	52,56	52,56	52,56
Capacidade anual de exportação por gasoduto (TWh/ano)	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
Capacidade de importação de GNL (Disponibilidade técnica máxima) em TWh/ano	117	117	117	117	117
Capacidade máxima diária de regaseificação do terminal de LNG (GWh/dia)	321	321	321	321	321
Capacidade de armazenamento de GNL (GWh)	2569	2569	2569	2569	2569
Capacidade de armazenamento do Armazenamento subterrâneo em Mm3(n)	321	321	321	321	321
Armazenamento subterrâneo - Máxima capacidade de extração (GWh/dia)	129	129	129	129	129
Número de ORT	1	1	1	1	1
Extensão da rede de transporte (km)	1375	1375	1375	1375	1375
Número de ORDs	11	11	11	11	11
Extensão das redes de distribuição (km)	18245	18565	18987	19395	19675

#### 4.3.1 EVOLUÇÕES PREVISTAS DA PROCURA E DA OFERTA

A **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** 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 2021 e 2025.

**Figura 4-32 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2021 a 2025**



Fonte: REN Gasodutos – PDIRGN 2022-2031

Com base nos dados da REN Gasodutos S.A., a previsão da capacidade disponível para fins comerciais situa-se bastante acima da previsão de utilização de capacidade para os próximos anos. No ano de 2025 prevê-se que o consumo médio diário e a ponta de consumo representarão cerca de 38% e 61% da oferta de capacidade no SNG, respetivamente. De acordo com as previsões da REN Gasodutos S.A., os projetos propostos no Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 não têm qualquer impacto na capacidade disponível.

#### 4.3.2 MEDIDAS PARA GARANTIA DE ABASTECIMENTO

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

Apesar do SNGN 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. Tal como em 2019, em 2020 o país que mais contribuiu para o abastecimento de gás natural ao SNGN foi a Nigéria.

Outra das iniciativas visando a segurança de abastecimento, no que respeita à diversificação das fontes de aprovisionamento, foi a integração do mercado português no âmbito do mercado ibérico, iniciada em 2017. Com efeito, à semelhança de 2019, manteve-se em 2020 a presença de agentes de mercado no SNGN, com uma atividade expressiva em Espanha, embora no período em questão com uma redução da utilização das interligações e o aumento das cargas no terminal de GNL, com benefício da diversificação de fontes de aprovisionamento existente em Espanha.

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

Tendo por base as conclusões do “Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do SNGN para o período 2020-2040”<sup>162</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 eletroprodutoras da Tapada do Outeiro e de Lares dispõem de grupos bi-fuel e estão autorizadas contratualmente a garantirem o seu funcionamento mediante a queima de combustível alternativo ao gás natural, nos termos previstos no artigo 99.º, do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto <sup>163</sup>.

---

<sup>162</sup> Publicado pela DGEG e aprovado pelo Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia

<sup>163</sup> Anteriormente previsto no artigo 50.º-B do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.





## 5 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

### 5.1 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES

A proteção dos direitos e interesses dos consumidores de energia é uma atribuição geral da ERSE, refletindo-se em toda a sua atividade, estando subjacente às suas decisões regulatórias, designadamente no estabelecimento de regras de relacionamento comercial com os clientes de serviços energéticos, na fixação de tarifas, no estabelecimento de regras relativas à qualidade dos serviços prestados e da informação e apoio aos consumidores.

As atividades de proteção dos consumidores inserem-se em vários temas: (i) medidas de natureza regulatória e regulamentar; (ii) verificação do cumprimento da legislação e da regulamentação aplicáveis; (iii) disponibilização de informação e formação aos consumidores e seus representantes; (iv) promoção da resolução dos conflitos emergentes do relacionamento comercial; (v) compensações aos consumidores em resultado da aplicação do regime sancionatório.

Ao nível da verificação, destaca-se o registo e o acompanhamento das condições contratuais gerais propostas pelos comercializadores em regime de mercado, bem como as respetivas atualizações, recomendando as alterações adequadas ao cumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis ao fornecimento de energia. Na informação aos consumidores, além da resposta às solicitações individualmente apresentadas, tratadas em sede da gestão da conflitualidade, são elaborados e divulgados periodicamente conteúdos formativos e informativos através do Portal 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 lançada em 2020 a nova 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.

Em 2020 foi dada continuidade à emissão de alertas de más práticas (troca de garrafas de gás, inspeções periódicas durante a pandemia Covid 19, serviço de entrega de garrafas de gás), muitos dos quais foram reiterados em vídeo, procurando aconselhar os consumidores mais vulneráveis sobre como prevenir ou reagir contra práticas comerciais menos corretas.

Mantém-se igualmente atual a assistente virtual da ERSE – a Gia – acessível no portal da ERSE, a qual já inclui mais de 2 700 perguntas frequentes e correspondentes respostas, sobre 20 temas.

Durante o ano de 2020 manteve-se a campanha de informação através de rádios nacionais selecionadas, com conselhos aos consumidores.

Trimestralmente é emitido o Boletim do ACE (Apoio ao Consumidor de Energia), onde são divulgados os números relativos aos pedidos de informação e reclamações tratados em cada trimestre, a sua evolução comparativamente ao trimestre homólogo do ano anterior e o trimestre antecedente do mesmo ano, os temas, as empresas reclamadas e os principais resultados obtidos com a intervenção da ERSE. Acresce habitualmente a explanação de um tema, ação ou evento que tenha envolvido a ERSE, sempre na esfera da proteção do consumidor de energia.

Ao abrigo do programa ERSEFORMA, em 2020 foram promovidas várias ações de esclarecimento e de formação junto dos seus destinatários prioritários, que são as entidades de defesa dos consumidores e de resolução alternativa de litígios, 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.

Em fevereiro de 2020 foi concretizada a ação “Tarifas e preços de eletricidade e gás natural”, a única em formato presencial. Com a pandemia causada pela Covid 19, a atividade formativa da ERSE socorreu-se dos meios tecnológicos de comunicação à distância, tendo realizado as seguintes sessões de formação: Medidas excecionais – setor energético – Covid 19 (em junho e julho, respetivamente para colaboradores e juízes-árbitros dos centros de arbitragem); Medição e faturação – eletricidade e gás natural (outubro e novembro, alargadas aos demais destinatários prioritários do programa ERSEFORMA). Foram contabilizados 246 participantes nestas ações de formação.

Ainda em dezembro de 2020, em parceria com a Direção-Geral do Consumidor, teve lugar o webinar “Eletricidade: como poupar e resolver conflitos e dificuldades” cujos destinatários principais foram os técnicos de atendimento das Instituições Públicas de Solidariedade Social (IPSS), que se dedicam a apoiar os consumidores mais vulneráveis. Neste evento foram registados 83 participantes.

Os conteúdos informativos e formativos utilizados nas ações descritas são disponibilizados na página da ERSE na internet, em <https://www.erse.pt/erseforma/erseforma/>.

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. Em cumprimento dos protocolos de cooperação entre a ERSE e sete centros de arbitragem de conflitos de consumo, cuja atuação cobre o território de Portugal continental, a ERSE fornece apoio técnico e financeiro. No capítulo seguinte, apresenta-se informação mais detalhada sobre o tratamento de reclamações (e pedidos de informação) levado a cabo em 2020.

## 5.2 GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

O tratamento de reclamações/resolução de conflitos é uma das áreas de intervenção do ACE, unidade funcional que se encontra atualmente integrada na nova Direção de Consumidores de Energia. As duas outras áreas são a informação ao consumidor e a formação/educação do consumidor.

Em 2020, a ERSE recebeu o total de 1 686 de pedidos de informação, 842 dos quais foram recebidos diretamente pela plataforma do Livro de Reclamações Eletrónico. O esclarecimento individual do consumidor de energia também é assegurado através de uma linha telefónica dedicada ao atendimento, todos os dias úteis, entre as 15h e as 18h. Mediante prévio agendamento, a ERSE também disponibiliza o atendimento presencial ao consumidor, serviço que foi interrompido a partir de março de 2020, devido às contingências decorrentes da situação pandémica.

O tratamento de reclamações, à semelhança da resposta aos pedidos de informação, assenta, desde logo, numa ferramenta informática de gestão de processos (CRM) através da qual são geridas as várias fases do processo, desde a triagem à resposta final, passando pela análise jurídica e eventuais pedidos de apoio técnico junto das demais unidades orgânicas de regulação. Em 2020, foram registadas 22 020 reclamações, que deram origem a processos novos, 15 955 recebidas através da plataforma do Livro de Reclamações Eletrónico.

No total foram recebidos 23 706 reclamações e pedidos de informação, significando mais 11% do que no ano anterior.

O setor elétrico foi o mais reclamado, com 15 188 reclamações e 1 051 pedidos de informação, considerando o universo de consumidores de eletricidade (6,3 milhões em outubro de 2020), que é muito superior ao do gás natural (aproximadamente 1,5 milhões à mesma data), que, por sua vez, registou 1 628 reclamações e 106 pedidos de informação. O fornecimento dual (eletricidade e gás natural) motivou 3 757 reclamações e 141 pedidos de informação. A área dos combustíveis líquidos e dos gases de petróleo liquefeito (GPL), representou 2% (1 285) do número total de processos em 2020. A ERSE recebeu ainda 64 reclamações e pedidos de informação dos utilizadores de veículos elétricos.

A “faturação” e o “contrato de fornecimento” mantiveram-se como os temas mais reclamados em 2020, respetivamente com 7 443 e 3 222 reclamações.

Entre os resultados obtidos com o tratamento de reclamações, destacam-se 7 379 processos de reclamação concluídos com informação direta ao consumidor e 1 626 com alteração da posição da entidade reclamada e resolução do conflito.

Em 2020, os sete centros de arbitragem de conflitos de consumo, aos quais a ERSE presta apoio técnico e financeiro, registaram no total a entrada de mais de 1 400 processos, relativos ao fornecimento de eletricidade e de gás natural (710 reclamações e 747 pedidos de informação). Foram resolvidos nestes mesmos centros de arbitragem 549 casos concretos, 360 por mediação/conciliação entre as partes e 189 por julgamento arbitral.

## 6 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE

### 6.1 CERTIFICAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE

A REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade e a REN Gasodutos S.A, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, foram certificados pela ERSE, em 2015, como Operadores das Rede de Transporte (ORT) em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*), após verificação do cumprimento integral das condições necessárias para atribuição da certificação.

O processo de certificação do operador da rede de transporte de eletricidade e do operador da rede de transporte 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 operadores da rede de transporte.

Nesse sentido, o operador da rede de transporte de eletricidade, bem como o operador da rede de transporte de gás natural, devem enviar anualmente à ERSE, até 30 de junho, um relatório, 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 operador da rede de transporte de eletricidade, bem como o operador de rede de transporte de gás natural devem, ainda, enviar à ERSE os comunicados relativos a participações qualificadas, bem como informação anual e semestral que a REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. divulgue ao mercado ou à Comissão de Mercados e Valores Mobiliários (CMVM).

As referidas obrigações foram cumpridas pelo operador da RNT (eletricidade) e pelo operador da RNTGN (gás natural), não existindo elementos conhecidos pela ERSE, durante o ano de 2020, 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.

Nesse sentido, os relatórios destes operadores enviados recentemente à ERSE, que se encontram em análise, relatam que se mantêm cumpridas as condições legais e regulamentares que deram origem a certificação dos operadores da rede de transporte, bem como os critérios da separação jurídica e patrimonial exigidos pelo enquadramento legal aplicável.

Importa, todavia, assinalar que, referente ao ano de 2020, foi comunicado à ERSE que tinham ocorrido as seguintes alterações de participações qualificadas no capital social da REN SGPS:

i. Em 6 de janeiro de 2020, a sociedade Great-West Lifeco, Inc. comunicou à REN SGPS a fusão de várias sociedades suas subsidiárias. A Great-West Lifeco, Inc. detém uma participação qualificada indireta na REN SGPS correspondente a 18.225.165 ações, representativas de 2,73% do capital social da REN SGPS;

ii. Em 24 de fevereiro de 2020, a sociedade Capital Income Builder comunicou à REN SGPS que passou a deter 12.618.332 ações representativas de 1,8913% do capital social da REN SGPS e que desde a notificação submetida pela The Capital Group Companies, Inc., de 24 de março de 2017, não foi atingido qualquer limite sujeito a dever de informação;

iii. Em 26 de fevereiro de 2020, a sociedade The Capital Group Companies, Inc. comunicou à REN SGPS que passou a deter 12.852.308 ações representativas de 1,9263% do capital social da REN SGPS.

## 6.2 DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS

No âmbito do poder regulamentar cometido à ERSE, em 2020 foram publicados os seguintes regulamentos:

- Regulamento n.º 141/2020, de 20 de fevereiro - Regulamento Relativo ao Regime de Cumprimento do Dever de Informação do Comercializador de Combustíveis Derivados do Petróleo e de GPL ao Consumidor;
- Regulamento n.º 255-A/2020, de 18 de março - Aprova o Regulamento que estabelece Medidas Extraordinárias no Setor Energético por Emergência Epidemiológica Covid-19;
- Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março - Aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica;
- Regulamento n.º 356-A/2020, de 8 de abril - Aprova o regulamento que estabelece medidas excecionais no âmbito do SEN e do SNGN;

- Regulamento n.º 455/2020, de 8 de maio - Aprova a primeira alteração do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural;
- Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio - Aprova o aditamento ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico;
- Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro - 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;

Ainda com natureza regulamentar, destacam-se os seguintes atos normativos aprovados pela ERSE em 2020:

- Diretiva (extrato) n.º 1/2020, de 17 de janeiro - Perfis de consumo, de produção e de autoconsumo aplicáveis em 2020;
- Diretiva (extrato) n.º 2/2020, de 22 de janeiro - Perfis de perdas aplicáveis em 2020;
- Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro - Regime de gestão de riscos e garantias no SEN;
- Diretiva n.º 3/2020, de 17 de fevereiro - Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020;
- Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março - Regime de equilíbrio concorrencial de mercado grossista;
- Diretiva n.º 5/2020, de 20 de março - Aprova as tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP em 2020;
- Diretiva n.º 5-A/2020, de 2 de abril - Atualiza a tarifa de energia do setor elétrico;
- Diretiva n.º 6/2020, de 20 de abril - Aprova a prorrogação do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação;
- Diretiva n.º 7/2020, de 21 de abril - Aprova a primeira alteração ao Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas de gás natural;

- Diretiva n.º 8/2020, de 28 de maio - Aprova as condições gerais do contrato de adesão à rede de mobilidade elétrica e a metodologia de cálculo das garantias a prestar junto da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica;
- Diretiva n.º 9/2020, de 29 de maio - Aprova a alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico no âmbito da participação do operador da rede de transporte nas plataformas transeuropeias TERRE e IGCC;
- Diretiva n.º 10/2020, de 08 de junho - Aprova os perfis de consumo de gás natural e consumos médios diários para vigorarem no ano gás de 2020-2021;
- Diretiva n.º 11/2020, de 25 de junho - Aprova as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021;
- Diretiva n.º 12/2020, de 30 de junho - Aprova a atualização da tarifa de energia 2019-2020 do setor do gás natural;
- Diretiva n.º 13/2020, de 13 de julho - Aprova as entidades habilitadas a integrar a unidade de desvio de comercialização nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- Declaração de Retificação n.º 549/2020, de 11 de agosto - Retifica a Diretiva n.º 11/2020, de 25 de junho, que aprova as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021;
- Diretiva n.º 14/2020, de 30 de setembro - Aprova as regras de negociação de produtos com entrega no VTP na plataforma MIBGAS e procedimentos associados;
- Diretiva n.º 15/2020, de 7 de outubro - Aprova as tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP aplicáveis aos projetos que beneficiem da isenção dos encargos correspondentes aos CIEG;
- Diretiva (extrato) n.º 16/2020, de 24 de dezembro - Aprova os perfis de consumo, de produção e de autoconsumo aplicáveis em 2021;
- Instrução n.º 1/2020 - Instrução ao Gestor Integrado de Garantias - Minutas dos contratos e documentação necessária para a implementação do Gestor Integrado de Garantias;



- Instrução n.º 2/2020 - Instrução relativa à repercussão tarifária dos créditos resultantes da impossibilidade de pagamento de compensações no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço;
- Instrução n.º 3/2020 - Minuta de contrato de aquisição de energia elétrica pelo comercializador de último recurso a produtores, nos termos do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho;
- Instrução n.º 4/2020 - Instrução ao Operador de Rede de Distribuição - Diferenciação de Imagem;
- Instrução n.º 5/2020 - Instrução relativa à alteração das Normas Complementares de relato financeiro para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica;
- Instrução n.º 6/2020 - Conformação da atividade da Coopérnico – Cooperativa de Desenvolvimento Sustentável CRL;
- Instrução n.º 7/2020 - Decisão de derrogação à aplicação do n.º 1 do artigo 53.º do Regulamento (UE) 2017/2195 relativo ao período de liquidação de desvios de 15 minutos.

Dos referidos diplomas, destaca-se o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica, publicado através do Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, que concretizou o modelo de autoconsumo previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

Este regulamento veio estabelecer as disposições aplicáveis aos projetos de autoconsumo individual e projetos de autoconsumo coletivo ou comunidades de energia renovável que, cumulativamente: i) disponham de um sistema de contagem inteligente; ii) sejam instalados no mesmo nível de tensão.

No regulamento em questão, entre outras disposições, foi adotado um conjunto de procedimentos que restringem o acesso aos dados dos clientes, no âmbito das competências atribuídas à entidade gestora do autoconsumo coletivo, determinando que deve existir autorização expressa do cliente para o acesso à globalidade dos dados de energia por parte de um agente, nomeadamente o seu comercializador.

De acordo com o mesmo regulamento, a entidade gestora do autoconsumo coletivo assegurará o relacionamento com o operador de rede para efeitos do pagamento das tarifas de Acesso às Redes relativas ao autoconsumo através da rede pública, bem como o relacionamento com o agregador dos excedentes de produção para venda em mercado, minimizando-se os impactes do autoconsumo no relacionamento comercial entre os comercializadores e os clientes das instalações que fornecem.

De salientar, ainda, a fusão do Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico e do Regulamento de Relações Comerciais do Setor do Gás Natural num único normativo.

Com este novo regulamento procedeu-se à reformulação e fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais do Setor Elétrico e do Gás Natural, considerando: i) a necessidade de proceder à atualização e revisão dos normativos; ii) as vantagens em proceder a uma unificação dos regimes, tendo em conta a grande frequência de ofertas duais; iii) a harmonização adequada das regras aplicáveis, facilitadora da dinâmica de mercado; e iv) uma maior acessibilidade das regras por parte dos agentes e dos consumidores.

### 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 2020, foram recebidas 158 novas denúncias, para além da deteção de ilícitos pela ERSE e das participações recebidas de órgãos de polícia criminal e outras entidades públicas. De entre as denúncias recebidas desde 2018, através do Portal da ERSE, até ao final do ano de 2020, foram arquivadas 15 denúncias e 33 integraram processos de contraordenação.

Os principais temas denunciados foram o relacionamento comercial, a comunicação de leituras e faturação, as práticas comerciais desleais (em especial, a contratação de fornecimento através de práticas agressivas), a interrupção injustificada do fornecimento de eletricidade ou de gás natural, os serviços adicionais, a mudança de comercializador (*switching*), e infrações relativas ao Livro de Reclamações, com maior incidência na não disponibilização do Livro de Reclamações.

Foram ainda abertos, no decurso de 2020, 30 novos processos de contraordenação, em função das denúncias e participações recebidas. Adicionalmente, existiam, a 1 de janeiro de 2020, por terem transitado de anos anteriores, 45 processos de contraordenação em curso.

Destes 45 processos de contraordenação, 7 dizem respeito a processos abertos em 2015, referentes às leituras de operadores de rede de distribuição de gás, cuja regulamentação aplicável à data não permitiu com segurança o seu desenvolvimento; 1 processo relativo ao gestor do processo de mudança de comercializador, em relação ao qual não se tinha reunido factualidade até essa data que permitisse qualquer imputação.

Os restantes 37 processos de contraordenação foram abertos durante os anos de 2017, 2018 e 2019, tendo transitado para o ano de 2020. De referir que, um destes processos respeita à eficácia do atendimento

telefónico e foi objeto de impugnação da decisão da ERSE em 2020 pela empresa visada. Em janeiro de 2021, iniciou-se o julgamento com produção de prova no Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão (TCRS), tendo em maio de 2021 a visada sido condenada por este TCRS numa coima no valor de 40.000 euros.

O que resulta, em 2020, entre processos transitados e processos abertos, num total de 75 processos de contraordenação em tramitação.

Durante o ano de 2020, a ERSE deduziu 16 notas de ilicitude e decidiu 24 processos de contraordenação, que resultaram em 20 condenações e 4 arquivamentos.

O valor total das coimas aplicadas pela ERSE foi de 573.535,62 euros e o valor de coimas efetivamente cobradas correspondeu a 405.367,62 euros. O extrato das decisões proferidas encontra-se divulgado no site da ERSE <sup>164</sup>.

Dos processos decididos pela ERSE em 2020, destacam-se as seguintes condenações:

- a) Procedimento de transação, por mudanças indevidas de comercializador e por interrupções indevidas do fornecimento, foi aplicada uma coima de €66.668, reduzida a metade e pagamento de compensações aos consumidores;
- b) Processo relativo a mudanças indevidas de comercializador, foi aplicada uma coima de €50.000 e pagamento de compensações aos consumidores;
- c) Processo por práticas comerciais desleais, foi aplicada uma coima de €89.783,62;
- d) Procedimento de transação por denúncias dos contratos de fornecimento de energia elétrica a clientes, foi aplicada uma coima de €77.000, reduzida a metade e pagamento de compensações aos consumidores; e
- e) Procedimento de transação, por interrupções indevidas do fornecimento de energia elétrica, foi aplicada uma coima de €233.334 reduzida para €140.000, e pagamento de compensações aos consumidores.,

---

<sup>164</sup> Disponível em: <https://www.erse.pt/atividade/sancionatoria/decisoes/>.

Ademais, importa referir que foram cobrados, no âmbito do diploma das Práticas Comerciais Desleais, coimas com os valores de 3.500 euros e de 20.000 euros; à luz do Regime Sancionatório do Setor Energético, foi cobrada uma coima no valor de 3.500 euros; foram efetuados pagamentos voluntários, em sede contraordenacional, efetuados por empresas de eletricidade e gás natural e postos de abastecimento de combustíveis, ao abrigo do Regime Jurídico do Livro de Reclamações, que conduziram ao pagamento de coimas no valor total de 4.250 euros e foi igualmente cobrada coima no valor de 12.500 euros por não envio atempado no prazo legalmente estabelecido dos originais das folhas do livro de reclamações à ERSE.

Em 2020 foi necessário apresentar pedido de execução da coima no valor de 3.750,00 euros, junto do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão, cuja decisão não foi impugnada pelo visado.

Até 2020, por força de procedimentos de transação ao abrigo do Regime Sancionatório do Setor Energético, foram compensados consumidores diretamente num valor total de 55.065,00 euros.

## 6.4 MOBILIDADE ELÉTRICA

O enquadramento legal e regulamentar da mobilidade elétrica prevê os seguintes agentes:

- Entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME) – entidade que, em regime de monopólio, é responsável pela gestão da informação que permite que qualquer utilizador possa carregar o seu veículo em qualquer ponto de carregamento utilizando o contrato que tem com o seu comercializador de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME). Esta atividade é desenvolvida pela MOBI.E, S.A.;
- Comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) – entidades que fornecem o serviço de carregamento aos seus clientes (os utilizadores), com quem celebram um contrato com preço negociado livremente;
- Operadores de pontos de carregamento (OPC) – entidades responsáveis pelos pontos de carregamento, cobrando um preço, estabelecido em regime de mercado, pelo serviço de carregamento. Os utilizadores pagam o encargo pela utilização do ponto de carregamento através do seu CEME, única entidade com quem têm contrato;
- Utilizador de veículo elétrico (UVE) – entidade que estabelece um contrato com um CEME para carregar o seu veículo elétrico.

Em novembro de 2018, iniciaram-se os carregamentos com custos para o utilizador nos pontos de carregamento rápido, iniciando-se assim a aplicação do modelo definitivo previsto na lei e na regulamentação da ERSE, permitindo que cada utilizador de veículo elétrico escolha (de entre as ofertas comerciais disponíveis) o(s) CEME(s) e o(s) ponto(s) de carregamento.

Em abril de 2019, passou a ser possível, de modo voluntário, os pontos de carregamento (incluindo os de carregamento normal) situados em espaços privados de acesso público (por exemplo, em superfícies comerciais) cobrarem custos aos utilizadores.

Em julho de 2020, entrou em pleno funcionamento a fase comercial, terminando o Projeto Piloto da MOBI.E. Nesta nova fase, o carregamento de veículos elétricos exige a contratação de energia através de um CEME.

A rede operada pela MOBI.E, S.A. tem estado em expansão e atualização tecnológica, encontrando-se atualmente disponíveis cerca de 2054 pontos de carregamento, dos quais 353 são de carregamento rápido<sup>165</sup> e 15 ultra-rápido.

Em setembro de 2020 foi lançada uma consulta pública para alteração do Regulamento da Mobilidade Elétrica (Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro)<sup>166</sup> no sentido de resolver algumas limitações ao desenvolvimento de soluções tecnológicas e à aplicação de soluções já existentes, e também disposições do RME relativamente à implementação do modelo regulatório para definição dos proveitos permitidos da atividade da EGME que careciam de revisão, sendo aprovado em regulamento em fevereiro de 2021 <sup>167</sup>.

A [Diretiva n.º 8/2020](#), de 28 de maio, veio completar o RME aprovando as condições gerais do contrato de adesão à rede de mobilidade elétrica e a metodologia de cálculo das garantias a prestar junto da EGME.

De seguida apresenta-se um conjunto de figuras com evolução do número de utilizadores, número de carregamentos e energia carregada na rede de mobilidade elétrica sob gestão da EGME.

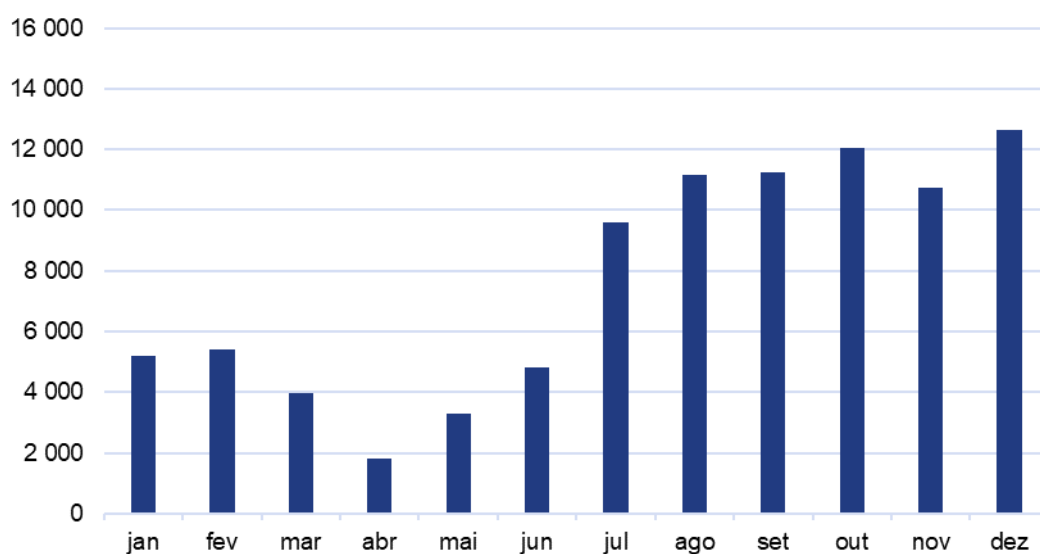
---

<sup>165</sup> Ponto de carregamento que permite o carregamento de um veículo elétrico a uma potência superior a 22 kW.

<sup>166</sup> Acessível em <https://dre.pt/application/file/72953406>.

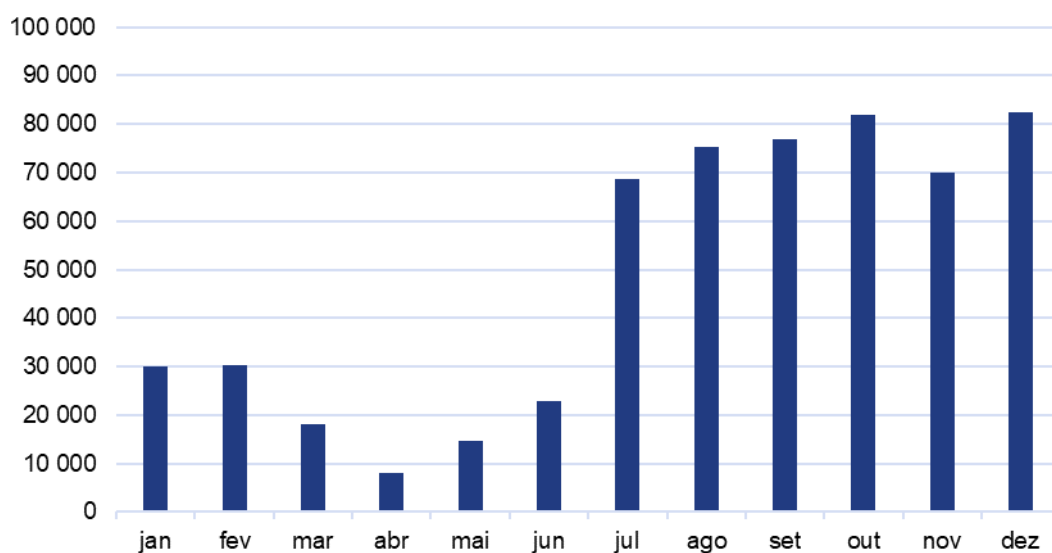
<sup>167</sup> Publicada a alteração através do Regulamento n.º 103/2021, de 1 de fevereiro.

Figura 6-1 – Número de utilizadores da rede de mobilidade elétrica, em 2020



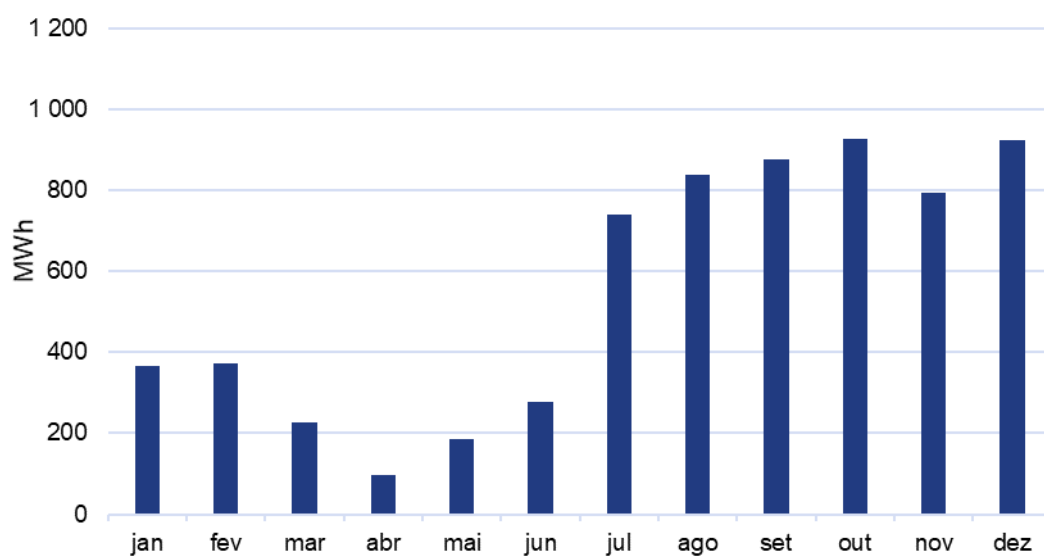
Fonte: MOBI.E, S.A.

Figura 6-2 – Número de carregamentos na rede de mobilidade elétrica, em 2020



Fonte: MOBI.E, S.A.

Figura 6-3 – Energia carregada na rede de mobilidade elétrica, em 2020



Fonte: MOBI.E, S.A.





## ANEXOS

### I. LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS

- ACE – Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia
- ACER – Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*)
- AP – Alta Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é superior a 20 bar)
- AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
- bcm – *billion cubic meters*
- BP – Baixa Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é inferior a 4 bar)
- BP< - Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 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*
- CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine*
- CCR SWE - *Capacity Calculation Region South-west Europe*
- CDS – *Credit Default Swaps*
- CEER – *Council of European Energy Regulators*
- CEME – Comercializador de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica
- CIEG – Custos de Interesse Económico Geral
- CMEC – Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual
- CNMC – *Comisión Nacional de Mercados y Competencia*
- CMVM – Comissão de Mercados e Valores Mobiliários
- CUR – Comercializador de Último Recurso
- CURR - Comercializador de Último Recurso Retalhista
- DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia

- EGME – Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
- FTR – *Financial Transmission Rights*
- GN – Gás Natural
- GNL – Gás Natural Liquefeito
- GTG – Gestor Técnico Global
- GWh – Gigawatt hora (unidade de energia)
- IGCC - *International Grid Control Cooperation*
- MARI - *Manually Activated Reserves Initiative*
- MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
- MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade
- MIBGAS – Mercado Ibérico de Gás Natural
- MP – Média Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar)
- MPAI – Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do SNGN
- MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
- MW – Megawatt (unidade de potência)
- OLMC – Operador Logístico de Mudança de Comercializador
- OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.
- OMIP – Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português
- ONME – Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade
- OPC – Operador de Ponto de Carregamento
- OPEX – *Operational Expenditure*
- ORD – Operador da Rede de Distribuição
- ORT – Operador da Rede de Transporte
- OT – Obrigações de Tesouro
- OTC – *Over The Counter*
- p.p. – pontos percentuais
- PCI – *Project of Common Interest*
- PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento
- PICASSO - *Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation*

- PNBEPH - Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
- PRE – Produção em Regime Especial
- RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações
- RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade
- RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade
- RNTGN – Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
- RNTIAT – Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
- RQS – Regulamento de Qualidade de Serviço
- RRC – Regulamento de Relações Comerciais
- RT – Regulamento Tarifário
- SE – Setor Elétrico
- SEN – Sistema Elétrico Nacional
- SNG – Sistema Nacional de Gás
- SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural
- SWE REM – Mercado regional de eletricidade do sudoeste da Europa (*South West Europe Regional Electricity Market*)
- TERRE – *Trans European Replacement Reserves Exchange*
- TR – Tempo Real
- UVE – Utilizador de Veículo Elétrico
- VIP – *Virtual Interconnection Point*
- VTP – *Virtual Trading Point*



## II. LISTA DE DIPLOMAS LEGAIS

### A. LEGISLAÇÃO NACIONAL

Em 2020, de relevante, foram publicados os seguintes diplomas legais:

- Portaria n.º 15/2020, de 23 de janeiro, alterada pela Portaria n.º 83/2013, de 26 de fevereiro - Fixa os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos às atividades de produção e comercialização de eletricidade;
- Portaria n.º 16/2020, de 23 de janeiro - Fixa os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos à atividade de autoconsumo e às Comunidades de Energia Renovável (CER);
- Portaria n.º 40/2020, de 6 de fevereiro - Prorrogação até 31 de dezembro de 2020 do regime transitório aplicável aos abastecimentos realizados em ou para instalações de consumo próprio, previsto no n.º 2 do artigo 14.º-B da Portaria n.º 246-A/2016, de 8 de setembro;
- Portaria n.º 41/2020, de 13 de fevereiro, alterado pela Portaria n.º 195-A/2020, de 13 de agosto - Fixa a tarifa aplicável, no regime de remuneração garantida, aos centros electroprodutores que utilizam resíduos urbanos como fonte de produção de eletricidade;
- Despacho n.º 2269-A/2020, de 17 de fevereiro - Aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2020;
- Portaria n.º 50/2020, de 27 de fevereiro - Regulamentação das formalidades e dos procedimentos aplicáveis ao reconhecimento e controlo das isenções e das taxas reduzidas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;
- Portaria n.º 53/2020, de 28 de fevereiro - Fixa os montantes a cobrar pela entidade emissora de garantias de origem relativos aos serviços prestados no âmbito das suas funções;
- Portaria n.º 73/2020, de 16 de março - Requisitos não exaustivos para ligação dos módulos geradores à Rede Elétrica de Serviço Público;
- Portaria n.º 80/2020, de 25 de março - Estabelece a tarifa de referência e o respetivo prazo de duração aplicável aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, bem como a quota máxima anual para atribuição de remuneração garantida;

- Lei n.º 2/2020, de 31 de março - Orçamento do Estado para 2020;
- Lei n.º 3/2020, de 31 de março - Grandes Opções do Plano para 2020;
- Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril - Antecipa os prazos de prolongamento para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e Baixa Tensão Especial para 2021 e 2022 respetivamente, e em BTN para 2025 e aos fornecimentos de gás natural em clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> para 2022 e aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> para 2025;
- Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril - Estabelece o regime jurídico aplicável ao comércio de licenças e emissão de gases com efeito de estufa, transpondo a Diretiva (UE) 2018/410;
- Despacho n.º 5921/2020, de 29 de maio - Abertura de procedimento concorrencial, sob a forma de leilão eletrónico, para atribuição de reserva de capacidade de injeção em pontos de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público para eletricidade a partir da conversão de energia solar;
- Resolução da Assembleia Legislativa da Região Autónoma dos Açores n.º 10/2020/A, de 2 de junho - Apoio social extraordinário aos consumidores domésticos de eletricidade dos Açores;
- Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho - Estabelece as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos custos de interesse económico geral que incidem sobre as tarifas de acesso às redes determinadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- Despacho n.º 6559/2020, de 23 de junho - Altera o Despacho n.º 2269-A/2020, de 14 de fevereiro, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 33, de 17 de fevereiro de 2020, que aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2020;
- Portaria n.º 158/2020, de 25 de junho - Primeira alteração à Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio, que estabelece o regime de verificação da disponibilidade dos centros electroprodutores;
- Despacho n.º 6740/2020, de 30 de junho - Estabelece o valor de pagamento por conta a aplicar em 2020 aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial;
- Decreto Regulamentar Regional n.º 15 2020 /A, de 3 de julho (Região Autónoma dos Açores) - Primeira alteração ao Decreto Regulamentar Regional n.º 2 2020 /A de 27 de janeiro, atribuição de incentivos financeiros para a aquisição de veículos elétricos e de pontos de carregamento;
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho - Aprova o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030);

- Lei n.º 27 A/ 2020, de 24 de julho - Procede à segunda alteração à Lei n.º 2 2020 de 31 de março (Orçamento do Estado para 2020 e à alteração de diversos diplomas);
- Resolução da Assembleia Legislativa da Região Autónoma dos Açores n.º 32/2020/A, de 30 de julho - Recomenda o desenvolvimento de um projeto que torne, através da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, a ilha do Corvo tendencialmente autossustentável em termos energéticos;
- Decreto Lei n.º 60/ 2020, de 17 de agosto, alterado pelo Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro - Estabelece o mecanismo de emissão de garantias de origem para gases de baixo teor de carbono e para gases de origem renovável, atualizando as metas de energia de fontes renováveis;
- Portaria n.º 203/2020, de 21 de agosto - Altera a Portaria n.º 102/2015, de 7 de abril, que estabelece os critérios de atribuição da autorização para a instalação do sobre equipamento de centros electroprodutores eólicos;
- Despacho n.º 8457/2020, de 2 de setembro - Altera o Despacho n.º 2269-A/2020, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 33, suplemento, de 17 de fevereiro de 2020, alterado pelo Despacho n.º 6559/2020, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 120, de 23 de junho de 2020, referente ao orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2020;
- Decreto Lei n.º 64/2020, de 10 de setembro - Estabelece disposições em matéria de eficiência energética, transpondo a Diretiva (UE) 2018/2002;
- Portaria n.º 553/2020, de 10 de setembro - Autoriza o Fundo Ambiental e a Mobi.E S.A. a efetuarem a repartição dos encargos relativos ao reforço da rede nacional de carregamento de veículos elétricos;
- Despacho n.º 8745/2020, de 11 de setembro - Regulamento de atribuição de incentivos programa de apoio a edifícios mais sustentáveis;
- Decreto-Lei n.º 74/2020, de 24 de setembro - Altera a taxa de IVA aplicável aos fornecimentos de eletricidade em relação a determinados níveis de consumo e potências contratadas em baixa tensão normal;
- Declaração de Retificação n.º 647/2020, de 25 de setembro - Retifica o Despacho n.º 8457/2020, de 11 de agosto, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 171, de 2 de setembro de 2020;
- Declaração de Retificação n.º 36 /2020, de 28 de setembro - Retifica a Portaria n.º 203/2020, de 21 de agosto, do Ambiente e Ação Climática, que altera a Portaria n.º 102/2015, de 7 de abril, que

estabelece os critérios de atribuição da autorização para a instalação do sobre equipamento de centros electroprodutores eólicos, publicada no Diário da República, 1.ª série, n.º 163 de 21 de agosto de 2020;

- Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro - Revoga a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, que estabelece o regime de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros eletroprodutores ao Sistema Elétrico Nacional (SEN);
- Despacho n.º 10835/2020, de 11 de outubro - 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 11261/2020, de 16 de novembro - Altera o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2020, aprovado pelo Despacho n.º 2269-A/2020, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 33, suplemento, de 17 de fevereiro de 2020, alterado pelo Despacho n.º 6559/2020, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 120, de 23 de junho de 2020, alterado pelo Despacho n.º 8457/2020, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 171, de 2 de setembro de 2020, e retificado pela Declaração de Retificação n.º 647/2020, publicada no Diário da República, 2.ª série, n.º 188, de 25 de setembro de 2020;
- Portaria n.º 265-B/2020, de 16 de novembro - Estabelece as condições e procedimentos aplicáveis à atribuição, em 2020, do apoio financeiro previsto no artigo 309.º-A da Lei n.º 2/2020, na redação conferida pela Lei n.º 27-A/2020, de 24 de julho, que tem por objeto, exclusivamente, a energia utilizada na produção agrícola e pecuária e nas atividades de armazenagem, conservação e comercialização de produtos agrícolas;
- Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro - Alarga a tarifa social de eletricidade e a tarifa social de gás natural a mais situações de insuficiência social e económica;
- Portaria n.º 277/2020, de 4 de dezembro - Fixa a taxa do adicionamento sobre as emissões de CO (índice 2) previsto no artigo 92.º-A do CIEC e o valor do adicionamento resultante da aplicação dessa taxa aos fatores de adicionamento relativos a cada produto;
- 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, transpondo a Diretiva (UE) 2018/844 e parcialmente a Diretiva (UE) 2019/944;



- Decreto-Lei n.º 102-D/2020, de 10 de dezembro - Aprova o regime geral da gestão de resíduos, o regime jurídico da deposição de resíduos em aterro e altera o regime da gestão de fluxos específicos de resíduos, transpondo as Diretivas (UE) 2018/849, 2018/850, 2018/851 e 2018/852;
- Declaração de Retificação n.º 873-A/2020, de 10 de dezembro - Retifica o Despacho n.º 11718-B/2020, de 24 de novembro, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 230, 2.º suplemento, de 25 de novembro de 2020.

Na elaboração do presente relatório, foi tida em conta a seguinte legislação nacional:

- Lei n.º 144/2015, de 8 de setembro, alterada pelo Decreto-Lei n.º 102/2017, de 23 de agosto, pela Lei n.º 14/2019, de 12 de fevereiro e pela Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, que transpõe a Diretiva 2013/11/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de maio de 2013, sobre a resolução alternativa de litígios de consumo, que estabelece o enquadramento jurídico dos mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos de consumo;
- Lei n.º 75/2015, de 28 de julho, alterada pelos Decretos-Lei n.º 39/2018, de 11 de junho e 119/2019, de 21 de agosto que estabelece o regime de acesso e exercício da atividade de prestação de serviços de auditoria de instalações de produção em cogeração ou de produção a partir de fontes de energia renováveis;
- Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, que aprova o regime Sancionatório do Setor Energético, transpondo, em complemento com a alteração aos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, as Diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelecem regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás natural e revogam as Diretivas n.º 2003/54/CE e 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003;
- Decreto-Lei n.º 57/2008, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 205/2015, de 23 de setembro, que estabelece o regime jurídico aplicável às práticas comerciais desleais das empresas nas relações com os consumidores, ocorridas antes, durante ou após uma transação comercial relativa a um bem ou serviço, clarificando assim a transposição da Diretiva 2005/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de maio de 2005;
- Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, alterado por Declaração de Retificação nº 30-A/2015 que estabelece disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração, transpondo a Diretiva 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética;

- Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, na redação em vigor, os quais estabelecem o regime de extinção das tarifas reguladas. Este diploma vem alterar a forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para o fornecimento de gás natural e eletricidade aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 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 144/2017, de 24 de abril, que altera a Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, que aprova o prolongamento do prazo para extinção das tarifas transitórias aplicáveis ao fornecimento de gás natural, estendendo o atual prazo de extinção até 31 de dezembro de 2020;
- A Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, que procede à 4.ª alteração da Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, alterada pelas Portarias n.ºs 97/2015, de 30 de março, 39/2017, de 26 de janeiro e 144/2017, de 24 de abril, que procede à aprovação das datas previstas no n.º 1 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na redação do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro e Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro;
- Decreto-Lei n.º 172-A/2014, de 14 de novembro, alterado pela Lei n.º 76/2015 de 28 de julho, que procede à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 138 -A/2010, de 28 de dezembro, que cria a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, e à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, alterado pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que cria o apoio social extraordinário ao consumidor de energia, no sentido de alargar os critérios de elegibilidade que permitem a atribuição da referida tarifa social a clientes finais considerados economicamente vulneráveis;
- Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, alterado pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, completa a transposição da Diretiva 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga a Diretiva 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho. Dá ainda execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural;
- Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto que revoga o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho - Estabelece a organização e o funcionamento do

Sistema Nacional de Gás e o respetivo regime jurídico e procede à transposição da Diretiva 2019/692;

- Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que conclui a transposição da Diretiva 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga a Diretiva 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho e pelo Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprova o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador de eletricidade e gás;
- Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro- Transpõe a Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade;
- Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, na redação em vigor e pelo Decreto Lei n.º 76/2019, de 03 de junho, retificado pela Retificação n.º 36/2019, de 30 de julho, que completa a transposição da Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, e estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, pelo Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, pelo Decreto-Lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro e pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro;
- Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006, de 23 de março, que aprova o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino da Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), assinado em Santiago de Compostela em 1 de outubro de 2004;
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, que aprova o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020;
- Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto, que estabelece as percentagens das participações sociais das sociedades na empresa MIBGAS, S. A., sociedade autorizada a atuar como entidade gestora do mercado organizado de gás, a contado, no âmbito da criação do Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS);
- Portaria n.º 178-B/2016, de 1 de julho, que estabelece os procedimentos, o modelo e as demais condições necessárias à aplicação das alterações ao artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28

de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que cria um modelo único e automático de atribuição de tarifa social de fornecimento de energia elétrica a clientes economicamente vulneráveis;

- Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro e pelo Despacho n.º 11412/2015, de 30 de setembro, que procede à definição do mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural;
- Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, alterada pelas Portarias n.º 39/2017, de 26 de janeiro, 144/2017, de 24 de abril, 364-A/2017, 235/2018, de 23 de agosto de 4 de dezembro, 66/2019, de 20 de fevereiro e 83/2020, de 1 de abril que aprova as novas datas relativas ao período de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> e de eletricidade com consumos em baixa tensão normal;
- Portaria n.º 251-B/2014, de 28 novembro, na redação em vigor, que procede à segunda alteração à Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de uso global do sistema aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional, alterada pelo Despacho n.º 14451-B/2014, de 28 de novembro e pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro;
- Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril, alterado pelo Regulamento n.º 224/2018, de 16 de abril, pelo Regulamento n.º 387/2018, de 22 de janeiro e pelo Regulamento n.º 365/2019, de 24 de abril, que aprova o Regulamento de Relações Comerciais do setor de gás natural;
- Regulamento n.º 561/2014, de 22 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 632/2017, de 21 de dezembro, que aprova o Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico;
- Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro- Aprova o Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 561/2014, de 22 de dezembro, e o Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril;
- Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural;
- Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro e pelo Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio, que aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico;

- Regulamento n.º 560/2014, de 22 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro, que aprova o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico;
- Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro, que aprova o Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico;
- Regulamento n.º 629/2017, de 20 de dezembro<sup>168</sup>, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural;
- Regulamento n.º 435/2016, de 9 de maio<sup>169</sup>, alterado pelo Regulamento n.º 362/2019, de 23 de abril, que aprova o Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações de gás natural;
- 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 8810/2015, de 10 de agosto, da Direção-Geral de Energia e Geologia, que estabelece regras e procedimentos necessários para estabelecer a disciplina da interrupção da produção em regime especial nomeadamente, a ordem e sequência da redução de potência a observar pelas instalações de produção do regime especial, ligadas à RNT ou à RND;

---

<sup>168</sup> Este regulamento foi revogado em 2021 pelo Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio.

<sup>169</sup> Este regulamento foi revogado em 2021 pelo Regulamento n.º 407/2021, de 12 de maio.

- Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, que estabelece a redução de potência da produção em regime especial que beneficie de um regime de remuneração garantida ou outro regime bonificado de apoio à remuneração
- Despacho n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro, da ERSE, que estabelece a monitorização de preços de referência e preços médios praticados pelos comercializadores de gás natural, no sentido de concretizar os requisitos informativos a estabelecer com os comercializadores relativamente ao cálculo e envio, quer dos preços de referência que os comercializadores preveem praticar no mercado, quer dos preços médios efetivamente praticados;
- Despacho n.º 18637/2010, de 15 de dezembro, da ERSE, que estabelece a monitorização de preços de referência e preços médios praticados pelos comercializadores de energia elétrica, no sentido de concretizar os requisitos informativos a estabelecer com os comercializadores relativamente ao cálculo e envio, quer dos preços de referência que os comercializadores preveem praticar no mercado, quer dos preços médios efetivamente praticados. Este despacho vem alterar o Despacho n.º 9244/2009, integrando algumas alterações na metodologia de cálculo dos preços de referência e dos preços médios praticados;
- Decisão n.º 1/2014, de 21 de fevereiro, da ERSE, que aprova os processos de atribuição de capacidade no ponto virtual de interligação de gás natural entre Portugal e Espanha;
- Diretiva n.º 7/2018, de 28 de março, que aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural;
- Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto - Aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica;
- Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, que aprova o Regulamento da Mobilidade Elétrica;
- Regulamento n.º 255-A/2020, de 18 de março, que aprova o Regulamento que estabelece Medidas Extraordinárias no Setor Energético por Emergência Epidemiológica Covid-19;
- Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, que aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica;
- Regulamento n.º 356-A/2020, de 8 de abril, que aprova o regulamento que estabelece medidas excecionais no âmbito do SEN e do SNGN.

## B. LEGISLAÇÃO COMUNITÁRIA

Na elaboração do presente relatório foi tida em conta a seguinte legislação comunitária:

- Diretiva 2009/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, que altera a Diretiva 2003/87/CE a fim de melhorar e alargar o regime comunitário de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa;
- Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE, alterada pela Diretiva 2013/18/UE do Conselho de 13 de maio de 2013 que adapta a Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, devido à adesão da República da Croácia e pela Diretiva (UE) 2015/1513 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 9 de setembro de 2015 que altera a Diretiva 98/70/CE relativa à qualidade da gasolina e do combustível para motores diesel e a Diretiva 2009/28/CE relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural, alterado pela Diretiva 2003/55/CE, alterada pelo Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018 e pela Diretiva (UE) 2019/692 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019;
- 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;
  - Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico;
  - Regulamento (UE) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro de 2013, que institui o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás e que completa o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural;
  - Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (REMIT);
  - Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 994/2010;
  - Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1775/2005 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;



- Regulamento (UE) 2019/941, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade e que revoga a Diretiva 2005/89/CE;
- Regulamento (UE) 2019/942, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019 que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (reformulação);
- Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/EU, relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética;
- Diretiva (UE) 2018/2002, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética;
- 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<sup>170</sup>.

---

<sup>170</sup> Diretiva transposta para o ordenamento nacional através do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro (aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável) e pelo 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).



**III. INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA (APLICÁVEIS AO SETOR ELÉTRICO)**

TIE	Tempo de Interrupção Equivalente: indicador de aplicação à rede de transporte. Traduz o tempo de interrupção (aplicável a interrupções longas) do sistema com base no valor médio da potência anual expectável (Pme)
TIEPI	Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada: indicador de aplicação à rede de distribuição em MT. Fornece indicação acerca da duração da interrupção (aplicável a interrupções longas) da potência instalada nos postos de transformação
SAIDI	Duração média das interrupções longas do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição
SAIFI	Frequência média das interrupções longas do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição
MAIFI	Frequência média das interrupções breves do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição

Nota: Interrupções longas - interrupções com uma duração superior a 3 minutos. Interrupções breves - Interrupções com uma duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos.

