

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA
E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2022-2025

Dezembro 2021

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
0.1	Evolução das tarifas para a energia elétrica em 2022 e dos preços dos serviços regulados	3
0.2	Principais determinantes da variação dos proveitos	13
0.2.1	Pressupostos Financeiros	13
0.2.2	Custos de aprovisionamento de energia do Comercializador de último recurso	14
0.2.3	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados	15
0.2.3.1	Diferencial de custo de Produção em Regime Especial.....	18
0.2.3.2	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual	20
0.2.3.3	Diferencial de custo das centrais com CAE	21
0.2.3.4	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	21
0.2.4	Amortizações e juros da dívida tarifária	22
0.2.5	Medidas de contenção tarifária.....	26
0.2.6	Procura de energia elétrica	27
0.2.7	Proveitos permitidos por atividade em 2022	29
1	INTRODUÇÃO.....	31
2	ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL.....	33
2.1	Economia mundial.....	33
2.2	Breve enquadramento setorial.....	40
3	PROVEITOS PERMITIDOS.....	43
3.1	Metodologias de regulação	44
3.2	Proveitos permitidos a recuperar em 2022.....	51
3.2.1	Proveitos a recuperar em 2022 por atividade	53
3.2.2	CIEG e Custos de estabilidade e Sustentabilidade de mercados	56
3.2.3	Proveitos de energia e comercialização	61
3.3	Proveitos da UGS.....	73
3.3.1	Principais rubricas explicativas da variação da UGS.....	75
3.3.2	Custos de gestão do sistema	77
3.3.3	CIEG associados à produção de energia elétrica e custos de sustentabilidade de mercados.....	77
3.3.3.1	Ajustamentos aos custos de energia	78
3.3.3.2	CIEG associados à produção de energia elétrica	80
3.3.3.3	Evolução do diferencial de custo da PRE.....	83
3.3.3.4	Repercussão do diferimento da PRE nos proveitos permitidos.....	88
3.3.4	Proveitos a recuperar pela tarifa UGS que dizem respeito a anos anteriores	90
3.4	Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica	91
3.5	Proveitos do comercializador de último recurso	94

4	TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2022	97
4.1	Tarifas.....	97
4.2	Tarifa do operador logístico de mudança de comercializador.....	105
4.3	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT.....	106
4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	106
4.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	108
4.4	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição.....	110
4.4.1	Tarifa de operação logística de mudança de comercializador.....	110
4.4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	111
4.4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	116
4.4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.....	119
4.5	Tarifas por atividade do Comercializador de último recurso.....	123
4.5.1	Tarifa de Energia.....	124
4.5.2	Tarifas de Comercialização.....	125
4.6	Tarifas de Acesso às Redes.....	126
4.7	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	131
4.8	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo.....	133
4.8.1	Inversão de fluxo nas redes a montante da UPAC.....	135
4.8.2	Isenção de CIEG.....	135
4.8.3	Tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo.....	137
4.9	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações autónomas de armazenamento.....	142
4.10	Tarifas aplicáveis à Mobilidade Elétrica.....	145
4.10.1	Tarifas de acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica.....	146
4.10.2	Tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica nas RA.....	150
4.11	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	151
4.12	Tarifas a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso no âmbito do fornecimento supletivo.....	158
4.12.1	Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo.....	159
4.12.2	Tarifa de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo.....	159
4.12.3	Tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo.....	159
4.12.4	Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo aos clientes em MAT, AT e MT.....	160
4.12.5	Tarifa a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT.....	162
4.13	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	163
4.13.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2022.....	164
4.14	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	168

4.14.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2022	169
4.15	Tarifa Social	173
4.15.1	Tarifa social de Acesso às Redes a vigorar em 2022	175
4.15.2	Tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorarem em 2022	177
5	PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS.....	180
5.1	Parâmetros a vigorar em 2022	180
5.2	Valores mensais a transferir pela REN.....	195
5.3	Valores mensais a transferir pela E-REDES	203
5.4	Amortização e juros da dívida tarifária	215
5.5	Ajustamentos tarifários de 2020 e 2021	218
6	PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS	223
6.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais.....	223
6.1.1	Enquadramento regulamentar	223
6.1.2	Propostas das empresas.....	224
6.1.2.1	Preços de leitura extraordinária	225
6.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora	227
6.1.2.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	228
6.1.3	Preços para 2022	232
6.1.3.1	Preços de leitura extraordinária	234
6.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora	237
6.1.3.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	238
6.1.3.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	238
6.1.3.5	Preços suportados pelos produtores em regime especial no âmbito da norma transitória do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.....	243
6.2	Preços previstos no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica.....	243
6.2.1	Enquadramento regulamentar	243
6.2.2	Propostas das empresas.....	244
6.2.2.1	Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota	244
6.2.2.2	Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição.....	246
6.2.2.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos.....	248
6.2.2.4	Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes	250
6.2.3	Preços para 2022	252
6.2.3.1	Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota	252
6.2.3.2	Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição.....	254
6.2.3.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimentos remotos	255
6.2.3.4	Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes	256

6.3	Preços previstos no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica	258
6.3.1	Enquadramento regulamentar	258
6.3.2	Propostas das empresas	258
6.3.3	Preços para 2022	260
7	ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES TARIFÁRIAS.....	262
7.1	Receitas a recuperar nas tarifas do setor elétrico	264
7.1.1	Portugal continental	264
7.1.2	Regiões Autónomas	266
7.2	Tarifas por Atividade.....	267
7.2.1	Evolução do preço médio entre 2021 e 2022.....	267
7.2.2	Evolução entre 2002 e 2022	269
7.3	Tarifa de Acesso às Redes.....	273
7.3.1	Evolução do preço médio entre 2021 e 2022.....	273
7.3.2	Estrutura do preço médio em 2022.....	280
7.3.3	Evolução entre 1999 e 2022	284
7.4	Preço médio de referência de venda a clientes finais	287
7.4.1	Evolução do preço médio entre 2021 e 2022.....	287
7.4.2	Estrutura do preço médio em 2022.....	291
7.4.3	Evolução do preço médio entre 1990 e 2022.....	293
7.5	Tarifas transitórias de venda a clientes finais	299
7.5.1	Evolução do preço médio entre 2021 e 2022.....	299
7.5.2	Estrutura do preço médio em 2022.....	300
7.5.3	Evolução entre 1990 e 2022	304
7.6	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	308
7.6.1	Evolução do preço médio entre 2021 e 2022.....	308
7.6.2	Evolução entre 1990 e 2022	310
7.7	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	313
7.7.1	Evolução do preço médio entre 2021 e 2022.....	313
7.7.2	Evolução entre 1990 e 2022	314
7.8	Convergência Tarifária.....	317
7.9	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral.....	322
7.10	Ofertas do mercado liberalizado em BTN.....	326
	ANEXOS.....	333
	ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES.....	335
	ANEXO II SIGLAS	343
	ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES.....	349

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental nos últimos 5 anos.....	5
Figura 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores nos últimos 5 anos.....	7
Figura 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira nos últimos 5 anos.....	8
Figura 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos	10
Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000	16
Figura 0-6 - Custos de CIEG previstos para 2022 associados à produção de energia elétrica por unidade produzida	18
Figura 0-7 - Diferencial de custo por unidade produzida das tecnologias de PRE com remuneração garantida previsto para 2022.....	19
Figura 2-1 – Taxa de variação anual do PIB mundial, das economias da zona euro, dos mercados emergentes e dos EUA.....	35
Figura 2-2 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB.....	36
Figura 2-3 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida** para a taxa de crescimento do PIB em Portugal.....	37
Figura 2-4 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e o terceiro trimestre de 2021 ...	38
Figura 2-5 - PIB e consumo de energia elétrica referido à emissão	41
Figura 2-6 - Intensidade elétrica em Portugal e na EU corrigida pela paridade do poder de compra (EU27=1)	42
Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico	51
Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade	52
Figura 3-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2001	60
Figura 3-4 - Proveitos de energia e comercialização do CUR.....	62
Figura 3-5 - Energia e número de clientes	62
Figura 3-6 - Custos médios de aquisição do CUR.....	63
Figura 3-7 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100).....	64
Figura 3-8 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100)	65
Figura 3-9 – Oferta de venda “casada” no mercado ibérico por tecnologia	66
Figura 3-10 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal	67
Figura 3-11 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) desde 2014.....	68
Figura 3-12 - Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2021	69
Figura 3-13 - Evolução preço carvão API#2 CIF NWE.....	70

Figura 3-14 - Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (Brent) e do gás natural (NBP) nos mercados <i>spot</i> (base 100=Jan/2017)	71
Figura 3-15 - Evolução preço licenças de emissão CO ₂ (EUAs)	72
Figura 3-16 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS.....	74
Figura 3-17 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente	75
Figura 3-18 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS face ao ano anterior	77
Figura 3-19 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia.....	80
Figura 3-20 - Custos de CIEG previstos para 2022 associados à produção de energia elétrica por unidade produzida	82
Figura 3-21 - Evolução do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida (valores previstos recuperar pelas tarifas).....	84
Figura 3-22 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas).....	86
Figura 3-23 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial.....	87
Figura 3-24 - Proveitos a recuperar	91
Figura 3-25 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição	92
Figura 3-26 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente	93
Figura 3-27 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais	94
Figura 3-28 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis	95
Figura 3-29 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF.....	96
Figura 3-30 - Decomposição da variação nos proveitos unitários	96
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	164
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	169
Figura 7-1 - Decomposição da variação de preço médio	263
Figura 7-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes	268
Figura 7-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de energia e comercialização	269
Figura 7-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2021).....	272
Figura 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	273
Figura 7-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	274
Figura 7-7 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema.....	274
Figura 7-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MAT	275
Figura 7-9 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT	276
Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT	276
Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT	277

Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT	277
Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT	278
Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE	278
Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE.....	279
Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN	279
Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN	280
Figura 7-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade	281
Figura 7-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade	282
Figura 7-20 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes	283
Figura 7-21 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	283
Figura 7-22 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes)	284
Figura 7-23 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2021)	285
Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais	288
Figura 7-25 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT	289
Figura 7-26 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT	289
Figura 7-27 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT	290
Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE	290
Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN	291
Figura 7-30 - Preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade	291
Figura 7-31 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade	292
Figura 7-32 - Preço médio de referência de venda a clientes finais	293
Figura 7-33 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais.....	293
Figura 7-34 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços correntes).....	294
Figura 7-35 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços constantes de 2021).....	295
Figura 7-36 - Evolução da decomposição do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN (preços constantes de 2021)	298
Figura 7-37 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTE	299

Figura 7-38 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN	300
Figura 7-39 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2022	301
Figura 7-40 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2022 ..	302
Figura 7-41 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2022, decomposto por parcelas	303
Figura 7-42 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2022, decomposto por parcelas	304
Figura 7-43 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão	306
Figura 7-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão	306
Figura 7-45 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA	309
Figura 7-46 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA.....	309
Figura 7-47 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes).....	311
Figura 7-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2021)	311
Figura 7-49 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM	313
Figura 7-50 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM	314
Figura 7-51 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	315
Figura 7-52 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	316
Figura 7-53 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2021 e 2022	318
Figura 7-54 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2021 e 2022	319
Figura 7-55 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva	320
Figura 7-56 - Preços médios da TVCF nas Regiões Autônomas, por comparação com a tarifa Aditiva	321
Figura 7-57 - Preço médio dos CIEG em 2022, por componente.....	323
Figura 7-58 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes.....	324
Figura 7-59 - Peso dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes.....	325
Figura 7-60 - Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo	327

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2022	5
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2022	6
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2022	7
Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira	9
Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2022	9
Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2022	10
Quadro 0-7 - Pressupostos financeiros	14
Quadro 0-8 Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	15
Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2022	16
Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2022	20
Quadro 0-11 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2020 e 2021.....	21
Quadro 0-12 - Amortização e juros da dívida tarifária	24
Quadro 0-13 - Amortização e juros da dívida tarifária (cont)	25
Quadro 0-14 - Medidas de Contenção Tarifária	26
Quadro 0-15 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerado em tarifas	27
Quadro 0-16 – Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA	28
Quadro 0-17 - Proveitos em Portugal continental em 2022	29
Quadro 0-18 - Proveitos nas Regiões Autónomas em 2022	29
Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2020 e previsões para 2021 e 2022	40
Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico	46
Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I)	47
Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II)	48
Quadro 3-4 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. III)	49
Quadro 3-5 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. IV).....	50
Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental.....	54
Quadro 3-7 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	55

Quadro 3-8 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2022	58
Quadro 3-9 - Peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2022	61
Quadro 3-10 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes	73
Quadro 3-11 - Ajustamentos de 2020 e 2021 a repercutir em tarifas	78
Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2018 a 2021 nos proveitos permitidos de 2022 a 2025	89
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas do Setor Elétrico	98
Quadro 4-2 - Tarifas Reguladas do Setor da Mobilidade Elétrica	104
Quadro 4-3 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	105
Quadro 4-4 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT	107
Quadro 4-5 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT	107
Quadro 4-6 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT	107
Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT	109
Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT	110
Quadro 4-9 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	111
Quadro 4-10 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	112
Quadro 4-11 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	112
Quadro 4-12 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento	113
Quadro 4-13 - Preços dos CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema	114
Quadro 4-14 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	115
Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	115
Quadro 4-16 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema	116
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	118
Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	118
Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	119

Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.....	120
Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.....	121
Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	121
Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	122
Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	122
Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	123
Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Energia.....	124
Quadro 4-27 - Preços da tarifa de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	125
Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Comercialização.....	126
Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Acesso às Redes.....	128
Quadro 4-30 - Preço médio em horas de ponta nas tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT	130
Quadro 4-31 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral.....	131
Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	132
Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	133
Quadro 4-34 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 50%	136
Quadro 4-35 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 100%	137
Quadro 4-36 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP aplicáveis aos projetos que não beneficiem de qualquer isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.....	139
Quadro 4-37 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP aplicáveis aos projetos que beneficiem de 50% isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.....	140
Quadro 4-38 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP aplicáveis aos projetos que beneficiem de 100% isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.....	141
Quadro 4-39 - Montantes de CIEG a deduzir para cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações autónomas de armazenamento	143
Quadro 4-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento.....	143
Quadro 4-41 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT	148

Quadro 4-42 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT.....	149
Quadro 4-43 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, tri-horárias, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, repartidos pelas várias tarifas por atividade	149
Quadro 4-44 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, bi-horárias, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, repartidos pelas várias tarifas por atividade	150
Quadro 4-45 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA	151
Quadro 4-46 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM	151
Quadro 4-47 - Fatores de agravamento	153
Quadro 4-48 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	154
Quadro 4-49 - Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	159
Quadro 4-50 - Tarifa de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo ...	159
Quadro 4-51 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR aos clientes em MAT, no âmbito do fornecimento supletivo.....	160
Quadro 4-52 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR aos clientes em AT, no âmbito do fornecimento supletivo.....	161
Quadro 4-53 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR aos clientes em MT, no âmbito do fornecimento supletivo.....	162
Quadro 4-54 - Tarifa a aplicar pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo.....	163
Quadro 4-55 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	165
Quadro 4-56 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	170
Quadro 4-57 - Clientes tarifa social e valor global do desconto	175
Quadro 4-58 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes	176
Quadro 4-59 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes	176
Quadro 4-60 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental	177
Quadro 4-61 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	178
Quadro 5-1 - Transferências da REN para a EDA	196
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social	197
Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EEM.....	198
Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social	199
Quadro 5-5 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à Tarifa Social	200

Quadro 5-6 - Transferências entre os centros electroprodutores e a REN relativas ao financiamento da tarifa social.....	201
Quadro 5-7 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento no regime transitório	202
Quadro 5-8 - Transferências da E-REDES para a SU Eletricidade	203
Quadro 5-9 - Transferências da E-REDES para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de Aquisição de Energia Elétrica relativos aos anos de 2007 e de 2008.....	205
Quadro 5-10 - Transferências da E-REDES para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009.....	206
Quadro 5-11 - Transferências da E-REDES para o Banco Comercial Português referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2018, 2019, 2020 e 2021	207
Quadro 5-12 - Transferências da E-REDES para o Banco Santander Totta referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2018, 2019, 2020 e 2021	208
Quadro 5-13 - Transferências da E-REDES para a Tagus referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2018 e 2019	210
Quadro 5-14 - Transferências da E-REDES para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2019, 2020 e 2021	210
Quadro 5-15 - Transferências da E-REDES para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2018, 2019 e 2020 ...	212
Quadro 5-16 - Transferências da E-REDES para o BBVA referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2018, 2019, 2020 e 2021	214
Quadro 5-17 - Amortização e juros da dívida tarifária.....	216
Quadro 5-18 - Valor dos ajustamentos de 2020 e 2021 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading.....	219
Quadro 5-19 - Valor dos ajustamentos de 2020 incluídos nos proveitos permitidos da ADENE	219
Quadro 5-20 - Valor dos ajustamentos de 2020 e 2021 incluídos nos proveitos permitidos da REN ...	220
Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2020 e 2021 incluídos nos proveitos permitidos da E-REDES.....	220
Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2020 e 2021 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade	221
Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2020 e 2021 incluídos nos proveitos permitidos da EDA ...	221
Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2020 e 2021 incluídos nos proveitos permitidos da EEM ..	222
Quadro 6-1 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da E-REDES para 2022	225
Quadro 6-2 – Valores das tarefas a realizar por PSE ao serviço da E-REDES, em 2022.....	226

Quadro 6-3 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2022.....	226
Quadro 6-4 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2022	227
Quadro 6-5 – Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da SU Eletricidade, da EDA e da EEM para 2022.....	228
Quadro 6-6 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da E-REDES para 2022	229
Quadro 6-7 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EDA para 2022	230
Quadro 6-8 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EEM para 2022	232
Quadro 6-9 – Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2022.....	235
Quadro 6-10 – Preços de leitura extraordinária na RAA para 2022.....	236
Quadro 6-11 – Preços de leitura extraordinária na RAM para 2022.....	236
Quadro 6-12 – Quantia mínima a pagar em caso de mora para 2022, em Portugal continental, na RAA e na RAM	238
Quadro 6-13 – Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2022, em Portugal continental, na RAA e na RAM	238
Quadro 6-14 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2022 (MAT).....	239
Quadro 6-15 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2022 (AT, MT e BT)	240
Quadro 6-16 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA, para 2022.....	241
Quadro 6-17 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM, para 2022.....	242
Quadro 6-18 – Preços da alteração temporária da potência contratada de forma remota – Proposta da E-REDES para 2022.....	245
Quadro 6-19 – Preços da alteração temporária da potência contratada de forma remota – Proposta da EEM para 2022.....	246
Quadro 6-20 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição – Proposta da E-REDES para 2022	247
Quadro 6-21 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição – Proposta da EEM para 2022.....	248
Quadro 6-22 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos – Proposta da E-REDES para 2022.....	249
Quadro 6-23 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos – Proposta da EEM para 2022.....	250
Quadro 6-24 – Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da E-REDES para 2022	251

Quadro 6-25 – Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da EEM para 2022	251
Quadro 6-26 – Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota em Portugal continental para 2022	253
Quadro 6-27 – Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota na RAA e na RAM para 2022	253
Quadro 6-28 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição em Portugal continental para 2022 ...	254
Quadro 6-29 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição na RAA e na RAM para 2022	255
Quadro 6-30 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2022	255
Quadro 6-31 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA e na RAM para 2022	256
Quadro 6-32 – Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes em Portugal continental para 2022	257
Quadro 6-33 – Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes na RAA e na RAM para 2022	257
Quadro 6-34 – Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão – Proposta da E-REDES para 2022	259
Quadro 6-35 – Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão – Proposta da EEM para 2022	259
Quadro 6-36 - Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão em Portugal continental para 2022	261
Quadro 6-37 - Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão na RAA e na RAM para 2022	261
Quadro 7-1 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas em 2022, Portugal continental	264
Quadro 7-2 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas em 2022, Regiões Autónomas	266
Quadro 7-3 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100)	270
Quadro 7-4 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período de regulação	271
Quadro 7-5 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão	286
Quadro 7-6 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período de regulação	287

Quadro 7-7 - Evolução real e nominal do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão.....	296
Quadro 7-8 - Variações anuais médias do preço médio de referência de venda a clientes finais, por período de regulação.....	297
Quadro 7-9 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (ano 1998 = 100).....	307
Quadro 7-10 - Variações anuais médias da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais por período de regulação.....	308
Quadro 7-11 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA (ano 2002 = 100).....	312
Quadro 7-12 - Variações anuais médias da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA, por período de regulação.....	312
Quadro 7-13 - Evolução real e nominal do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, ano 2002 = 100.....	316
Quadro 7-14 - Variações anuais médias da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, por período de regulação.....	317
Quadro 7-15 - Consumidores tipo no fornecimento de eletricidade.....	326
Quadro 7-16 - Fatura anual no ano 2022 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes.....	328
Quadro 7-17 - Fatura anual no ano 2022 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes e da componente de energia.....	330
Quadro 7-18 - Decomposição do impacte médio na fatura total anual das ofertas do mercado liberalizado.....	332

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025» fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2022 e integra os seguintes anexos: (i) «Parâmetros para o período de regulação 2022-2025», (ii) «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2022», (iii) «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2022», (iv) «Caracterização da procura de energia elétrica em 2022», (v) «Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico», (vi) «Estudo sobre custos de referência e metas de eficiência em atividade de compra de combustível»¹ e (vii) «Estudo de benchmarking – Operadores do sistema de distribuição».

As tarifas e preços a vigorarem em 2022, constantes do presente documento, devem ser analisadas no quadro regulatório definido para o período de regulação 2022-2025. Em concreto, devem ser tidos em conta o Regulamento Tarifário² assim como os parâmetros, cuja definição se encontra justificada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», e que por sua foram definidos após a análise ao desempenho das empresa reguladas, que consta do documento «Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico». Devem, igualmente, ser tidos em conta os proveitos permitidos e ajustamentos das várias empresas reguladas estabelecidos e justificados no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico», a estrutura tarifária definida e justificada no documento «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2022» e a procura prevista para 2022 apresentada e justificada no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2022». Finalmente, alguns parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 foram definidos com base nos documentos «Estudo sobre custos de referência e metas de eficiência em atividade de compra de combustível» e «Estudo de benchmarking – Operadores do sistema de distribuição».

Da revisão do Regulamento Tarifário, ocorrida em 2021, salientam-se as alterações mais relevantes para efeitos do enquadramento da presente proposta tarifária: i) Eliminação da tarifa de uso da rede de transporte aplicável a produtores; ii) Introdução de uma tarifa aplicável às instalações autónomas de armazenamento; iii) Possibilidade de introdução de uma nova opção tarifária no acesso às redes, para clientes fornecidos em média, alta e muita alta tensão; iv) Eliminação da diferenciação trimestral nas tarifas

¹ Versão pública do estudo onde não são divulgados dados de carácter confidencial.

² Aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

de acesso às redes; vi) Alteração da unidade de referência de faturação do termo tarifário fixo e da potência, de mensal para diário (EUR/mês para EUR/dia); vii) Alteração da duração do período de regulação para 4 anos; viii) Introdução de uma regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis das atividades de transporte de energia elétrica e de distribuição de energia elétrica em AT e MT; ix) Introdução de um mecanismo de partilha de ganhos e perdas no período de regulação aplicado às atividades com metodologias de regulação por incentivos aplicadas aos custos totais; x) Introdução de um incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT; xi) Revisão do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição; xii) Introdução de princípios para reforçar a monitorização do desempenho financeiro das empresas reguladas e o escrutínio na avaliação dos custos reportados.

Nos termos legal e regulamentarmente previstos, o Conselho de Administração da ERSE submeteu, a 15 de outubro, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025”. Submeter, ainda, à apreciação da Autoridade da Concorrência, dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, da entidade concessionária da RNT, da entidade concessionária da RND, do comercializador de último recurso e ainda da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, para eventuais comentários, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025” (artigo 48.º dos Estatutos da ERSE³ e artigo 215.º, n.º 2, 3, 4 e 5 do Regulamento Tarifário do setor elétrico, em vigor).

O Conselho Tarifário emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, a 15 de novembro (artigo 48.º, n.º 3 dos Estatutos da ERSE e artigo 215.º, n.º 6 do Regulamento Tarifário do setor elétrico, em vigor).

Os documentos que justificam a decisão final da ERSE, a 15 de dezembro, são tornados públicos, nomeadamente através da sua página de *internet*, assim como o Parecer do Conselho Tarifário e a resposta da ERSE.

As tarifas a aprovar para 2022 são as seguintes: (i) tarifas por atividade regulada (Operador Logístico de Mudança de Comercializador, Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT, Energia e Comercialização); (ii) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes e pagas por todos os comercializadores de energia elétrica; (iii) tarifa de Acesso às

³ Aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente.

Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão (BT); (iv) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo; (v) tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações autónomas de armazenamento; (vi) tarifas da Mobilidade Elétrica; (vii) tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis em Portugal continental; (viii) tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso, no âmbito do fornecimento supletivo do CUR; (ix) tarifa de Venda a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso aos CUR a atuar exclusivamente em BT; (x) tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis nas regiões autónomas pelos comercializadores de último recurso; (xi) tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes às entregas a clientes vulneráveis e pagas por todos os comercializadores de energia; e, (xii) tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes vulneráveis.

Todos os consumidores de Portugal continental podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica no mercado liberalizado. No mercado regulado os preços praticados correspondem às tarifas de Venda a Clientes Finais aprovadas pela ERSE, calculadas somando as tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização. No mercado liberalizado os preços de fornecimento são negociados entre os consumidores e os comercializadores de energia elétrica, sendo que estes internalizam nos preços praticados as tarifas reguladas de Acesso às Redes.

Para além das tarifas, são aprovados os preços dos serviços regulados, nomeadamente: (i) serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia, (ii) leitura extraordinária e (iii) quantia mínima a pagar em caso de mora.

0.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2022 E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

TARIFAS TRANSITÓRIAS E TARIFAS SOCIAIS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

O processo de liberalização do setor elétrico iniciado em 1995, com a abertura de mercado aos maiores consumidores, foi concluído em setembro de 2006, com a atribuição do direito de escolha de fornecedor a todos os consumidores de energia elétrica.

Em janeiro de 2011 foi aprovada a extinção das tarifas reguladas para os clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE, estando previsto um período transitório, no qual os comercializadores de último

recurso devem continuar a fornecer energia elétrica aos consumidores que não tenham contratado o seu fornecimento no mercado livre. O processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN), aprovado em 2012, estabeleceu o seguinte calendário de extinção: (i) a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA, e, (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

A Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprovou o Orçamento de Estado para 2020, prorrogou o prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em BTN, para 31 de dezembro de 2025. Na sequência da Lei n.º 2/2020, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estabeleceu também os prazos para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e BTE, para 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022, respetivamente.

Neste contexto, em 2022 as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos em BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, AT e MT.

No seguimento da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, o Governo aprovou a Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, que estabelece o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, alargando as opções de escolha dos consumidores em BTN a todas as ofertas, quer do mercado liberalizado, quer do mercado regulado. Para efeitos de aplicação nas situações de fornecimento supletivo asseguradas pelo comercializador de último recurso, bem como para efeitos de fornecimento aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT são ainda publicadas as respetivas tarifas de referência, nos termos do n.º 6 do artigo 26.º do Regulamento Tarifário.

Em junho de 2021, através da Diretiva n.º 11/2021, a ERSE aprovou uma atualização da tarifa de Energia do setor elétrico, aplicável pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), com efeito nas tarifas de Venda a Clientes Finais do mercado regulado em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, incluindo as respetivas tarifas sociais. Estas tarifas entraram em vigor no dia 1 de julho de 2021.

Em setembro de 2021, através da Diretiva ERSE n.º 12/2021, a ERSE procedeu à segunda atualização da tarifa de Energia aplicável pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), atualização esta que entrou em vigor no dia 1 de outubro de 2021.

Apresenta-se no Quadro 0-1 a variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental entre 2021 e 2022, considerando como tarifa transitória do ano 2021 os valores médios do ano.

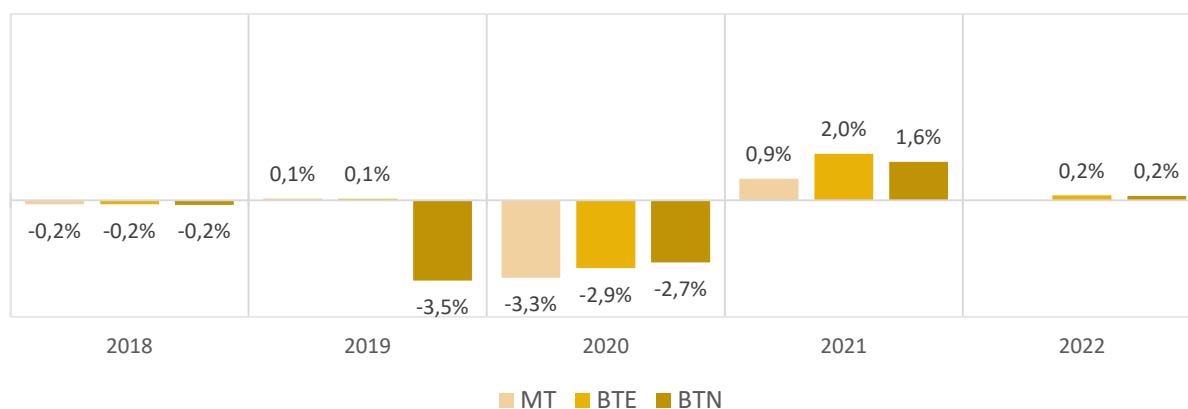
Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2022

	Variação anual 2022 / 2021	Variação Jan 2022/Dez 2021
BTE	0,2%	-3,8%
BTN	0,2%	-3,4%

A variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental considerando os preços em vigor em dezembro de 2021 corresponde a -3,8% e -3,4%, para BTE e BTN, respetivamente.

A Figura 0-1 ilustra as variações anuais das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental no período de 2018 a 2022, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. A variação apresentada para 2021 integra as revisões da tarifa de Energia em julho e outubro de 2021, no valor de 5€/MWh, em ambas as situações, o que representou um aumento acumulado de 10€/MWh e que se refletiu num aumento da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais a vigorar até dezembro de 2021.

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental nos últimos 5 anos



As tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN dos comercializadores de último recurso a vigorarem em 2022, apresentam um desconto de 33,8%, estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia (Despacho n.º 9977/2021, de 14 de outubro).

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários de prestações de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão, aos beneficiários da pensão social de velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo⁴, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

As tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas são aplicadas pelos comercializadores de último recurso. No Quadro 0-2 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores entre 2021 e 2022, considerando como tarifa transitória do ano 2021 os valores médios do ano.

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2022

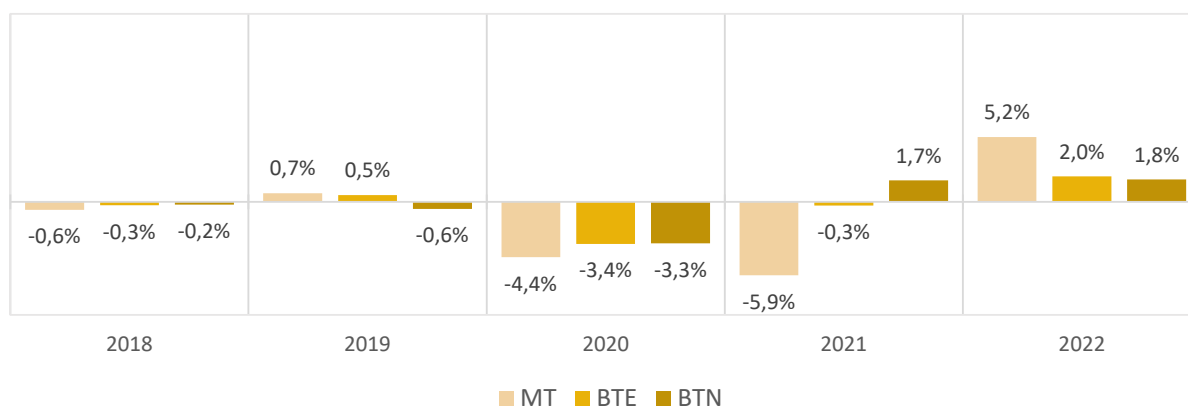
	Variação anual 2022 / 2021	Variação Jan 2022/Dez 2021
MT	5,2%	-0,8%
BTE	2,0%	-2,4%
BTN	1,8%	-1,9%

⁴ Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a (euro) 5808, acrescido de 50 % por cada elemento do agregado familiar que não afigure qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de 10.

A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores considerando os preços em vigor em dezembro de 2021 corresponde a -0,8%, -2,4% e -1,9%, para MT, BTE e BTN, respetivamente.

A Figura 0-2 ilustra as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores no período de 2018 a 2022, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. A variação apresentada para 2021 integra as revisões da tarifa de Energia em julho e outubro de 2021, no valor de 5€/MWh, em ambas as situações, que se refletiu num aumento da tarifa de Venda a Clientes Finais a vigorar até dezembro de 2021.

Figura 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores nos últimos 5 anos



O Quadro 0-3 apresenta a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira entre 2021 e 2022, considerando como tarifa transitória do ano 2021 os valores médios do ano.

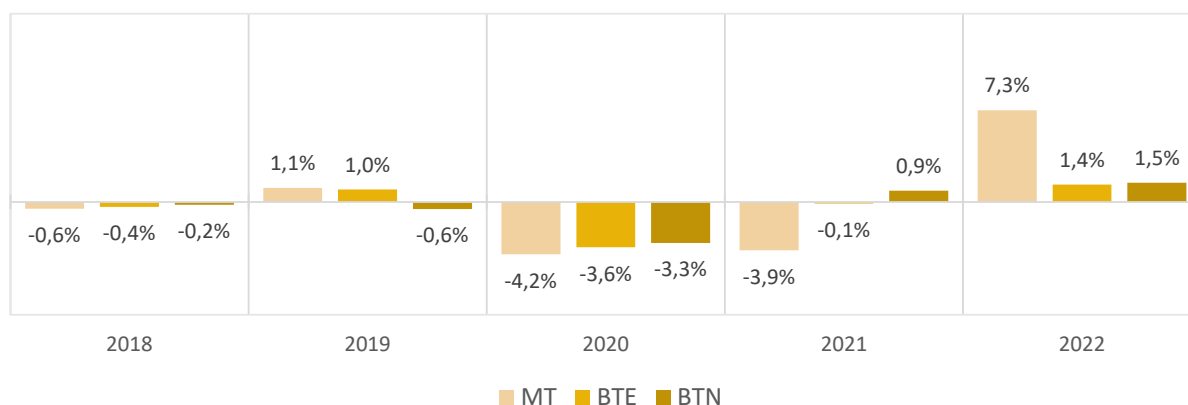
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2022

	Variação anual 2022 / 2021	Variação Jan 2022/Dez
MT	7,3%	1,1%
BTE	1,4%	-3,0%
BTN	1,5%	-2,2%

A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira considerando os preços em vigor em dezembro de 2021 corresponde a 1,1%, -3,0% e -2,2%, para MT, BTE e BTN, respetivamente.

A Figura 0-3 ilustra as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira no período de 2018 a 2022, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. A variação apresentada para 2021 integra as revisões da tarifa de Energia em julho e outubro de 2021, no valor de 5€/MWh, em ambas as situações, que se refletiu num aumento da tarifa de Venda a Clientes Finais a vigorar até dezembro de 2021.

Figura 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira nos últimos 5 anos



À semelhança de Portugal continental, são aprovadas nas Regiões Autónomas tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN a vigorarem em 2022, que apresentam um desconto de 33,8%, %, estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia (Despacho n.º 9977/2021, de 14 de outubro). Os critérios de elegibilidade aplicáveis nas tarifas sociais das Regiões Autónomas são idênticos aos aplicáveis em Portugal continental e identificados anteriormente.

À luz da legislação do setor elétrico, a convergência tarifária deve assegurar que nas Regiões Autónomas os consumidores pagam preços de energia elétrica análogos aos preços pagos pelos consumidores no Continente. Assim, a convergência tarifária nas Regiões Autónomas é efetuada para as tarifas aditivas ou tarifas de referência que traduzem os preços eficientes expectáveis a serem praticados no mercado retalhista em Portugal continental.

O impacto do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira observa-se por comparação das tarifas a vigorar em 2022 com as tarifas que seria necessário publicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas. Ou seja, caso não existissem pagamentos entre os consumidores do Continente e os consumidores dos Açores e da Madeira, seria necessário que as tarifas das Regiões Autónomas assegurassem a cobertura dos custos em cada área geográfica, situação que seria muito impactante em termos de acréscimos tarifários nas tarifas aplicáveis nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Região Autónoma dos Açores	71,6%	2,7%
Região Autónoma da Madeira	59,2%	2,6%

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes. Estas tarifas estão incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e nos preços dos comercializadores de mercado negociados livremente com os consumidores de energia elétrica. A variação das tarifas de Acesso às Redes é apresentada no Quadro 0-5.

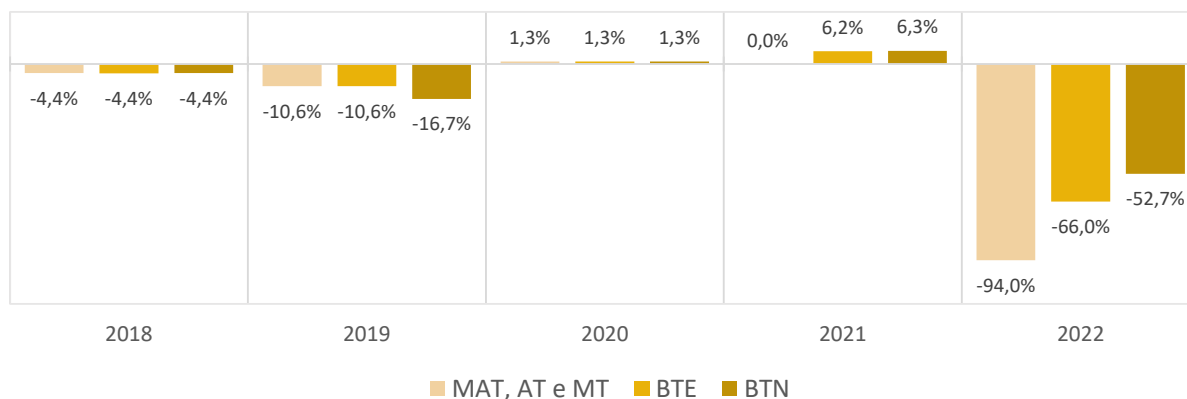
Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2022

	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas de Acesso às Redes	-94,0%	-94,0%	-94,0%	-66,0%	-52,7%

A variação das tarifas de Acesso às Redes depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição, a operação logística de mudança de comercializador e a gestão global do sistema que integra os custos de interesse económico geral e de política energética (CIEG). A diminuição das tarifas de Acesso às Redes, para todos os níveis de tensão, resulta dos CIEG se traduzirem em 2022 num benefício para o sistema.

A Figura 0-4 ilustra as variações anuais das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental no período de 2018 a 2022, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

Figura 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos



TARIFAS POR ATIVIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL

As tarifas por atividade em Portugal continental permitem recuperar os proveitos permitidos em cada uma das atividades reguladas do setor elétrico. Estas tarifas integram de forma aditiva as tarifas de Acesso às Redes e estão incluídas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais. No Quadro 0-6 apresentam-se as variações das tarifas por atividade em Portugal continental.

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2022

	Variação 2022/2021
Tarifa de Energia	96,5%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	12,5%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-111,1%
Tarifas de Uso de Redes	5,7%
Uso da Rede de Transporte	17,1%
Uso da Rede de Distribuição em AT	18,0%
Uso da Rede de Distribuição em MT	20,7%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-5,9%
Tarifas de Comercialização	8,6%

De destacar o aumento acentuado da tarifa de Energia, resultado do aumento dos custos de aprovisionamento de eletricidade nos diferentes mercados de energia, que se tem registado nos últimos meses. Importa também destacar uma diminuição muito notória da tarifa de Uso Global do Sistema, em resultado dos CIEG se traduzirem num benefício para o sistema, como referido anteriormente.

PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

Nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC), a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes e dos comercializadores de último recurso, os preços do serviço de leitura extraordinária, da quantia mínima a pagar em caso de mora e dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

A análise das propostas recebidas⁵ para o exercício de 2022 seguiu, à semelhança dos anos anteriores, a recomendação do Conselho Tarifário constante do seu Parecer ao documento «Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2011» que refere a necessidade de os preços fixados para a prestação dos serviços regulados aderirem aos custos reais. Nesse sentido, a ERSE procurou, sempre que tal não sucedesse já, enquadrar o referido ajustamento entre os preços e os custos de cada uma das atividades ou serviços para os quais se define um preço regulado.

Deste modo, e tendo por base as propostas submetidas à ERSE por parte dos operadores das redes e comercializadores de último recurso, a proposta da ERSE para os preços dos serviços regulados em 2022 previstos no RRC conduz aos seguintes resultados:

- Os preços dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, em Portugal continental, sofrem aumentos compreendidos entre 1,1% e 2,8%, com exceção dos preços dos serviços em BTN que ainda não refletem totalmente os custos, cujo aumento atinge 5% em 2022, de modo a assegurar uma gradual aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços,
- Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, e em linha com as propostas apresentadas pelos respetivos operadores das redes, os preços dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento sofrem um aumento de 1,6%, valor do deflator implícito no consumo privado, que

⁵ Foram submetidas à ERSE propostas por parte da E-Redes, da EDA, da EEM e da SU Eletricidade.

se propõe ser uniformemente o critério de atualização, já regulamentarmente consagrado para o serviço de ligação de instalações eventuais,

- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas, tal como os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT, não sofrem alterações face ao ano de 2021.

Nos termos estabelecidos no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI), a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, os preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota, da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos e do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

Salvaguardada a reduzida experiência de aplicação dos preços dos serviços regulados previstos no RSRI, os pressupostos adotados pela ERSE para a sua aprovação coincidem com os aplicáveis aos preços previstos no RRC, tendo como ponto de partida as propostas recebidas⁶ para o exercício de 2022.

Deste modo, a proposta da ERSE para os preços dos serviços regulados em 2022, previstos no RSRI, conduz aos seguintes resultados:

- Em Portugal continental, os preços dos serviços prestados remotamente sofrem um aumento de 1,6%, valor do deflator implícito no consumo privado previsto para 2022, que se propõe ser uniformemente o critério de atualização. Em relação aos serviços que dependem de deslocação à instalação do cliente, as propostas traduzem aumentos de 2,2% e 1,8% face aos preços que vigoram atualmente, respetivamente para a operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição e para o serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes,

⁶ Foram submetidas à ERSE propostas por parte da E-Redes e da EEM.

- Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, e em linha com a proposta submetida pela EEM, os preços sofrem um aumento de 1,6%, valor previsto para o deflator implícito no consumo privado para 2022, que se propõe ser uniformemente o critério de atualização.

Por último, nos termos estabelecidos no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, os preços para aquisição dos equipamentos de medição inteligentes em BTN, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes.

Os pressupostos adotados pela ERSE para a sua aprovação coincidem com os aplicáveis aos preços previstos no RRC e no RSRI, tendo como ponto de partida as propostas recebidas⁷ para o exercício de 2022.

Deste modo, a proposta da ERSE para os preços dos serviços regulados em 2022, previstos no RAC, conduz aos seguintes resultados:

- Em Portugal continental, os preços traduzem uma redução de 5,6% e 14,1%, respetivamente, para contagem monofásica e trifásica, face aos que vigoram em 2021,
- Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, e em linha com a proposta submetida pela EEM, os preços sofrem um aumento de 1,6%, valor previsto para o deflator implícito no consumo privado para 2022, que se propõe ser uniformemente o critério de atualização.

0.2 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DOS PROVEITOS

0.2.1 PRESSUPOSTOS FINANCEIROS

As taxas de juros e *spread* que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia elétrica e serviços regulados para 2022, são os seguintes:

⁷ Foram submetidas à ERSE propostas por parte da E-Redes e da EEM.

Quadro 0-7 - Pressupostos financeiros

	2022
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2020, para cálculo dos ajustamentos de 2020	-0,306%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2020 e de 2021	-0,489%
<i>Spread</i> no ano 2020 para cálculo dos ajustamentos de 2020	0,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2021 para cálculo dos ajustamentos de 2020 e dos ajustamentos de 2021	0,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2021, para cálculo das rendas dos défices tarifários	-0,542%
<i>Spread</i> para a dívida titularizada ao abrigo do DL n.º165/2008	1,95 p.p.
Taxa provisória aplicável ao alisamento intertemporal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2022	n.d.

No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2022» encontra-se uma análise sobre os fatores justificativos da evolução das variáveis monetárias.

0.2.2 CUSTOS DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Considerando os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2021 e 2022, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR, o custo médio de aquisição previsto para o próximo ano é de 105,50 EUR/MWh, superior ao estimado para 2021, que se situa em torno dos 76,18 EUR/MWh⁸, e acima do previsto em tarifas de 2021 para 2021, 49,52 EUR/MWh (Quadro 0-2). Este valor reflete igualmente as tendências observadas nos preços nos mercados das *commodities*, sendo

⁸ Inclui os serviços de sistema, o acréscimo ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

explicado em maior detalhe no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico» e no capítulo 3.2.3 do presente documento.

Quadro 0-8 Previsões para o custo médio de aquisição do CUR⁹ para fornecimento dos clientes

	2021P em T2021	2021E em T2022	2022P em T2022
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	49,52	76,18	105,50
Preço médio anual do petróleo nos mercados internacionais em EUR (EUR/bbl)	38,23	58,62	58,44
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,98	1,00

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN

0.2.3 CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

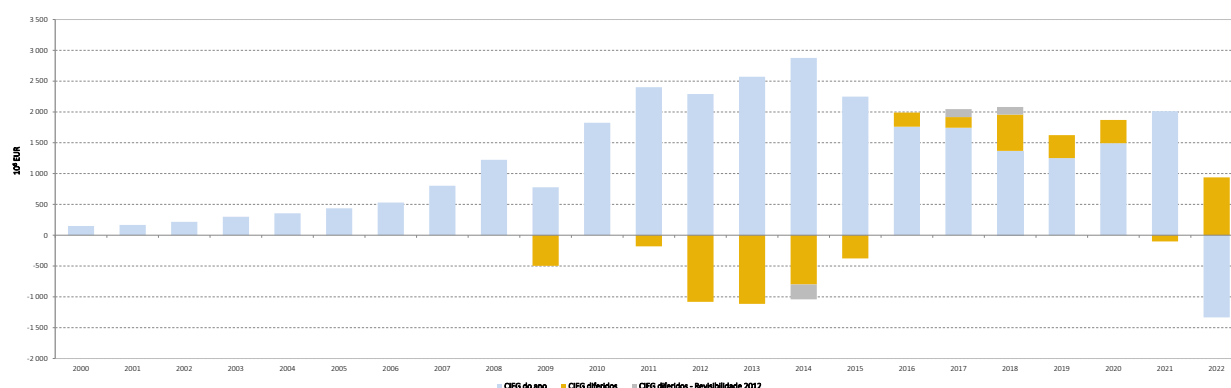
Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica.

A figura seguinte mostra a evolução dos CIEG incluídos nas tarifas desde 1999. A figura evidencia a azul os CIEG relativos aos próprios anos e a amarelo os fluxos associados aos diferimentos. Os fluxos associados aos diferimentos correspondem às diferenças entre os montantes de CIEG diferidos, a pagar no futuro, e os montantes de CIEG relativos a anos anteriores.

Observa-se a tendência de diminuição destes custos, iniciada em 2015 e que se manteve até 2019, voltando a aumentar em 2020 e 2021. Em 2022, o valor dos CIEG do ano é negativo devido à inversão do sobrecusto da PRE e do sobrecusto dos CAE.

⁹ O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000



O Quadro 0-9 apresenta as várias parcelas de custos que compõem os CIEG adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados.

Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2022

Unidade: 10³ EUR

	2021	2022	Varição 2022/2021
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 011 680	-1 333 145	-166,3%
Sobrecusto da PRE	1 469 100	-1 636 949	-211,4%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	-73 713	65 799	-189,3%
Sobrecusto dos CAE a recuperar pela tarifa	332 779	-77 659	-123,3%
Rendas de concessão da distribuição em BT	258 248	262 559	1,7%
Sobrecusto da RAA e da RAM	124 015	150 782	21,6%
Terrenos das centrais	12 296	12 273	-0,2%
Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	1 940	3 158	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	-
ERSE	5 650	1 207	-78,6%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	432	398	-8,0%
Autoridade da Concorrência	377	423	12,4%
Tarifa Social	-119 444	-115 136	-3,6%
Alisamento dos custos da PRE	-101 230	937 700	-1026,3%
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	1 910 451	-395 445	-120,7%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	133 824	133 569	-0,2%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	34 597	34 574	-0,1%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	99 227	98 994	-0,2%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-47 410	75 601	-259,5%
Diferencial extinção TVCF	-1 309	-931	-28,9%
Sobreprojeito	-2 255	-270	-88,0%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	82 850	207 969	151,0%
Total CIEG e Sustentabilidade	1 993 301	-187 476	-109,4%

Notas: 1) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

2) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.

Na Figura 0-6 apresentam-se os custos de CIEG associados à produção em regime especial (PRE) com remuneração garantida e aos CAE não cessados, por unidade prevista produzir em 2022¹⁰ pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos.

Devido à evolução estimada para 2021 e prevista para 2022 dos preços de energia elétrica no mercado grossista, assiste-se, pela primeira, a uma situação com valor negativo para estes CIEG, que se aproximaram, ou mesmo ultrapassaram, as remunerações unitárias garantidas dos PRE e os custos variáveis com CO₂ das centrais com CAE. Esta evolução dos preços de mercado afeta, por um lado, os ajustamentos de 2021 destes CIEG e, por outro, os diferenciais de custo previstos para o ano 2022, ambos refletidos nesta análise.

Refira-se que, para esta análise não foram considerados:

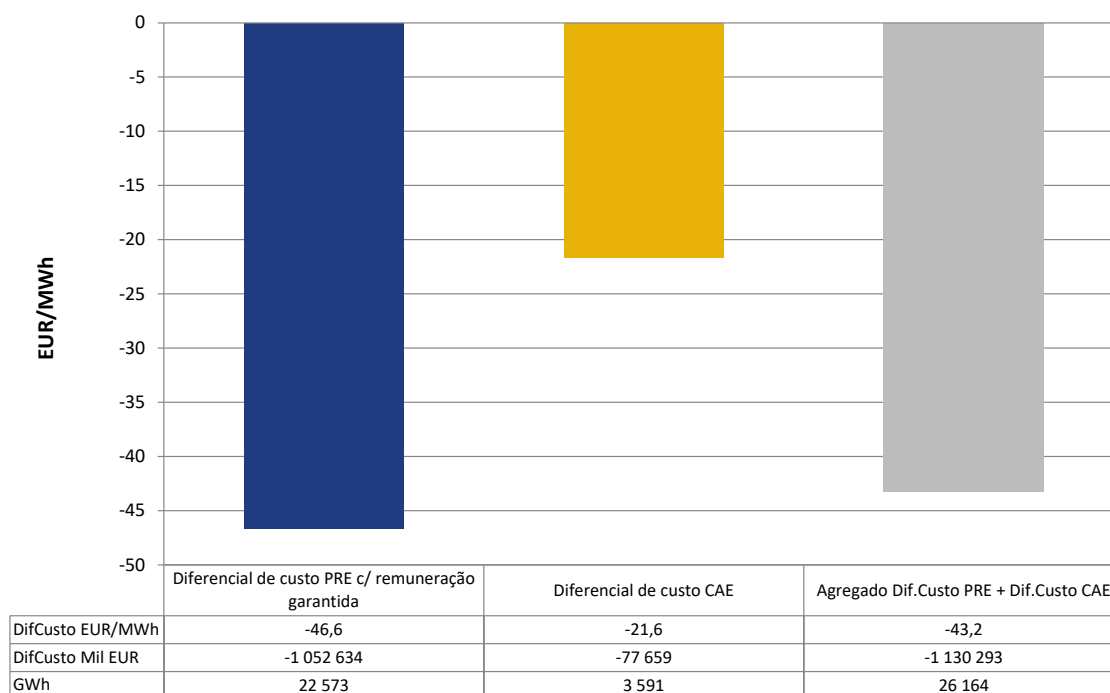
- i) o diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, determinado pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro¹¹, até 2020, e pelo estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, em 2021 e 2022;
- ii) as medidas de sustentabilidade do SEN consideradas para o ano de 2022, decorrentes da legislação em vigor, com impacte no diferencial de custo da PRE, nomeadamente, a dedução das receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN;
- iii) o mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- iv) as receitas provenientes da venda de Garantias de Origem e das receitas resultantes do Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP);

¹⁰ Produções previsionais usadas no cálculo tarifário de 2022 da PRE com remuneração garantida e da central com CAE da Turbogás (o CAE da central da Tejo Energia termina em novembro de 2021).

¹¹ Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

- v) montantes a transferir para o SEN resultantes do Despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de outubro de 2021.

Figura 0-6 - Custos de CIEG previstos para 2022 associados à produção de energia elétrica por unidade produzida



Nota: O diferencial de custo apresentado inclui os ajustamentos de anos anteriores. No caso da PRE não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2022, nem o efeito do alisamento quinzenal.

0.2.3.1 DIFERENCIAL DE CUSTO DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

O cumprimento das metas definidas a nível europeu e nacional para a produção descentralizada de energia elétrica, em particular a partir de fontes de energia renovável, tem conduzido a um forte crescimento da produção em regime especial (PRE) nos últimos anos. A grande maioria desta produção é remunerada através de uma tarifa de compra garantida administrativamente, sendo a sua aquisição imposta ao comercializador de último recurso (CUR).

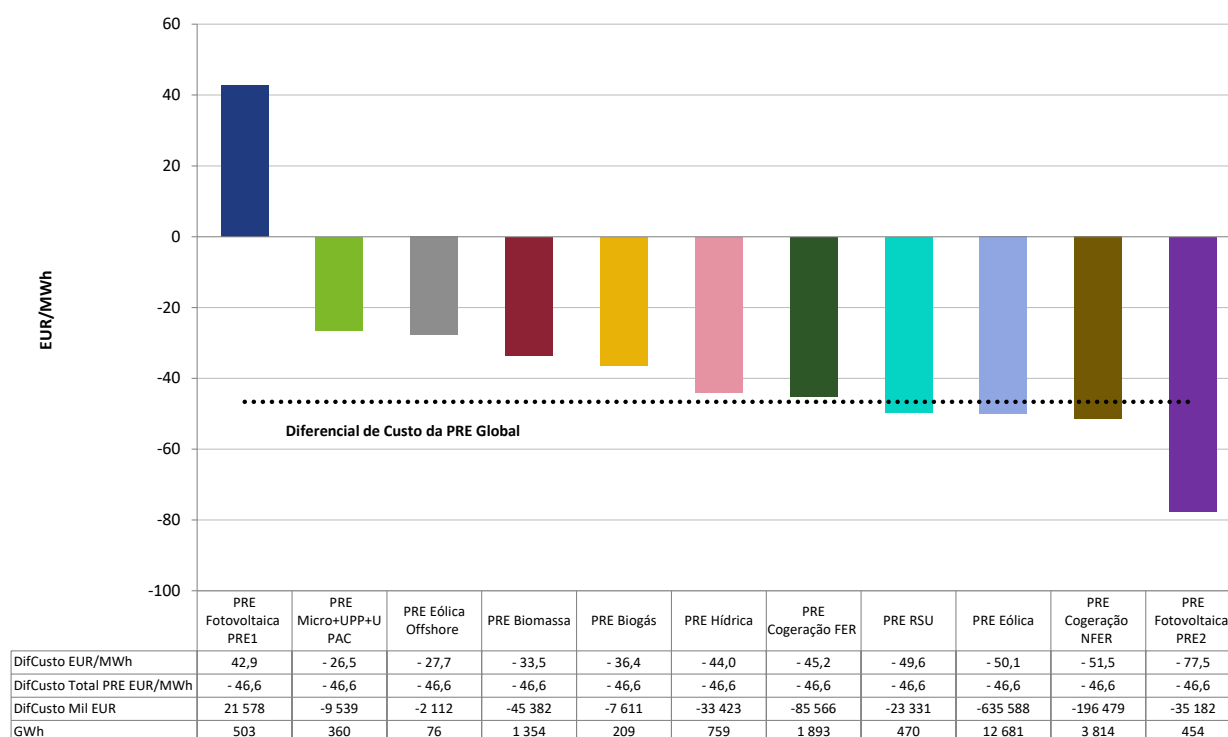
A repercussão nos proveitos permitidos destes pagamentos tem em conta a diferença entre o custo médio de aquisição desta energia por parte do CUR e o preço da energia transacionada no mercado organizado,

sendo estes proveitos recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os consumidores, independentemente do seu fornecedor.

Ilustra-se na Figura 0-7 os sobrecustos unitários de cada tecnologia de PRE, os quais incorporam os ajustamentos repercutidos em 2022, relativos aos anos de 2020 e 2021, mas não são considerados os efeitos referidos anteriormente para a Figura 0-6, com impacto no diferencial de custos da PRE.

Como anteriormente realçado, o valor negativo do diferencial de custo para algumas tecnologias de PRE deve-se à evolução prevista para os preços de energia elétrica no mercado grossista. Nesta análise, importa salientar que os ajustamentos de anos anteriores foram repartidos por tecnologias da PRE na proporção dos custos previstos para o ano de 2022, o que motiva ou pronuncia o valor negativo do diferencial de custo em algumas tecnologias.

**Figura 0-7 - Diferencial de custo por unidade produzida das tecnologias de PRE
com remuneração garantida previsto para 2022**



Nota: O diferencial de custo apresentado para cada tecnologia inclui os ajustamentos de anos anteriores, mas não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2022, nem o efeito do alisamento quinquenal. A alocação dos ajustamentos de anos anteriores a cada tecnologia foi efetuada na proporção do custo previsto para essa tecnologia em 2022. Note-se que os ajustamentos de anos anteriores justificam grande parte das variações nos diferenciais de custo por tecnologia que se verificam de um ano para outro.

A análise mais detalhada da evolução do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida encontra-se no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2022».

0.2.3.2 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

As principais rúbricas dos CMEC consideradas nas tarifas de 2022 são as seguintes:

- parcela fixa que inclui (i) a renda anual relativa ao valor inicial dos CMEC e (ii) os respetivos desvios de faturação;
- parcelas de acerto e de alisamento que incluem: (i) a renda anual relativa ao acerto final dos CMEC, (ii) a devolução de parte dos montantes das revisibilidades declaradas parcialmente nulas (iii) os desvios de faturação de 2020 e de 2021.

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2022 ascende a cerca de 65 799 milhares de euros e é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2022

Unidade: 10 ³ EUR	
	Ano 2022
Parcela Fixa	
Renda anual - valor inicial	67 532
Desvios faturação	-6 545
Parcela de Acerto	
Devolução de valores do passado	-21 871
Renda anual - ajustamento final	18 948
Desvios faturação	6 589
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-3 427
Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	4 573
Total	65 799

A análise dos fatores justificativos do valor dos CMEC, em especial dos valores da parcela de acerto, encontra-se no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico».

0.2.3.3 DIFERENCIAL DE CUSTO DAS CENTRAIS COM CAE

O valor do sobrecusto das centrais com CAE não cessados (Turbogás e Tejo Energia) previsto para 2022 é de 61,25 milhões de euros, inferior ao valor de 228,51 milhões de euros previsto nas tarifas de 2021¹². Esta evolução deve-se, entre outros fatores, ao fim do CAE da central da Tejo Energia em novembro de 2021 e ao aumento previsto no preço de energia no mercado grossista.

A análise detalhada dos fatores justificativos do diferencial de custo com CAE encontra-se no documento «Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2022 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico».

0.2.3.4 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Os custos com a convergência tarifária suportados, quer pelos clientes do Continente, quer pelos clientes das Regiões Autónomas apresentam um acréscimo relativamente ao ano anterior, conforme se pode verificar no quadro seguinte.

Quadro 0-11 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2020 e 2021

	Unidade: 10 ³ EUR		
	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2022	79 230	71 552	150 782
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2021	62 398	61 617	124 015

O acréscimo do custo com a aquisição de combustíveis fósseis explica, em grande parte, o aumento dos custos com a convergência tarifária nas RAA.

¹² Este valor não contempla nem ajustamentos, nem incentivos. O valor negativo do sobrecusto com CAE a recuperar pela tarifas e apresentado no Quadro 0-9 deve-se ao efeito dos ajustamentos negativos, em particular ao valor estimado do sobrecusto para 2021.

0.2.4 AMORTIZAÇÕES E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 0-12 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2022, que de seguida são descritos:

- o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro¹³ ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2018 com término em 2022. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI e ao Santander;
- o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro¹⁴ ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2019. O saldo em dívida em 2022, referente a este diferimento é de 234 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;
- o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro¹⁵ ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2020. O saldo em dívida em 2022, referente a este diferimento é de 381,9 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;
- o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo

¹³ Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

¹⁴ Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

¹⁵ Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro¹⁶ ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2021. O saldo em dívida em 2022, referente a este diferimento é de 830,8 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;

- o défice gerado em 2009, em consequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007 e 2008 e o défice do valor do sobrecusto da PRE de 2009 a serem recuperados num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010 e até 2024. O saldo em dívida em 2022, referente a estes défices, é de 261,9 milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e a 3 de dezembro de 2009, respetivamente.

¹⁶ Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

Quadro 0-12 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2021	Juros 2022	Amortização e regularização 2022	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2022	Saldo em dívida em 2022
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	225 216 518	3 360 005	225 216 518	228 576 524	0
EDP Serviço Universal	2 478 850	36 982	2 478 850	2 515 832	0
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	163 844 630	2 444 398	163 844 630	166 289 028	0
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	17 013 551	253 825	17 013 551	17 267 376	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	22 684 731	338 433	22 684 731	23 023 164	0
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	7 852 398	117 150	7 852 398	7 969 548	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	11 342 359	169 217	11 342 359	11 511 576	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	465 447 113	5 129 227	231 448 277	236 577 504	233 998 837
EDP Serviço Universal	870 299	9 591	432 765	442 356	437 534
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	55 147 034	607 720	27 422 420	28 030 140	27 724 615
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	54 719 499	603 009	27 209 823	27 812 832	27 509 675
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	38 474 668	423 991	19 131 917	19 555 908	19 342 751
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	16 672 366	183 729	8 290 503	8 474 232	8 381 864
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	55 147 034	607 720	27 422 420	28 030 140	27 724 615
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	36 337 177	400 436	18 069 028	18 469 464	18 268 149
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	208 079 035	2 293 031	103 469 401	105 762 432	104 609 634

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Sumário Executivo

Quadro 0-13 - Amortização e juros da dívida tarifária (cont)

	Unidade: EUR				
	Saldo em dívida em 2021	Juros 2022	Amortização e regularização 2022	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2022	Saldo em dívida em 2022
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	571 283 047	3 172 335	189 374 141	192 546 476	381 908 906
EDP Serviço Universal	67 742	376	22 456	22 832	45 286
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	75 406 541	418 733	24 996 451	25 415 184	50 410 090
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	16 643 377	92 421	5 517 099	5 609 520	11 126 278
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	100 692 968	559 148	33 378 628	33 937 776	67 314 340
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	54 980 432	305 306	18 225 418	18 530 724	36 755 015
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	63 185 162	350 867	20 945 197	21 296 064	42 239 965
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	36 902 291	204 918	12 232 710	12 437 628	24 669 581
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	101 096 288	561 388	33 512 324	34 073 712	67 583 964
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	29 498 897	163 807	9 778 565	9 942 372	19 720 332
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	74 731 243	414 983	24 772 597	25 187 580	49 958 645
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	18 078 106	100 388	5 992 696	6 093 084	12 085 410
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	1 104 614 432	6 136 133	273 863 181	279 999 314	830 751 252
SU Eletricidade	558 436 566	3 102 115	138 451 219	141 553 334	419 985 348
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	25 893 204	143 837	6 419 611	6 563 448	19 473 593
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	62 397 739	346 619	15 470 053	15 816 672	46 927 687
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	36 472 817	202 606	9 042 578	9 245 184	27 430 239
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	31 198 870	173 310	7 735 026	7 908 336	23 463 843
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	15 599 482	86 655	3 867 525	3 954 180	11 731 957
Diferimento do sobrecusto PRE de 2022					0
Tagus, SA	390 117 359	5 492 852	128 225 235	133 718 087	261 892 124
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	288 811 423	4 066 465	94 927 621	98 994 085	193 883 803
Sobrecusto da PRE 2009	101 305 936	1 426 388	33 297 614	34 724 002	68 008 321
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-149 581	0	-149 581	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009		-149 581		-149 581	0
Total	2 756 678 470	23 140 972	1 048 127 352	1 071 268 323	1 708 551 118

0.2.5 MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA

No âmbito da legislação em vigor para o setor elétrico ou de decisões de entidades competentes são definidas medidas de contenção tarifária com impacte nas várias atividades ao longo da cadeia de valor do setor elétrico. De seguida, apresentam-se as medidas de contenção tarifária incluídas nas tarifas para 2022, bem como os valores reais e estimados para 2020 e 2021, respetivamente.

Quadro 0-14 - Medidas de Contenção Tarifária

	Unidade: Milhares de euros		
	2021E	2021T	2022T
Receitas do mecanismo previsto no DL 74/2013	30 200	30 200	29 460
Receitas geradas pela venda em leilão das licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN	270 000	153 090	306 477
Transferência decorrente do FSSSE e receitas adicionais no âmbito do CELE com dedução na PRE enquadrada pelo DL 90/2006, de 24 de maio	187 250	184 866	110 000
Afetação extraordinária ao SEN dos saldos de gerência (FA, FSSSE e ERSE) com dedução na PRE enquadrada pelo DL 90/2006, de 24 de maio	0	0	131 456
50% receita gerada pela tributação do carvão em sede de ISP e adicionamento de CO2	4 200	750	3 700
Receita das vendas de Garantias de Origem que reverte para o SEN	8 800	6 009	8 900
Custos de organização e operacionalização do procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção , para energia solar fotovoltaica	473	473	0
Reversão do valor apurado por atuação indevida no mercado de serviços de sistema - efeitos da auditoria da Brattle		72 900	0
Revogação incentivo à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento		14 156	0
TOTAL medidas de contenção tarifária	500 923	462 444	589 993

0.2.6 PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

As previsões de evolução da procura de energia elétrica adotadas pela ERSE para 2022 têm como base a informação das previsões enviadas pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos e consumidores por nível de tensão, às quotas do mercado liberalizado e ao nível de perdas nas redes. Adicionalmente, a ERSE analisou os dados mais recentes do consumo de energia elétrica, de evolução do mercado liberalizado e os indicadores macroeconómicos, tendo em consideração o atual enquadramento criado pela crise pandémica da COVID-19 e pelas medidas de contenção da sua propagação em Portugal.

No Quadro 0-15 apresentam-se os fornecimentos por nível de tensão considerados em tarifas de 2022 e a sua variação face aos valores do cálculo tarifário do ano anterior.

Quadro 0-15 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerado em tarifas

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2021	Tarifas 2022	Δ% T2022 / T2021
Fornecimentos CUR + ML	45 599	45 515	-0,2%
MAT	2 436	2 468	1,3%
AT	7 034	6 893	-2,0%
MT	14 623	14 907	1,9%
BTE	3 192	3 204	0,4%
BTN	18 313	18 043	-1,5%

Devido à correlação entre a evolução da atividade económica e o consumo de energia elétrica, no capítulo 2 deste documento é feita uma análise detalhada da economia portuguesa, bem como das suas perspetivas futuras, sendo de destacar que os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa sugerem uma recuperação em 2021 e uma perspetiva de continuidade com uma evolução positiva também em 2022. A ERSE prevê para Portugal continental um crescimento do consumo em 2021 e em 2022, sendo os valores destas previsões para 2021 baseados essencialmente nos consumos reais acumulados de janeiro a agosto de 2021. Para o nível de consumo de 2022, a ERSE assumiu a taxa de evolução do consumo referido à emissão de 2021 para 2022 prevista no cenário superior da análise realizada no Parecer do PDIRT-E 2021 e baseado nas previsões do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA).

No caso das Regiões Autónomas, para a definição do nível de consumo, a ERSE aceitou as previsões das empresas, segundo as quais em 2021 e 2022 se deverá registar um crescimento do consumo de energia

elétrica relativamente ao ocorrido em 2020. Esta previsão é suportada também pela perspetiva de recuperação após o impacto negativo da pandemia da COVID-19 no consumo de energia elétrica nestes arquipélagos.

O quadro que se segue apresenta o consumo referido à emissão e os fornecimentos a clientes estimados para 2021 e previstos para 2022, para Portugal continental e para as Regiões Autónomas, apresentando também as variações relativamente ao ocorrido em 2020.

Quadro 0-16 – Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA

Unidade: GWh

	Real 2020	Estimativa 2021	Tarifas 2022
Portugal Continental			
Consumo referido à emissão	48 812	49 810	50 378
(Variação média anual)	-3,0%	2,0%	1,1%
Perdas nas redes de Transporte e Distribuição	4 888	4 719	4 848
Perdas/Fornecimentos	11,1%	10,5%	10,7%
Fornecimentos a Clientes	44 083	45 077	45 515
(Variação média anual)	-3,3%	2,3%	1,0%
Região Autónoma da Madeira			
Consumo referido à emissão	818	835	865
(Variação média anual)	-7,3%	2,1%	3,5%
Perdas na Rede	66	68	70
Perdas/Fornecimentos	8,8%	8,8%	8,8%
Fornecimentos a Clientes	751	767	794
(Variação média anual)	-7,1%	2,1%	3,5%
Região Autónoma da Açores			
Consumo referido à emissão	769	787	801
(Variação média anual)	-3,1%	2,3%	1,8%
Perdas na Rede	50	51	51
Perdas/Fornecimentos	6,9%	6,9%	6,9%
Fornecimentos a Clientes	718	734	747
(Variação média anual)	-3,2%	2,3%	1,7%

No que respeita à evolução da liberalização do mercado retalhista em Portugal continental, deverá assistir-se, em 2021 e 2022, tal como nos anos anteriores, a um abrandamento do ritmo de transição de clientes para mercado, face ao observado até 2017, que se associa às alterações do quadro legal para a extinção das tarifas transitórias para o fornecimento a clientes finais (novos prazos para a extinção das tarifas transitórias de fornecimentos de eletricidade em MT e BTE, com datas de 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022, respetivamente) e à existência da possibilidade de regresso ao mercado regulado desde janeiro de 2018.

A análise da evolução da procura e dos seus fatores justificativos encontra-se no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2022».

0.2.7 PROVEITOS PERMITIDOS POR ATIVIDADE EM 2022

O Quadro 0-17 sintetiza os proveitos permitidos e a recuperar em 2022, por atividade, em Portugal continental.

Quadro 0-17 - Proveitos em Portugal continental em 2022

Tarifas 2022	Proveitos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2022, previstos em 2021 (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2022 (6) = (3) - (4) + (5)
REN Trading	-77 659		0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	-77 659	77 659 (GGS)	0			0
ADENE	1 309		0			0
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 309	-1 309 (CVAT)	0			0
REN	529 386		451 727	0	0	451 727
Gestão Global do Sistema (GGS)	235 428	-77 659 (CVEEAC)	157 769			157 769
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	293 958		293 958			293 958
E-Redes	1 044 068	-450 418	593 650	-74 401	-115 136	552 914
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 041 633		1 041 633			1 041 633
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) (incl. Ajust. tarifa OLMC)	2 435	-450 418 (OLMC + GGS + TEE)	-447 983	-74 401		-373 583
Tarifa Social					-115 136	-115 136
SU Electricidade	-260 613	596 195	335 582	74 401	0	261 182
Compra e Venda de Energia Eléctrica	-383 881	699 249	315 368	75 601		239 766
Compra e Venda de Energia Eléctrica PRE (CVEE PRE)	-699 249	699 249 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	315 368		315 368	75 601		239 766
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	103 054	-103 054 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	20 214		20 214		-931	21 146
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória					-270	270
			1 380 959	0	-115 136	1 265 823

O Quadro 0-18 sintetiza os proveitos permitidos em 2022, por atividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-18 - Proveitos nas Regiões Autónomas em 2022

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2022 (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Proveitos permitidos por actividade (3) = (1) + (2)
EDA	118 232	79 230	197 463
Atividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	91 887	58 594	150 481
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica	21 912	16 954	38 866
Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 433	3 682	8 116
EEM	129 668	71 552	201 219
Atividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	99 511	50 302	149 813
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica	25 319	20 795	46 114
Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 838	454	5 293
Total nas Regiões Autónomas	247 900	150 782	398 682

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário (RT) submeteu-se à apreciação do Conselho Tarifário (CT), para emissão de parecer, e à Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, a «Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025». O presente documento é complementado por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante.

Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços para o Continente e para as Regiões Autónomas, a vigorarem em 2022.

As tarifas para 2022 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, que aprofundam, por um lado, a regulação das atividades de transporte e distribuição de energia elétrica e, por outro lado, a integração do Mercado Ibérico de Eletricidade, no quadro da legislação em vigor.

Os valores das tarifas e preços dos serviços regulados para 2022, têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2020, estimados para 2021 e previstos para 2022, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

- REN Trading;
- Rede Eléctrica Nacional;
- ADENE;
- E-REDES;
- SU Eletricidade;
- Electricidade dos Açores;
- Empresa de Electricidade da Madeira;

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2022.

A informação numérica enviada cumpre o estabelecido no RT e nas normas complementares de reporte de informação publicadas pela ERSE.

No capítulo 2 é feita uma análise da situação económica nacional e do seu enquadramento a nível europeu.

No capítulo 3 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram à fixação de tarifas e preços a aplicar em 2022, designadamente são apresentados os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas.

No capítulo 4 apresentam-se os cálculos das tarifas por atividade, das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem em 2022.

No capítulo 5 apresentam-se os parâmetros que vigoram no período de regulação de 2022-2025.

No capítulo 6 são apresentados os preços dos serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço para vigorarem em 2022.

Por último, no capítulo 7 é feita uma análise do impacte das principais decisões tomadas.

2 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL

2.1 ECONOMIA MUNDIAL

No âmbito do enquadramento do desempenho macroeconómico da economia portuguesa, importa fazer uma contextualização da situação da economia mundial, dado o seu impacte na atividade económica em Portugal.

De acordo com o FMI¹⁷, a economia mundial permaneceu estável entre 2012 e 2019 com ligeiras oscilações. Em 2019 o crescimento do PIB mundial situou-se nos 2,8%¹⁸, ligeiramente abaixo do observado nos anos anteriores, consequência de diversos fatores, nomeadamente a incerteza a nível da evolução do comércio mundial, as tensões geopolíticas, bem como choques internos específicos nos países que compõem os mercados emergentes. Neste contexto, o FMI apontava para uma aceleração do nível de atividade económica à escala global para os anos seguintes, à medida que estes riscos se desvanecessem.

No entanto, em 2020 verificou-se uma contração da produção mundial em 3,1%¹⁹, consequência dos impactos económicos e sociais da pandemia COVID-19. Em 2021 o FMI, estima um crescimento económico global de 5,9% e de 4,9% para 2022.

A sustentar as previsões de retoma do crescimento económico global, encontra-se o processo de vacinação, que permite aos países mais desenvolvidos e com maiores taxas de vacinação, terem perspetivas de recuperação mais rápidas relativamente aos países de mercados emergentes, nos quais a crise sanitária se deverá prolongar, uma vez que o processo de vacinação está a ser mais lento. Os apoios orçamentais e monetários observados na zona euro (no caso dos orçamentais estende-se a toda a União Europeia (UE)) e nos Estados Unidos da América (EUA), orientados para a mitigação dos impactos da crise e para o restabelecimento do nível económico e social, são mecanismos citados pelo FMI como importantes para a recuperação no curto e médio prazo.

¹⁷ FMI, "World Economic Outlook" - [Base de dados - FMI](#) -

¹⁸ [FMI "World Economic Outlook" - Abril de 2021](#)

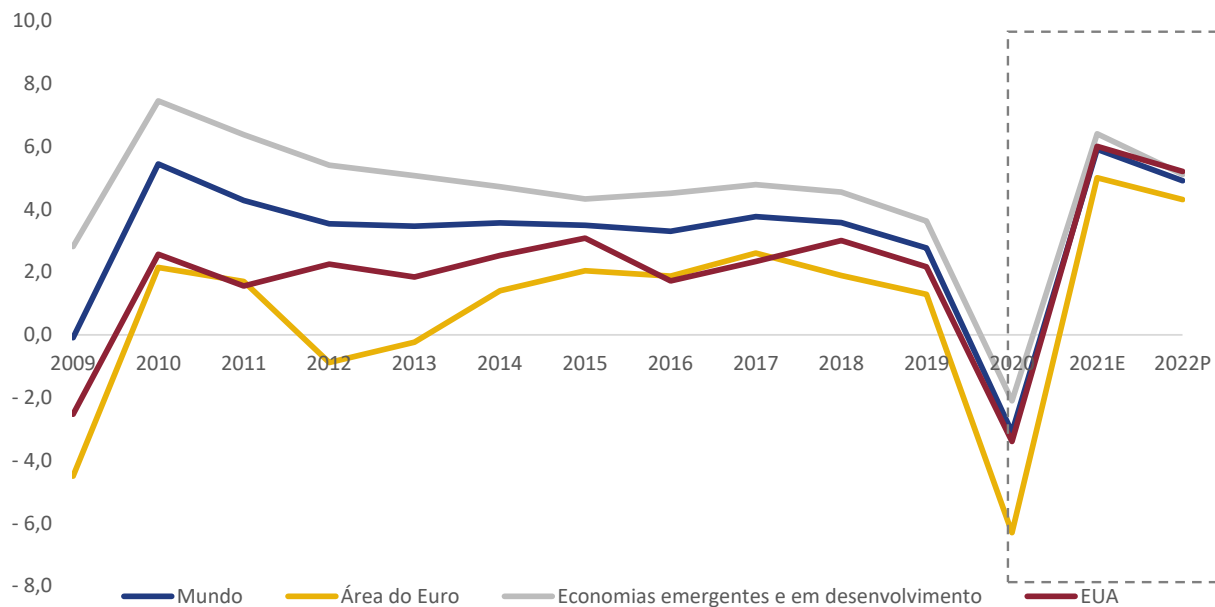
¹⁹ [FMI, "World Economic Outlook" - Outubro de 2021](#)

No âmbito dos apoios orçamentais, as perspetivas negativas que se afiguravam para várias economias da UE permitiram, no último trimestre de 2020, chegar a acordo sobre um pacote extraordinário de 750 mil milhões de euros de apoios da UE para enfrentar a crise provocada pela pandemia COVID-19, além da definição de um forte orçamento de longo prazo 2021-2027 (Quadro Financeiro Plurianual QFP), em valores a rondar os 1 074 mil milhões de euros. Em particular, o *Plano de Recuperação e Resiliência* (PRR) português, foi aprovado em julho de 2021, contemplando 13,9 mil milhões de euros a fundo perdido e 2,7 mil milhões de euros em empréstimo em condições favoráveis, num total de 16,6 mil milhões de euros em apoios.

Em sentido inverso, o FMI destaca alguns fatores que, apesar do robusto crescimento económico mundial atualmente em curso, poderão afetar o desempenho do nível de atividade económico no médio prazo, nomeadamente divergências no acesso à vacinação entre economias, o surgimento de novas mutações e as pressões inflacionistas que se verificam principalmente nas economias avançadas, resultado do aumento das matérias-primas e dos serviços, bem como dos constrangimentos nas cadeias de abastecimento globais.

Neste contexto, ilustra-se, na figura *infra*, as dinâmicas de evolução do PIB acima descritas a nível mundial, da zona euro, das economias emergentes e dos EUA.

Figura 2-1 – Taxa de variação anual do PIB mundial, das economias da zona euro, dos mercados emergentes e dos EUA

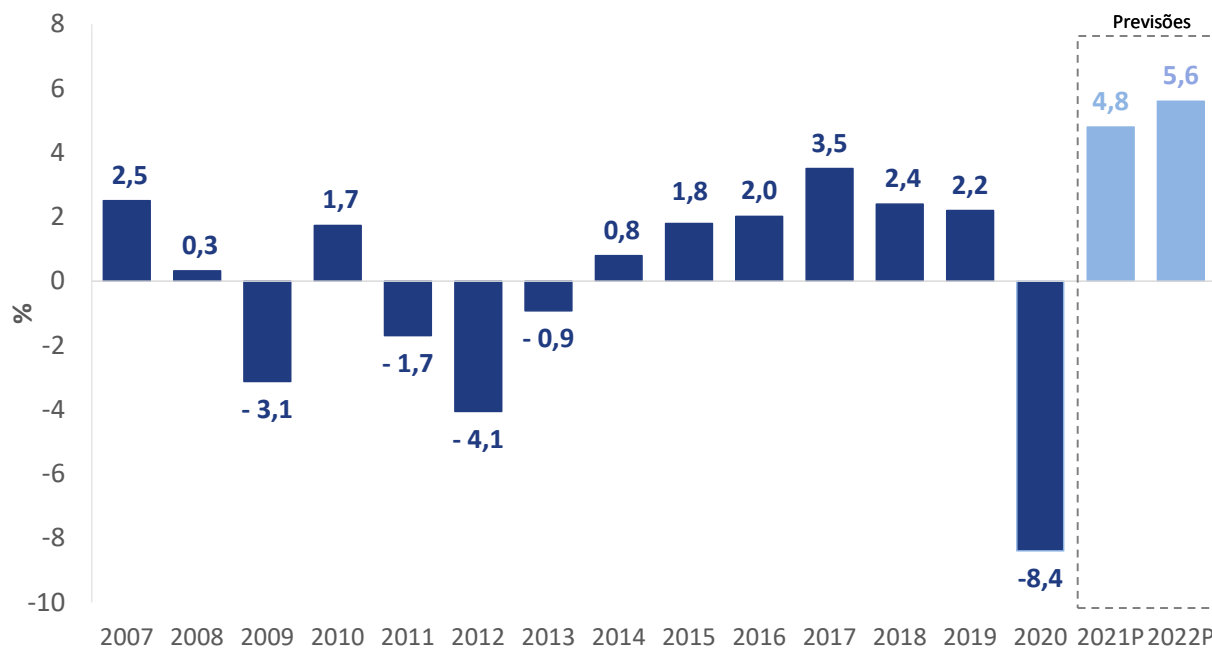


Fonte: ERSE, FMI

Findo o período sobre o qual Portugal esteve sob o programa de Assistência Económica e Financeira, no qual o restabelecimento do acesso aos mercados financeiros e a consolidação orçamental foram bem-sucedidos, a economia portuguesa caracterizou-se por um período (2015 a 2019) de crescimento robusto, com um crescimento máximo de 3,5% verificado em 2017. A partir de 2020, no período pré-pandemia, continuava-se a projetar valores sólidos para o crescimento do nível de atividade económica, embora

prossequindo uma ligeira tendência de desaceleração do nível de atividade económica portuguesa verificada em 2018 e em 2019.

Figura 2-2 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



Fonte: ERSE, Banco de Portugal

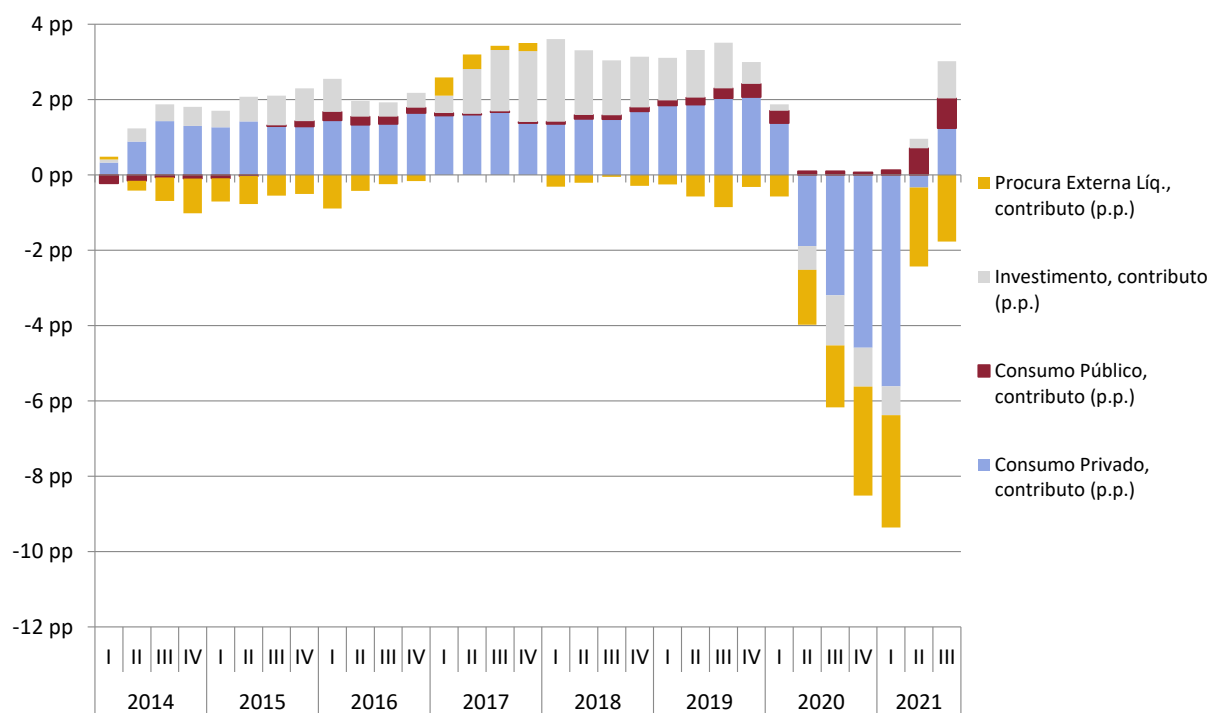
Face às consequências económicas e sociais provocadas pela pandemia, a economia portuguesa registou, em 2020, um recuo de 8,4%. A recuperação estimada para 2021 e prevista para 2022 assenta no controlo da pandemia, em particular o plano de vacinação em curso, e na manutenção dos apoios orçamentais e monetários. Outros fatores apontados pelo BdP para o crescimento económico são a natureza exógena do choque e a transmissão limitada ao sistema financeiro. No entanto, determinados setores da economia portuguesa necessitarão de um maior período de tempo para atingir os níveis pré-pandemia, como será o caso do turismo.

Da Figura 2-3 pode-se observar os efeitos da crise pandémica que resultaram numa quebra muito acentuada do PIB, a nível nacional e europeu. A nível interno, a componente da procura externa líquida teve um contributo negativo substancial na redução do PIB a partir do 2.º trimestre de 2020, por via, principalmente, da queda intensa do turismo. No mesmo sentido, o consumo privado também apresentou um expressivo peso negativo na variação anual observada em 2020. O investimento também apresentou variações negativas durante a atual crise pandémica, verificando-se que, no mesmo período, apenas o

consumo público, através do aumento da despesa pública com medidas de apoio orçamentais, registou um ligeiro crescimento, insuficiente para colmatar a queda nas restantes componentes.

A partir do segundo trimestre de 2021 verifica-se um substancial contributo do consumo público, traduzido nas medidas orçamentais de combate aos efeitos da crise, para a taxa de crescimento do PIB em Portugal. No mesmo sentido, o investimento inverteu a tendência negativa e pesou positivamente na variação trimestral do PIB. A procura externa líquida manteve-se como uma força negativa no desempenho económico nacional, e pese embora se tenha reduzido face aos trimestres anteriores, foi superior aos contributos positivos do investimento e do consumo público. Relativamente ao consumo privado, destaca-se o seu contributo positivo no terceiro trimestre de 2021, pela primeira vez desde o início da pandemia, refletindo, principalmente, o aumento do consumo de bens e serviços das famílias residentes.

Figura 2-3 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida** para a taxa de crescimento do PIB em Portugal



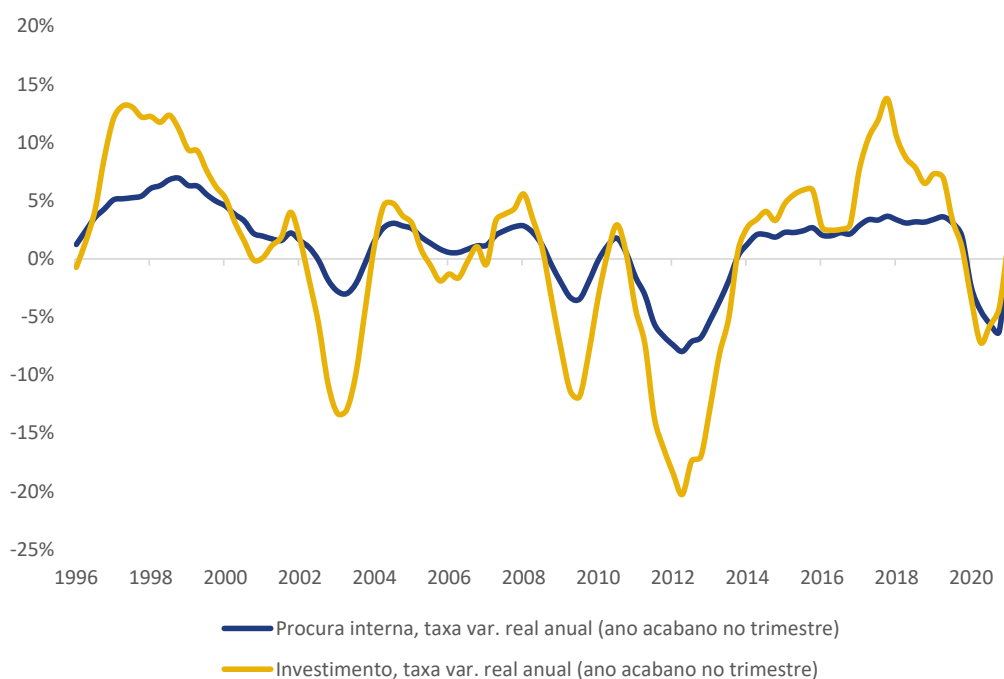
*Procura Interna = [Consumo privado + Consumo Público + Investimento];

**Procura Externa Líquida = [Exportações – Importações];

Fonte: ERSE, INE

A partir de 2014 e até ao início da crise pandémica, o investimento e a procura interna apresentaram sempre taxas de variação positivas, sendo necessário recuar ao período em que Portugal estava sob assistência financeira para se observar o oposto. No gráfico infra, pode-se verificar que a procura interna e em particular o investimento inverteram a tendência de variação negativa, observada ao longo da crise pandémica, no segundo trimestre de 2021, com o terceiro trimestre de 2021 a registar um forte aumento nas duas componentes.

Figura 2-4 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e o terceiro trimestre de 2021



Fonte: ERSE, INE

Para 2021, a média das previsões mais recentes apresentadas pelos principais organismos²⁰ aponta para um crescimento do PIB português em cerca de 4,4 %, em linha com o observado na média dos países da zona euro e ligeiramente inferior ao previstos pelo FMI para o crescimento mundial. Pese embora quantitativamente as previsões variem significativamente entre instituições, devido aos vários riscos relacionados com a pandemia que poderão condicionar a recuperação e o desempenho económico, todas as projecções apontam para um forte crescimento em 2021 e em 2022, com um ligeiro abrandamento nos anos seguintes.

²⁰ Média das previsões do BdP, CE, OCDE, FMI e Conselho de Finanças Públicas

A atual crise pandémica inverteu a trajetória de melhoria da situação de consolidação orçamental que se tinha vindo a registar nos anos anteriores. Entre o primeiro trimestre de 2020 e o primeiro trimestre de 2021, o rácio da dívida pública portuguesa face ao PIB aumentou, tendo atingido um valor máximo no primeiro trimestre de 2021²¹ (139,1% no primeiro trimestre de 2021, face a 116,6% no último trimestre de 2019). A partir do segundo trimestre do presente ano verificou-se uma inversão da trajetória, observando-se uma redução de 8,2p.p. (130,9% no terceiro trimestre de 2021) por via, principalmente da retoma económica e, conseqüentemente, do aumento do denominador.

A expectativa, manifestada por vários agentes, nomeadamente as agências de notação financeira, é que a dívida soberana continue a trajetória descendente, o que, em simultâneo com um contexto de baixos encargos com a dívida e perspectivas de crescimento de longo prazo associadas aos apoios orçamentais, permitem antecipar um cenário positivo na consolidação orçamental portuguesa.

Em termos de inflação, em 2020 também se sentiu os efeitos da pandemia COVID-19. No território nacional a inflação foi nula, ligeiramente abaixo do verificado na zona euro²². O ano de 2021 tem vindo a ser caracterizado por uma pressão inflacionista, decorrente das políticas monetárias acomodatórias, do aumento do consumo originado pelas poupanças acumuladas, da evolução dos preços das matérias-primas e da energia e de estrangulamentos nas cadeias de abastecimento na sequência da reabertura das economias.

Desde março de 2020, o BCE tem vindo a ajustar a política monetária em reação à crise provocada pela pandemia, incluindo medidas como sucessivos reforços do programa de compra de ativos, linhas de crédito mais baratas e relaxamento dos requisitos de capital, permitindo uma maior alavancagem por parte dos bancos e, conseqüentemente, uma maior liquidez na economia. A intervenção do BCE na economia da zona euro encontra-se aprofundada no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico».

Em suma, em 2021 e 2022, prevê-se o retomar de crescimento da economia portuguesa, com taxas de crescimento superiores à tendência de longo prazo (4,4% e 5,2%, respetivamente), que permitirão compensar parcialmente o efeito negativo da pandemia. No entanto, a evolução da pandemia,

²¹ [Dívida das administrações públicas - Trim - %PIB - Consultado a 12 de dezembro de 2021](#)

²² [Inflação - Eurostat - Consultado a 12 de dezembro de 2021](#)

nomeadamente o plano de vacinação e o surgimento de novas variantes, bem como os mecanismos e políticas de resposta, permanecem relativamente incertos.

**Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2020
e previsões para 2021 e 2022**

	2020	2021P	2021P				2022P	2022P					
	INE/Banco de Portugal	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CFP	CE	OCDE	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CFP	CE	OCDE
PIB	-8,4	4,4	4,8	4,4	4,7	4,5	3,7	5,2	5,6	5,1	5,1	5,3	4,9
Consumo privado	-7,1	3,6	4,3		4,5	4,6	1,1	4,3	4,9		4,1	4,2	4,0
Consumo público	0,4	4,4	5,2		4,2	4,5	3,5	1,4	0,4		1,7	2,0	1,3
Investimento	-2,7	4,3	5,6		5,9	5,4	0,1	6,9	8,2		7,1	5,2	6,9
Exportações	-18,6	9,0	9,6	10,6	10,3	11,1	3,6	11,4	13,1	14,2	10,7	9,5	9,4
Importações	-12,1	8,4	9,7	8,7	10,0	10,9	2,5	8,8	10,6	12,0	7,9	6,2	7,1
Inflação (IHPC)	0,0	0,7	0,9	1,2	0,8	0,8	-0,2	1,3	0,9	1,3	1,6	1,7	1,0
Deflator do PIB	1,9	0,9	n.d.	0,8	0,8	1,0	1,0	1,6		1,4	1,9	1,8	1,3
Desemprego (% população ativa)	7,0	7,6	6,8	7,7	7,3	6,7	9,5	6,8	7,1	6,7	6,9	6,5	7,0

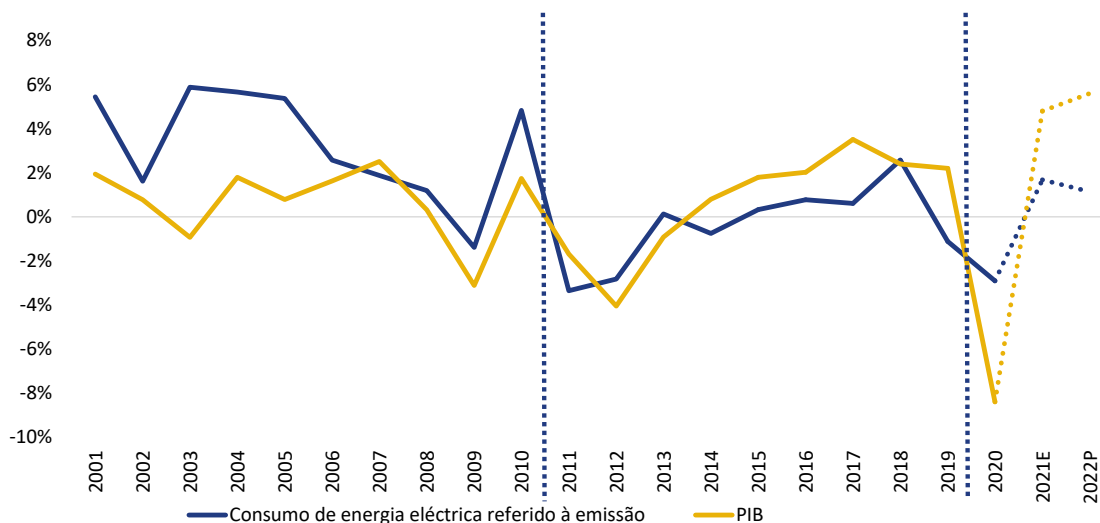
Fontes: INE; BdP – boletim económico, outubro de 2021 e boletim económico, junho de 2021; FMI – World Economic Outlook, outubro de 2021; OCDE – Economic Outlook No 109, maio de 2021; CE – Previsões Económicas Europeias, novembro 2021; CFP – Perspetivas económicas e orçamentais 2021-2025 (atualização), setembro de 2021;

2.2 BREVE ENQUADRAMENTO SETORIAL

A Figura 2-5 abaixo compara a evolução da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica referido à emissão²³ e a taxa de crescimento real do PIB desde 2001.

²³ A série do consumo referido à emissão não inclui a correção dos efeitos relacionados com a temperatura e dias úteis.

Figura 2-5 - PIB e consumo de energia eléctrica referido à emissão



Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal, REN

Da observação da figura anterior pode-se observar que numa primeira fase, entre 2001 e 2010, o crescimento da procura de energia eléctrica foi superior face ao crescimento do PIB. Entre 2010 e 2019 esta relação inverteu-se e o crescimento do nível de atividade económica tornou-se dominante. Saliente-se ainda que entre 2008 e 2013 observou-se uma relação mais direta entre as duas variáveis.

A crise pandémica provocou uma disrupção entre as variações do crescimento económico e o consumo de energia. Deste modo, pode-se verificar que em 2020 ambas as taxas de crescimento sofreram um choque negativo em resultado da pandemia COVID-19. No entanto, a magnitude do impacte é superior no caso do nível de atividade económica. Para 2021 e 2022, estima-se que a taxa de variação do PIB seja significativamente superior à do consumo, fortalecendo a conceção de que o PIB tem uma maior sensibilidade a choques do que a procura de energia eléctrica.

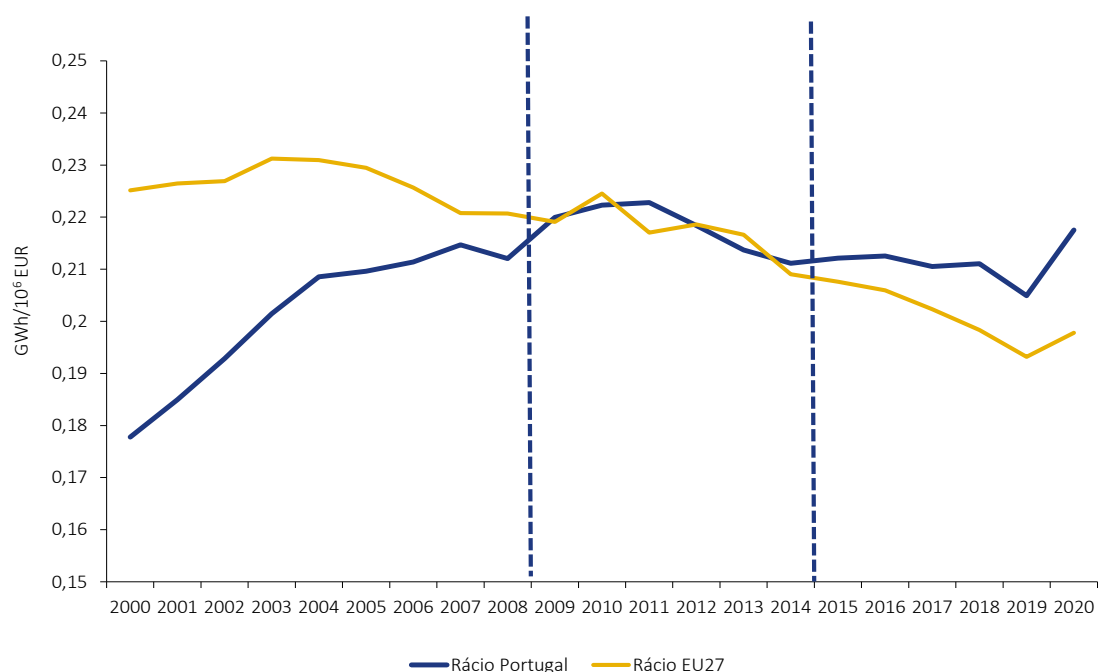
A partir da Figura 2-6 comparam-se as evoluções da intensidade eléctrica do PIB em Portugal continental e na União Europeia (UE), corrigida pela paridade do poder de compra. É possível distinguir em 3 fases distintas o comportamento da intensidade eléctrica em Portugal face à União Europeia: i) um primeiro período entre 2000 e 2009, em que a intensidade eléctrica nacional teve uma tendência positiva e se aproximou da europeia, devido a um forte crescimento da procura, enquanto na UE verificou-se a evolução simétrica, um robusto crescimento económico acompanhado de um moderado crescimento do consumo eléctrico, ii) entre 2009 e 2015, onde se verificou um alinhamento entre Portugal e a UE, observando-se um

ligeiro decréscimo do consumo por *output*, iii) a partir de 2015 verifica-se uma diminuição da intensidade elétrica superior no caso da UE comparativamente com Portugal.

Em 2020, em função da crise pandémica, observou-se um crescimento simultâneo na intensidade elétrica europeia e portuguesa, circunstância que não se verificava desde 2011, em resultado de um impacto superior na componente económica e social do que no consumo de energia elétrica.

No documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2022» são exploradas com maior detalhe as tendências relativas ao consumo de energia elétrica no continente e regiões autónomas.

Figura 2-6 - Intensidade elétrica em Portugal e na EU corrigida pela paridade do poder de compra (EU27=1)



Fonte: ERSE, EUROSTAT

3 PROVEITOS PERMITIDOS

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para cada uma das atividades reguladas da REN Trading, da REN, da ADENE, da E-REDES, da SU Eletricidade, da EDA e da EEM.

O cálculo destes proveitos foi determinado tendo em conta os documentos complementares «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2022» e «Caracterização da procura de energia elétrica em 2022» e o documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», que por sua vez é complementado com os documentos “Estudo sobre custos de referência e metas de eficiência em atividade de compra de combustível” e “Estudo de benchmarking – Operadores do sistema de distribuição”.

O ano de 2022 marca o início de um novo período de regulação que se prolonga até 2025. Nesta perspetiva o documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025» assume especial importância, uma vez que nele se encontra a fundamentação para as decisões tomadas pela ERSE relativamente aos parâmetros a aplicar neste período de regulação.

No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2022» definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2022 e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente às previsões enviadas pelas empresas para o balanço de energia elétrica, para os custos e para os investimentos nas várias atividades reguladas. Neste documento, analisa-se o ano de 2020 para todas as atividades e o ano de 2021 para as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso, de forma a determinar os ajustamentos a repercutir em 2022. Adicionalmente, para 2021 e para todas as atividades analisa-se o acerto provisório do CAPEX²⁴.

Relativamente a 2020, faz-se uma análise do balanço de energia elétrica e das contas reguladas, por atividade, das empresas reguladas (REN Trading, REN, E-REDES, SU Eletricidade, EDA e EEM) e comparam-se os valores ocorridos com os que tinham sido considerados para o cálculo das tarifas a vigorar em 2020. Determinam-se e analisam-se as diferenças entre valores reais e os provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada atividade, retirando-se neste exercício os valores provisórios de ajustamento para 2020 considerados em tarifas de 2021.

²⁴ Do inglês *Capital Expenditure*, custo com capital, isto é, a remuneração do investimento líquido adicionado das amortizações.

No que se refere a 2021, calcula-se o valor provisório do ajustamento aos proveitos permitidos das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso. Calcula-se, também, o ajustamento provisório ao CAPEX²⁵ de todas as atividades, bem como o ajustamento relativo à tarifa social.

3.1 METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO

O modelo de regulação em Portugal assenta na definição dos rendimentos permitidos às atividades reguladas, chamados de proveitos permitidos, de um modo geral desenvolvidas num quadro de monopólio natural, definidos pelo regulador por forma a emular um mercado concorrencial, tendo em conta a garantia do equilíbrio económico-financeiro dessas atividades, quando geridas de forma eficientes, e a proteção dos consumidores.

No que diz respeito à promoção de custos eficientes, as metodologias de regulação podem ser agrupadas em dois conjuntos distintos: a regulação por incentivos e a regulação por custos aceites. A regulação por incentivos, tal como o *price cap* ou o *revenue cap*, não associa exatamente o nível de proveitos permitidos ao nível de custos da atividade regulada, permitindo, numa primeira fase, às empresas reguladas aumentarem a sua rentabilidade caso consigam diminuir os seus custos e, numa segunda fase, aos consumidores beneficiarem de um menor nível tarifário devido à diminuição dos custos. Caso esta metodologia seja aplicada ao conjunto dos custos (abordagem TOTEX²⁶), não interfere nas opções de gestão da empresa no que diz respeito à utilização dos seus recursos, designadamente entre OPEX²⁷ e CAPEX²⁸, permitindo que a empresa tome as decisões economicamente mais eficientes para atingir os objetivos definidos pelo regulador.

A regulação por custos aceites consiste numa apreciação mais detalhada dos custos das empresas reguladas, sendo que os proveitos permitidos recuperam custos de exploração da empresa que o regulador aceitou, assim como os custos dos investimentos realizados, remunerados a uma taxa que este pré-definiu.

²⁵ No caso das RA, ao contrário dos restantes ajustamentos, um valor positivo equivale a montantes a devolver às empresas, enquanto um valor negativo equivale a um montante a devolver aos consumidores.

²⁶ Do inglês, *Total Expenditure*.

²⁷ Do inglês, *Operational Expenditure*, corresponde aos custos de exploração.

²⁸ Do inglês, *Capital Expenditure*, corresponde aos custos com capital, isto é, à remuneração do ativo líquido adicionada das amortizações.

A regulação por custos aceites diminui o risco regulatório, apoiando estratégias expansivas em termos de investimento, mas, de um modo geral, dissocia o desempenho das empresas da sua rentabilidade. Deste modo, não incentiva as empresas a diminuírem os seus custos ou atingirem outros objetivos definidos pelo regulador. Para além de estar orientada para os custos, em termos de eficiência e de inovação, a regulação por incentivos pode também estar orientada para os serviços prestados, promovendo a qualidade destes, a prestação de novos serviços ou ainda promovendo outros objetivos que extravasam a atividade regulada, como sejam, por exemplo, a eficiência energética ou a proteção ambiental.

Nos quadros seguintes apresenta-se, por empresas reguladas do setor elétrico e respetivas atividades, uma breve síntese das formas de regulação e dos principais parâmetros a vigorar para o período de regulação em curso assim como as tarifas que permitem recuperar os proveitos permitidos.

Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2022-2025	Recuperação dos proveitos
REN Trading, SA Agente Comercial	Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (Sobrecusto CAE)	Custos aceites. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais e os incentivos aceites a posteriori.	Diferença entre os custos com a aquisição às centrais com Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e o proveito com a venda desta energia no mercado.	Incentivos para a gestão otimizada dos CAE não cessados	Incentivo I_{CAE} : - Fator de partilha de 0,5 - Percentagem horas maior preço: 2021 (66%); 2022 a 2024 (50%) - Valor máximo: 2022 e 2023 (1,5M€); 2024 (0,5M€) - Valor mínimo: 2022 e 2023 (0,75M€); 2024 (0,25M€)	Tarifa de Uso Global de Sistema do ORT
REN, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte Operador da rede de transporte (ORT)	Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração. Remuneração dos ativos em exploração aceites em base anual ajustável ao fim de 2 anos com base em valores reais.	Custos com gestão do sistema Custos de interesse geral: a) Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas; b) Sobrecusto do Agente Comercial; c) Custos com a remuneração e amortização dos terrenos afetos a aproveitamentos hidroelétricos; d) Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; e) ERSE, AdC; f) Custos com a concessionária da Zona Piloto g) Custos com mecanismo de garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso Global do Sistema do ORT
	Transporte de Energia Elétrica	Regulação por <i>revenue cap</i> ao nível dos custos totais (TOTEX). Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade. Mecanismo de partilha de ganhos e de perdas no final do período de regulação.	Custos de exploração e de investimento, englobados nos custos totais (TOTEX). Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência. <i>Custos pass through:</i> Custos com as tarifas transfronteiriças. Proveitos associados ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha.	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT	Taxa de remuneração do ativo, implícita nos indutores de custo associados ao TOTEX - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com: condições de financiamento, neutralização das metas de eficiência pré-2022, potência ligada de produtores e km de rede Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT: - $IMDT_{inf}$: -20 000 000€ - $IMDT_{sup}$: 20 000 000€ Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT

Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I)

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2018-2020	Recuperação dos proveitos
ADENE Operador Logístico de Mudança de Comercializador	Operação Logística de Mudança de Comercializador	Regulação por TOTEX. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Taxa de remuneração do ativo implícita na base de custos. Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 0,0% ao ano.	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
E-Redes Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição em AT/MT e BT Operador de rede de distribuição (ORD)	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>revenue cap</i> ao nível dos custos totais (TOTEX). Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade. Mecanismo de partilha de ganhos e de perdas no final do período de regulação.	Custos de exploração e de investimento, englobados nos custos totais (TOTEX). Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência. Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo à redução de perdas. Incentivo à melhoria da qualidade de serviço. Incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes	Taxa de remuneração do ativo, implícita nos indutores de custo associados ao TOTEX - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 0,75% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com: NT - condições de financiamento, neutralização das metas de eficiência pré-2022, potência ligada de produtores e km de rede; BT - condições de financiamento, neutralização das metas de eficiência pré-2022 e número de clientes.	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Custos de gestão do sistema: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de UGS ao ORT Custos de interesse económico geral: a) Diferencial de custos com aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE); b) Custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC); c) Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo do DL 165/2008, de 21 de Agosto; d) Ajustamentos positivos ou negativos no âmbito da sustentabilidade de mercados; e) Rendas dos défices tarifários ao abrigo do DL 237-B/2006; f) Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT e BTE. g) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória. h) Tarifa social.			Tarifa de Uso Global do Sistema do ORD
		Custos de transporte: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de URT ao ORT.			Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORD
	Custos de OLMC: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de OLMC ao OLMC.			Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	

Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II)

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2022-2025	Recuperação dos proveitos
SU Energia Comercializador de último recurso (CUR)	Compra e Venda de Energia Elétrica	Custos aceites em base anual e remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	- Função de Compra e venda de Energia elétrica à PRE: Custos com a aquisição de Energia elétrica a produtores em regime especial - Função de Compra e venda de Energia elétrica para fornecimento aos clientes: Custos com a aquisição de Energia elétrica no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Energia
	Comercialização	Regulação por <i>Price cap</i> no OPEX e remuneração dos activos líquidos em exploração. Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis. Ajustamento ao fim de 2 anos tendo em conta eventuais desvios do nível de atividade com base em custos reais.	Custos de exploração e de investimento.		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa. Fator de eficiência de parâmetros de 0,75% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com: número médio de consumidores por nível de tensão.	Tarifa de Comercialização
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição	<i>Pass through</i> dos custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição; d) operador logístico de mudança de comercializador.				

Tarifa de Venda a Clientes Finais

Quadro 3-4 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. III)

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2022-2025	Recuperação dos proveitos
Entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA) EDA, SA	Aquisição de Energia e Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores não vinculados da RAA. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração	Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo e gasóleo. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO ₂ .	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% ao ano.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento. Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes e energia elétrica fornecida por nível de tensão	
	Comercialização de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,0% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes	

Quadro 3-5 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. IV)

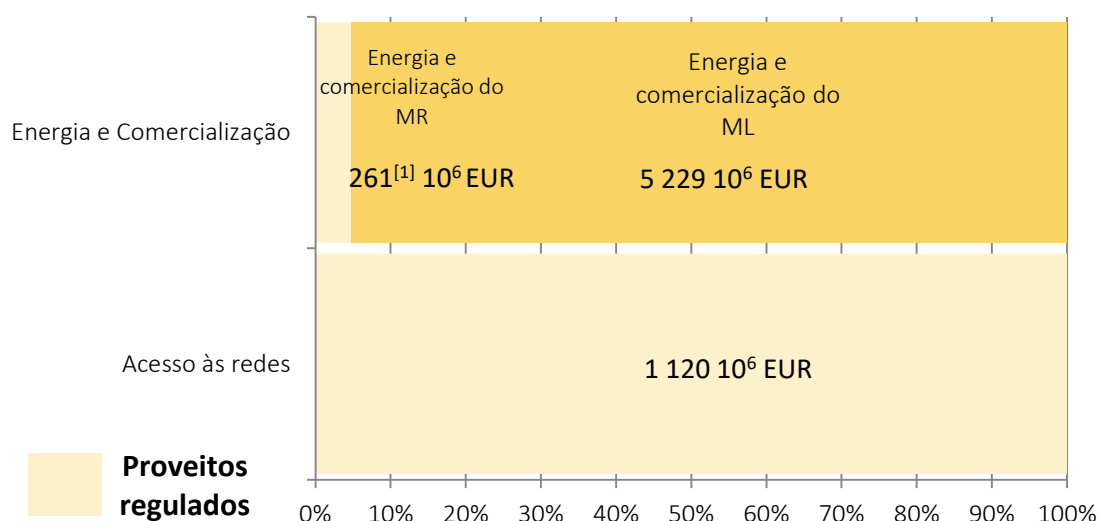
Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2018-2020	Recuperação dos proveitos
EEM, SA Entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM)	Aquisição de energia e gestão global do sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores do sistema público da RAM e a produtores não vinculados. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração	Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo, gasóleo e gás natural. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO ₂ .	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% ao ano	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento. Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,0% ao ano Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes e energia elétrica fornecida, por nível de tensão	
	Comercialização de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5%. Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes	

3.2 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2022

A faturação global das empresas do setor elétrico compreende os proveitos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no Mercado Livre. Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos de energia e de comercialização do Comercializador de Último Recurso (Mercado Regulado) e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.

Na Figura 3-1 apresenta-se o montante de proveitos permitidos, regulados, no setor elétrico em Portugal continental e o seu peso relativo nos rendimentos totais estimados para o setor²⁹, que deverão representar cerca de 6 610³⁰ milhões de euros.

Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Notas: [1] inclui sobreproveito.

Os custos de acesso às redes não deduzem o valor da tarifa social a abater aos proveitos recuperados pelas tarifas, no valor de cerca de 115M€.

Importa, no entanto, referir que os custos de energia considerados na tarifa de Venda a Clientes Finais regulada são determinados de acordo com as regras de funcionamento do mercado grossista e que uma

²⁹ A faturação de Energia e Comercialização foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

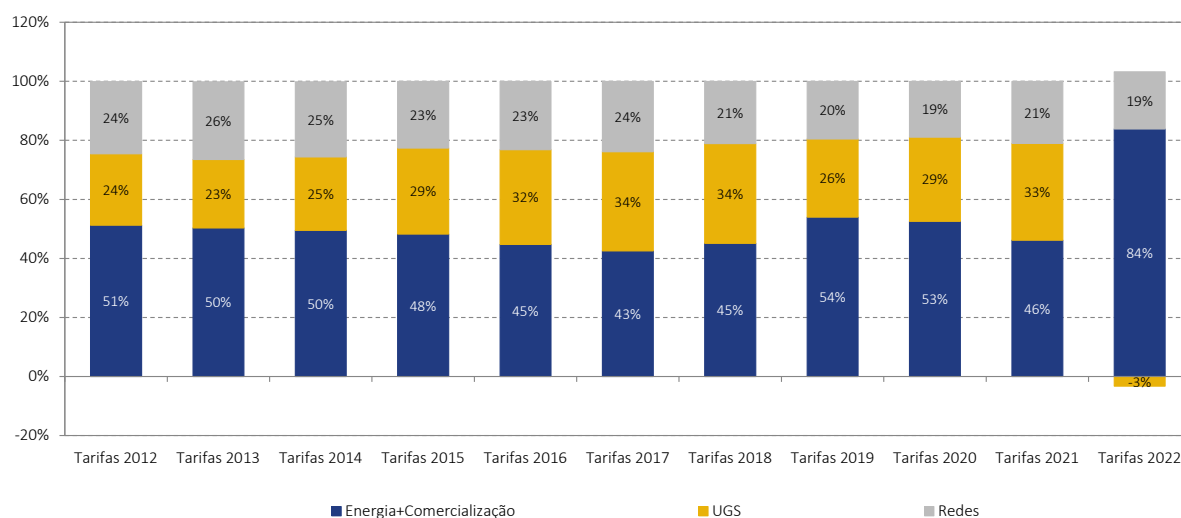
³⁰ Este valor inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias no montante de 270 milhares de euros.

parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes refere-se aos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) e medidas de política energética e ambiental, na sua quase totalidade determinados no âmbito da legislação em vigor.

Assim, em Portugal continental os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas de Acesso podem ser divididos em duas categorias: Redes e Uso Global do Sistema (UGS). Na parcela de redes incluem-se os proveitos com a atividade de Transporte de Energia Elétrica e com a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Na UGS incluem-se os CIEG e as medidas de política energética e ambiental, bem como os custos com a atividade de Gestão Global do Sistema.

A Figura 3-2 apresenta a evolução da estrutura dos custos, estimada, do setor elétrico desde 2012. Os custos são agrupados de modo análogo à classificação das atividades reguladas. Destacam-se para 2022 o peso da energia elétrica, justificado pelo aumento substancial dos custos com a energia prevista ocorrer em 2022, e o peso negativo da UGS resultante da redução do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial e da redução do sobrecusto CAE, devido ao enorme aumento ocorrido em 2021 e previsto ocorrer em 2022 nos preços de energia elétrica nos mercados grossista.

Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade



3.2.1 PROVEITOS A RECUPERAR EM 2022 POR ATIVIDADE

Nos quadros seguintes apresenta-se o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação nas tarifas de energia elétrica em Portugal continental (Quadro 3-6) e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (Quadro 3-7) considerados para tarifas 2021 e 2022.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Proveitos permitidos

Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em
Portugal continental

Unidade: Milhares de euros

	T2021	T2022	Variação de proveitos T2022/T2021
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Gestão Global do Sistema			
Proveitos permitidos do ORT	614 691	157 769	
Custos gestão do sistema	120 366	57 371	
Custos de interesse geral	492 385	97 240	
Custos com garantia de potência	1 940	3 158	
Custos a recuperar pelo ORD	1 449 639	-455 969	
Sustentabilidade de mercados e coexistência	-47 410	75 601	
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	-1 309	-931	
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	-2 255	-270	
Proveitos a recuperar com a UGS	2 013 356	-223 799	-111,1%
Operador Logístico de Mudança de Comercializador			
OLMC	1 225	1 309	
Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE	-36	52	
Proveitos a recuperar com as tarifas de OLMC	1 225	1 309	6,8%
Transporte de energia elétrica			
Proveitos permitidos do ORT	286 446	293 958	
Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN	-2 390	6 625	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	284 055	300 583	5,8%
Distribuição de energia elétrica			
Total dos proveitos em AT/MT	334 539	405 214	
Total dos proveitos em BT	671 561	636 419	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 006 100	1 041 633	3,5%
Comercialização regulada			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	3	111	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	72	105	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	21 189	20 929	
Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização	21 264	21 146	-0,6%
Aquisição em mercado (incluindo serviços de sistema e desvios)	-912 778	-2 100 238	
Aquisição aos PRE (exclui sobrecurso)	1 035 562	2 336 543	
Custos de funcionamento	3 269	3 461	
Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia	126 053	239 766	90,2%
Proveitos a recuperar com as tarifas	3 452 053	1 380 638	-60,0%
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	2 255	270	
Tarifa Social	-119 444	-115 136	
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	3 334 865	1 265 772	-62,0%

Nota: A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

Quadro 3-7 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2021	Tarifas 2022	Variação de proveitos Tarifas 2022/Tarifas 2021
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	117 287	150 481	28,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	41 158	38 866	-5,6%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 543	8 116	7,6%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores	165 987	197 463	19,0%

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2021	Tarifas 2022	Variação de proveitos Tarifas 2022/Tarifas 2021
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	132 212	149 813	13,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	47 117	46 114	-2,1%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 097	5 293	3,8%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira	184 427	201 219	9,1%

Os principais fatores que condicionam a evolução dos proveitos são: (i) a evolução da procura; (ii) a evolução do contexto macroeconómico; (iii) as metas de eficiência e incentivos promovidos pelo regulador; (iv) a evolução dos custos de energia; (v) a evolução dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG).

Nos capítulos anteriores do presente documento analisaram-se os pontos (i) a (iii). Nos capítulos seguintes serão apresentados os efeitos dos fatores (iv) e (v) na variação dos proveitos permitidos de 2021 para 2022, por atividade, para o Continente.

Relativamente às Regiões Autónomas, o diferencial entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais nas respetivas regiões é pago por todos os consumidores do setor elétrico através das tarifas de Uso Global do Sistema. Este diferencial é analisado no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico».

3.2.2 CIEG E CUSTOS DE ESTABILIDADE E SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Os Custos de Interesse Económico Gerais (CIEG) do ano juntamente com o pagamento de CIEG do passado (amortização de dívida tarifária) e com os custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados³¹ condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica. Pela sua relevância, a análise destes custos é destacada. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia elétrica. Em 2022, o conjunto destes custos atingirão -187,5 milhões de euros³².

O valor dos CIEG apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2022 para esse ano atingem -1 333,1 milhões de euros e dizem respeito a:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE) mediante fontes de energia renovável e não renovável (cogeração), imputados à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema;
- Rendas de concessão pela distribuição em baixa tensão;
- Custos com os terrenos afetos ao domínio público hídrico (amortização e remuneração);
- Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores;
- Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira;
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC);
- Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN;
- Custos inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado;
- Custos com a Concessionária da Zona Piloto (Enondas);
- Custos com a Autoridade da Concorrência (AdC);

³¹ Que na prática correspondem aos ajustamentos positivos ou negativos dos proveitos com aquisição de energia pelo CUR que são suportados ao nível da UGS

³² Custos de política energética e de interesse económico geral (-1 333 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (208 milhões de euros) + saldo entre os pagamentos dos sobrecustos da PRE de anos anteriores que foram alisados, isto é, pagamento adiado e recuperado em vários anos de forma constante, e o sobrecusto da PRE do ano a que diz respeito as tarifas, cujo pagamento foi adiado (938 milhões de euros).

- Custos com a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- Desconto da Tarifa Social³³.

Os custos com as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados incluídos em tarifas 2022 totalizam cerca de 208,0 milhões de euros e dizem respeito a:

- amortização e juros referente à repercussão nas tarifas elétricas dos custos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia elétrica, ao longo de um período de 15 anos, nos termos do n.º 4 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto;
- amortização e juros referente à repercussão nas tarifas dos custos diferidos de anos anteriores, decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, ao longo de um período máximo de 15 anos, nos termos do n.º 4 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto;
- ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso, referentes a 2020 e a 2021, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados;
- diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do CUR a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do ORD;
- sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º 2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na redação vigente.

Registe-se que em 2022 não foi aplicado o mecanismo de alisamento do sobrecusto com a produção em regime especial, pelo que o montante relativo ao alisamento dos custos com a PRE apenas diz respeito aos pagamentos das parcelas diferidas dos diferenciais de custos da PRE de anos anteriores.

A generalidade destes custos encontra-se integrada na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral e aos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Estes custos são pagos por todos os clientes de energia elétrica em função da energia consumida, com exceção dos custos da produção de energia elétrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) e dos CMEC. Os custos da produção de energia elétrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) são

³³ Ao contrário das restantes esta rubrica abate, pela sua natureza, ao montante dos CIEG.

essencialmente suportados pelos consumidores em BTN. Os CMEC são pagos por todos os consumidores de energia elétrica em função da potência contratada.

Os encargos com as rendas de concessão pela distribuição em BT são pagos pelos clientes em BT sendo integrados na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

O Quadro 3-8 apresenta a evolução dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia elétrica.

Quadro 3-8 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2022

	Unidade: 10 ³ EUR		
	2021	2022	Variação 2022/2021
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 011 680	-1 333 145	-166,3%
Sobrecusto da PRE	1 469 100	-1 636 949	-211,4%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	-73 713	65 799	-189,3%
Sobrecusto dos CAE a recuperar pela tarifa	332 779	-77 659	-123,3%
Rendas de concessão da distribuição em BT	258 248	262 559	1,7%
Sobrecusto da RAA e da RAM	124 015	150 782	21,6%
Terrenos das centrais	12 296	12 273	-0,2%
Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	1 940	3 158	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	-
ERSE	5 650	1 207	-78,6%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	432	398	-8,0%
Autoridade da Concorrência	377	423	12,4%
Tarifa Social	-119 444	-115 136	-3,6%
Alisamento dos custos da PRE	-101 230	937 700	-1026,3%
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	1 910 451	-395 445	-120,7%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	133 824	133 569	-0,2%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	34 597	34 574	-0,1%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	99 227	98 994	-0,2%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-47 410	75 601	-259,5%
Diferencial extinção TVCF	-1 309	-931	-28,9%
Sobreproveito	-2 255	-270	-88,0%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	82 850	207 969	151,0%
Total CIEG e Sustentabilidade	1 993 301	-187 476	-109,4%

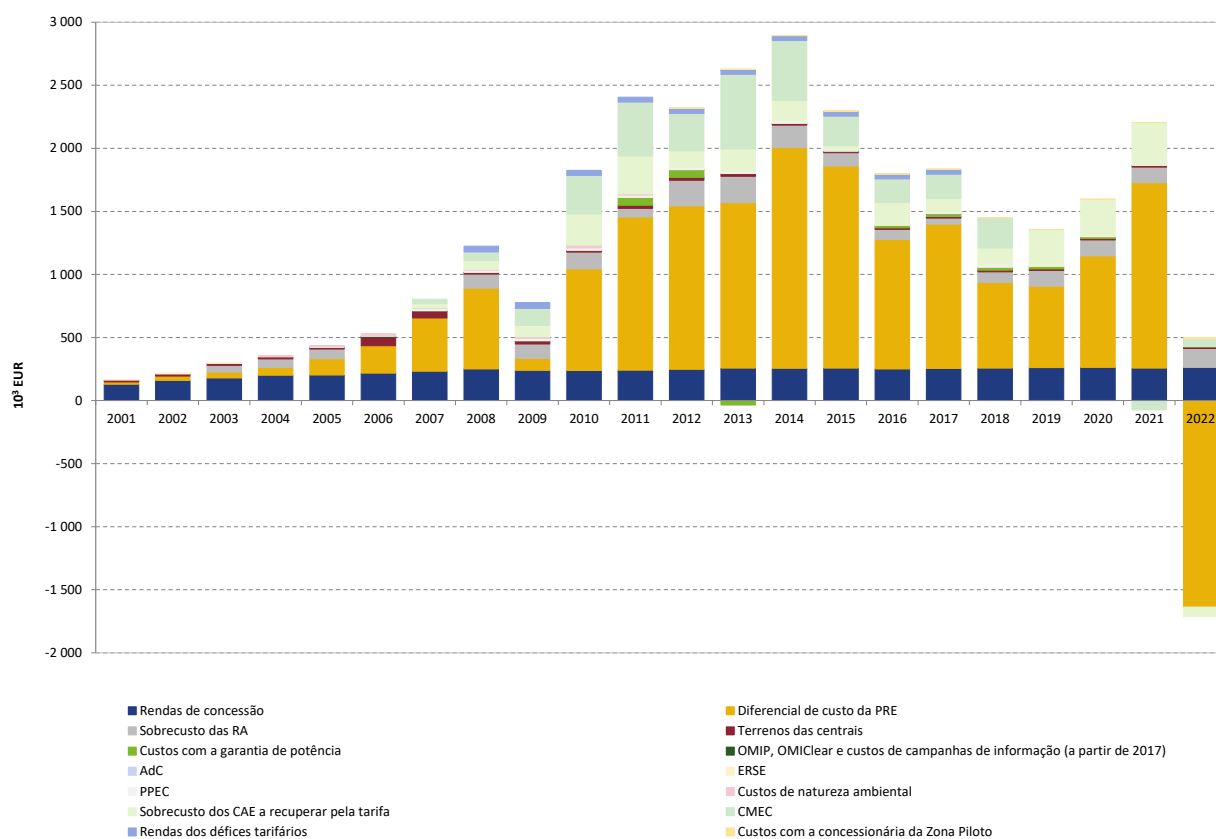
Nota: A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

Os CIEG, que incorporam os custos de estabilidade e sustentabilidade de mercados assim como os montantes de diferencial da PRE alisados relativos a anos anteriores que serão pagos em 2022, apresentam um decréscimo de 109%.

A figura seguinte mostra a evolução dos custos de interesse económico geral desde 2001, com exceção dos CIEG que deduzem à tarifa, designadamente a Tarifa Social. Estes custos dizem respeito a cada ano, não tendo sido todos incorporados nas tarifas do ano para os quais foram calculados, caso por exemplo, dos diferenciais de custos com a PRE, cuja recuperação até 2020 é diferida ao abrigo da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro³⁴, e cujo valor de 2021 é diferido ao abrigo da aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, bem como os pagamentos referentes aos diferimentos do ajustamento anual dos CMEC, quando aplicável. Em 2022 não se aplicou o mecanismo de alisamento estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual.

³⁴ Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

Figura 3-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2001



Nota: Esta figura não considera a tarifa Social.

No quadro seguinte, apresenta-se o peso dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental³⁵.

³⁵ A faturação da Energia e Comercialização no mercado liberalizado foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

Quadro 3-9 - Peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2022

	2022
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	-20,17%
Diferencial de custo da PRE	-24,76%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	1,00%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	-1,17%
Rendas de concessão da distribuição em BT	3,97%
Diferencial de custo da RAA e da RAM	2,28%
Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN	0,05%
Rendas dos défices tarifários de 2006 e 2007	0,00%
Diferencial das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	0,00%
Outros custos de política energética e interesse geral	0,22%
Tarifa social	-1,74%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	3,15%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	2,02%
Medidas de sustentabilidade de mercados	1,14%
Diferencial extinção TVCF	-0,01%
Sobreproveito	0,00%
Alisamento dos custos da PRE	14,19%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	14,19%
Total	-2,84%

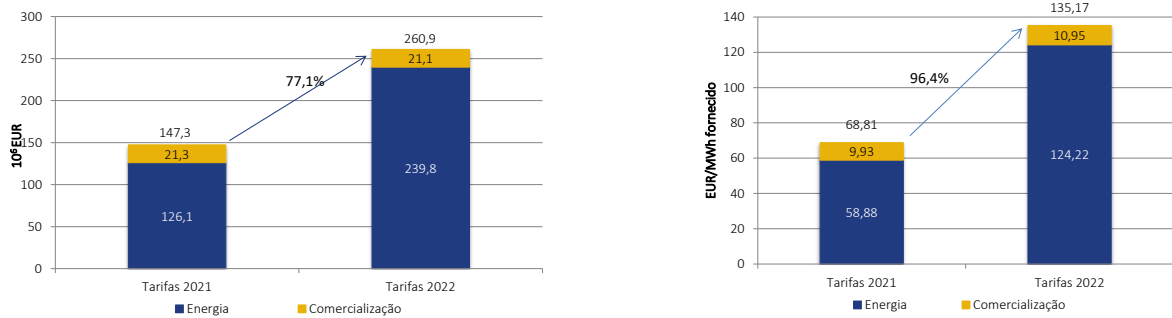
3.2.3 PROVEITOS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO

PROVEITOS A RECUPERAR

Os proveitos a recuperar pela tarifa de energia do CUR apresentam um acréscimo significativo de 2021 para 2022. Esta situação resulta do aumento substancial do custo médio da energia fornecida evidenciada na Figura 3-6.

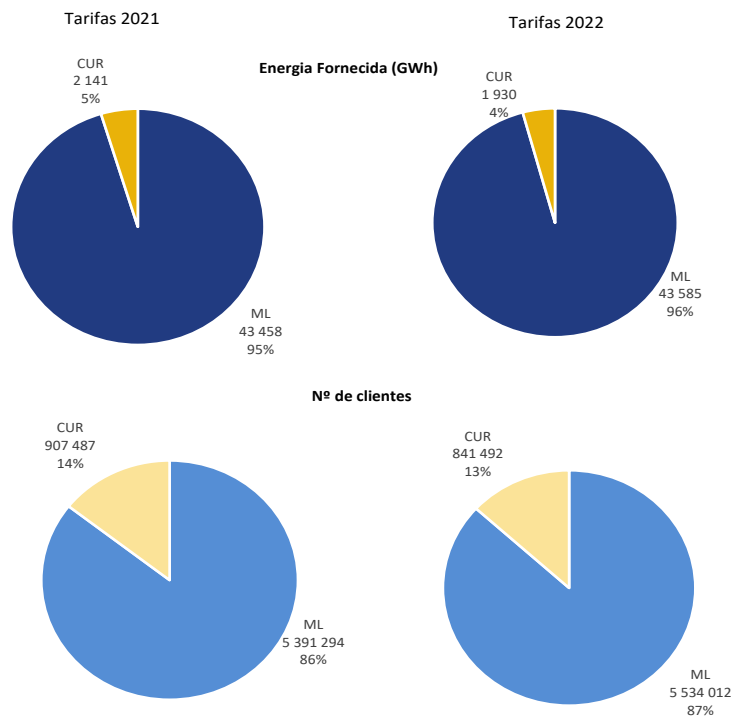
As figuras seguintes³⁶ apresentam estas tendências.

Figura 3-4 - Proveitos de energia e comercialização do CUR



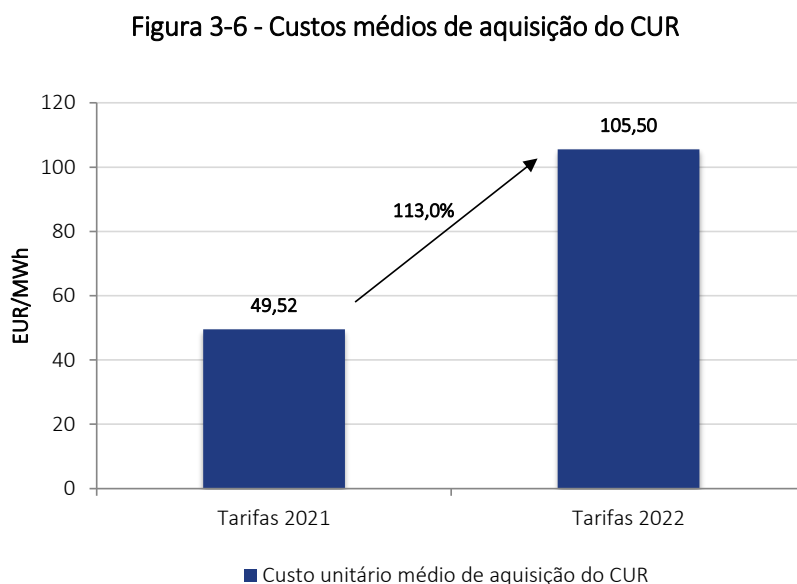
A figura seguinte apresenta a estrutura de fornecimento do CUR.

Figura 3-5 - Energia e número de clientes



³⁶ Os proveitos unitários apresentados refletem, nomeadamente, as perdas nas redes. Não está incluído o sobreproveito resultante da aplicação da tarifa transitória.

A figura seguinte apresenta a evolução do custo médio de aquisição do CUR.



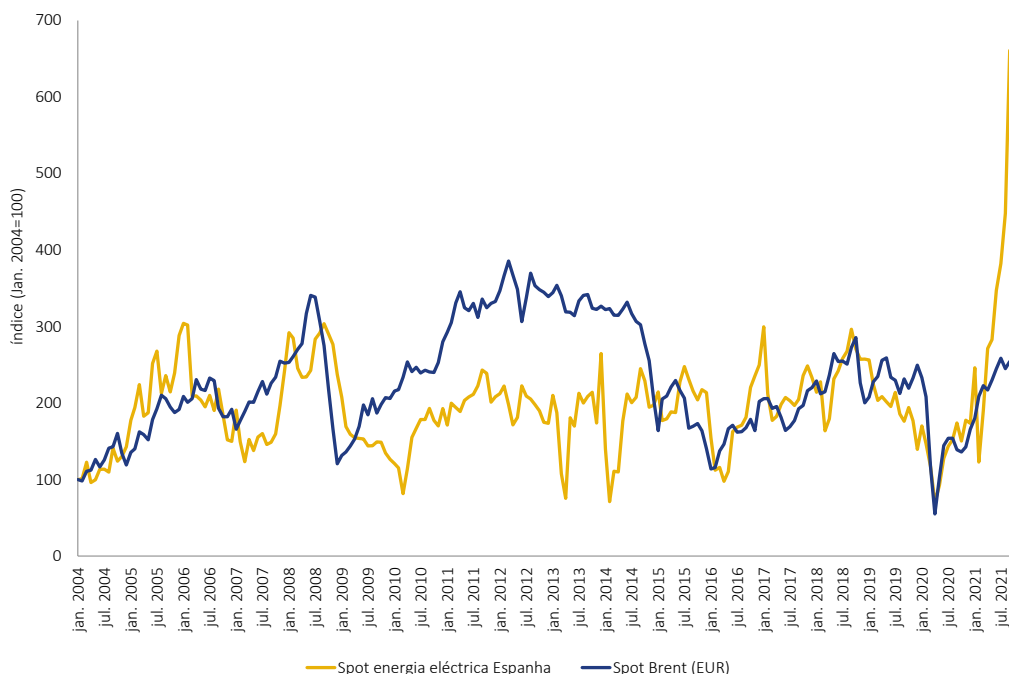
De seguida, são analisados os fatores que poderão explicar a evolução dos custos médios de aquisição em mercado prevista para 2022³⁷.

FATORES EXPLICATIVOS DA EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

A evolução do preço de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e o preço do petróleo tem apresentado alguma correlação, principalmente entre 2004 e 2009 e, novamente, entre 2015 e meados de 2021, antes da escalada de preços de energia elétrica ocorrida a partir de junho de 2021 (Figura 3-7).

³⁷ Estes fatores são analisados com maior detalhe no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico”

Figura 3-7 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e Brent (euros)
(índice jan. 2004=100)



Fonte: ERSE, OMEL

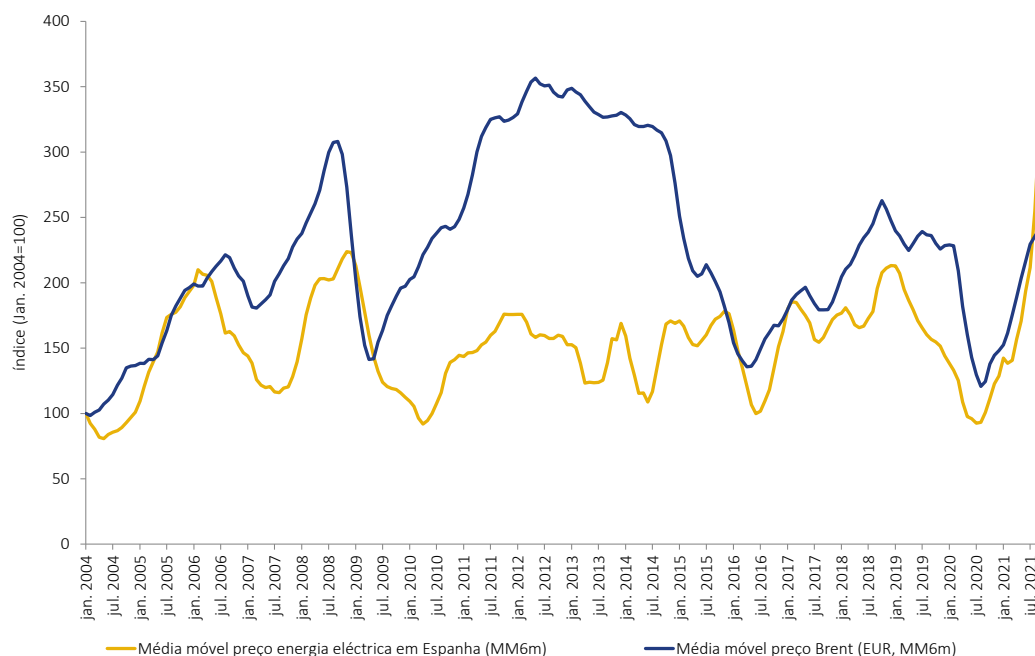
A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica observada decorre principalmente do facto das centrais que marcam o preço marginal no mercado grossista serem centrais de ciclo combinado a gás natural, sendo que, por sua vez, a evolução do preço desta *commodity* está em parte correlacionado com o preço do petróleo

Essa correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica tem vindo a atenuar-se com a penetração da produção de centrais com fontes de energia renováveis no mix de produção na Península Ibérica. Assim, o impacto que a evolução do preço do petróleo tem na evolução do preço de energia elétrica depende, atualmente, também de outros fatores como a hidraulicidade e a eolicidade.

De forma a anular eventuais efeitos decorrentes da sazonalidade nos preços e internalizar o efeito decorrente do desfasamento entre o preço do petróleo e o preço do gás natural, na Figura 3-8 comparam-se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004³⁸, e do preço do petróleo.

³⁸ A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

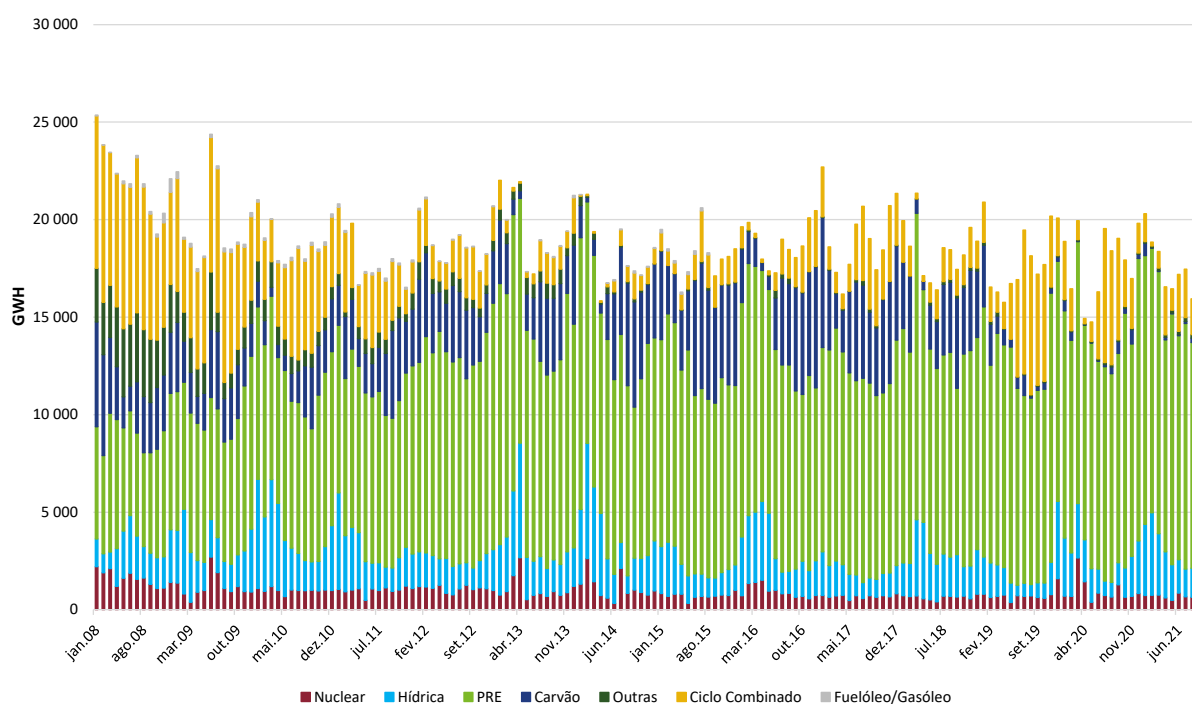
Figura 3-8 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e Brent (euros)
(índice jan. 2004=100)



Fonte: ERSE, OMEL

Para além do impacto do preço dos combustíveis, tal como referido o *mix* tecnológico de produção tem uma influência significativa na evolução do preço de energia elétrica. Assim, no que diz respeito ao *mix* de produção, tem-se assistido a um aumento contínuo do peso da produção em regime especial (Figura 3-9), em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis, cujo peso é relativamente menor em períodos mais secos como o que se observou no ano de 2017 e no segundo semestre de 2019. Registe-se igualmente o descomissionamento em toda a Península Ibérica das centrais a carvão. No caso português, esta tendência concretizou-se no descomissionamento da Central térmica a carvão de Sines, no final de 2020 e com a expectativa do descomissionamento da central térmica a carvão do Pego, a 30 de novembro de 2021, de acordo com o previsto no CAE – Contrato de Aquisição de Energia.

Figura 3-9 – Oferta de venda “casada” no mercado ibérico por tecnologia



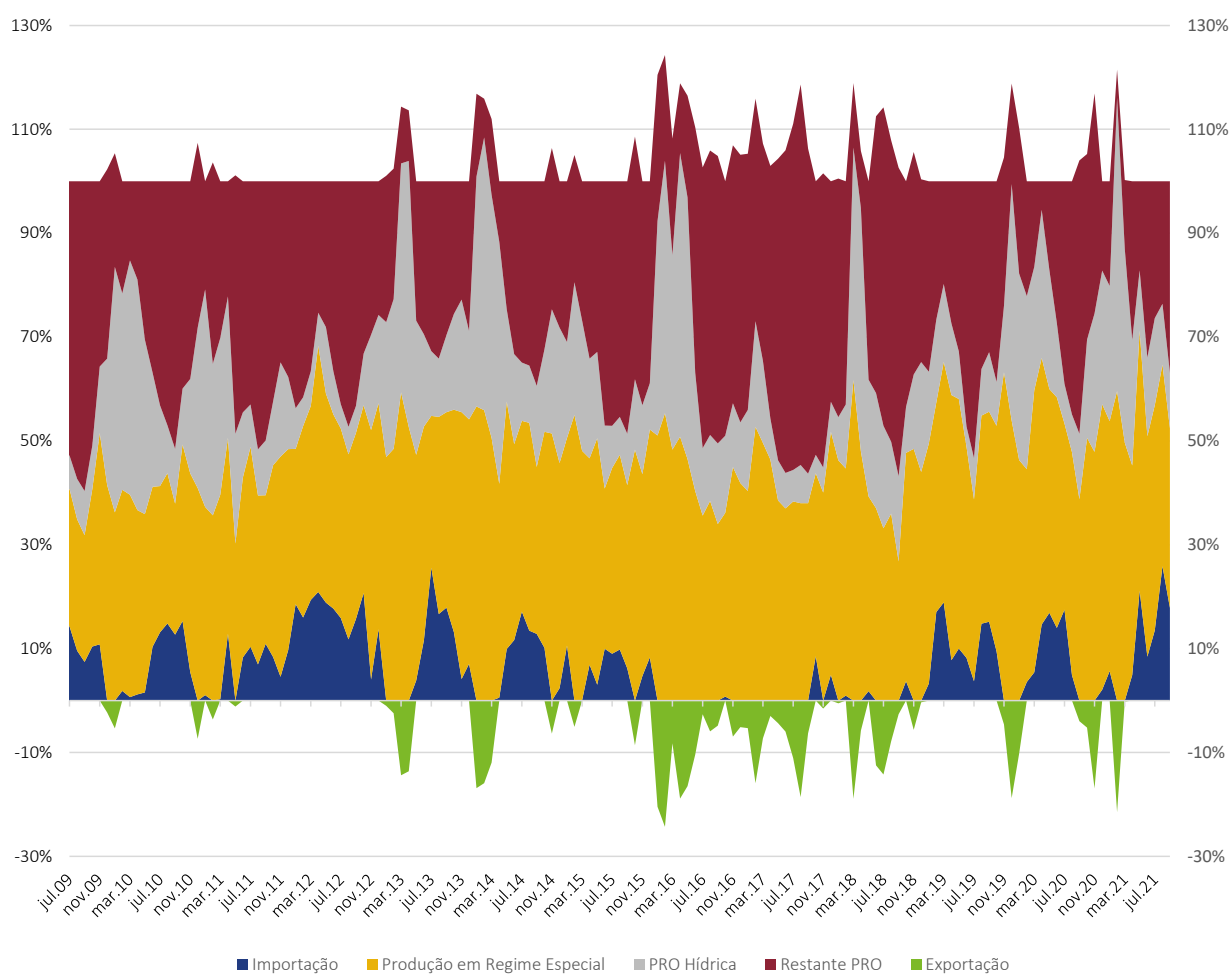
Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 3-10 que o peso da produção em regime especial para satisfação do consumo tem vindo a aumentar de forma constante, enquanto o peso das grandes centrais hídricas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas. Verifica-se, de facto, que durante os primeiros oito meses de 2016 e grande parte dos anos de 2017, 2018, último trimestre de 2019 e início de 2020 bem como final de 2020 e início de 2021, as condições climáticas foram de tal modo favoráveis à produção hídrica e à produção em regime especial que originaram exportação líquida para Espanha.

Por outro lado, nos restantes trimestres de 2019 e em grande parte de 2020 verificaram-se condições climáticas mais desfavoráveis o que, conseqüentemente levou a uma redução da produção em regime especial que foi compensada pela produção térmica, e por valores verificados de importação proveniente de Espanha.

Já em 2021, à exceção de períodos referidos acima, têm-se também verificado uma manutenção da situação e, conseqüentemente, a existência de saldos importadores de Espanha para a satisfação do consumo em Portugal.

Figura 3-10 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal



Fonte: REN, Elaboração ERSE

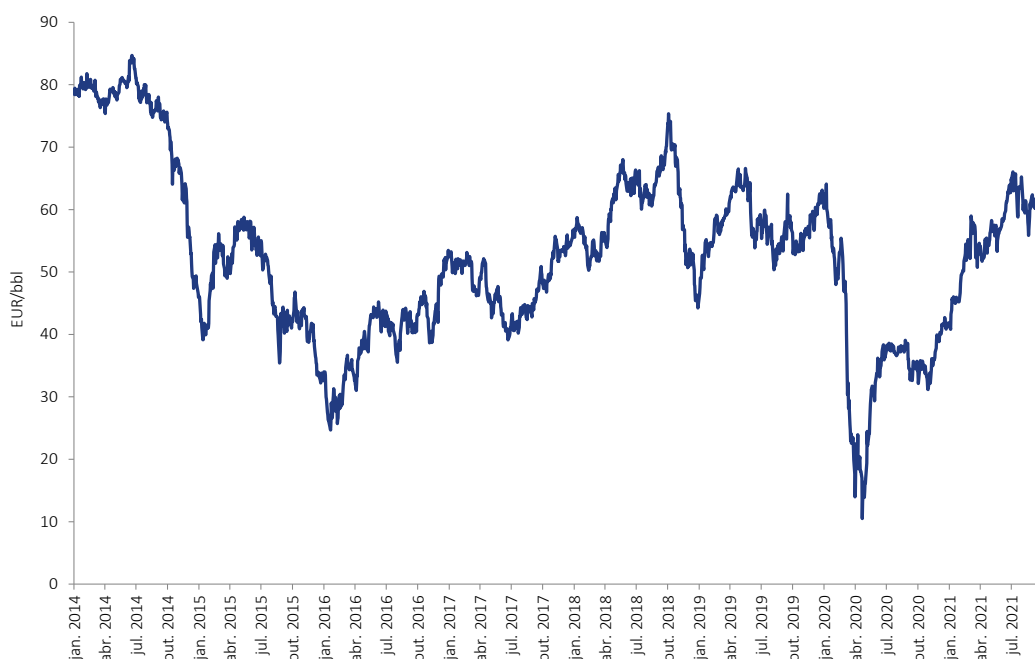
O efeito da produção em regime especial (PRE) no preço de mercado é importante, tendo em conta que o preço final desta fonte de energia não é, de um modo geral, definido no mercado grossista, mas sim através de tarifa garantida. De facto, o crescimento da produção em regime especial, provoca uma diminuição da procura residual de energia elétrica em mercado, isto é, da procura deduzida das ofertas a preço zero por terem custos marginais tendencialmente nulos. No entanto, o peso da PRE é igualmente influenciado por fatores climáticos. Em anos mais secos ou com hidraulicidade normal, o peso das centrais convencionais no *mix* de produção é reforçado, pelo que a necessidade de analisar a evolução dos preços dos diferentes combustíveis mantém-se em qualquer exercício de previsão da evolução do preço de energia elétrica.

O preço do petróleo (Figura 3-11) registou nos últimos tempos um aumento da volatilidade e uma amplitude de variação bastante elevada, em resultado, entre outros fatores, dos efeitos causados pela

pandemia da COVID-19 e de algumas decisões políticas de apoio ao cumprimento das novas metas climáticas.

No terceiro trimestre de 2021, a média da cotação do *Brent* registada foi de 62,4 EUR/bbl, superior à média do ano até setembro, de 56,7 EUR/bbl, e 54% acima da média da cotação do Brent em 2020, que foi de 36,8 USD/bbl.

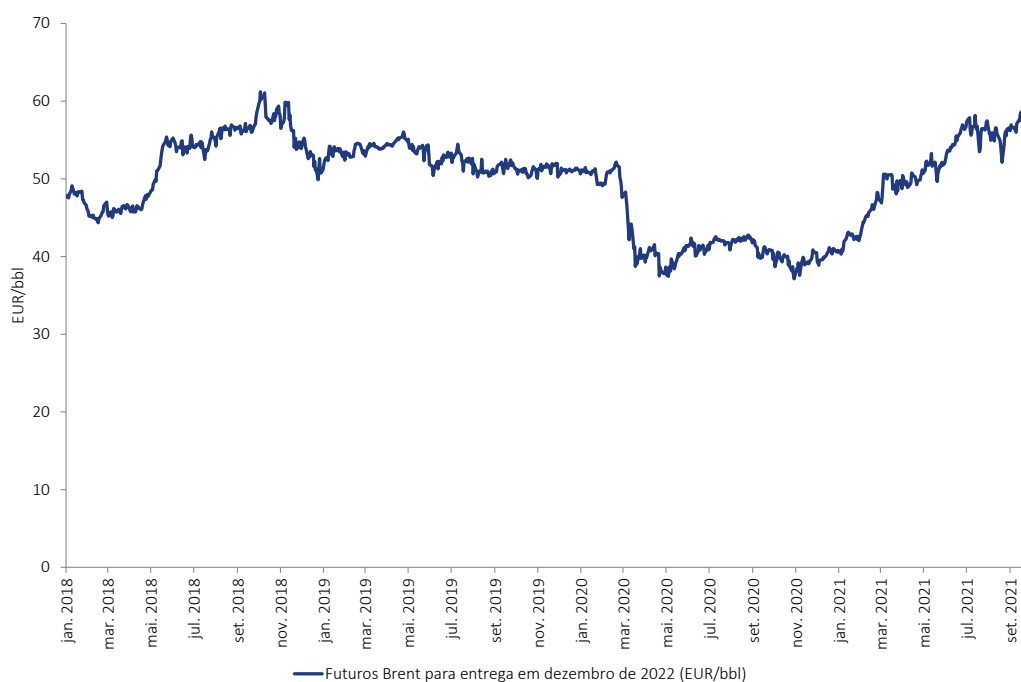
Figura 3-11 - Evolução preço diário *Brent* (EUR/bbl) desde 2014



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

No que diz respeito aos mercados de futuros (Figura 3-12), os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram uma tendência de subida a partir do segundo trimestre de 2021, após a queda observado no início do ano. A média das cotações até setembro foi de 52 EUR/bbl.

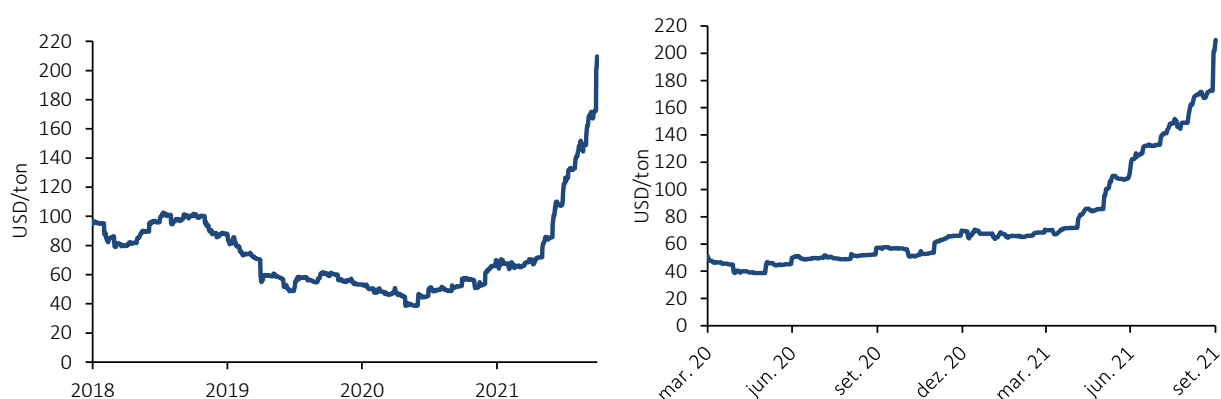
Figura 3-12 - Preço de futuros petróleo *Brent* para entrega em dezembro de 2021



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

Na Figura 3-13 podemos observar a evolução do preço do carvão nos mercados do noroeste da Europa (mercado OTC a um mês). A partir do último trimestre de 2018, e até meados de 2020, o preço do carvão apresentou uma tendência decrescente, atingindo um valor mínimo no período em análise de 39 USD/ton em maio de 2020. A partir do segundo semestre de 2020 observou-se uma tendência de aumento, bastante acentuada a partir de junho de 2021, justificada, entre outros fatores, pela conjuntura da procura mundial desta *commodity* para a produção de eletricidade, nomeadamente com o crescimento da procura devido ao aumento do preço do gás natural e de a China passar a importar carvão de novas geografias. Por outro lado, também se registaram algumas restrições do lado da oferta com o fecho de minas, ou restrições na produção em minas, devidas a condições climatéricas. Este aumento mais recente do preço do carvão levou a que, no final de setembro de 2021, fosse superada a barreira dos 200 USD/ton. No conjunto do ano de 2021, com dados até setembro, a média do preço do carvão foi de 101 USD/ton, o que representa um aumento de 100% face ao valor médio do ano anterior, de 50 USD/ton.

Figura 3-13 - Evolução preço carvão API#2 CIF NWE

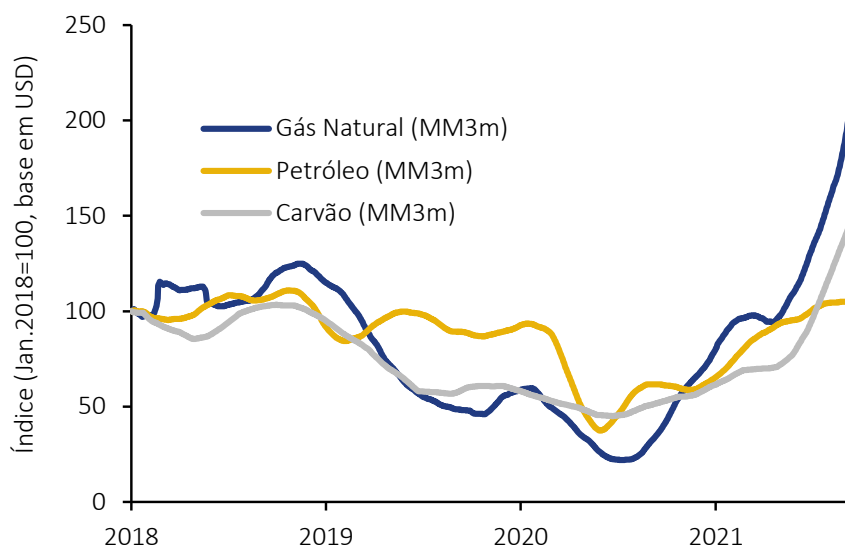


Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

A evolução comparativa do preço do carvão, do gás natural e do petróleo constitui um fator importante para melhor entender a evolução do preço da energia elétrica (Figura 3-14).

O início de 2020 foi marcado pela pandemia da COVID-19, pelo que as três *commodities* registraram descidas acentuadas marcadas essencialmente pela quebra na procura. A partir do terceiro trimestre desse ano registou-se uma retoma do preço das três *commodities*, com maior proeminência no gás natural, que está relacionada com a atenuação das medidas de controlo da propagação da pandemia da COVID-19. A partir de meados de 2021 essa evolução acentuou-se, e foi mais evidente para o valor gás natural, que no mês de setembro de 2021 registou um valor médio 370% superior ao valor médio registado do ano de 2020. No conjunto do ano de 2021, até setembro, os preços do gás natural e do carvão registaram aumentos de respetivamente 182% e 43%, comparando com os valores médios registados no ano anterior.

Figura 3-14 - Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (Brent) e do gás natural (NBP) nos mercados *spot* (base 100=Jan/2017)



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

Para além dos preços das *commodities* analisados nos pontos anteriores, o preço de energia elétrica transacionada nos mercados grossistas é igualmente influenciado pelo preço das licenças de emissão de emissão de CO₂, EUAs (*European Union Allowances*), definido a nível europeu através do CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO₂³⁹. O CELE é um mercado criado por iniciativa da Comissão Europeia para cumprir com as metas definidas no Protocolo de Quioto. O preço dessas licenças reflete-se na estrutura de custos das centrais térmicas, com maior impacte nas centrais a carvão.

A Figura 3-15 mostra que desde o início de 2018 que o preço das licenças de emissão de CO₂ subiu de forma significativa. No final de 2018, ocorreu um aumento de cerca de 150% face aos valores do início do ano, tendo passado de cerca de 8 EUR/tonCO₂ para 25 EUR/ton CO₂. Esta evolução decorreu, em grande parte, da publicação da nova Diretiva do CELE⁴⁰, bem como dos compromissos que a antecederam no âmbito do tratado do Acordo de Paris. Assim, foram definidas novas regras⁴¹ para o período pós 2020, que visam permitir antecipar uma previsível escassez das licenças de emissão no mercado. Consequentemente, como antecipação a este efeito, surgiu uma forte pressão de compra de licenças de emissão no mercado

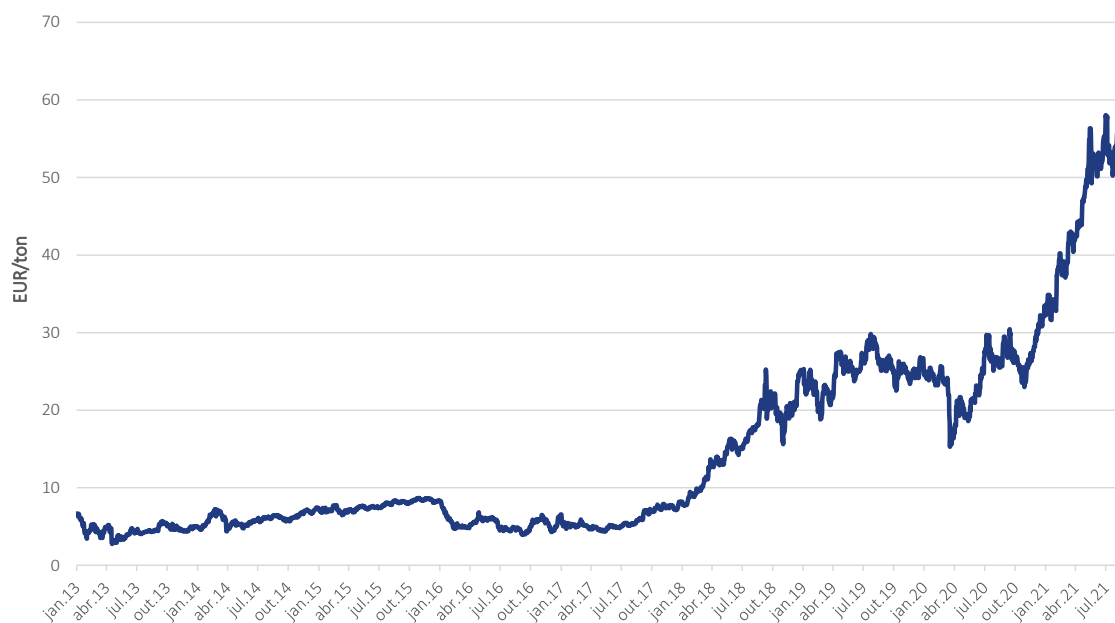
³⁹ Também conhecido por *EU Emission Trading System* (EU ETS).

⁴⁰ Diretiva 2018/410, de 14 de março.

⁴¹ Como seja a diminuição dos limites de emissão de CO₂ e diminuição dos excedentes de licenças de emissão.

grossista. No início do primeiro trimestre de 2020, o preço das EUAs apresentou uma forte volatilidade, devido ao efeito da Pandemia da COVID-19. Até ao final de março, estes preços registaram uma tendência de descida, tendo atingido os 15,3 EUR/ton. No entanto, a partir do segundo trimestre assistiu-se a uma recuperação, tendo atingido no mês de julho o valor médio de 27,6 EUR/ton. Esta subida de preço, estaria relacionada com a perspetiva da recuperação da economia pós COVID-19 e do otimismo sobre as metas climáticas da UE a longo prazo, decorrentes das decisões políticas de apoio ao cumprimento das mesmas. Posteriormente e apesar de algumas paragens relacionadas com a pandemia COVID-19, a referida tendência de subida manteve-se ao longo de 2020 e no decurso de 2021, tendo-se atingido um valor de 60,51 EUR/ton no final do mês de agosto de 2021.

Figura 3-15 - Evolução preço licenças de emissão CO₂ (EUAs)



Fonte: Refinitiv Eikon, Elaboração ERSE

PREVISÕES

Considerando os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2021 e 2022, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR, o custo médio de aquisição definido para o próximo ano é de 105,50 EUR/MWh, superior ao estimado para 2021, que se situa em torno

dos 76,18 EUR/MWh⁴², e acima do previsto em tarifas de 2021 para 2021, 49,52 EUR/MWh (Quadro 3-10). Este valor reflete igualmente as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

Quadro 3-10 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR⁴³ para fornecimento dos clientes

	2021P em T2021	2021E em T2022	2022P em T2022
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	49,52	76,18	105,50
Preço médio anual do petróleo nos mercados internacionais em EUR (EUR/bbl)	38,23	58,62	58,44
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,98	1,00

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2021 em Portugal é de 105,50 EUR/MWh. A definição deste valor tem em conta os valores reais disponíveis até final de setembro, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2021 e 2022, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR realizados até agosto de 2021.

Assim, foram considerados na definição do custo médio de aquisição do CUR previsto para 2022, os contratos de futuros, acrescido dos custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR, dos outros custos previstos⁴⁴, e dos resultados do leilão de aprovisionamento do CUR, acima referido, para contratos de carga base, ao qual foi aplicado um prémio de risco, nos termos do artigo 129.º do Regulamento Tarifário em vigor, igual a zero.

3.3 PROVEITOS DA UGS

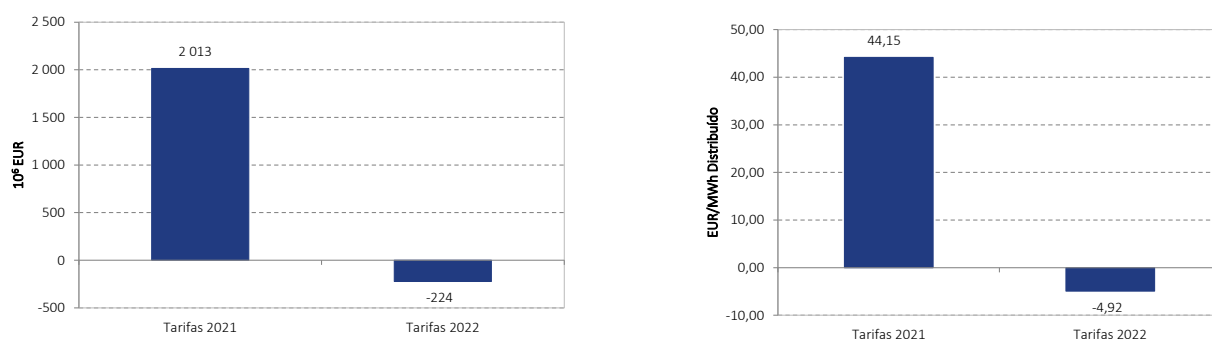
Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam um decréscimo muito significativo, passando em 2022 para um valor negativo (Figura 3-16).

⁴² Inclui os serviços de sistema, o acréscimo ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

⁴³ O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

⁴⁴ Custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária

Figura 3-16 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS



Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma das seguintes componentes: (i) custos com a gestão do sistema; (ii) CIEG; (iii) medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária⁴⁵ e (iv) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo do Decreto-Lei n.º165/2008, de 21 de agosto.

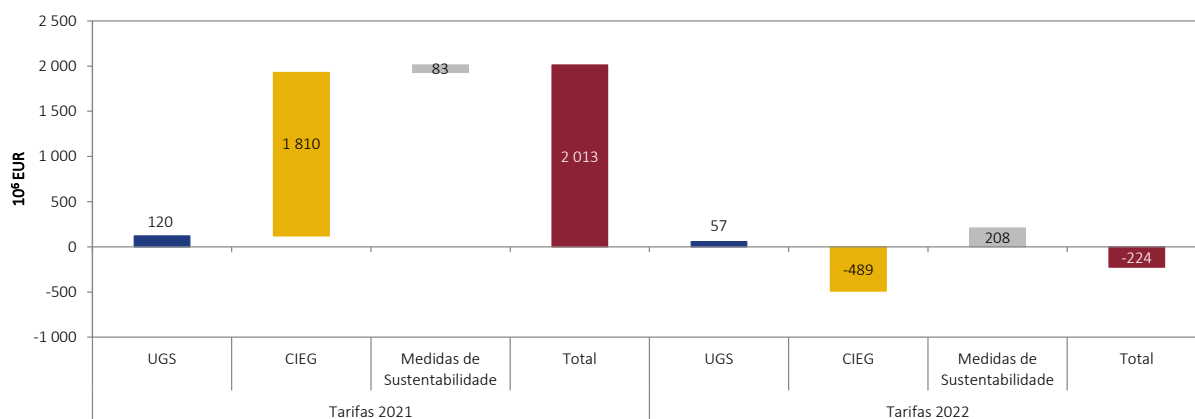
As medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária incluem a parcela relativa à estabilidade tarifária, o diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos⁴⁶ e o sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes.

A Figura 3-17 permite analisar a evolução destas componentes de 2021 para 2022 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS.

⁴⁵ Que na prática correspondem aos ajustamentos positivos ou negativos dos proveitos com aquisição de energia pelo CUR que são suportados ao nível da UGS

⁴⁶ A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

Figura 3-17 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente



Pela Figura 3-17 é evidente a redução acentuada dos proveitos a recuperar pela UGS entre tarifas de 2021 e 2022. Esta redução deve-se essencialmente ao decréscimo dos CIEG, em particular do sobrecusto da PRE e do sobrecusto do CAE.

3.3.1 PRINCIPAIS RUBRICAS EXPLICATIVAS DA VARIAÇÃO DA UGS

Neste ponto, é apresentada a variação da atividade de UGS, decompondo-a por componentes. A análise mais detalhada das principais componentes desta atividade, designadamente das componentes associadas aos custos de interesse económico geral e estabilidade tarifária, é efetuada nos pontos seguintes do presente documento.

A Figura 3-18 desagrega a variação da UGS de 2021 para 2022, de -2 237 milhões de euros (última barra da direita), pelas suas diferentes parcelas:

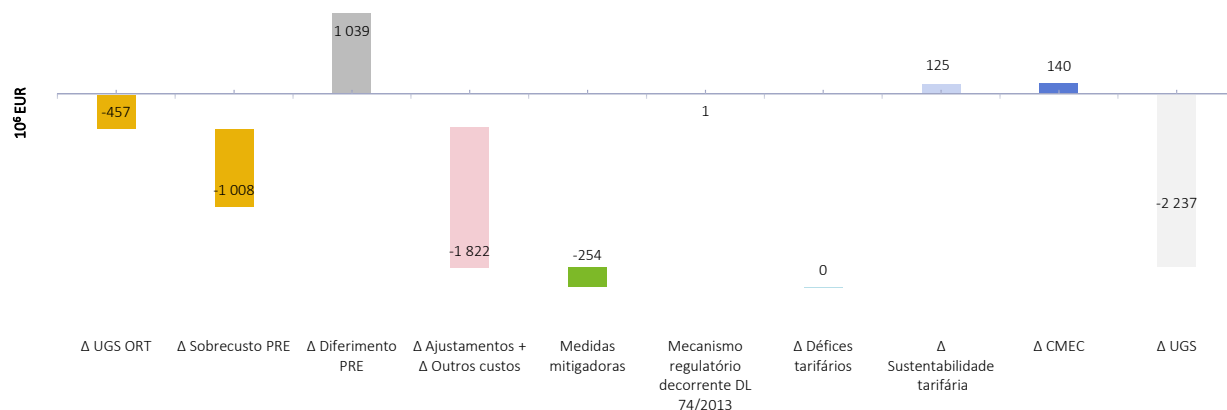
- O efeito da redução de proveitos do operador da rede de transporte, no valor de -457 milhões de euros, resulta das seguintes parcelas:
 - Aumento dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 27 milhões de euros;
 - Redução dos custos de gestão do sistema em 63 milhões de euros;
 - Redução dos outros CIEG do ORT em 422 milhões de euros;
 - Aumento dos custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN de mais de 1 milhão de euros.

- O efeito da redução do diferencial do custo com a aquisição à PRE do ano de cerca de -2 045 milhões de euros;
 - Variação do sobrecusto do ano, no valor de – 1 008 milhões de euros;
 - Saldo entre o diferencial do custo da PRE alisados nas tarifas dos anos anteriores e o valor diferido relativo ao próprio ano com a aquisição à PRE, no valor de 1 039 milhões de euros⁴⁷;
 - Variação dos ajustamentos e de outros custos associados ao diferencial do custo com a aquisição à PRE e de desvios de faturação por aplicação da tarifa de UGS em -1 822 milhões de euros;
 - Medidas mitigadoras com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor, no montante de -254 milhões de euros, isto é, o valor destas medidas que abatem às tarifas foi 254 milhões de euros superior ao valor considerado nas tarifas 2020;
 - Mecanismo regulatório decorrente do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, em cerca de 1 milhão de euros;
- O efeito da sustentabilidade tarifária no valor de 125 milhões de euros resulta das seguintes parcelas:
 - O efeito dos ajustamentos da CVEE, em cerca de 123 milhões de euros;
 - Efeitos do processo de extinção de tarifas:
 - Variação do diferencial entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização⁴⁸, no valor de 0,4 milhões de euros;
 - Variação do sobreproveito pela aplicação das tarifas transitórias, no valor de 2 milhões de euros.
- A variação dos CMEC em cerca de 140 milhões de euros.

⁴⁷ Inclui a variação do ajustamento da UGS do ORD.

⁴⁸ A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recupera o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema

Figura 3-18 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS face ao ano anterior



3.3.2 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Os custos de gestão do sistema diminuem 52%, relativamente aos valores aceites para tarifas de 2021. Para esta variação contribuiu essencialmente a redução ocorrida ao nível dos custos da interruptibilidade (cerca de 63 milhões de euros). A evolução desta rubrica de custos é analisada em detalhe no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2022».

3.3.3 CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E CUSTOS DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Seguidamente, pela sua relevância, analisa-se em mais detalhe a evolução das principais componentes que integram os CIEG associados à produção de energia elétrica e os custos de sustentabilidade de mercados. Estas rubricas de custos têm em comum o facto de não serem diretamente reguladas pela ERSE, por dependerem do quadro legal, no caso dos CIEG, e por evoluírem com os preços de energia elétrica definidos no mercado grossista em ambos os casos. Deste modo, a inclusão destes custos nos proveitos permitidos das empresas é efetuada por *pass through*, isto é, as empresas repassem os proveitos recuperados pelas tarifas associadas aos CIEG às respetivas empresas ou entidades que deles beneficiem. O incremento destas rubricas de custos ao longo do tempo justifica a análise mais detalhada de algumas das suas principais componentes.

3.3.3.1 AJUSTAMENTOS AOS CUSTOS DE ENERGIA

Ao abrigo do Regulamento Tarifário do setor elétrico, os custos de energia elétrica considerados para cálculo das tarifas são ajustados, a título provisório ao fim de um ano, e a título definitivo ao fim de dois anos, para efeitos de estabilidade tarifária. Assim, as tarifas para 2022 incluem o ajustamento definitivo, referente ao ano de 2020, dos custos com a produção de energia elétrica (excluindo PRE) e do diferencial do custo com a aquisição a produtores em regime especial (SPRE) e os ajustamentos provisórios destas duas componentes referentes ao ano de 2021.

São abrangidos por estes ajustamentos os relativos: (i) às aquisições no mercado organizado pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), (ii) o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores, cujos contratos de aquisição de energia elétrica não cessaram (diferencial de custo CAE) e os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Registe-se que as duas últimas rubricas de custo são incluídas nos CIEG, enquanto a primeira é incluída na componente de sustentabilidade e coexistência de mercado. Ambas as rubricas são recuperadas na tarifa de UGS

O Quadro 3-11 sintetiza os ajustamentos de 2020 e 2021 que foram considerados no cálculo tarifário para 2022.

Quadro 3-11 - Ajustamentos de 2020 e 2021 a repercutir em tarifas

	Unidade: 10 ⁶ EUR		
	Ajustamento 2020	Ajustamento 2021	Total
Ajustamento associado à sustentabilidade	8,2	67,4	75,6
Ajustamentos associados a CIEG	-74,2	-1 212,6	-1 286,8
CMEC+SCAE	8,4	-147,3	-138,9
SPRE	-82,6	-1 065,3	-1 147,9
Ajustamento total	-66,0	-1 145,2	-1 211,2

Notas: Parte significativa do valor de SPRE a recuperar é alisado no quadro da legislação em vigor, sendo por isso recuperado nas futuras tarifas de UGS

Os sinais dos ajustamentos refletidos neste Quadro representam o seu efeito na tarifa onde são recuperados, ou seja, sinal negativo significa valor a deduzir à tarifa (a devolver aos consumidores) e sinal positivo significa valor a acrescentar à tarifa (a receber pelas

empresas)

Em 2020, o custo médio de aquisição de energia por parte do CUR⁴⁹ situado nos 44,09 €/MWh, foi inferior ao valor considerado em tarifas de 2020 (61,33€/MWh). Contudo, no ajustamento provisório efetuado em tarifas de 2021, já haviam sido considerados cerca de 46,7 milhões de euros a devolver pela empresa. Desta forma, o desvio em 2020 líquido desses ajustamentos provisórios foi de cerca de 9,3 milhões de euros, a devolver à empresa. Por outro lado, o ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo, no ano t-2, atualizado para 2022 atingiu o montante de 1,2 milhões de euros, a devolver pela empresa. Assim os ajustamentos de 2020 referentes à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, ambos considerados em tarifas de 2022, foram de -8,2 milhões de euros.

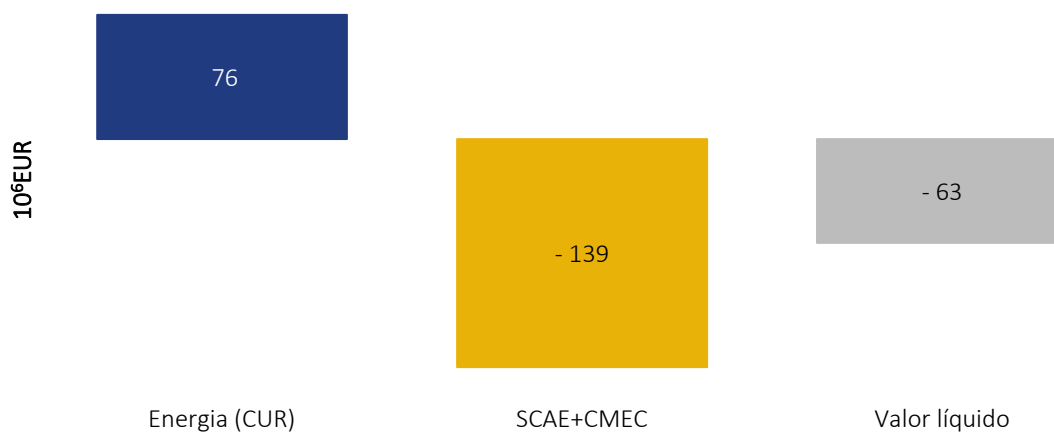
Em 2021, o acréscimo do custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, , face ao considerado para tarifas 2021, gerou um desvio de cerca de 67,4 milhões de euros a receber pela empresa. Deste modo, o montante de desvios dos custos de energia elétrica do CUR, referentes aos anos de 2020 e 2021 ascende a 75,6 milhões de euros a receber pela empresa.

Os ajustamentos relativos ao diferencial de custo CAE e aos CMEC totalizam cerca de -139 milhões de euros a pagar pelos clientes.

O saldo líquido do efeito das oscilações de preços nos pagamentos efetuados aos produtores de energia, excluindo o sobrecusto da PRE totalizam o montante de -63 milhões de euros, valor a devolver aos clientes, conforme mostra a Figura 3-19.

⁴⁹ Inclui os serviços de sistema, o acréscimo ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado

Figura 3-19 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia



3.3.3.2 CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma parte importante dos CIEG está relacionada com garantias dadas a produtores de energia elétrica, designadamente à produção em regime especial (PRE) com remuneração garantia e aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás. Na Figura 3-20 são apresentados estes custos por unidade prevista produzir em 2021⁵⁰, bem como o CIEG unitário total associado à produção de energia elétrica. O incentivo à garantia de potência deixou de figurar nesta análise, por ter sido revogado⁵¹.

Devido à evolução estimada para 2021 e prevista para 2022 dos preços de energia elétrica no mercado grossista, assiste-se, pela primeira, a uma situação com valor negativo para os CIEG associados à produção de energia elétrica. De facto, estes preços aproximaram-se, ou mesmo ultrapassaram, as remunerações unitárias garantidas dos PRE e os custos variáveis com CO₂ das centrais com CAE. Esta evolução dos preços de mercado afeta, por um lado, os ajustamentos de 2021 destes CIEG e, por outro, os diferenciais de custo previstos para o ano 2022, ambos refletidos nesta análise.

⁵⁰ Produções previsionais usadas no cálculo tarifário de 2022 da PRE com remuneração garantida e da central com CAE da Turbogás (o CAE da central da Tejo Energia termina em novembro de 2021).

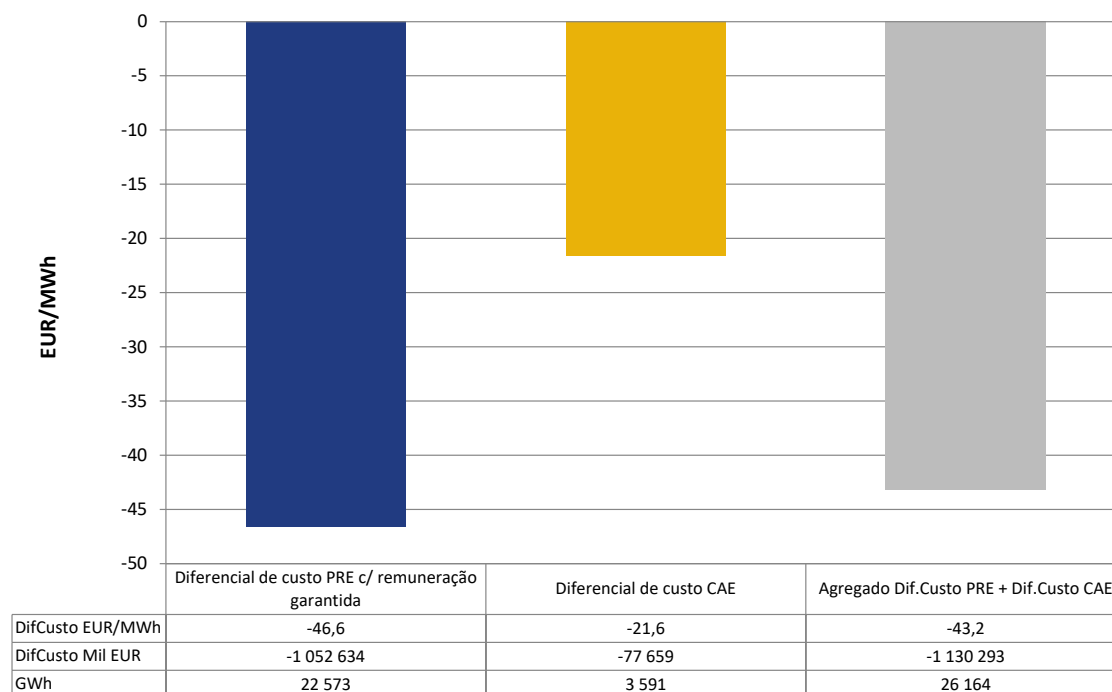
⁵¹ Por via da disposição transitória da Portaria n.º 233/2020, nas tarifas de 2021 foi repercutido o incentivo referente ao ano de 2018 da central de Foz Tua (1,94 M€), e no presente ano repercute-se o incentivo de 2019 (3,16 M€), cuja homologação pelo membro do Governo responsável pela área da energia ocorreu em abril de 2021, o que impediu a sua repercussão nas tarifas desse ano. Os montantes em apreço não têm significância nesta análise.

Refira-se que, para esta análise não foram considerados:

- i) o diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, determinado pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro⁵², até 2020, e pelo estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, em 2021 e 2022;
- ii) as medidas de sustentabilidade do SEN consideradas para o ano de 2021, decorrentes da legislação em vigor, com impacte no diferencial de custo da PRE, nomeadamente, a dedução das receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN;
- iii) o mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- iv) as receitas provenientes da venda de Garantias de Origem e das receitas resultantes do Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP);
- v) montantes a transferir para o SEN resultantes do Despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de outubro de 2021.

⁵² Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

Figura 3-20 - Custos de CIEG previstos para 2022 associados à produção de energia elétrica por unidade produzida



Nota: O diferencial de custo apresentado para cada segmento de produtores inclui os ajustamentos de anos anteriores. No caso da PRE não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2022, nem o efeito do alisamento quinquenal.

No que diz respeito à PRE com remuneração garantida, os valores apresentados correspondem ao total do diferencial de custo implícito nas tarifas de 2022, nomeadamente, o que resulta da aquisição da produção previsível para 2022 e dos ajustamentos relativos aos anos de 2020 (t-2) e 2021 (t-1). A quantidade considerada para determinar o valor unitário foi a produção total de PRE com remuneração garantida prevista pela ERSE para 2022.

O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se na previsão de produção para 2022 e respetivas receitas em mercado e custo associados à central Turbogás, tendo presente que o CAE da central da Tejo Energia termina em novembro de 2021. Incluem-se igualmente, os ajustamentos do sobrecusto CAE referentes às duas centrais dos anos de 2020 (t-2) e 2021 (t-1). O sobrecusto CAE apresentado na figura acima corresponde ao valor repercutido nas tarifas de 2022, sendo o valor unitário determinado pelo quociente deste valor pela produção da central da Turbogás, que se prevê para esse ano.

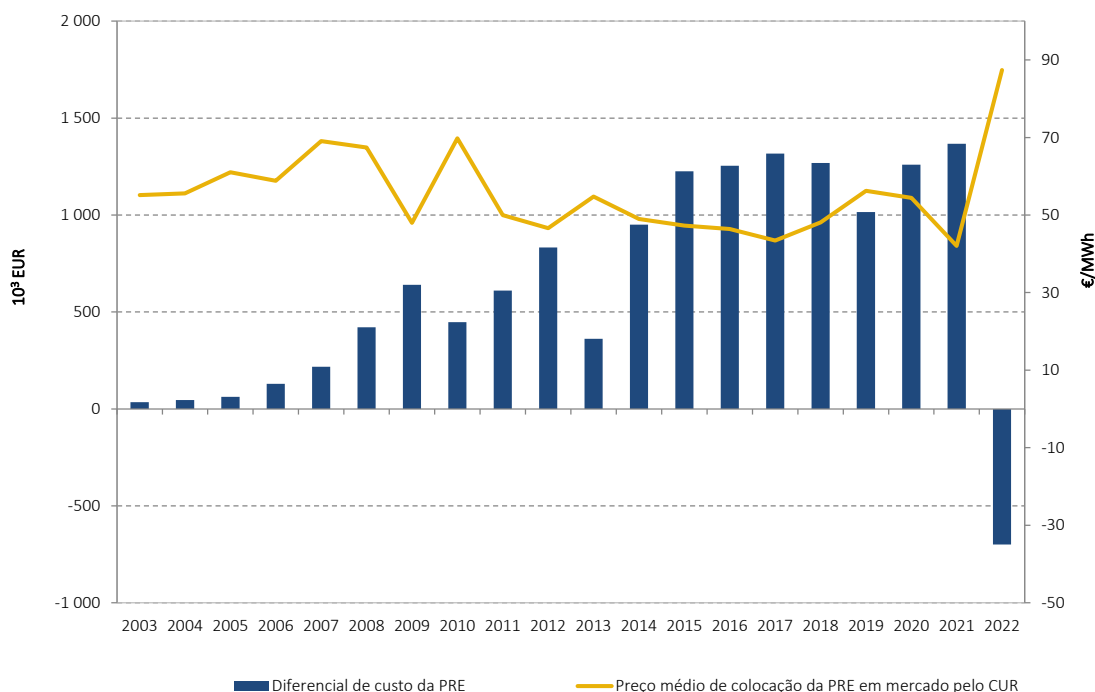
3.3.3.3 EVOLUÇÃO DO DIFERENCIAL DE CUSTO DA PRE

Pela sua importância no conjunto dos custos, analisa-se com mais detalhe o diferencial de custo da produção em regime especial (PRE) com remuneração garantida. O valor unitário do diferencial de custo com a aquisição da PRE resulta da diferença entre o preço médio de aquisição de energia elétrica aos produtores em regime especial, o qual decorre da legislação que define o regime remuneratório destes produtores, e o preço médio a que o CUR coloca esta produção no mercado grossista⁵³. A inclusão desta última variável nas figuras seguintes visa evidenciar a relação inversa entre o diferencial de custo da PRE e o preço de referência usado para o determinar.

Na Figura 3-21 apresenta-se a evolução do diferencial de custo com a aquisição da PRE com remuneração garantida no período de 2002 a 2022, previstos recuperar pelas tarifas do ano. A partir de 2012 estes valores incluem os montantes deduzidos no âmbito do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro, bem como as demais medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor com impacte no diferencial de custo da PRE.

⁵³ Até 1 de julho de 2007 foi utilizado no cálculo do diferencial de custo da PRE o custo equivalente de aquisição de energia elétrica no Sistema Elétrico Público (tarifa de Energia e Potência e tarifa de Uso da Rede de Transporte). Após esta data, foi considerado como referência para cálculo do sobrecusto da PRE, o custo médio unitário de aquisição do CUR em mercado. A partir de 2012, com a separação da atividade de CVEE do CUR em função CVEE FC e de CVEE PRE, o diferencial de custo da PRE passou a determinar-se pela diferença entre o custo de aquisição da PRE à tarifa administrativa e a receita da venda desta produção no mercado grossista, deduzida de outros custos da função CVEE PRE.

Figura 3-21 - Evolução do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida
(valores previstos recuperar pelas tarifas)



Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR

A grande redução do valor do diferencial de custo da PRE que se observa no cálculo tarifário do ano 2012 deveu-se essencialmente ao efeito do diferimento destes custos, por aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho. No ano de 2013, além deste efeito, foram ainda introduzidas medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no diferencial de custos da PRE com remuneração garantida, designadamente a dedução das receitas provenientes dos leilões de licenças CO₂ e a contribuição para a sustentabilidade do SEN dos PRE eólicos, no âmbito do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro. No ano de 2014 acresce ainda o mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013. De 2014 para 2015, o acréscimo significativo que se observa na Figura 3-21 nos valores considerados no cálculo tarifário, decorre principalmente do efeito cumulativo do serviço da dívida relativo aos diferimentos do diferencial de custo da PRE de anos anteriores e de ajustamentos de anos anteriores.

Registe-se que o decréscimo do valor do diferencial de custo da PRE verificado de 2017 para 2018, deve-se essencialmente ao aumento do preço de energia previsto para as tarifas de 2018.

Para 2019, voltou a prever-se um decréscimo do valor do diferencial previsto em tarifas, que se deveu para além do aumento do preço de energia previsto para esse ano, aos seguintes fatores:

- Acréscimo significativo dos montantes associados às medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor;
- Inclusão de montantes previstos transferir do FSSSE para o SEN e de receitas adicionais do CELE, de acordo com o Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais.

As estimativas da ERSE para 2020 foram de um aumento significativo do diferencial de custo da PRE, em virtude da grande diminuição dos montantes associados às medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor, designadamente não foram incluídos os montantes a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis, nos termos da Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro e reduziram-se substancialmente as transferências do FSSSE face ao considerado no ano de 2019.

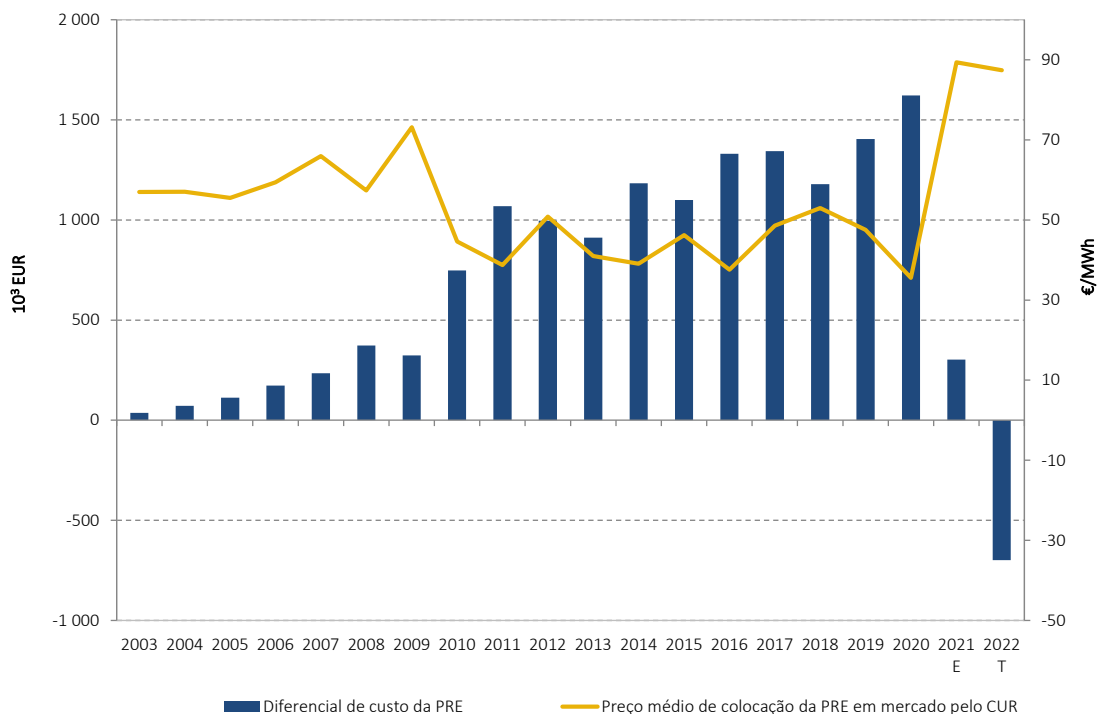
Para 2021, a previsão foi de uma nova subida do diferencial de custo da PRE, que se deveu principalmente à descida da previsão do preço de energia elétrica considerado nas tarifas de 2021 face às tarifas de 2020, como se observa na figura, mas também a um incremento significativo dos ajustamentos de anos anteriores repercutidos nas tarifas de 2021, apesar do efeito do diferimento efetuado no âmbito do artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, na sua redação atual.

Nas previsões para o ano de 2022, o enorme aumento do preço no mercado grossistas de eletricidade, que se observa no gráfico, contribui decisivamente para a inversão do sinal do diferencial de custos da PRE. Para esta inversão também contribuíram os ajustamentos do ano 2021 a devolver ao sistema, que foram motivados pelo desvio significativo do preço de mercado e das medidas mitigadoras face ao previsto nas tarifas 2021. No caso das medidas mitigadoras, foi o aumento do preço das licenças de CO₂ que justificou na íntegra o desvio ocorrido, tendo presente que as receitas dos leilões revertem parcialmente para o SEN.

Na Figura 3-22 apresentam-se os valores efetivamente ocorridos até 2020, quer do diferencial de custo quer do valor de referência para a sua determinação. Sublinhe-se que estes valores incorporam,

igualmente, os valores diferidos por aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro.

Figura 3-22 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas)



Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR

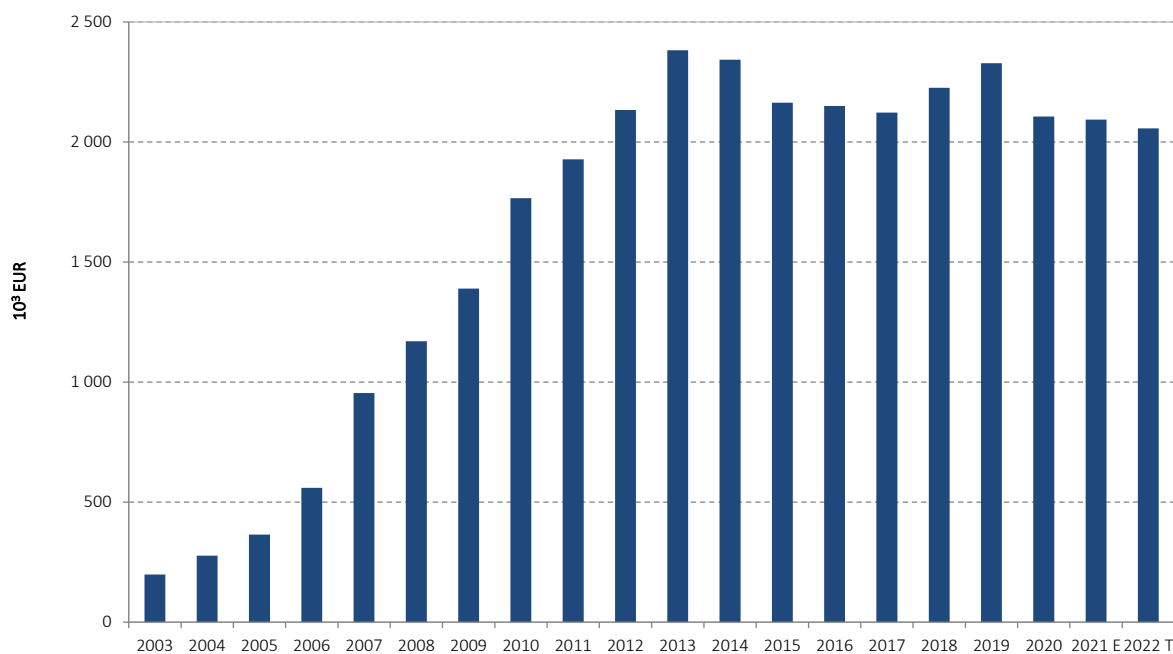
A diferença entre as duas figuras anteriores resulta, maioritariamente: (i) do desvio no custo de aquisição da PRE, quer por efeito quantidade, quer por efeito preço, (ii) do desvio do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE. A partir de 2013, com a inclusão de medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no diferencial de custo da PRE, estas diferenças passaram a depender também dos desvios entre os valores concretizados destas medidas e as suas previsões em sede de cálculo tarifário.

Embora os valores do diferencial de custo apresentem as variações já mencionadas, o custo total com as aquisições da PRE com remuneração garantida inverteu a sua tendência crescente a partir de 2013, conforme mostra a Figura 3-23.

Nos anos mais recentes, ocorreu uma estabilização do custo total com a aquisição da PRE com remuneração garantida, que se deve principalmente ao menor crescimento da potência instalada deste tipo de produtores e a uma tendência de estabilização do preço médio de aquisição. No entanto, subsistem fatores que continuam a ser determinantes na evolução do custo total da PRE com remuneração garantida, designadamente por via das quantidades produzidas, que no caso da produção renovável são afetadas significativamente pela eolicidade e pela hidraulicidade.

Os próximos anos deverão ser marcados por uma redução gradual dos custos de aquisição aos produtores em regime especial com remuneração garantida, designadamente devido ao fim dos regimes bonificados em várias tecnologias, por término do prazo, mas também devido à redução das remunerações garantidas, designadamente da eólica e da cogeração por força do quadro legal vigente. Esta redução já é observável na Figura 3-23 a partir de 2020. Por outro lado, a ligação massiva à rede de capacidade solar com remuneração garantida abaixo dos atuais preços de mercado, embora possa contribuir para um aumento do custo total, deverá levar a uma redução ainda mais acentuada do diferencial de custo.

Figura 3-23 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial



3.3.3.4 REPERCUSSÃO DO DIFERIMENTO DA PRE NOS PROVEITOS PERMITIDOS

Pela relevância dos montantes em causa, neste ponto é desenvolvido a forma como são repercutidos nos proveitos permitidos do ano os custos com os diferenciais de PRE.

DIFERIMENTO DOS DIFERENCIAIS DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

Em 2011, através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do artigo 73-A.º, foi introduzida a possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, de forma faseada ao longo do tempo, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos em 5 anos, incluindo o próprio ano.

O Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, veio alterar o período de aplicação da transferência intertemporal inicialmente estabelecido e, de acordo com a alteração introduzida no n.º 8 do artigo 73-A.º, prolongando-se a aplicação deste regime ao diferencial de custo com a aquisição de energia da PRE ocorrido até 31 de dezembro de 2020.

Face ao término do período para o diferimento previsto no artigo 73-A.º e face ao atual contexto provocado pela Pandemia Covid-19, a qual tem efeitos significativos ao nível das tarifas de eletricidade, foi publicado o Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro, que prevê o prolongamento da aplicação do mecanismo de alisamento do sobrecusto com a produção em regime especial num período máximo de cinco anos até 31 de dezembro de 2025.

Na sequência daquele artigo, foi publicada a Portaria n.º 138/2021, de 30 de junho, a qual estabelece no n.º 4 do artigo 2.º que os valores de parâmetros aí indicados são estabelecidos por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia até dia 30 de novembro do ano anterior ao diferimento, o que significa que a taxa definitiva só será conhecida após a presente proposta tarifária.

No entanto, uma vez que em 2022 não se propõe aplicar o mecanismo de alisamento do sobrecusto com a produção em regime especial, não se prevê que exista diferimento do sobrecusto da PRE. Ou seja, a mencionada taxa não terá previsivelmente aplicação prática. Desta forma, sem prejuízo da publicação do mencionado despacho e da respetiva incorporação na decisão tarifária final, a ERSE optou por não estimar esta taxa na presente proposta.

O quadro seguinte apresenta o efeito acumulado dos diferimentos dos diferenciais de custo com a aquisição de energia da PRE efetuados desde o cálculo de proveitos permitidos de 2018 até 2021 e os respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão.

Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2018 a 2021 nos proveitos permitidos de 2022 a 2025

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE			
	T2022	T2023	T2024	T2025
PRE^{1 (1)}				
Anuidade	707 095	545 336	384 915	244 891
Amortização capital	693 566	538 009	381 444	243 538
Juros	13 530	7 327	3 471	1 353
Alisamento quinquenal	707 095	545 336	384 915	244 891
PRE^{2 (2)}				
Anuidade	230 605	163 787	87 630	35 108
Amortização capital	226 337	161 800	86 954	34 914
Juros	4 268	1 987	677	194
Alisamento quinquenal	230 605	163 787	87 630	35 108

Notas: PRE^{1 (1)} - Produção em Regime Especial, enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
PRE^{2 (2)} - Produção em Regime Especial, não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

No documento «Proveitos Permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico» apresenta-se o detalhe relativo a este alisamento.

MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE DO SEN COM IMPACTE NA PRE DECORRENTES DA LEGISLAÇÃO EM VIGOR

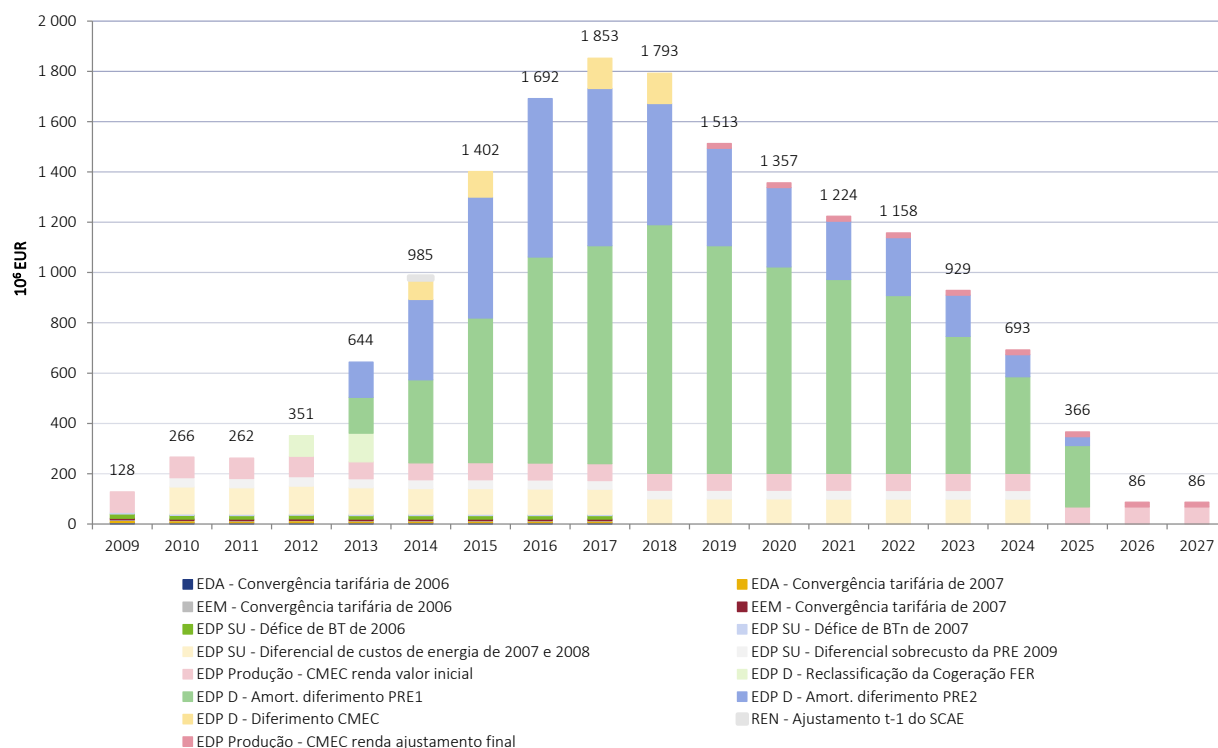
Para o cálculo dos proveitos permitidos de 2022 foram consideradas um conjunto de medidas de sustentabilidade do SEN, com impacte no diferencial de custo de aquisição de energia à PRE a recuperar pelas tarifas, que são apresentadas com algum detalhe no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico».

3.3.4 PROVEITOS A RECUPERAR PELA TARIFA UGS QUE DIZEM RESPEITO A ANOS ANTERIORES

Para além dos custos anuais e ajustamentos de anos anteriores, é necessário incorporar os valores que não foram incluídos nos proveitos do respetivo ano por terem sido diferidos.

A figura infra apresenta a evolução dos proveitos permitidos recuperados ou previstos recuperar em cada ano que foram adiados e que por isso, deveriam ter sido recuperados em anos anteriores.

Figura 3-24 - Proveitos a recuperar

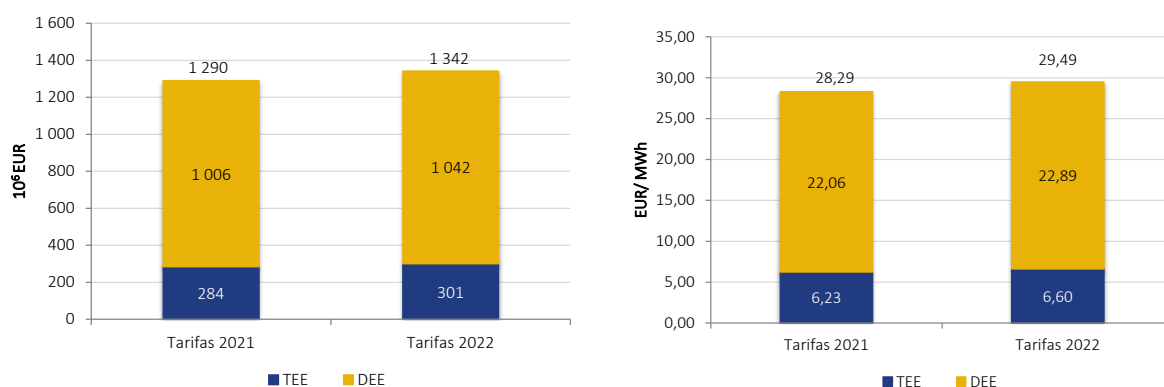


3.4 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Da análise da Figura 3-25 verifica-se que os proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica, previstos para tarifas de 2022, apresentam um acréscimo de 4,0%, evolução prevista igualmente nos respetivos custos unitários⁵⁴.

⁵⁴ No cálculo do custo unitário consideraram-se os fornecimentos de energia elétrica à saída das redes em todos os níveis de tensão.

Figura 3-25 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição



Nota: O valor da TEE inclui a diferença entre os valores faturados pela E-REDES e os valores pagos à entidade concessionária da RNT

Os custos destas atividades, relacionadas com infraestruturas de redes de energia, são, essencialmente, fixos, pelo que variações na evolução dos consumos refletem-se nos custos unitários a suportar pelos consumidores.

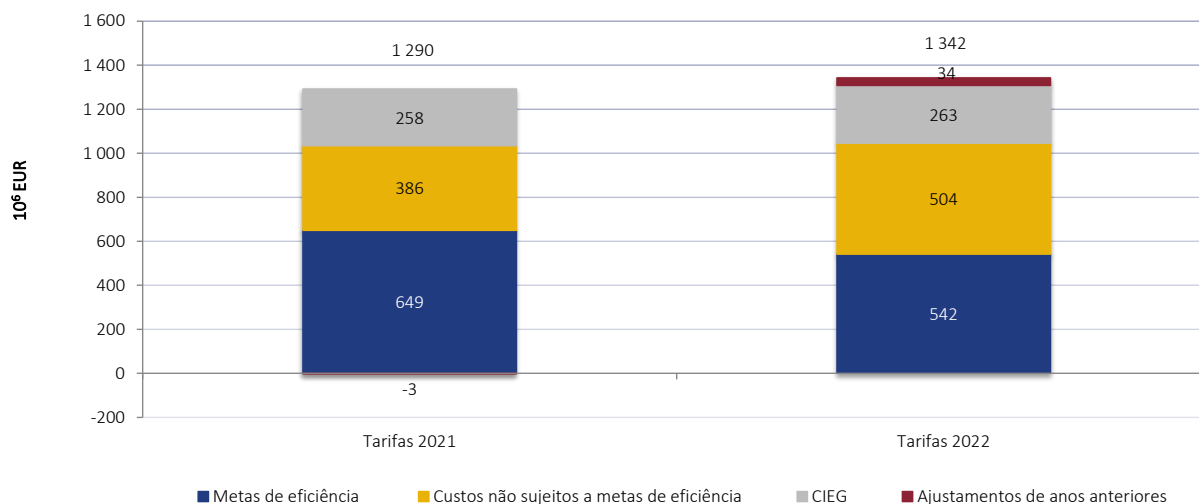
A análise da variação dos proveitos permitidos destas atividades pode ser efetuada tendo em conta os seguintes componentes: (i) custos sujeitos a metas de eficiência impostas, nos quais se incluem determinadas componentes dos custos totais (TOTEX⁵⁵) da atividade de transporte e da atividade de distribuição em AT e MT e em BT⁵⁶, e a aplicação do mecanismo de valorização de investimentos da RNT a custos de referência (que se traduz nos valores de CAPEX⁵⁷ considerados na base de custos TOTEX); (ii) custos não sujeitos a metas de eficiência, que englobam custos de exploração não sujeitos a metas de eficiência e determinadas componentes do TOTEX da atividade de transporte e da atividade de distribuição em AT e MT e em BT; (iii) custos de interesse económico geral (que correspondem às rendas de concessão em BT pagas aos municípios); e (iv) ajustamentos de anos anteriores. O contributo de cada uma destas rubricas pode ser analisado na Figura 3-26.

⁵⁵ Do inglês *Total Expenditure*

⁵⁶ A justificação detalhada das componentes do TOTEX sujeitas a metas de eficiência encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025”.

⁵⁷ Custos com capital (remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações), do inglês *Capital Expenditure*.

Figura 3-26 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente



Em 2022, embora a maior parte dos custos continue a ser sujeita a metas de eficiência, o peso dos custos não sujeitos a metas de eficiência aumenta face ao ano anterior. Este efeito decorre das particularidades da aplicação, a partir do período de regulação 2022-2025, de uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* ao TOTEX na atividade de TEE, bem como da extensão desta metodologia à atividade de DEE em AT/MT (no período de regulação que termina em 2021 já se aplicava uma metodologia de TOTEX na atividade de DEE em BT). Embora esta metodologia se traduza, em termos teóricos, na aplicação de metas de eficiência à generalidade do TOTEX, neste primeiro período de aplicação transversal a ambas as atividades de rede, por uma questão de prudência face ao caráter inovador da metodologia, preservaram-se alguns compromissos regulatórios face a obrigações passadas, designadamente face ao CAPEX que resulta de ativos entrados em exploração até ao final de 2021⁵⁸. Assim, apenas se encontra sujeita a metas de eficiência uma parte da componente TOTEX dos proveitos permitidos destas atividades.

Incluem-se também nos custos não sujeitos a metas de eficiência os planos de reestruturação de efetivos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e os ganhos e perdas atuariais das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica.

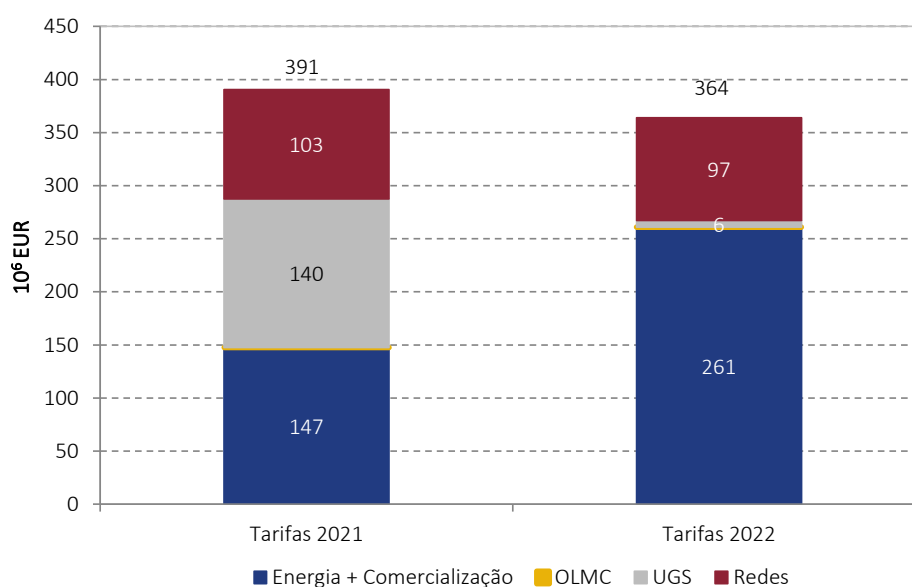
⁵⁸ No documento “Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025” detalham-se as componentes do TOTEX que estão sujeitas a metas de eficiência, em ambas as atividades.

3.5 PROVEITOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Os proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) do Comercializador de Último Recurso incluem os custos regulados com a energia e comercialização e os custos com o acesso às redes, no âmbito dos fornecimentos do Mercado Regulado.

Na figura seguinte, apresenta-se a variação dos proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais, de 2021 para 2022.

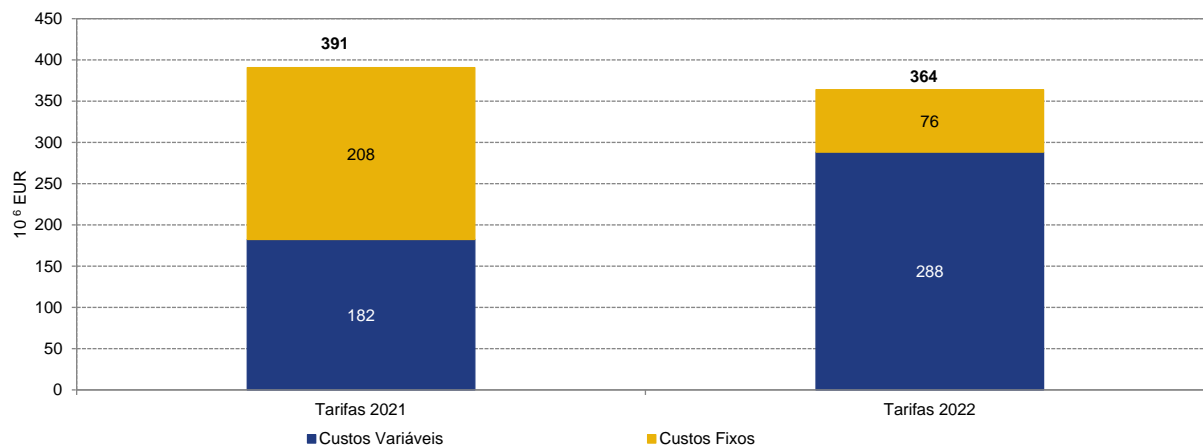
Figura 3-27 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais



A evolução do proveito unitário a recuperar pelas TVCF pode ser analisada decompondo-a entre o efeito da variação da estrutura de quantidades e a variação tarifária. Esta análise é efetuada no capítulo 7. Importa também analisar esta evolução noutras perspetivas, nomeadamente, na perspetiva da variação dos custos unitários por atividade e na ótica da repartição entre custos fixos e variáveis, sendo esta última efetuada na presente secção.

A Figura 3-28 apresenta a decomposição do nível global de proveitos totais a recuperar pelas TVCF de 2021 e de 2022, distinguindo-se entre custos fixos e custos variáveis associados com a evolução dos consumos.

Figura 3-28 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis



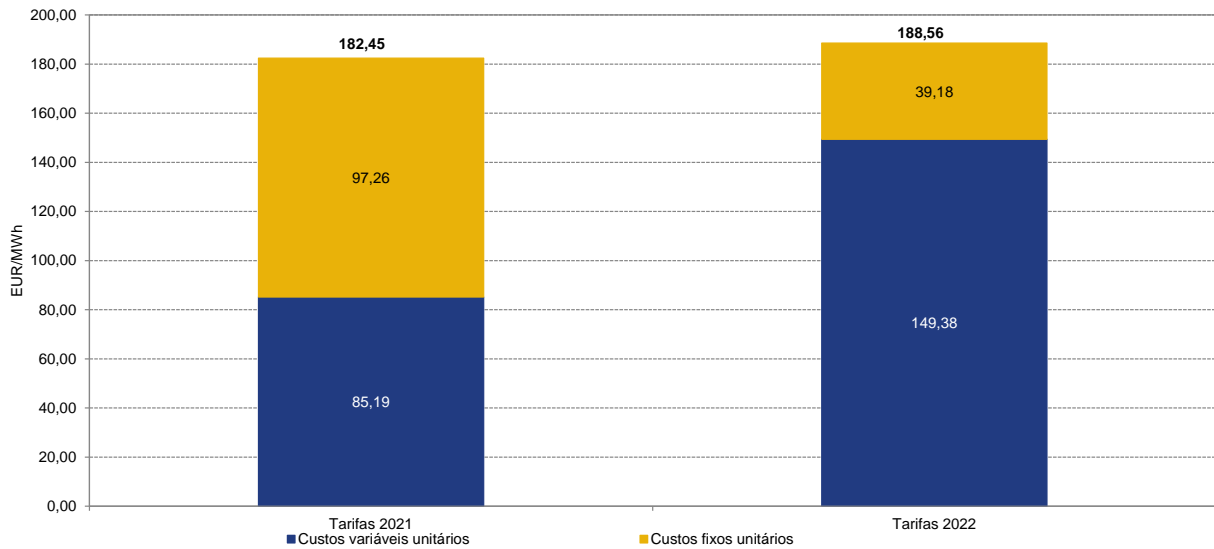
Consideram-se como custos variáveis todos os custos de energia, os custos de comercialização (com exceção dos ajustamentos referentes a 2020 e da parcela fixa dos proveitos da comercialização) e a componente variável dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição. Estas duas últimas parcelas são calculadas no âmbito dos fornecimentos do CUR.

Nos custos fixos são considerados os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema, os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso da Rede de Transporte, a componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, os encargos com as rendas dos municípios e ainda os ajustamentos referentes a 2020 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, bem como a parcela fixa dos proveitos da comercialização.

Observa-se que nas tarifas para 2022, a componente de custos variáveis apresentou um aumento substancial devido ao aumento dos custos com a energia.

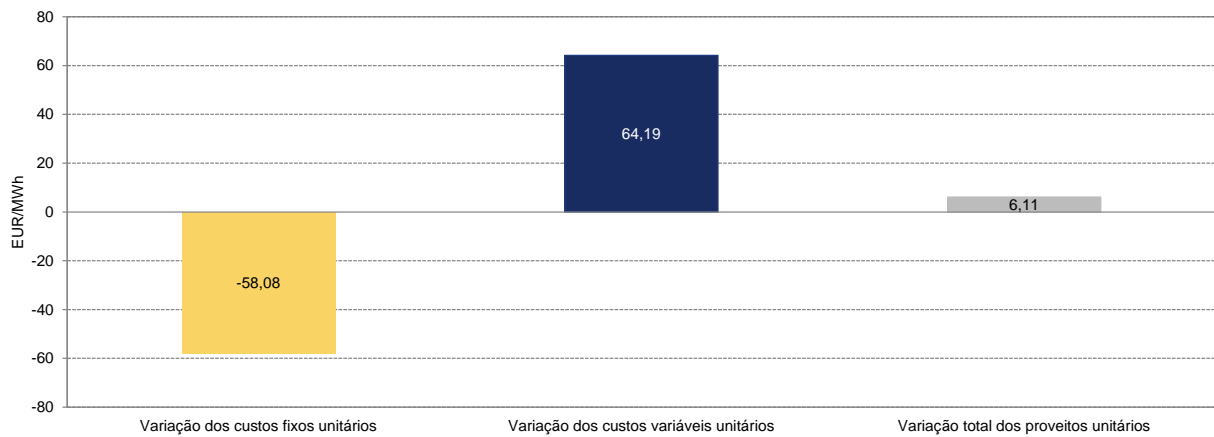
A Figura 3-29 evidencia a evolução dos proveitos unitários da TVCF entre 2021 e 2022, por categoria de custo, fixo e variável.

Figura 3-29 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF



O aumento dos proveitos unitários de 6,11 EUR/MWh resulta do efeito conjugado do decréscimo dos custos fixos unitários (-58,08 EUR/MWh) e do aumento dos custos variáveis unitários (64,19 EUR/MWh), tal como se apresenta na Figura 3-30.

Figura 3-30 - Decomposição da variação nos proveitos unitários



4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2022

4.1 TARIFAS

O Quadro 4-1 e o Quadro 4-2 apresentam as tarifas reguladas cuja fixação compete à ERSE.

As tarifas são estabelecidas de forma a proporcionar às empresas reguladas um montante de proveitos calculado de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário.

Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas do Setor Elétrico

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador</i>	OLMC _{OLMC}	Operador logístico de mudança de comercializador	Operador da rede de distribuição	Operação logística de mudança de comercializador	
	OLMC _{ORD}	Operador da rede de distribuição	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT	Operação logística de mudança de comercializador	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BT
<i>Tarifa de Uso Global do Sistema</i>	UGS _{ORT}	Operador da rede de transporte	Operador da rede de distribuição	Gestão do sistema e medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral	Incluída na tarifa de venda do operador da rede de transporte
	UGS _{ORD}	Operadores da rede de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT	Gestão do sistema e medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BT
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte</i>	URT _{ORT MAT}	Operador da rede de transporte	Operador da rede de distribuição	Uso da rede de transporte em MAT	Incluída na tarifa de venda do operador da rede de transporte
	URT _{ORD MAT}	Operador da rede de distribuição	Entrega a clientes em MAT	Uso da rede de transporte em MAT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MAT
	URT _{ORT AT}	Operador da rede de transporte	Operador da rede de distribuição	Uso da rede de transporte em AT	Incluída na tarifa de venda do operador da rede de transporte
	URT _{ORD AT}	Operador da rede de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em AT, MT e BT	Uso da rede de transporte em AT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AT, MT e BT

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	URD _{AT}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em AT, MT e BT	Uso da rede de distribuição em AT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AT, MT e BT
	URD _{MT}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MT e BT	Uso da rede de distribuição em MT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MT e BT
	URD _{BT}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em BT	Uso da rede de distribuição em BT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BT
Tarifa de Energia	TE	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em MAT, AT, MT, BTE e BTN	Aprovisionamento de energia elétrica	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (BTE e BTN, em Portugal continental), nas tarifas de referência aplicadas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo (MAT, AT e MT, em Portugal continental), nas tarifas aplicadas pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (MT, BTE e BTN, nas Regiões Autónomas)

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Comercialização	C_{NT}	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em MAT, AT e MT	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas de referência aplicadas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo (MAT, AT e MT, em Portugal continental), nas tarifas aplicadas pelo CUR a atuar exclusivamente em BT e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (MT, nas Regiões Autónomas)
	C_{BTE}	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em BTE	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (BTE, em Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (BTE, nas Regiões Autónomas)
	C_{BTN}	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em BTN	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (BTN, em Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (BTN, nas Regiões Autónomas)
Tarifa de Acesso às Redes	TAR	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT	Uso das redes e serviços associados	Incluída na tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental), na tarifa de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas) e nas tarifas de mercado
	TAR_{ORD/CURBT}	Operador da rede de distribuição	Operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT	Uso das redes e serviços associados	Incluída na tarifa de Venda a Clientes Finais dos CUR a atuar exclusivamente em BT (Portugal continental)

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Acesso às Redes (cont.)	TAR _{Social}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entregas a clientes vulneráveis em BTN	Uso das redes e serviços associados	Incluída na tarifa Social de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental e Regiões Autónomas) e nas tarifas de mercado, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
Tarifa de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo através da RESP	TAR _{AC}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes em MAT, AT, MT e BT que atuam como autoconsumidores	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia veiculada entre a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) e a instalação de utilização de clientes autoconsumidores quando essa veiculação utiliza a RESP
Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações autónomas de armazenamento	TAR _{IAA}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Instalações autónomas de armazenamento para entregas em MAT, AT, MT e BTE	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia entregue à instalação autónoma de armazenamento

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Venda a Clientes Finais	TVCF_{CUR PT}	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes em BT dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização. Trata-se de uma tarifa transitória
	TVCF_{CUR RAA}	Concessionária do transporte e distribuição da RAA	Clientes em MT e BT do comercializador de último recurso da RAA	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF_{CUR RAM}	Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes em MT e BT do comercializador de último recurso da RAM	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF_{Social CUR PT}	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes vulneráveis em BTN, dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
	TVCF_{Social CUR RAA}	Concessionária do transporte e distribuição da RAA	Clientes vulneráveis em BTN, do comercializador de último recurso da RAA	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
	TVCF_{Social CUR RAM}	Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes vulneráveis em BTN, do comercializador de último recurso da RAM	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Venda a Clientes Finais (fornecimento supletivo)	TVCF _{CUR MAT, MT, BTE}	Comercializador de último recurso em Portugal continental	Clientes em MAT, AT e MT do comercializador de último recurso em Portugal continental	Fornecimento supletivo de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização.
	TVCF _{CUR CUR BT}	Comercializador de último recurso em Portugal continental	Comercializadores a atuar exclusivamente em BT	Fornecimento supletivo de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos CUR a atuar exclusivamente em BT, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização.

Quadro 4-2 - Tarifas Reguladas do Setor da Mobilidade Elétrica

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA</i>	TE/Com _{ME RAA}	Concessionária do transporte e distribuição da RAA	CEME que atuem na RAA cujo aprovisionamento é realizado junto da concessionária do transporte e distribuição da RAA	Aprovisionamento de energia elétrica e serviços associados	Na ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado, possibilita o aprovisionamento dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) na RAA
<i>Tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM</i>	TE/Com _{ME RAM}	Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	CEME que atuem na RAM cujo aprovisionamento é realizado junto da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Aprovisionamento de energia elétrica e serviços associados	Na ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado, possibilita o aprovisionamento dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) na RAM
<i>Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica em MT</i>	TAR _{ME MT}	Operadores das redes de energia elétrica	Entregas a utilizadores de veículos elétricos (UVE) em pontos de carregamento de veículos elétricos em MT integrados na rede de mobilidade elétrica	Uso das redes de energia elétrica pela rede de mobilidade elétrica	
<i>Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica em BT</i>	TAR _{ME BT}	Operadores das redes de energia elétrica	Entregas a utilizadores de veículos elétricos (UVE) em pontos de carregamento de veículos elétricos em BT integrados na rede de mobilidade elétrica	Uso das redes de energia elétrica pela rede de mobilidade elétrica	

4.2 TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), a aplicar pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador ao operador da rede de distribuição em MT e AT apresenta preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, garantindo-se a inexistência de subsídio cruzada entre tipos de fornecimento. Os preços de potência contratada a aplicar garantem uma alocação de custos por nível de tensão e tipo de fornecimento idêntica à que se obteria com a aplicação de termos fixos.

No Quadro 4-3 apresentam-se os preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador ao operador da rede de distribuição em MT e AT, para 2022.

Quadro 4-3 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR		PREÇOS
Potência contratada		EUR/(MW.dia)
	MAT	0,0001
	AT	0,0001
	MT	0,0022
	BTE	0,0097
	BTN	0,0921

4.3 TARIFAS POR ATIVIDADE DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

Às entregas do operador da rede de transporte ou entidade concessionária da RNT (REN) ao operador da rede distribuição em MT e AT são aplicadas, nos termos do artigo 29.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema, que se apresentam nos pontos seguintes.

4.3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT é composta por duas parcelas.

A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema está associada aos custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário.

A parcela II da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT deve recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral dominados pelos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), sobrecustos do agente comercial relativos às centrais da Turbogás e do Pego, custos com a garantia de potência e sobrecustos com a convergência tarifária das regiões autónomas. A estrutura de preços da parcela II da tarifa de UGS é de um preço único de energia, igual em todos os períodos horários.

No âmbito do relacionamento entre a entidade concessionária da RNT e o operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se ainda as transferências mensais relativas à faturação dos termos de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos CMEC.

No Quadro 4-4 e no Quadro 4-5 apresentam-se, respetivamente, os preços das parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema para 2022.

Quadro 4-4 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I	PREÇOS
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0012
Horas cheias	0,0012
Horas de vazio normal	0,0012
Horas de super vazio	0,0012

Quadro 4-5 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II	PREÇOS
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0020
Horas cheias	0,0020
Horas de vazio normal	0,0020
Horas de super vazio	0,0020

No Quadro 4-6 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2022, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II.

Quadro 4-6 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA	PREÇOS
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0032
Horas cheias	0,0032
Horas de vazio normal	0,0032
Horas de super vazio	0,0032

4.3.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa, diferenciados por período horário, e preços de energia reativa indutiva e capacitiva. Os preços de potência destas tarifas são determinados por aplicação de um fator multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de transporte, preservando a estrutura dos custos incrementais. Este fator multiplicativo é determinado tal que as referidas tarifas aplicadas às quantidades previstas para 2022 proporcionam os proveitos permitidos em 2022, de acordo com o estabelecido no artigo 118.º do Regulamento Tarifário.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2022 está definida no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022».

Os preços dos termos de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT e de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia, por período horário, pelos respetivos fatores de ajustamento para perdas na rede de transporte e de distribuição. Neste exercício tarifário agregaram-se os períodos de vazio normal e de super vazio, para corrigir uma estrutura de preços de energia invertida (preços de super vazio > vazio normal > cheias) nas tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, em resultado da imputação de CIEG negativos nestas tarifas. Assim, a opção foi anular os preços de energia nas horas cheias e de vazio das tarifas de Acesso às Redes, o que só foi possível tratando os preços de energia por período horário de vazio de forma conjunta.

Na sequência da [Consulta Pública da ERSE n.º 101](#), relativa à reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, foi aprovada a eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em MAT, AT e MT, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2022. A recuperação das receitas que seriam obtidas por aplicação dessa tarifa, caso não tivesse sido eliminada, implica que as tarifas de Uso da Rede de Transporte necessitam de ser ajustadas para obter a totalidade dos proveitos permitidos da atividade, designadamente nos preços de potência em horas de ponta e de potência contratada ⁵⁹. Como referido na

⁵⁹ Outros fatores que justificam a diferença nos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte face ao ano anterior são as diferenças no nível e na estrutura da procura prevista para 2022, o nível dos proveitos permitidos da atividade de transporte e a atualização dos custos incrementais a usar nesta tarifa. Consulte a secção 3.1.3 do documento “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022” para mais informação sobre a atualização dos custos incrementais da tarifa de transporte.

consulta pública, esta alteração implica um aumento de aproximadamente dez pontos percentuais na variação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada ao consumo.

Adicionalmente, na sequência da referida consulta pública foi também aprovada a eliminação da sazonalidade na tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos operadores da rede de distribuição em AT e MT, deixando assim de existir diferenciação de preços entre o período de inverno e o período de verão.

No Quadro 4-7 e no Quadro 4-8 apresentam-se os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT em 2022.

Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT	PREÇOS
Potência	EUR/(kW.dia)
Horas de ponta	0,0551
Contratada	0,0043
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0007
Horas cheias	0,0006
Horas de vazio normal	0,0005
Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa	EUR/kvarh
Indutiva	0,0014
Capacitiva	0,0010

Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT	PREÇOS
Potência	EUR/(kW.dia)
Horas de ponta	0,0901
Contratada	0,0120
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0009
Horas cheias	0,0008
Horas de vazio normal	0,0007
Horas de super vazio	0,0007
Energia reativa	EUR/kvarh
Indutiva	0,0014
Capacitiva	0,0010

4.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por atividade a aplicar pelos operadores de rede de distribuição às entregas a clientes do comercializador de último recurso e a clientes no mercado liberalizado.

De modo a determinar os preços a aplicar em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, convertem-se os preços das tarifas por atividade, a aplicar pelos distribuidores às entregas a clientes dos mercados liberalizado e regulado, para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas. Adicionalmente, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, apresentam-se os preços das tarifas por atividade, considerando que os preços de potência em horas de ponta são convertidos em preços de energia ativa por período horário e que alguns preços de energia ativa são agregados.

4.4.1 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado, é composta por preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, tal como definido no ponto 4.2.

No Quadro 4-9 apresentam-se os preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado, para 2022.

Quadro 4-9 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR		PREÇOS
Potência contratada		EUR/(MW.dia)
	MAT	0,0001
	AT	0,0001
	MT	0,0023
	BTE	0,0101
	BTN	0,0958

4.4.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado é composta por duas componentes, tal como a tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte (ver ponto 4.3.1). Estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades de energia da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado são calculadas com base nas quantidades medidas nos contadores desses clientes.

A parcela I apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pela entidade concessionária da RNT, relativa aos custos com a gestão do sistema. Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se no Quadro 4-10.

Quadro 4-10 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0012
	Horas cheias	0,0012
	Horas de vazio normal	0,0012
	Horas de super vazio	0,0012

Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-11.

Quadro 4-11 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I					
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Energia ativa			
		EUR/kWh			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012
AT	4	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012
MT	4	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012
BTE	4	0,0014	0,0013	0,0013	0,0013
BTN>	3	0,0014	0,0013	0,0013	
BTN< tri-horárias	3	0,0014	0,0013	0,0013	
BTN bi-horárias	2	0,0013		0,0013	
BTN simples	1	0,0013			

Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema são determinados de acordo com a Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação vigente, que estabelece os critérios de repercussão dos CIEG com incidência na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes. Esta portaria abrange os seguintes custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (CIEG): os sobrecustos com a produção em regime especial (PRE) com preços garantidos, os sobrecustos com as centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os CMEC, os encargos com a garantia de potência, os sobrecustos com a convergência

tarifária das Regiões Autónomas (RA), os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos de sustentabilidade ⁶⁰, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC).

No Quadro 4-12 seguinte apresenta-se a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG enquadrados pela Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro.

Quadro 4-12 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	-29,5	-101,7	-377,7	-0,6	-1,1	-104,2	-614,9
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	-2,6	-6,7	-17,7	-4,7	-3,7	-49,1	-84,4
Sobrecusto dos CAE	-3,6	-7,5	-21,0	10,0	1,3	-56,8	-77,7
CMEC	1,0	2,0	8,6	3,0	3,2	48,0	65,8
Garantia de potência	0,2	0,5	1,0	0,2	0,1	1,1	3,2
Sobrecusto RAs	14,2	29,5	72,5	-58,7	-17,2	110,5	150,8
Estabilidade (DL 165/2008)	7,2	20,2	43,7	9,4	5,0	48,0	133,6
Ajust. de aquisição de energia	4,1	11,4	24,8	5,3	2,8	27,1	75,6
Diferencial extinção TVCF	-0,1	-0,1	-0,3	-0,1	0,0	-0,3	-0,9
Sobreproveito	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,3
Terrenos	0,7	1,9	4,0	0,9	0,5	4,4	12,3
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	-8,5	-50,5	-262,1	-35,3	-9,2	28,7	-336,9

No quadro seguinte apresentam-se os preços dos referidos CIEG por variável de faturação e por nível de tensão ou tipo de fornecimento.

⁶⁰ Estes custos correspondem aos ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, ao diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e ao sobreproveito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

Quadro 4-13 - Preços dos CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema

Unidades: EUR/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN>			BTN≤		
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	-24,6	-11,1	-10,9	-63,1	-9,3	-8,6	-118,3	-10,6	-8,7	-0,5	-0,1	-0,1	-1,5	-0,7	-0,2	-12,1	-7,1	-3,4
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	-1,5	-0,7	-0,7	-3,2	-0,5	-0,4	-3,5	-0,3	-0,3	-2,0	-0,5	-0,4	-1,6	-0,7	-0,2	-1,4	-0,8	-0,4
Sobrecusto dos CAE	-2,4	-1,1	-1,1	-3,8	-0,6	-0,5	-4,7	-0,4	-0,3	10,2	2,6	2,1	4,5	2,1	0,7	-2,6	-1,6	-0,7
Garantia de potência	0,1	0,1	0,1	0,3	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0
Sobrecusto RAs	11,8	5,3	5,2	18,3	2,7	2,5	22,7	2,0	1,7	-49,4	-12,8	-10,2	-22,0	-10,1	-3,2	12,8	7,6	3,6
Estabilidade (DL 165/2008)	6,0	2,7	2,7	12,6	1,8	1,7	13,7	1,2	1,0	7,9	2,1	1,6	6,4	2,9	0,9	5,5	3,3	1,6
Ajust. de aquisição de energia	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Diferencial extinção TVCF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sobreprovento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Terrenos	0,6	0,3	0,2	1,2	0,2	0,2	1,3	0,1	0,1	0,7	0,2	0,2	0,6	0,3	0,1	0,5	0,3	0,1
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	-8,4	-2,9	-2,8	-36,1	-3,9	-3,5	-86,8	-6,3	-4,9	-31,3	-6,9	-5,2	-11,8	-4,5	-0,3	4,5	3,3	2,4

Unidades: EUR/(kW.dia)	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤
CMEC	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036
Sobrecusto dos CAE	-0,0026	-0,0026	-0,0026	-0,0026	-0,0026	-0,0026
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	-0,0027	-0,0027	-0,0027	-0,0027	-0,0027	-0,0027
Total	-0,0017	-0,0017	-0,0017	-0,0017	-0,0017	-0,0017

Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-14.

Quadro 4-14 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II						
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	-0,0017	-0,0073	-0,0018	-0,0017	-0,0017
AT	4	-0,0017	-0,0350	-0,0028	-0,0024	-0,0024
MT	4	-0,0017	-0,0856	-0,0051	-0,0037	-0,0037
BTE	4	-0,0017	-0,0300	-0,0056	-0,0039	-0,0039
BTN>	3	-0,0017	-0,0105	-0,0032	0,0009	
BTN< tri-horárias	3	-0,0017	0,0058	0,0047	0,0037	
BTN bi-horárias	2	-0,0017	0,0050		0,0037	
BTN simples	1	-0,0017	0,0045			

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II, apresentam-se no Quadro 4-15.

Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	-0,0017	-0,0061	-0,0006	-0,0005	-0,0005
AT	4	-0,0017	-0,0338	-0,0016	-0,0012	-0,0012
MT	4	-0,0017	-0,0844	-0,0039	-0,0025	-0,0025
BTE	4	-0,0017	-0,0286	-0,0043	-0,0026	-0,0026
BTN>	3	-0,0017	-0,0091	-0,0019	0,0022	
BTN< tri-horárias	3	-0,0017	0,0072	0,0060	0,0050	
BTN bi-horárias	2	-0,0017	0,0063		0,0050	
BTN simples	1	-0,0017	0,0058			

No Quadro 4-16 apresenta-se a desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 4-15.

Quadro 4-16 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência contratada CMEC EUR/(kW.dia)					
	CMEC - EDP Gestão da Produção de Energia, SA				Componente de alisamento	CMEC - EDP Distribuição
	Parcela Fixa		Parcela de acerto			Parcela de acerto
	Renda Anual - valor inicial dos CMEC	Ajustamento	Renda anual - ajustamento final CMEC	Ajustamento	Ajustamento	Devolução de valores do passado
MAT	0,0037	-0,0004	0,0010	0,0004	0,0001	-0,0012
AT	0,0037	-0,0004	0,0010	0,0004	0,0001	-0,0012
MT	0,0037	-0,0004	0,0010	0,0004	0,0001	-0,0012
BTE	0,0037	-0,0004	0,0010	0,0004	0,0001	-0,0012
BTN>	0,0037	-0,0004	0,0010	0,0004	0,0001	-0,0012
BTN< tri-horárias	0,0037	-0,0004	0,0010	0,0004	0,0001	-0,0012
BTN bi-horárias	0,0037	-0,0004	0,0010	0,0004	0,0001	-0,0012
BTN simples	0,0037	-0,0004	0,0010	0,0004	0,0001	-0,0012

4.4.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam a mesma estrutura tarifária e recuperam o conjunto de proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT, apresentadas no ponto 4.3.2 deste capítulo, adicionado do ajustamento a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflete a diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT.

Adicionalmente, estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores

da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado resultam das quantidades medidas nos contadores desses clientes ajustadas para perdas até à saída da RNT.

Na sequência da [Consulta Pública da ERSE n.º 101](#), relativa à reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, foi aprovada a eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em MAT, AT e MT, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2022. A recuperação das receitas que seriam obtidas por aplicação dessa tarifa, caso não tivesse sido eliminada, implica que as tarifas de Uso da Rede de Transporte necessitam de ser ajustadas para obter a totalidade dos proveitos permitidos da atividade, designadamente nos preços de potência em horas de ponta e de potência contratada ⁶¹. Como referido na consulta pública, esta alteração implica um aumento de aproximadamente dez pontos percentuais na variação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada ao consumo.

Adicionalmente, na sequência da referida consulta pública foi também aprovada a eliminação da sazonalidade na tarifa de Uso da Rede de Transporte, deixando assim de existir diferenciação de preços entre o período de inverno e o período de verão.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam-se no Quadro 4-17 e no Quadro 4-18.

⁶¹ Outros fatores que justificam a diferença nos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte face ao ano anterior são as diferenças no nível e na estrutura da procura prevista para 2022, o nível dos proveitos permitidos da atividade de transporte e a atualização dos custos incrementais a usar nesta tarifa. Consulte a secção 3.1.3 do documento “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022” para mais informação sobre a atualização dos custos incrementais da tarifa de transporte.

Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0551
	Contratada	0,0043
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0014
	Capacitiva	0,0010

Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0881
	Contratada	0,0117
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0007
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	-
	Capacitiva	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-19.

Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT						
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	0,1068	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007
MT	4	0,1120	0,0010	0,0009	0,0007	0,0007
BTE	4	0,1239	0,0011	0,0010	0,0008	0,0008
BTN>	3	-	0,0468	0,0010	0,0008	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0468	0,0010	0,0008	
BTN bi-horárias	2	-	0,0109		0,0008	
BTN simples	1	-	0,0076			

4.4.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, MT e BT apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa diferenciados por período horário e preços de energia reativa indutiva e capacitiva.

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de fatores multiplicativos aos custos incrementais de potência da rede de distribuição por nível de tensão, preservando-se a estrutura dos custos incrementais. Estes fatores multiplicativos são determinados tal que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas para 2022 proporcionam os proveitos permitidos em 2022, de acordo com o estabelecido no artigo 125.º do Regulamento Tarifário.

Às tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e de Uso da Rede de Distribuição em MT é aplicado o mesmo fator multiplicativo.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2022 é determinada de acordo com o descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022».

Os preços dos termos de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia, por período horário, pelos respetivos fatores de ajustamento para perdas na rede de Distribuição, em cada nível de tensão. Neste exercício tarifário agregaram-se os períodos de vazio normal e de super vazio, para corrigir uma estrutura de preços de energia invertida (preços de super

vazio > vazio normal > cheias) nas tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, em resultado da imputação de CIEG negativos nestas tarifas. Assim, a opção foi anular os preços de energia nas horas cheias e de vazio das tarifas de Acesso às Redes, o que só foi possível tratando os preços de energia por período horário de vazio de forma conjunta. Na sequência da [Consulta Pública da ERSE n.º 101](#), relativa à reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, foi também aprovada a eliminação da sazonalidade na tarifa de Uso da Rede de Distribuição, deixando assim de existir diferenciação de preços entre o período de inverno e o período de verão.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0173
	Contratada	0,0022
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0014
	Capacitiva	0,0010

Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0862
	Contratada	0,0178
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0026
	Horas cheias	0,0022
	Horas de vazio normal	0,0013
	Horas de super vazio	0,0013
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0015
	Capacitiva	0,0011

Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2020
	Contratada	0,0214
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0055
	Horas cheias	0,0047
	Horas de vazio normal	0,0035
	Horas de super vazio	0,0020
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0108
	Capacitiva	0,0083

É de notar que, contrariamente à tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, estas tarifas são relativas apenas ao nível de tensão respetivo, não incluindo custos das redes de nível de tensão superior.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT, após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
AT	4	0,0173	0,0022	0,0009	0,0008	0,0005	0,0005	0,0014	0,0010
MT	4	0,0216	-	0,0009	0,0008	0,0005	0,0005	-	-
BTE	4	0,0239	-	0,0010	0,0009	0,0006	0,0006	-	-
BTN>	3	-	-	0,0098	0,0009	0,0006		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0098	0,0009	0,0006		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0028		0,0006		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0021				-	-

Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
MT	4	0,0862	0,0178	0,0026	0,0022	0,0013	0,0013	0,0015	0,0011
BTE	4	0,1237	-	0,0028	0,0024	0,0014	0,0014	-	-
BTN>	3	-	-	0,0485	0,0024	0,0014		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0484	0,0024	0,0014		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0124		0,0014		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0088				-	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, convertidos para os fornecimentos em BT, apresentam-se no quadro seguinte. Na sequência da [Consulta Pública da ERSE n.º 101](#), relativa à reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, foi aprovada uma alteração ao nível das conversões de preço na tarifa Uso da Rede de Distribuição em BT para fornecimentos em BTN. De acordo com essa alteração, o preço de potência em horas de ponta, presente no Quadro 4-22, passa a ser

convertido para o preço de potência contratada e para os preços de energia ativa ⁶². Anteriormente, a conversão era integralmente para os preços de energia ativa.

No critério de conversão adotado para 2022, o equivalente a 50% das receitas que seriam recuperadas através da potência em horas de ponta nos fornecimentos em BTN<, caso essa variável existisse para esses clientes, são recuperadas através da potência contratada. Nos fornecimentos em BTN>, essa percentagem foi ajustada de forma a assegurar que o preço de potência contratada que resulta é igual ao respetivo preço em BTN<. As alterações referidas anteriormente explicam a diferença nos preços de potência contratada entre BTE e BTN apresentados no quadro seguinte.

Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
BTE	4	0,2020	0,0214	0,0055	0,0047	0,0035	0,0020	0,0108	0,0083
BTN>	3	-	0,0279	0,0208	0,0199	0,0030		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,0279	0,0145	0,0137	0,0030		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,0279	0,0130		0,0030		-	-
BTN simples	2	-	0,0279	0,0097				-	-

4.5 TARIFAS POR ATIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por atividade a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos a clientes finais.

De modo a determinar os preços a aplicar em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, convertem-se os preços das tarifas por atividade, a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos aos seus clientes para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas.

⁶² Nos termos da alínea a) do n.º 2 do Artigo 105.º do Regulamento Tarifário, na redação vigente, a conversão para os preços de energia ativa ocorre para os períodos horários de fora de vazio, nas opções tarifárias com dois e três períodos horários, e sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

Para além disso, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, os preços de potência são convertidos em preços de energia ativa por período horário e alguns preços de energia são agregados.

4.5.1 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa de Energia deve refletir a estrutura de preços praticados no mercado grossista, respeitando-se a estrutura dos custos marginais de energia. Para esse efeito os custos marginais são escalados de modo a assegurar-se a recuperação dos proveitos permitidos em 2022 na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica. O fator de escala multiplicativo adotado é igual por período horário.

Os custos marginais a utilizar no cálculo desta tarifa foram determinados de acordo com o descrito no documento da «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022».

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso, no âmbito das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para BTE e BTN, são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Energia

ENERGIA		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1241
	Horas cheias	0,1171
	Horas de vazio normal	0,1011
	Horas de super vazio	0,0907
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1142
	Horas cheias	0,1115
	Horas de vazio normal	0,0985
	Horas de super vazio	0,0959

Os preços da tarifa de Energia convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-27.

Quadro 4-27 - Preços da tarifa de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Energia ativa EUR/kWh							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
BTE	4	0,1465	0,1361	0,1142	0,0990	0,1348	0,1295	0,1113	0,1047
BTN>	3	0,1418	0,1327	0,1091		0,1418	0,1327	0,1091	
BTN< tri-horárias	3	0,1415	0,1325	0,1092		0,1415	0,1325	0,1092	
BTN bi-horárias	2	0,1352		0,1092		0,1352		0,1092	
BTN simples	1	0,1260				0,1260			

No que se refere aos parâmetros β_t e μ_t , previstos no artigo 162.º do Regulamento Tarifário, em 2022 mantêm-se os valores de 2021:

$$\beta_t = 0,5$$

$$\mu_t = 0,01 \text{ €/kWh}$$

4.5.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização aplicáveis pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos em BTE e BTN apresentam uma estrutura binómia sendo constituídas por um termo fixo e um preço de energia sem diferenciação horária.

Os preços das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos BTE e BTN são calculados tendo em conta a estrutura de custos médios e as regras de escalamento descritas no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022».

Os preços das tarifas de Comercialização a aplicar pelo comercializador de último recurso apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM BTE	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	0,4003
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0012
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	0,0337
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0058

4.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Às entregas a clientes dos operadores das redes de distribuição aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes.

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes resultam da adição das tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador, Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso das Redes de Distribuição.

A estrutura de preços da tarifa de Acesso às Redes a aplicar em 2022 é fortemente condicionada pela evolução da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, cujo valor global é negativo em 2022, e que justifica a significativa redução tarifária observada na tarifa de Acesso às Redes. Uma vez que a tarifa de Uso Global do Sistema apenas é repercutida através da energia ativa e da potência contratada, esta não condiciona os preços de potência em horas de ponta ⁶³.

O Despacho conjunto do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática estabelece a afetação global de 508 427 631,24 euros ao sobrecusto com a produção em regime especial renovável a repercutir na tarifa de UGS de 2022, a distribuir pelos níveis de tensão MAT, AT e MT ⁶⁴. Assim,

⁶³ No caso dos preços de energia reativa, estes são anualmente determinados de forma a variarem com a variação média da tarifa de Acesso às Redes nesse ano.

⁶⁴ Para mais informações, consultar a secção 3.1.2 do documento “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022”.

o Despacho determina a redução tarifária mais significativa na tarifa de Acesso às Redes nesses níveis de tensão. Para os parâmetros definidos pela ERSE, apresentados na secção sobre a tarifa de Uso Global do Sistema do documento da «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022», a opção tomada na tarifa de Acesso às Redes para os fornecimentos em MAT, AT e MT foi a anulação dos preços de energia ativa em horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio, com a publicação de preços negativos apenas nos preços de energia ativa em horas de ponta. Caso todos os preços de energia ativa tivessem a mesma variação relativa, isso teria resultado em preços negativos em todos os períodos horários da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT. A opção tomada pela ERSE parece preferível, na medida que, através do efeito conjugado dos preços da energia ativa em horas de ponta e de potência em horas de ponta, a soma das parcelas relativas a esses preços assegura um valor líquido positivo em MAT, AT e MT. Se todos os preços de energia ativa fossem negativos, não seria possível assegurar que para todos os perfis de consumo a faturação da tarifa de Acesso às Redes resulta num valor positivo.

Adicionalmente, na sequência da [Consulta Pública da ERSE n.º 101](#), relativa à reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, foi também aprovada a eliminação da sazonalidade nas tarifas de Acesso às Redes, deixando assim de existir diferenciação de preços entre o período de inverno e o período de verão.

É de referir que o presente documento não contempla ainda a nova opção tarifária para a tarifa de Acesso às redes em MAT, AT e MT, aprovada recentemente na sequência da referida consulta pública. A decisão de não publicar ainda os quadros de tarifas prende-se com as alterações profundas na tarifa de Acesso às Redes para o ano 2022, com uma redução significativa dessa mesma tarifa para os clientes em MAT, AT e MT. Neste contexto, em que a tarifa de Acesso às Redes assume valores muito reduzidos, é pouco expectável atrair clientes para aderirem a esta nova opção tarifária, uma vez que o seu reduzido valor médio torna a adesão pouco interessante do ponto de vista da gestão de consumo.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2022.

Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Acesso às Redes

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0551
	Contratada	0,0026
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0054
	Horas cheias	0,0000
	Horas de vazio normal	0,0000
	Horas de super vazio	0,0000
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0014
	Capacitiva	0,0010

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1241
	Contratada	0,0005
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0320
	Horas cheias	0,0000
	Horas de vazio normal	0,0000
	Horas de super vazio	0,0000
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0014
	Capacitiva	0,0010

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2198
	Contratada	0,0161
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0799
	Horas cheias	0,0000
	Horas de vazio normal	0,0000
	Horas de super vazio	0,0000
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0015
	Capacitiva	0,0011

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Tarifas para a energia elétrica em 2022

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4736
	Contratada	0,0197
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0182
	Horas cheias	0,0047
	Horas de vazio normal	0,0037
	Horas de super vazio	0,0022
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0108
	Capacitiva	0,0083

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	0,7232
	34,5	0,9040
	41,4	1,0848
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1168
	Horas cheias	0,0223
	Horas de vazio	0,0080

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0301
	2,3	0,0603
	3,45	0,0904
	4,6	0,1205
	5,75	0,1507
	6,9	0,1808
	10,35	0,2712
	13,8	0,3616
	17,25	0,4520
	20,7	0,5424
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0340
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0454
	Horas de vazio	0,0108
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1267
	Horas cheias	0,0240
	Horas de vazio	0,0108

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Tarifas para a energia elétrica em 2022

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0262
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1168
	Horas cheias	0,0223
	Horas de vazio	0,0080

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0262
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0340
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0454
	Horas de vazio	0,0108
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1267
	Horas cheias	0,0240
	Horas de vazio	0,0108

De acordo com as regras de faturação de IP, deverá ser aplicada a cada um dos pontos virtuais que agregam todos os circuitos de IP alimentados pelo mesmo Posto de Transformação, a respetiva opção tarifária de acesso às redes, sendo que estas opções tarifárias dependem do valor da potência contratada. Para valores de potência contratada superior a 41,4 kVA aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes de BTE, para valores de potência contratada inferiores a 41,4 kVA aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em BTN.

Conforme referido acima, através do efeito conjugado dos preços da energia ativa em horas de ponta e de potência em horas de ponta, a soma das parcelas relativas a esses preços assegura um valor líquido positivo em MAT, AT e MT, tal como apresentado no Quadro 4-30.

Quadro 4-30 - Preço médio em horas de ponta nas tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT

Níveis de tensão	Preço médio em horas de ponta EUR/kWh
MAT	0,0156
AT	0,0153
MT	0,0039

Nota: Preço médio em horas de ponta inclui o preço da energia ativa em horas de ponta e o preço de potência em horas de ponta, convertido para energia ativa com base nas horas de ponta do ciclo de contagem semanal (957h/ano) em 2022.

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que os comercializadores informem, anualmente, os seus clientes sobre o peso dos custos de interesse económico geral na faturação de Acesso às Redes. Para o ano 2022, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os seguintes:

Quadro 4-31 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	-250%
AT	-432%
MT	-606%
BTE	-8%
BTN > 20,7 kVA	14%
BTN ≤ 20,7 kVA	28%

4.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AOS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO EXCLUSIVAMENTE EM BT

As tarifas de Acesso às Redes para os operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT (ORD BT) resultam da adição das seguintes parcelas: uso da rede de transporte em AT (URT AT) e uso da rede de distribuição em alta tensão (URD AT) convertidas para MT, uso da rede de distribuição em média tensão (URD MT), adicionada da tarifa de uso global do sistema (UGS) aplicável às entregas em BT ajustada para o nível de tensão em MT.

Pretende-se com esta tarifa de acesso às redes garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEG pagos pelos clientes dos ORD BT, garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e consequentemente a sua devolução ao ORD em MT e AT. Assim, os preços desta tarifa foram calculados de modo a repercutir o diferencial de preços entre a tarifa de Uso Global do Sistema em BT, ajustada para perdas para a rede em MT, e a tarifa de Uso Global do Sistema em MT.

O Regulamento Tarifário prevê no n.º 6 do artigo 28.º a possibilidade de diferenciar as tarifas de Acesso às Redes a aplicar aos ORD BT por tipo de operador de rede em função das suas entregas em BT. Esta opção permite, entre outros aspetos, contemplar o tema do diferencial dos CIEG, na medida em que nem todos

os ORD BT apresentam a mesma estrutura de consumos em BT, entre os níveis de BTE, BTN> e BTN<. Assim, tendo em conta a presente situação crítica dos preços de energia no mercado grossista diário, e a incerteza quanto à estrutura de consumos de cada um dos ORD BT, a ERSE reflete na decisão tarifária para 2022 o valor da tarifa de Uso Global do Sistema aplicável às entregas em BTE, ajustada para perdas até à saída da rede de MT. Contudo, durante o ano de 2022 serão feitas as diligências necessárias para obter informação detalhada sobre a estrutura de consumos de cada ORD BT, permitindo um aperfeiçoamento no tema do diferencial dos CIEG.

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, para o ano de 2022, apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AOS ORD E CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2198
	Contratada	0,0161
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0214
	Horas cheias	0,0000
	Horas de vazio normal	0,0000
	Horas de super vazio	0,0000
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0015
	Capacitiva	0,0011

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT repartidos pelas várias tarifas por atividade apresentam-se no Quadro 4-33.

Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM A TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT APLICÁVEL AOS ORD E CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT									
Tarifas por Atividade	Nº períodos horários	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
Uso Global do Sistema	4	-	-0,0017	-0,0259	-0,0039	-0,0025	-0,0025	-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	4	0,1120	-	0,0010	0,0009	0,0007	0,0007	-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	4	0,0216	-	0,0009	0,0008	0,0005	0,0005	-	-
Uso da Rede de Distribuição em MT	4	0,0862	0,0178	0,0026	0,0022	0,0013	0,0013	0,0015	0,0011
Operação Logística de Mudança de Comercializador	-	-	0,0000	-	-	-	-	-	-

4.8 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AO AUTOCONSUMO

O atual regime jurídico do autoconsumo, que compreende a disciplina da atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável, foi instituído em 2019. Foi estabelecido, igualmente, o regime jurídico das comunidades de energia renovável (CER), procedendo-se à transposição parcial da Diretiva 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis [Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro].

O diploma produziu efeitos a partir de 1 de janeiro de 2020, embora para um conjunto restrito de situações, nomeadamente limitando-os aos projetos em que a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) se encontrasse no mesmo nível de tensão da instalação de utilização (IU) e em que houvesse um sistema de contagem inteligente instalado. A partir de 1 de janeiro de 2021 todos os projetos previstos legalmente foram incluídos, nomeadamente aqueles em que a UPAC e a IU se encontram ligados em níveis de tensão distintos [art.º 32.º].

O Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (RAC) da ERSE, aprovado pelo Regulamento n.º 266/2020, bem como a regulamentação aprovada pela DGEG [Regulamento Técnico e de Qualidade e Regulamento de Inspeção e Certificação], estabeleceram as regras necessárias à implementação do regime do autoconsumo, desde logo aos projetos previstos para 2020, de acordo com o Decreto-Lei n.º 162/2019 [art. 32.º n.º 2]. A primeira versão do RAC foi, entretanto, revogada, estando atualmente em vigor o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio, cujas regras possibilitam a totalidade das modalidades de autoconsumo previstas, estabelecendo um quadro regulamentar coerente com o regime legal em vigor.

O autoconsumo é definido como «o consumo assegurado por energia elétrica produzida por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável» [DL 162/2019, art. 2.º, alínea d)]. O autoconsumo pode ser realizado por autoconsumidores individuais ou coletivos, tendo subjacente a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo. O autoconsumidor individual é um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio nas suas instalações [art.º 2.º, alínea e)] e o autoconsumo coletivo tem como requisito a proximidade entre os seus membros e as próprias UPAC [art.º 5.º], o mesmo sucedendo com as CER [art.º 2.º, alínea j)]. No entanto, é possível associar em autoconsumo instalações que, estando próximas, estejam ainda assim interligadas através da rede elétrica de serviço público (RESP).

Nas situações em que a RESP é utilizada para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU, aplicam-se tarifas de Acesso às Redes, determinadas pela ERSE [art.º 8, alínea e)], tendo em consideração o estabelecido no diploma [art.º 18.º]:

- Correspondem às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo do nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas, parcial ou totalmente, das tarifas de uso das redes de níveis de tensão a montante da ligação da UPAC, dependendo se há ou não inversão do fluxo de energia na RESP para montante do nível de tensão de ligação da UPAC.
- Pode haver lugar à dedução de parte ou da totalidade dos encargos correspondentes aos CIEG, por despacho do Governo. Na ausência dessa decisão, a ERSE define essa eventual dedução, tendo em conta os benefícios para o sistema da produção em regime de autoconsumo, bem como a inexistência de encargos desproporcionais para a sustentabilidade financeira a longo prazo do sistema elétrico nacional (SEN).

Com a recente reformulação do RT, as matérias relativos às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo passaram a constar do RT ⁶⁵.

⁶⁵ No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

4.8.1 INVERSÃO DE FLUXO NAS REDES A MONTANTE DA UPAC

A dedução das tarifas de Uso das Redes dos níveis de tensão a montante da UPAC é total ou parcial dependendo da situação concreta da UPAC no que se refere à avaliação sobre se há ou não inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação da UPAC.

Com a recente reformulação do RT, a ocorrência de situações de inversão do fluxo de energia na RESP passa a ser considerada para efeitos de cálculo, através de um fator, que varia entre 0 e 1, aplicado à dedução das tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante [RT, art.º 61.º, n.º 2]. Este fator é determinado anualmente pela ERSE [art.º 61.º, n.º 4]. A determinação do fator considera os estudos de caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão nas redes, estabelecido no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica [RAC, art.º 54.º, n.º 3] e tem em conta os critérios de determinação da ocorrência de situações de inversão de fluxo, a aprovar pela ERSE, após proposta da entidade concessionária da RND.

Até ao momento, a ERSE tem conhecimento de apenas um projeto de autoconsumo que envolve a utilização da RESP para veicular energia elétrica entre UPAC e IU. Adicionalmente, da análise à informação da E-REDES quanto a situações de inversão de fluxo nas suas redes ⁶⁶, a ERSE considera que podem ainda ser consideradas como de significado negligenciável para efeitos de tarifas. Assim, mantém-se para 2022 a opção tomada em 2020 e 2021, de não considerar eventuais situações de inversão na determinação dos preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. O fator mencionado anteriormente assume, portanto, o valor de 1.

4.8.2 ISENÇÃO DE CIEG

Em 2020 o Governo determinou as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre as tarifas de Acesso às Redes [Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho]. A isenção aplica-se a projetos de autoconsumo que obtenham condições para exercício da atividade até 31 de dezembro de 2021 [n.º 1], tem como condição de acesso a inexistência de contrato de interruptibilidade [n.º 2] e vigora durante sete anos após a verificação da elegibilidade [n.º 3, alínea a), subalínea ii) e alínea b), subalínea ii)].

⁶⁶ Sugere-se a consulta do documento com a estrutura tarifária do setor elétrico em 2022, para maior detalhe.

O despacho estabelece duas modalidades de isenção: isenção de 50% dos CIEG, para projetos de autoconsumo individual, e isenção de 100% dos CIEG, para projetos de autoconsumo coletivo e de CER. A isenção incide sobre a totalidade dos CIEG previstos na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro.

Em 22 de outubro, foi publicado uma alteração ao referido Despacho, através do Despacho n.º 10376/2021. Neste diploma, o governo prorroga por um ano (2022) o prazo para os projetos de autoconsumo licenciados e/ou registados, que envolvam a utilização da rede pública, poderem beneficiar da referida isenção. Em tudo o demais, mantém em vigor o previsto no Despacho n.º 6453/2020.

Para 2022, as deduções de CIEG correspondentes às modalidades de isenção previstas nos Despachos mencionados são as constantes do Quadro 4-34 e do Quadro 4-35. De notar que, em 2022, e nos casos da MAT, AT, MT, BTE e BTN>, os CIEG têm sinal negativo, pelo que não há encargos correspondentes aos CIEG. Caso contrário, dar-se-ia o caso de os projetos de autoconsumo que beneficiam de isenção pagarem mais do que os projetos sem isenção. Assim, há montantes a deduzir unicamente em BTN<.

Quadro 4-34 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 50%

CIEG A DEDUZIR À TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP - ISENÇÃO DE 50%				
Níveis de tensão e opções tarifárias	Energia ativa EUR/kWh			
	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
AT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BTE	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BTN>	0,0000	0,0000	0,0000	
BTN< tri-horárias	0,0023	0,0017	0,0012	
BTN bi-horárias	0,0018		0,0012	
BTN simples	0,0016			

Quadro 4-35 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 100%

CIEG A DEDUZIR À TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP - ISENÇÃO DE 100%				
Níveis de tensão e opções tarifárias	Energia ativa EUR/kWh			
	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
AT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BTE	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BTN>	0,0000	0,0000	0,0000	
BTN< tri-horárias	0,0045	0,0033	0,0024	
BTN bi-horárias	0,0036		0,0024	
BTN simples	0,0032			

4.8.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AO AUTOCONSUMO

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP têm por base as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo no nível de tensão da IU (o qual é fornecido por um comercializador). Assim, são tarifas aplicáveis do lado do consumo e são determinadas no referencial da instalação de consumo participante em autoconsumo [RT, art.º 59.º, n.º 6] e a sua estrutura replica a das tarifas que lhe estão subjacentes, assumindo nível de tensão, ciclo de contagem e períodos tarifários coincidentes com os das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo fornecido à instalação de consumo participante em autoconsumo, por um comercializador [RT, art.º 59.º, n.º 6 e n.º 8].

As tarifas são compostas por: i) preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia; ii) preços de energia ativa, definidos em Euros por kWh [RT, art.º 59.º, n.º 1]. As tarifas em BTN são compostas apenas por preços de energia ativa [RT, art.º 59.º, n.º 4]. Esta estrutura não inclui a potência contratada e a energia reativa como variáveis de faturação, uma vez que são cobradas na íntegra no fornecimento do comercializador da instalação de consumo, quando aplicável [RAC, art.º 47.º].

Recorde-se que as tarifas de Acesso às Redes do autoconsumo aplicam-se à fração do consumo que provém da UPAC, sendo que para o restante consumo, suprido ao abrigo de um contrato com um comercializador ou agente de mercado, continuam a aplicar-se as habituais tarifas de Acesso às Redes ⁶⁷.

As quantidades de potência em horas de ponta e de energia ativa para faturação são determinadas conforme estabelecido no Regulamento do Autoconsumo.

As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP são as constantes do Quadro 4-36 ao Quadro 4-38. As tarifas do Quadro 4-36 aplicam-se aos autoconsumidores individuais ou a entidades gestoras do autoconsumo coletivo (EGAC), no caso de projetos que não beneficiem de qualquer isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.

Da aplicação da dedução das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante da ligação da UPAC podem resultar valores negativos em alguns dos preços.

As tarifas do Quadro 4-37 aplicam-se aos autoconsumidores individuais que beneficiem de 50% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG e as tarifas do Quadro 4-38 às EGAC, no caso de projetos que beneficiem de 100% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.

Note-se que, que as tarifas aplicáveis dependem do nível de tensão da instalação de consumo participante em autoconsumo (IC) e também do nível de tensão da instalação de produção para autoconsumo (IPr) ⁶⁸. Por esse motivo, os quadros abaixo fazem referência ao nível de tensão e opção de fornecimento da IC, assim como ao nível de tensão da IPr. De notar que, nas situações em que a ligação da IPr se encontre num nível de tensão a jusante do nível de tensão de ligação da IC, as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP correspondem às determinadas para a situação em que o nível de tensão de ligação da IPr é idêntico ao da IC, sem ocorrência de inversão de fluxo entre níveis de tensão, conforme o RT [art.º 61.º, n.º 6].

⁶⁷ No caso de haver excedentes da UPAC (energia não atribuída ao consumo da IU), esses excedentes podem ser transacionados. Note-se que, a partir de 1 de janeiro de 2022, já não se aplica a estas quantidades a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a produtores.

⁶⁸ Com a reformulação do RAC e, posteriormente, do RT, as designações alteraram-se ligeiramente face ao ano de 2021. A «instalação de utilização» corresponde, agora, à «instalação de consumo participante em autoconsumo» e a «unidade de produção para autoconsumo» corresponde à «instalação de produção para autoconsumo». Os casos particulares, relativos, nomeadamente, a instalações de armazenamento, são detalhados no RAC, assim como no documento justificativo e relatório da respetiva [Consulta Pública n.º 93](#).

Quadro 4-36 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP aplicáveis aos projetos que não beneficiem de qualquer isenção dos encargos correspondentes aos CIEG

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP - SEM ISENÇÃO DE CIEG						
Nível de tensão e opção tarifária da IC	Nível de tensão da IPr	Potência em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	MAT	0,0551	-0,0054	0,0000	0,0000	0,0000
AT	AT	0,0173	-0,0329	-0,0008	-0,0007	-0,0007
	MAT	0,1241	-0,0320	0,0000	0,0000	0,0000
MT	MT	0,0862	-0,0818	-0,0017	-0,0012	-0,0012
	AT	0,1078	-0,0809	-0,0009	-0,0007	-0,0007
	MAT	0,2198	-0,0799	0,0000	0,0000	0,0000
BTE	BT	0,2021	-0,0231	0,0004	0,0009	-0,0006
	MT	0,3258	-0,0203	0,0028	0,0023	0,0008
	AT	0,3497	-0,0193	0,0037	0,0029	0,0014
	MAT	0,4736	-0,0182	0,0047	0,0037	0,0022
BTN>	BT	n.a.	0,0117	0,0180	0,0052	
	MT		0,0602	0,0204	0,0066	
	AT		0,0700	0,0213	0,0072	
	MAT		0,1168	0,0223	0,0080	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	0,0217	0,0197	0,0080	
	MT		0,0701	0,0221	0,0094	
	AT		0,0799	0,0230	0,0100	
	MAT		0,1267	0,0240	0,0108	
BTN bi-horária	BT	n.a.	0,0193		0,0080	
	MT		0,0317		0,0094	
	AT		0,0345		0,0100	
	MAT		0,0454		0,0108	
BTN simples	BT	n.a.	0,0155			
	MT		0,0243			
	AT		0,0264			
	MAT		0,0340			

Quadro 4-37 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP aplicáveis aos projetos que beneficiem de 50% isenção dos encargos correspondentes aos CIEG

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP - ISENÇÃO 50% DE CIEG						
Nível de tensão e opção tarifária da IC	Nível de tensão da IPr	Potência em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	MAT	0,0551	-0,0054	0,0000	0,0000	0,0000
AT	AT	0,0173	-0,0329	-0,0008	-0,0007	-0,0007
	MAT	0,1241	-0,0320	0,0000	0,0000	0,0000
MT	MT	0,0862	-0,0818	-0,0017	-0,0012	-0,0012
	AT	0,1078	-0,0809	-0,0009	-0,0007	-0,0007
	MAT	0,2198	-0,0799	0,0000	0,0000	0,0000
BTE	BT	0,2021	-0,0231	0,0004	0,0009	-0,0006
	MT	0,3258	-0,0203	0,0028	0,0023	0,0008
	AT	0,3497	-0,0193	0,0037	0,0029	0,0014
	MAT	0,4736	-0,0182	0,0047	0,0037	0,0022
BTN>	BT	n.a.	0,0117	0,0180	0,0052	
	MT		0,0602	0,0204	0,0066	
	AT		0,0700	0,0213	0,0072	
	MAT		0,1168	0,0223	0,0080	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	0,0194	0,0180	0,0068	
	MT		0,0678	0,0204	0,0082	
	AT		0,0776	0,0213	0,0088	
	MAT		0,1244	0,0223	0,0096	
BTN bi-horária	BT	n.a.	0,0175		0,0068	
	MT		0,0299		0,0082	
	AT		0,0327		0,0088	
	MAT		0,0436		0,0096	
BTN simples	BT	n.a.	0,0139			
	MT		0,0227			
	AT		0,0248			
	MAT		0,0324			

Quadro 4-38 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP aplicáveis aos projetos que beneficiem de 100% isenção dos encargos correspondentes aos CIEG

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP - ISENÇÃO 100% DE CIEG						
Nível de tensão e opção tarifária da IC	Nível de tensão da IPr	Potência em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	MAT	0,0551	-0,0054	0,0000	0,0000	0,0000
AT	AT	0,0173	-0,0329	-0,0008	-0,0007	-0,0007
	MAT	0,1241	-0,0320	0,0000	0,0000	0,0000
MT	MT	0,0862	-0,0818	-0,0017	-0,0012	-0,0012
	AT	0,1078	-0,0809	-0,0009	-0,0007	-0,0007
	MAT	0,2198	-0,0799	0,0000	0,0000	0,0000
BTE	BT	0,2021	-0,0231	0,0004	0,0009	-0,0006
	MT	0,3258	-0,0203	0,0028	0,0023	0,0008
	AT	0,3497	-0,0193	0,0037	0,0029	0,0014
	MAT	0,4736	-0,0182	0,0047	0,0037	0,0022
BTN>	BT	n.a.	0,0117	0,0180	0,0052	
	MT		0,0602	0,0204	0,0066	
	AT		0,0700	0,0213	0,0072	
	MAT		0,1168	0,0223	0,0080	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	0,0172	0,0164	0,0056	
	MT		0,0656	0,0188	0,0070	
	AT		0,0754	0,0197	0,0076	
	MAT		0,1222	0,0207	0,0084	
BTN bi-horária	BT	n.a.	0,0157		0,0056	
	MT		0,0281		0,0070	
	AT		0,0309		0,0076	
	MAT		0,0418		0,0084	
BTN simples	BT	n.a.	0,0123			
	MT		0,0211			
	AT		0,0232			
	MAT		0,0308			

4.9 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL ÀS INSTALAÇÕES AUTÓNOMAS DE ARMAZENAMENTO

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento (instalações que estão licenciadas para esse efeito) foram introduzidas na recente reformulação do RT ⁶⁹.

Estas tarifas resultam das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo deduzidos dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica [RT, art.º 64.º]. Esta dedução evita um duplo pagamento de CIEG (nas fases de consumo intermédio para armazenamento e no consumo final pelo cliente), garantindo-se, contudo, o pagamento das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição).

A estrutura e discriminação horária destas tarifas seguem as das tarifas de Acesso às Redes a partir das quais são construídas [RT, art.º 65.º].

Para 2022, as deduções dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica são as constantes do Quadro 4-34. De notar que, em 2022, e nos casos da MAT, AT, MT, BTE e BTN>, os CIEG têm sinal negativo em termos médios, pelo que não há encargos correspondentes aos CIEG. Caso contrário, dar-se-ia o caso de as instalações autónomas de armazenamento pagarem mais do que as instalações de consumo final. Assim, há montantes a deduzir unicamente em BTN< dado que os CIEG em termos médios são positivos, só sendo negativo o termo de potência contratada.

⁶⁹ No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

Quadro 4-39 - Montantes de CIEG a deduzir para cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações autónomas de armazenamento

CIEG A DEDUZIR PARA CÁLCULO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DAS INSTALAÇÕES AUTÓNOMAS DE ARMAZENAMENTO					
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
AT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BTE	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BTN>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
BTN< tri-horárias	-0,0017	0,0045	0,0033	0,0024	
BTN bi-horárias	-0,0017	0,0036		0,0024	
BTN simples	-0,0017	0,0032			

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento são as constantes do Quadro 4-36. Uma vez que são deduzidos encargos CIEG unicamente em BTN<, as tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento dos restantes níveis de tensão e tipo de fornecimento são idênticas às tarifas de Acesso às Redes, constantes na secção 4.6.

Quadro 4-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES AUTÓNOMAS DE ARMAZENAMENTO EM MAT	PREÇOS
Potência	EUR/(kW.dia)
Horas de ponta	0,0551
Contratada	0,0026
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	-0,0054
Horas cheias	0,0000
Horas de vazio normal	0,0000
Horas de super vazio	0,0000
Energia reativa	EUR/kvarh
Indutiva	0,0014
Capacitiva	0,0010

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Tarifas para a energia elétrica em 2022

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES AUTÓNOMAS DE ARMAZENAMENTO EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1241
	Contratada	0,0005
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0320
	Horas cheias	0,0000
	Horas de vazio normal	0,0000
	Horas de super vazio	0,0000
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0014
	Capacitiva	0,0010

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES AUTÓNOMAS DE ARMAZENAMENTO EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2198
	Contratada	0,0161
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0799
	Horas cheias	0,0000
	Horas de vazio normal	0,0000
	Horas de super vazio	0,0000
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0015
	Capacitiva	0,0011

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES AUTÓNOMAS DE ARMAZENAMENTO EM BTE		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4736
	Contratada	0,0197
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0182
	Horas cheias	0,0047
	Horas de vazio normal	0,0037
	Horas de super vazio	0,0022
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0108
	Capacitiva	0,0083

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES AUTÓNOMAS DE ARMAZENAMENTO EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	0,7232
	34,5	0,9040
	41,4	1,0848
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1168
	Horas cheias	0,0223
	Hora vazio	0,0080

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES AUTÓNOMAS DE ARMAZENAMENTO EM BTN (\leq 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0321
	2,3	0,0643
	3,45	0,0964
	4,6	0,1285
	5,75	0,1607
	6,9	0,1928
	10,35	0,2892
	13,8	0,3856
	17,25	0,4820
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0308
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0418
	Horas de vazio	0,0084
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1222
	Horas cheias	0,0207
	Hora vazio	0,0084

4.10 TARIFAS APLICÁVEIS À MOBILIDADE ELÉTRICA

O regime jurídico da mobilidade elétrica, que compreende a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica, foi instituído em 2010 [Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 170/2012, de 1 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho].

Com a recente reformulação do RT, as matérias relativos às tarifas de Acesso às redes aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos passaram a constar do RT, o mesmo

sucedendo com as tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM ⁷⁰. As tarifas da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME), do âmbito estrito do setor da mobilidade elétrica, mantêm-se no RME e são alvo de processo autónomo.

O RT estabelece as seguintes tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica [art.º 56.º]:

- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos (UVE), em pontos de carregamento com ponto de entrega da rede elétrica de serviço público (RESP) à rede da mobilidade elétrica em BT.
- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT.

O RT estabelece ainda tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, aplicáveis pelas respetivas concessionárias, para aprovisionamento dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) para carregamentos nas regiões autónomas. Estas tarifas são as seguintes [art.º 109.º]:

- Tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAA, aplicável aos fornecimentos de eletricidade a realizar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica.
- Tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAM, aplicável aos fornecimentos de eletricidade a realizar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica.

4.10.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica aplicam-se às entregas aos UVE [RT, art.º 56.º, n.º 1]. Estas tarifas são faturadas pelos ORD aos comercializadores do setor elétricos (CSE) que aprovisionem os CEME com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica e aos

⁷⁰ No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico. Anteriormente, constavam do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME), aprovado pela ERSE [Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, alterado pelo Regulamento n.º 103/2021, de 1 de fevereiro].

agentes de mercado com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica [RME, art.º 9.º, n.º 2].

Conforme referido, existem duas tarifas distintas, em função do nível de tensão do ponto de entrega da RESP à rede de mobilidade elétrica (nível de tensão em que se encontra ligada a instalação elétrica do ponto de carregamento) ser em BT ou em MT. Esta separação permite aplicar de forma mais coerente as tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica. Na situação em que o ponto de entrega está ligado em MT não é utilizada a rede de distribuição em BT, pelo que, ao abrigo do princípio da aditividade tarifária, não devem os seus utilizadores ser onerados com o pagamento da rede que não utilizam para efeitos do carregamento.

O cálculo subjacente a estas tarifas é o seguinte [RT, art.º 56.º, n.º 3 e n.º 4]:

- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede de mobilidade elétrica em BT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN.
- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede de mobilidade elétrica em MT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

As tarifas são compostas por preços da energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh, pelo que os preços de potência da tarifa de Acesso às Redes em BTN e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT são convertidos para preços de energia por período tarifário [RT, art.º 57.º, nº 1 e n.º 3].

A estrutura de preços destas tarifas apresenta diferenciação horária (bi-horária e tri-horária), o que permite garantir a inexistência de subsidiação cruzada com as restantes tarifas de acesso às redes de energia elétrica.

As quantidades de energia ativa para faturação são determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica [RT, art.º 57.º, n.º 5].

A estrutura constituída unicamente por preços de energia e, por isso, sem preços de potência contratada, resulta do facto de a carga a satisfazer (veículos automóveis) variar no tempo e no espaço. Esta variação

espacial obriga a variabilizar os conceitos de potência contratada, convertendo-os em preços de energia. Com esta conversão assegura-se a neutralidade em termos de pagamentos, pois os preços de energia destas tarifas são superiores aos preços de energia das opções tarifárias bi-horárias e tri-horárias em BTN, com o diferencial a corresponder à recuperação dos custos de potência contratada.

Na sequência da consulta pública de reformulação do RT ⁷¹, a conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa passa a ser feita com diferenciação dos preços de energia por período horário ⁷².

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, aplicáveis a todas as entregas da rede de mobilidade elétrica a UVE, são as constantes do Quadro 4-41 e do Quadro 4-42.

Quadro 4-41 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1326
	Horas cheias	0,0307
	Horas de vazio	0,0137
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0528
	Horas de vazio	0,0137

⁷¹ [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

⁷² A análise subjacente encontra-se detalhada no documento com a estrutura tarifária do setor elétrico em 2022.

Quadro 4-42 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA		PREÇOS
Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT		
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1476
	Horas cheias	0,0449
	Horas de vazio	0,0172
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0663
	Horas de vazio	0,0172

A repartição pelas várias tarifas por atividade dos preços das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-43 e no Quadro 4-44.

Quadro 4-43 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, tri-horárias, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, repartidos pelas várias tarifas por atividade

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM AS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES TRI-HORÁRIAS PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA			
Tarifas por Atividade	Energia ativa EUR/kWh		
	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio
Uso Global do Sistema	0,0275	0,0263	0,0108
Uso da Rede de Transporte em AT	0,0468	0,0010	0,0008
Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0098	0,0009	0,0006
Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0484	0,0024	0,0014
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0150	0,0142	0,0035
OLMC	0,0001	0,0001	0,0001

Quadro 4-44 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, bi-horárias, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, repartidos pelas várias tarifas por atividade

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM AS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES BI-HORÁRIAS PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA		
Tarifas por Atividade	Energia ativa EUR/kWh	
	Horas de fora de vazio	Horas de vazio
Uso Global do Sistema	0,0266	0,0108
Uso da Rede de Transporte em AT	0,0109	0,0008
Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0028	0,0006
Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0124	0,0014
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0135	0,0035
OLMC	0,0001	0,0001

4.10.2 TARIFAS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEIS À MOBILIDADE ELÉTRICA NAS RA

As tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica, na RAA e na RAM, aplicam-se aos fornecimentos de eletricidade a realizar, respetivamente, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica [RT, art.º 109.º]. Estas tarifas possibilitam o aprovisionamento dos CEME nas regiões autónomas, sem prejuízo de outras possibilidades que existam nas regiões ⁷³.

Estas tarifas são compostas por preços de energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh [RT, art.º 110.º e art.º 111.º]. Os preços resultam da soma dos preços das seguintes tarifas, aplicáveis a cada região autónoma:

- Tarifa de Energia aplicável às entregas em BTN, com estrutura tri-horária ou bi-horária.
- Tarifa de Comercialização aplicável às entregas em BTN, convertida para preços de energia por período horário.

⁷³ Por exemplo, compra e venda de energia por contrato bilateral.

As quantidades associadas à energia ativa entregue à rede de mobilidade elétrica devem ser determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, na respetiva região autónoma.

A tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA consta do Quadro 4-45 e a tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM no Quadro 4-46.

Quadro 4-45 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA

TARIFA DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA NA RAA		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1482
	Horas cheias	0,1391
	Horas de vazio	0,1158
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1418
	Horas de vazio	0,1158

Quadro 4-46 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM

TARIFA DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA NA RAM		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1482
	Horas cheias	0,1391
	Horas de vazio	0,1158
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1418
	Horas de vazio	0,1158

4.11 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

A partir de 1 de janeiro de 2011 procedeu-se à extinção das tarifas reguladas de venda de energia elétrica aos clientes com consumos em MAT, AT, MT e BTE, na sequência do disposto no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, passando a aplicar-se uma tarifa transitória aos clientes finais que continuaram a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso.

Adicionalmente, o Decreto-lei n.º 75/2012, de 26 de março, estabeleceu o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em baixa tensão normal e adotou mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis. Durante o regime transitório, o comercializador de último recurso é obrigado a fornecer eletricidade aos clientes finais que ainda não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, aplicando-se as tarifas transitórias fixadas pela ERSE.

Foi também estabelecido o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, alargando as opções de escolha dos consumidores em BTN a todas as ofertas, quer do mercado liberalizado, quer do mercado regulado.

A Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprovou o Orçamento de Estado para 2020, estabeleceu a prorrogação do prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em BTN, para 31 de dezembro de 2025. Na sequência da Lei n.º 2/2020, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estabeleceu também os prazos para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e BTE, para 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022, respetivamente.

Neste contexto, em 2022 as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos em BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, AT e MT.

As tarifas transitórias em BTE e BTN são determinadas pela soma das tarifas de energia, pelas tarifas de comercialização e pelas tarifas de acesso às redes, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento.

A Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, estabeleceu o mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural. A Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, vem estabelecer que as disposições previstas na Portaria n.º 108-A/2015 são aplicáveis ao setor elétrico, com as devidas adaptações. No seguimento da publicação da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, nas tarifas transitórias em BTN não se aplica qualquer fator de agravamento.

De acordo com o estabelecido no n.º 1, do artigo 2.º- A da Portaria n.º 359/2015, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique o despacho referido no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 até ao dia 15 do último mês do período em curso, cabe à ERSE definir o parâmetro

$Y_{i,p}$.

De acordo com o estabelecido no n.º 2, do artigo 2.º- A da Portaria n.º 359/2015, a ERSE pode definir o parâmetro $Y_{i,p}$ até ao dia 30 do último mês do período em curso, para o período p seguinte, devendo assegurar que o resultado da fórmula prevista no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 não seja negativo.

No Quadro 4-47 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis a partir do dia 1 de janeiro de 2022, para os fornecimentos em BTE, determinados com base nos valores do parâmetro $Y_{i,p}$, bem como nos valores das variáveis $Te'_{i,p-1}$ e Ce_p .

Quadro 4-47 - Fatores de agravamento

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	Ce_p	$Te'_{i,p-1}-Ce_p$	$\gamma_{i,p}$	$FA_{i,p}$
BTE	76,38	126,58	-50,20	61,18	10,98

$Te'_{(i,p-1)}$ corresponde ao preço médio da tarifa de energia implícita nas tarifas de venda a clientes finais transitórias, por nível de tensão e tipo de fornecimento no referencial de consumo, no período anterior $p-1$, integrando todos os custos de aprovisionamento no mercado grossista relativos à compra de energia, serviços de sistema e desequilíbrios e bem como eventuais fatores de agravamento aplicáveis, isto é o valor da tarifa de energia implícita nas TVCF de 2021, acrescida de fator de agravamento.

A variável Ce_p corresponde ao preço médio da tarifa de energia por nível de tensão e tipo de fornecimento no referencial de consumo, expectável no período p , integrando todos os custos de aprovisionamento no mercado grossista relativos à compra de energia, serviços de sistema e desequilíbrios, líquida de qualquer fator de agravamento.

A variável $Y_{i,p}$ corresponde ao parâmetro que traduz a variação do fator de agravamento tendo em conta a evolução dos mercados grossistas de eletricidade para 2022, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores, cujos valores são definidos por Despacho do Membro do Governo responsável pela área de energia.

Por fim, a variável resultante $FA_{(i,p)}$ corresponde ao fator de agravamento das tarifas do CUR, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2022.

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE e BTN a vigorarem a partir de 1 de janeiro de 2022.

Quadro 4-48 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE			PREÇOS
Termo tarifário fixo			EUR/dia
			0,7476
Potência			EUR/(kW.dia)
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		0,4874
	Contratada		0,0256
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		0,6617
	Contratada		0,0495
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2164
		Horas cheias	0,1358
		Horas de vazio normal	0,0923
		Horas de super vazio	0,0812
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2162
		Horas cheias	0,1329
		Horas de vazio normal	0,0918
		Horas de super vazio	0,0818
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1676
		Horas cheias	0,1325
		Horas de vazio normal	0,0885
		Horas de super vazio	0,0775
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1668
		Horas cheias	0,1314
		Horas de vazio normal	0,0871
		Horas de super vazio	0,0787
Energia reativa			EUR/kvarh
		Indutiva	0,0108
		Capacitiva	0,0083

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Tarifas para a energia elétrica em 2022

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa de médias utilizações	27,6	1,2544
	34,5	1,5605
	41,4	1,8666
Tarifa de longas utilizações	27,6	2,3149
	34,5	2,8882
	41,4	3,4614
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2792
	Horas cheias	0,1498
	Horas de vazio	0,0847
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2390
	Horas cheias	0,1405
	Horas de vazio	0,0837

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,1706
	4,6	0,2220
	5,75	0,2732
	6,9	0,3244
	10,35	0,4779
	13,8	0,6315
	17,25	0,7850
	20,7	0,9386
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1526
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1859
	Horas de vazio	0,0988
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2278
	Horas cheias	0,1638
	Horas de vazio	0,0988

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Tarifas para a energia elétrica em 2022

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-	1,15		0,0812
	2,3		0,1349
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1479
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1859
	Horas de vazio		0,0988
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2278
	Horas cheias		0,1638
	Horas de vazio		0,0988

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ($>20,7$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6		1,0401
	34,5		1,3000
	41,4		1,5595
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2941
	Horas cheias		0,1548
	Horas de vazio		0,0865

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Tarifas para a energia elétrica em 2022

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (≤20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			EUR/dia	
Tarifa simples		3,45	0,0824	
		4,6	0,1150	
		5,75	0,1475	
		6,9	0,1801	
		10,35	0,2717	
		13,8	0,3652	
		17,25	0,4565	
		20,7	0,5517	
	Tarifa bi-horária e tri-horária		3,45	0,1672
			4,6	0,2134
			5,75	0,2583
			6,9	0,3064
			10,35	0,4090
			13,8	0,5014
		17,25	0,5917	
	20,7	0,6863		
Energia ativa			EUR/kWh	
	Tarifa simples		0,1731	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1989	
	Horas de vazio		0,1030	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,3186	
	Horas cheias		0,1689	
	Horas de vazio		0,1030	

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/(kW.dia)
	Tarifa de médias utilizações		0,0453
	Tarifa de longas utilizações		0,0837
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		0,2792
	Horas cheias		0,1498
	Horas de vazio		0,0847
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		0,2390
	Horas cheias		0,1405
	Horas de vazio		0,0837

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/(kW.dia)
		0,0501
Energia ativa		EUR/kWh
	Tarifa simples	0,1526
Tarifa bi- horária	Horas de fora de vazio	0,1859
	Horas de vazio	0,0988
Tarifa tri- horária	Horas de ponta	0,2278
	Horas cheias	0,1638
	Horas de vazio	0,0988

Em 2022, mantém-se em vigor o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, regulamentado pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, na redação da Portaria n.º 6/2021, de 6 de janeiro e a Diretiva ERSE n.º 1/2018, de 3 de janeiro. Assim, as faturas dos comercializadores devem conter o conteúdo mínimo a publicitar relativamente à oferta equiparada ao mercado regulado.

4.12 TARIFAS A APLICAR PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 26/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, aos clientes cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercialização de eletricidade e aos fornecimentos em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado, pelo tempo que esta ausência se mantenha, o CUR tem a obrigação legal de garantir o fornecimento.

As situações descritas anteriormente integram o conceito de fornecimento supletivo pelo comercializador de último recurso o qual, nos termos no n.º 6, do artigo 26.º, do Regulamento Tarifário, aplica as tarifas transitórias vigentes e, após a extinção destas, o preço equivalente à soma das parcelas relevantes da tarifa que serve de base ao cálculo da tarifa Social de Venda a Clientes Finais.

Adicionalmente, estas tarifas são aplicáveis em todas as situações em que, após a extinção da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do respetivo nível de tensão, os clientes continuem a ser fornecidos pelo CUR.

4.12.1 TARIFA DE ENERGIA A APLICAR PELO CUR NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do n.º 6, do artigo 26.º do RT apresentam-se no quadro seguinte. Esta tarifa poderá ser revista trimestralmente, devido ao mecanismo de adequação da tarifa de energia referido no ponto 4.5.1.

Quadro 4-49 - Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo

PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Energia ativa EUR/kWh							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio	Horas de super vazio
MAT	4	0,1236	0,1167	0,1007	0,0903	0,1137	0,1111	0,0981	0,0955
AT	4	0,1262	0,1190	0,1024	0,0917	0,1162	0,1133	0,0997	0,0970
MT	4	0,1325	0,1243	0,1058	0,0943	0,1219	0,1183	0,1030	0,0997

4.12.2 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO A APLICAR PELO CUR NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Os preços da tarifa de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do n.º 6, do artigo 26.º do RT apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 4-50 - Tarifa de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT e MT	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	0,3276
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0010

4.12.3 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELO CUR NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Os preços da tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelo CUR no âmbito do n.º 6, do artigo 26.º do RT, para os fornecimentos em MAT, AT e MT são os referidos no ponto 4.6.

Para os fornecimentos do CUR aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes apresentadas no ponto 4.7.

4.12.4 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS A APLICAR PELO CUR NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO AOS CLIENTES EM MAT, AT E MT

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT estão extintas, pelo que para os fornecimentos nestes níveis de tensão o CUR deverá aplicar uma tarifa de Venda a Clientes Finais que resulta da soma da tarifa de Energia (ponto 4.12.1), da tarifa de Comercialização (ponto 4.12.2) e da tarifa de Acesso às Redes (ponto 4.6), associadas a cada um destes níveis de tensão.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar aos clientes do CUR, no âmbito do n.º 6 do artigo 26.º do RT, a vigorarem a partir do dia 1 de janeiro de 2022.

Quadro 4-51 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR aos clientes em MAT, no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MAT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,3276
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0551
	Contratada	0,0026
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1192
	Horas cheias	0,1177
	Horas de vazio normal	0,1017
	Horas de super vazio	0,0913
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1093
	Horas cheias	0,1121
	Horas de vazio normal	0,0991
	Horas de super vazio	0,0965
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0014
Capacitiva		0,0010

Quadro 4-52 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR aos clientes em AT, no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM AT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,3276
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1241
	Contratada	0,0005
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0952
	Horas cheias	0,1200
	Horas de vazio normal	0,1034
	Horas de super vazio	0,0927
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0852
	Horas cheias	0,1143
	Horas de vazio normal	0,1007
	Horas de super vazio	0,0980
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0014
Capacitiva		0,0010

Quadro 4-53 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR aos clientes em MT, no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,3276
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2198
	Contratada	0,0161
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0536
	Horas cheias	0,1253
	Horas de vazio normal	0,1068
	Horas de super vazio	0,0953
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0430
	Horas cheias	0,1193
	Horas de vazio normal	0,1040
	Horas de super vazio	0,1007
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0015
Capacitiva		0,0011

4.12.5 TARIFA A APLICAR PELO CUR NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A ATUAR EXCLUSIVAMENTE EM BT

Com a extinção das tarifas transitórias em MT, deixa de haver referência de preço para efeitos da compra e venda de energia entre o CUR e o CUR exclusivamente em BT. Neste contexto, o CUR aplica aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT uma tarifa que resulta da soma da tarifa de Energia em MT (ponto 4.12.1), da tarifa de Comercialização em MT (ponto 4.12.2) e da tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos CUR a atuar exclusivamente em BT (ponto 4.7).

No quadro seguinte apresenta-se os preços da tarifa aplicar pelo CUR aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do n.º 6 do artigo 26.º do RT, a vigorarem a partir do dia 1 de janeiro de 2022.

Quadro 4-54 - Tarifa a aplicar pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFA A APLICAR AOS CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,3276
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2198
	Contratada	0,0161
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1121
	Horas cheias	0,1253
	Horas de vazio normal	0,1068
	Horas de super vazio	0,0953
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1015
	Horas cheias	0,1193
	Horas de vazio normal	0,1040
	Horas de super vazio	0,1007
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0015
Capacitiva		0,0011

4.13 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

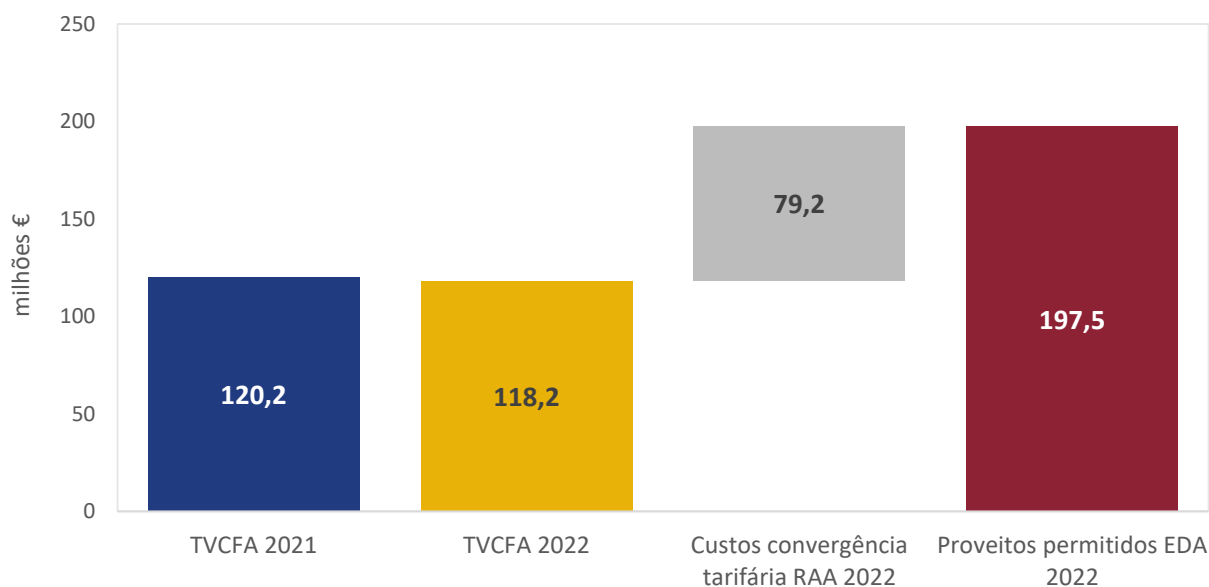
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente.

O processo de convergência tarifária entre as tarifas da RAA e de Portugal continental em 2022 encontra-se descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022».

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2022 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS (“RAA”).

Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA



TVCFA 2021 - Proveitos obtidos com a aplicação da TVCF da RAA em 2021

TVCFA 2022 - Proveitos obtidos com a aplicação das TVCF da RAA em 2022

A aplicação em 2022 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2021 proporcionaria 120,2 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporcionaria 118,2 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da EDA e o valor dos proveitos proporcionados pela aplicação das tarifas aditivas do Continente às quantidades da RAA.

4.13.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA A VIGORAREM EM 2022

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2022, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-55 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,0058
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta		0,1777
Contratada		0,0338
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1306
	Horas cheias	0,1106
	Horas de vazio normal	0,0729
	Horas de super vazio	0,0663
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1254
	Horas cheias	0,1063
	Horas de vazio normal	0,0707
	Horas de super vazio	0,0686
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0250
Capacitiva		0,0188

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Tarifas para a energia elétrica em 2022

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,1988
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,5015
	Contratada	0,0435
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1511
	Horas cheias	0,1322
	Horas de vazio normal	0,0848
	Horas de super vazio	0,0752
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1506
	Horas cheias	0,1305
	Horas de vazio normal	0,0833
	Horas de super vazio	0,0763
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0311
	Capacitiva	0,0237

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,2732
	34,5	1,5838
	41,4	1,8945
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2897
	Horas cheias	0,1529
	Horas de vazio	0,0856

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Tarifas para a energia elétrica em 2022

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,1734
	4,6	0,2262
	5,75	0,2762
	6,9	0,3282
	10,35	0,4823
	13,8	0,6364
	17,25	0,7886
	20,7	0,9499
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1579
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1899
	Horas de vazio	0,0991
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2302
	Horas cheias	0,1639
	Horas de vazio	0,0991

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0720
	2,3	0,1299
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1538
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1899
	Horas de vazio	0,0991
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2302
	Hora cheias	0,1639
	Hora vazio	0,0991

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0459
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2897
	Horas cheias	0,1529
	Horas de vazio	0,0856

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0491
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1579
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1899
	Horas de vazio	0,0991
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2302
	Horas cheias	0,1639
	Horas de vazio	0,0991

4.14 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

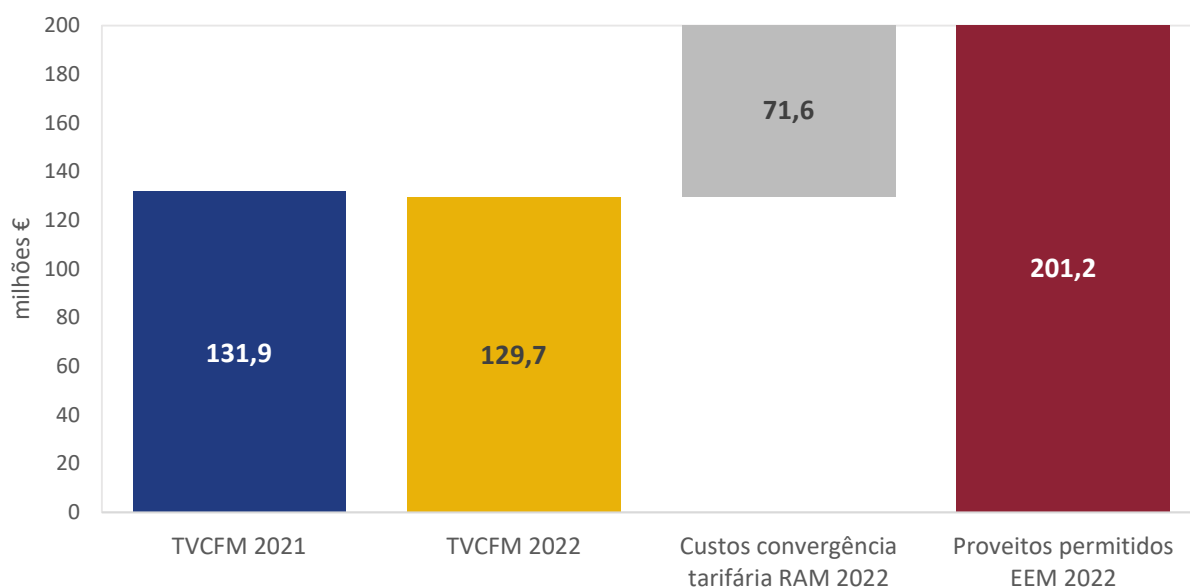
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente.

O processo de convergência tarifária entre as tarifas da RAM e de Portugal continental em 2022 encontra-se descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022».

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2022 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS (“RAM”).

Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM



TVCFM 2021 - Proveitos obtidos com a aplicação da TVCF da RAM em 2021

TVCFM 2022 - Proveitos obtidos com a aplicação das TVCF da RAM em 2022

A aplicação em 2022 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2021 proporcionaria 131,9 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporcionaria 129,7 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da EEM e o valor dos proveitos proporcionados pela aplicação das tarifas aditivas do Continente às quantidades da RAM.

4.14.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM A VIGORAREM EM 2022

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2022, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-56 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,0059
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1810
	Contratada	0,0344
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1330
	Horas cheias	0,1126
	Horas vazio normal	0,0743
	Horas super vazio	0,0675
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1278
	Horas cheias	0,1083
	Horas vazio normal	0,0720
	Horas super vazio	0,0699
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0254
	Capacitiva	0,0191

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Tarifas para a energia elétrica em 2022

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,1976
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,5020
	Contratada	0,0425
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1519
	Horas cheias	0,1317
	Horas vazio normal	0,0847
	Horas super vazio	0,0749
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1509
	Horas cheias	0,1298
	Horas vazio normal	0,0829
	Horas super vazio	0,0760
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0309
	Capacitiva	0,0235

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,1770
	34,5	1,4439
	41,4	1,7103
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2859
	Horas cheias	0,1512
	Horas de vazio	0,0807

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Tarifas para a energia elétrica em 2022

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,1717
	4,6	0,2238
	5,75	0,2737
	6,9	0,3251
	10,35	0,4795
	13,8	0,6325
	17,25	0,7854
	20,7	0,9384
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1552
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1875
	Horas de vazio	0,0983
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2245
	Horas cheias	0,1633
	Horas vazio	0,0983

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0692
	2,3	0,1235
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1524
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1875
	Horas de vazio	0,0983
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2245
	Horas cheias	0,1633
	Hora vazio	0,0983

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0419
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2859
	Horas cheias	0,1512
	Horas de vazio	0,0807

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0484
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1552
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1875
	Horas de vazio	0,0983
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2245
	Horas cheias	0,1633
	Horas vazio	0,0983

4.15 TARIFA SOCIAL

A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de eletricidade que se encontrem em situação de carência socioeconómica é uma das medidas adotadas, no quadro da proteção dos clientes vulneráveis e do aprofundamento da liberalização do mercado energético.

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação vigente, criou a tarifa social de fornecimento de eletricidade a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, prevendo que a tarifa social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em BTN, nos termos do Regulamento Tarifário aplicável ao setor elétrico. A aplicação de um desconto no acesso às redes permite garantir o acesso a todos os consumidores a este regime, independentemente do seu comercializador de energia elétrica.

A ERSE estabelece a tarifa social de Acesso às Redes e a tarifa social de Venda a Clientes Finais aplicável pelo comercializador de último recurso.

O desconto da tarifa social é aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área de energia. Para o ano de 2022 foi estabelecido, através do Despacho n.º 9977/2021, um desconto de 33,8% sobre as tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, mantendo-se assim o desconto atualmente em vigor.

No cálculo da tarifa Social de Acesso às Redes o referido desconto é prioritariamente aplicado no termo de potência contratada, essencialmente por dois motivos:

- Para não distorcer o sinal dado pelo preço de energia e fomentar uma utilização eficiente da energia elétrica;
- Reduzir barreiras ao acesso à energia elétrica a consumidores vulneráveis com consumos reduzidos, através de uma tarifa mais variabilizada.

O desconto das tarifas de Acesso às Redes é idêntico em €/kVA para todas as opções tarifárias e escalões de potência, de modo a manter a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada das várias opções tarifárias e escalões de potência. Adicionalmente, são previstos descontos nos preços de energia das tarifas de Acesso às Redes, de modo a assegurar-se o valor de desconto global de 33,8%. O desconto das tarifas de venda a clientes finais é idêntico ao desconto das tarifas de Acesso às Redes, sendo comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas.

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários de prestações de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão, aos beneficiários da pensão social de velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo⁷⁴, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

No Quadro 4-57 apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2022 e para o correspondente valor do desconto que será suportado pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor. Entende-se por

⁷⁴ Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a (euro) 5808, acrescido de 50 % por cada elemento do agregado familiar que não afigure qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de 10.

titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

O número de clientes beneficiários da tarifa Social de eletricidade, para o ano de 2022, tem como base a informação recebida dos vários comercializadores, no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade.

Quadro 4-57 - Clientes tarifa social e valor global do desconto

	Nº clientes beneficiários tarifa social	Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €)
Portugal continental	803 563	115 135
RA Açores	19 656	2 792
RA Madeira	21 929	3 305

4.15.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2022

Às entregas a clientes economicamente vulneráveis dos operadores das redes de distribuição, aplicam-se as tarifas sociais de Acesso às Redes.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorem em 2022. Para se obter um desconto de 33,8% sobre as tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, conforme Despacho do membro do Governo responsável pela área de energia, a tarifa social de Acesso às Redes tem preços nulos de potência contratada e preços negativos de energia.

De acordo com os valores publicados no Quadro 4-58 verifica-se que a tarifa social de Acesso às Redes poderá resultar num valor negativo no ano de 2022 para os clientes vulneráveis, uma vez que apresenta preços de potência contratada nulos e preços de energia maioritariamente negativos. No entanto, a fatura final dos clientes vulneráveis que usufruem da tarifa Social terá valores positivos, pois a mesma resulta do somatório da componente de acesso às redes e da componente de energia, tendo esta última um peso superior.

Quadro 4-58 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤ 6,9 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0000
	2,3	0,0000
	3,45	0,0000
	4,6	0,0000
	5,7	0,0000
	6,9	0,0000
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		-0,0103
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0011
	Horas de vazio	-0,0335
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0824
	Hora cheias	-0,0203
	Hora vazio	-0,0335

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis, para o ano de 2022, são os seguintes:

Quadro 4-59 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BTN (≤ 6,9 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0301
	2,3	0,0603
	3,45	0,0904
	4,6	0,1205
	5,7	0,1507
	6,9	0,1808
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0443
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0443
	Horas de vazio	0,0443
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0443
	Hora cheias	0,0443
	Hora vazio	0,0443

Os valores indicados no Quadro 4-59 resultam da diferença entre os valores das tarifas de Acesso às Redes em BTN $\leq 6,9$ kVA referidas no Quadro 4-29 e as tarifas sociais de Acesso às Redes referidas no Quadro 4-58, sendo de aplicação obrigatória a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador.

4.15.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A VIGORAREM EM 2022

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis dos comercializadores de último recurso em Portugal continental são os seguintes:

Quadro 4-60 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,0802
	4,6	0,1015
	5,7	0,1225
	6,9	0,1436
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1083
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1416
	Horas de vazio	0,0545
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1835
	Horas cheias	0,1195
	Horas de vazio	0,0545

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤ 2,3 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0511
	2,3	0,0746
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1036
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1416
	Horas de vazio	0,0545
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1835
	Horas cheias	0,1195
	Horas de vazio	0,0545

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis pela concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores são os seguintes:

Quadro 4-61 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (≤ 6,9 kVA e > 2,3 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,0830
	4,6	0,1057
	5,75	0,1255
	6,9	0,1474
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1136
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1456
	Horas de vazio	0,0548
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1859
	Horas cheias	0,1196
	Horas de vazio	0,0548

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Tarifas para a energia elétrica em 2022

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15		0,0419
	2,3		0,0696
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1095
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1456
	Horas de vazio		0,0548
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1859
	Horas cheias		0,1196
	Horas de vazio		0,0548

5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

Conforme referido anteriormente, o ano de 2022 marca o início de um novo período de regulação. Assim, os parâmetros a aplicar para 2022 foram reavaliados e definidos no âmbito do processo de preparação do novo período de regulação 2022-2025 e a sua fundamentação pode ser encontrada em detalhe no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», que acompanha o atual documento de tarifas e preços para 2022

5.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2022

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	4,40%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, prevista para 2022, em percentagem	Art.º 112.º
δ_{t-2}	0,50%	<i>Spread</i> de 2020, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	0,50%	<i>Spread</i> de 2021, em pontos percentuais	-
-	1 258	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	Art.º 113.º
$CEE_{GS,t}$	18 063	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência da atividade de gestão global do sistema, no ano t	Art.º 115.º
$r_{GS,t}$	4,40%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à gestão do sistema, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem	Art.º 115.º
$r_{ltr,II}$	0,85%	Taxa a determinar pela ERSE relativa a encargos financeiros associada aos pagamentos de contratos de interruptibilidade, de acordo com a legislação em vigor, em percentagem	Art.º 115.º
$FC_{URT,t}$	34 348	Componente fixa dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, em milhares de euros	Art.º 118.º
$VC_{iURT,t}$	815,50828	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada às condições de financiamento pré 2022, de ativos sem prémio, a custos reais, com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 118.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{i_{URT,t}}$	981,04876	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada às condições de financiamento pré 2022, de ativos com prémio, a custos de referência, com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 118.º
$VC_{i_{URT,t}}$	121,44402	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada à neutralização de eficiência pré 2022, em milhões de euros pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 118.º
$VC_{i_{URT,t}}$	258,88688	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada às condições de financiamento pós 2022, em milhões de euros pela taxa de remuneração	Art.º 118.º
$VC_{i_{URT,t}}$	339,16384	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada à potência ligada de produtores, em euros por MVA	Art.º 118.º
$VC_{i_{URT,t}}$	570,74559	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada à extensão da rede, em euros por km	Art.º 118.º
$FC_{URD,NT,t}$	102 273	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 125.º
$VC_{i_{URD,NT,t}}$	1 447,62993	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada às condições de financiamento pré 2022 com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 125.º
$VC_{i_{URD,NT,t}}$	137,06385	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada à neutralização de eficiência pré 2022, em milhões de euros pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 125.º
$VC_{i_{URD,NT,t}}$	248,53317	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada às condições de financiamento pós 2022, em milhões de euros pela taxa de remuneração	Art.º 125.º
$VC_{i_{URD,NT,t}}$	3 381,15615	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada à potência ligada de produtores, em euros por MVA	Art.º 125.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{iURD,NT,t}$	301,48195	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada à extensão da rede, em euros por km	Art.º 125.º
$FC_{URD,BT,t}$	125 312	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 126.º
$VC_{iURD,BT,t}$	966,35700	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, associada às condições de financiamento pré 2022 com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 126.º
$VC_{iURD,BT,t}$	92,64498	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, associada à neutralização de eficiência pré 2022, em milhões de euros pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 126.º
$VC_{iURD,BT,t}$	272,64942	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, associada às condições de financiamento pós 2022, em milhões de euros pela taxa de remuneração	Art.º 126.º
$VC_{iURD,BT,t}$	9,76917	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, associada ao número de clientes, em euros por cliente	Art.º 126.º
$r_{CVPRE,t}^{CR}$	4,70%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, prevista para 2022, em percentagem	Art.º 128.º
$r_{CVVE,t}^{CR}$	4,70%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2022, em percentagem	Art.º 129.º
$FC_{NT,t}$	24	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 132.º
$V_{C,NT,t}$	103,65701	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em euros por consumidor	Art.º 132.º
$FC_{BTE,t}$	30	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 132.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$V_{C,BTE,t}$	86,55059	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em euros por consumidor	Art.º 132.º
$FC_{BTN,t}$	7 148	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em milhares de euros	Art.º 132.º
$V_{C,BTN,t}$	12,75425	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em euros por consumidor	Art.º 132.º
δ_{t-2}	0,50	<i>Spread</i> de 2020, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	0,50	<i>Spread</i> de 2021, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
r_t^{AGS}	4,40%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2022, em percentagem	Art.º 134.º
FC_t^{AGS}	13 571	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 134.º
r_t^D	4,70%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2022, em percentagem	Art.º 137.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 591	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 137.º
$VC_{iAT/MT,t}^D$	0,00488	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 137.º
$VC_{iAT/MT,t}^D$	1,70788	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 137.º
$FC_{BT,t}^D$	4 325	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 137.º
$VC_{iBT,t}^D$	0,00478	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por KWh	Art.º 137.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{BT,t}^{AD}$	0,01717	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 137.º
r_t^C	4,70%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2022, em percentagem	Art.º 138.º
$F_{MT,t}^C$	336	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 138.º
$V_{i,MT,t}^C$	0,43487	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 138.º
$F_{BT,t}^C$	3 153	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 138.º
$V_{i,BT,t}^C$	0,02455	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 138.º
r_t^{MAGS}	4,40%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2022, em percentagem	Art.º 141.º
FC_t^{MAGS}	13 079	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 141.º
r_t^D	4,70%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2022, em percentagem	Art.º 144.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 498	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 144.º
$VC_{i,AT/MT,t}^D$	0,00572	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 144.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{iAT/MT,t}^{MD}$	3,82009	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 144.º
$FC_{BT,t}^{MD}$	5 834	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 144.º
$VC_{iBT,t}^{MD}$	0,00507	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por kWh	Art.º 144.º
$VC_{iBT,t}^{MD}$	0,02063	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 144.º
r_t^{MC}	4,70%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2022, em percentagem	Art.º 145.º
$F_{MT,t}^{MC}$	232	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 145.º
$V_{MT,t}^{MC}$	0,70896	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 145.º
$F_{BT,t}^{MC}$	2 090	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 145.º
$V_{BT,t}^{MC}$	0,01478	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 145.º
$V_{p,t-2}$	0,01133	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em euros por kWh	Art.º 149.º

Os parâmetros a aplicar para o período de regulação 2022-2025 são os seguintes:

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
X_{CEGS}	1,50%	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de Gestão Global do Sistema, em percentagem	Art.º 115.º
X_{FCURT}	1,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 118.º
X_{VCURT}	1,50%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 118.º
δ_{URT}^{MOD}	0,625%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica	Art.º 118.º
δ_{URT}^{EXT}	1,500%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica	Art.º 118.º
$X_{FCURD,NT}$	0,75%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em percentagem	Art.º 125.º
$X_{VCURD,NT}$	0,75%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão AT/MT, em percentagem	Art.º 125.º
$\delta_{URD,NT}^{MOD}$	1,00%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT	Art.º 125.º
$\delta_{URD,NT}^{EXT}$	1,75%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT	Art.º 125.º
$X_{FCURD,BT}$	0,75%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 126.º
$X_{URD,P,BT}$	0,75%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 126.º
$\delta_{URD,BT}^{MOD}$	1,00%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT	Art.º 126.º
$\delta_{URD,BT}^{EXT}$	1,75%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT	Art.º 126.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{C,V,NT,t}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proventos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em percentagem	Art.º 132.º
$X_{C,F,NT,t}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proventos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 132.º
$X_{C,F,BTE,t}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proventos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 132.º
$X_{C,V,BTE,t}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proventos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em percentagem	Art.º 132.º
$X_{C,F,BTN,t}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proventos da atividade de Comercialização, em BTN, em percentagem	Art.º 132.º
$X_{C,V,BTN,t}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proventos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em percentagem	Art.º 132.º
X_{FC}^{AGS}	1,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 134.º
$X_{FC,AT/MT,BT}^D$	2,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 137.º
$X_{V_{Cef,nc,AT/MT,BT}}^D$	2,50%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 137.º
$X_{F_{MT e BT}}^C$	3,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 138.º
$X_{V_{MT e BT}}^C$	3,00%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 138.º
X_{FC}^{MAGS}	1,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 141.º
$X_{FC, AT/MT e BT}^M$	2,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 144.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{VC_i, AT/MT e BT}^{M^D}$	2,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 144.º
$X_{F_{MT e BT}}^{M^C}$	2,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 145.º
$X_{V_{MT e BT}}^{M^C}$	2,50%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 145.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação 2022-2025 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$END_{REF\ 2022}$	$0,0001241 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2022, expressa em kWh	Art.º 152.º
$END_{REF\ 2023}$	$0,0001241 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2023, expressa em kWh	Art.º 152.º
$END_{REF\ 2024}$	$0,0001237 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2024, expressa em kWh	Art.º 152.º
$END_{REF\ 2025}$	$0,0001241 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2025, expressa em kWh	Art.º 152.º
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$	Valor de variação da END_{REF} , expressa em kWh	Art.º 152.º
VEND	4,5	Valorização da energia não distribuída, expressa em euros por kWh	Art.º 152.º
$RQS1_{máx}$	6 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 152.º
$RQS1_{mín}$	6 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 152.º
SAIDI MT 5% _{REF 2022}	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2022, expresso em minutos	Art.º 152.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
SAIDI MT 5% _{REF} 2023	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2023, expresso em minutos	Art.º 152.º
SAIDI MT 5% _{REF} 2024	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2024, expresso em minutos	Art.º 152.º
SAIDI MT 5% _{REF} 2025	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2025, expresso em minutos	Art.º 152.º
ΔS	30,0	Valor de variação do SAIDI MT 5% _{REF} , expresso em minutos	Art.º 152.º
V SAIDI MT	33 333,33	Valorização do SAIDI MT 5%, expresso em euros por minuto	Art.º 152.º
RQS2 _{máx}	3 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 152.º
RQS2 _{mín}	3 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 152.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação 2022-2025 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
Componente 1			
P _{REF2022}	8,50%	Valor das perdas de referência em 2022 (%), no referencial de entrada	Art.º 149.º
P _{REF2023}	8,25%	Valor das perdas de referência em 2023 (%), no referencial de entrada	Art.º 149.º
P _{REF2024}	8,00%	Valor das perdas de referência em 2024 (%), no referencial de entrada	Art.º 149.º
P _{REF2025}	7,75%	Valor das perdas de referência em 2025 (%) no referencial de entrada	Art.º 149.º
ΔZ	0,75%	Variação da banda morta (%)	Art.º 149.º
ΔP	2,50%	Variação máxima da banda (%)	Art.º 149.º
V _{p1}	0,025 €/kWh	Parâmetro de valorização unitária das perdas da componente 1, definido como 1/2 do valor assumido da energia de médio e longo prazo no mercado diário de 0,050 €/kWh	Art.º 149.º
IRP _{max} =-IRP _{min}	20 000 000	Valor máximo do prémio ou penalidade da componente 1 em euros	Art.º 149.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
Componente 2			
k	25%	Percentagem do montante recuperado a partilhar com o operador da RND (%)	Art.º 149.º
Componente 3			
R _{REF 2022}	120 000	Valor de referência da energia a recuperar em 2022, expresso em kWh	Art.º 149.º
R _{REF 2023}	126 000	Valor de referência da energia a recuperar em 2023, expresso em kWh	Art.º 149.º
R _{REF 2024}	132 300	Valor de referência da energia a recuperar em 2024, expresso em kWh	Art.º 149.º
R _{REF 2025}	138 900	Valor de referência da energia a recuperar em 2025, expresso em kWh	Art.º 149.º
V _{P3}	0,050 €/kWh	Parâmetro de valorização unitária da energia recuperada da componente 3 em cada ano, definido como o valor assumido da energia de médio e longo prazo no mercado diário de 0,050 €/kWh	Art.º 149.º
IRR _{max2022} =- IRR _{min2022}	6 000 000 €	Valor máximo do prémio ou penalidade da componente 3, em euros, definido anualmente pela ERSE tendo em atenção o valor de referência (R _{REF}) e a valorização unitária (V _{P3}) no ano em causa	Art.º 149.º
IRR _{max2023} =- IRR _{min2023}	6 300 000 €	Valor máximo do prémio ou penalidade da componente 3, em euros, definido anualmente pela ERSE tendo em atenção o valor de referência (R _{REF}) e a valorização unitária (V _{P3}) no ano em causa	Art.º 149.º
IRR _{max2024} =- IRR _{min2024}	6 615 000 €	Valor máximo do prémio ou penalidade da componente 3, em euros, definido anualmente pela ERSE tendo em atenção o valor de referência (R _{REF}) e a valorização unitária (V _{P3}) no ano em causa	Art.º 149.º
IRR _{max2025} =- IRR _{min2025}	6 945 000 €	Valor máximo do prémio ou penalidade da componente 3, em euros, definido anualmente pela ERSE tendo em atenção o valor de referência (R _{REF}) e a valorização unitária (V _{P3}) no ano em causa	Art.º 149.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT) para o período de regulação 2022-2025, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
IMDT _{sup}	20 000 000	Parâmetro que limita o valor máximo do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, para o nível de desempenho superior da RNT, em euros	Art.º 159.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$IMDT_{inf}$	-20 000 000	Parâmetro que limita o valor mínimo do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, para o nível de desempenho superior da RNT, em euros	Art.º 159.º
$I_{QST\ ref}$	0,96 min	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{QST}	Art.º 159.º
$I_{Disp\ ref}$	97,50 %	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{Disp}	Art.º 159.º
α_{Tcd}	0,78	Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, associado ao cálculo do indicador secundário I_{Disp}	Art.º 159.º
$I_{Interl\ min\ 2022}$	67,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2022	Art.º 159.º
$I_{Interl\ ref\ 2022}$	72,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2022	Art.º 159.º
$I_{Interl\ max\ 2022}$	77,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2022	Art.º 159.º
$I_{Interl\ min\ 2023}$	77,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2023	Art.º 159.º
$I_{Interl\ ref\ 2023}$	82,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2023	Art.º 159.º
$I_{Interl\ max\ 2023}$	87,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2023	Art.º 159.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$I_{\text{Interl min 2024}}$	87,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2024	Art.º 159.º
$I_{\text{Interl ref 2024}}$	92,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2024	Art.º 159.º
$I_{\text{Interl max 2024}}$	97,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2024	Art.º 159.º
$I_{\text{Interl min 2025}}$	90%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2025	Art.º 159.º
$I_{\text{Interl ref 2025}}$	95%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2025	Art.º 159.º
$I_{\text{Interl max 2025}}$	100%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2025	Art.º 159.º
$DT_{\text{min 2022}}$	-0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2022	Art.º 159.º
$DT_{\text{ref 2022}}$	0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador principal DT desempenho técnico, para o ano 2022	Art.º 159.º
$DT_{\text{max 2022}}$	0,75	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2022	Art.º 159.º
$DT_{\text{min 2023}}$	-0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho	Art.º 159.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
		técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2023	
DT _{ref 2023}	0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador principal DT desempenho técnico, para o ano 2023	Art.º 159.º
DT _{max 2023}	0,75	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2023	Art.º 159.º
DT _{min 2024}	-0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2024	Art.º 159.º
DT _{ref 2024}	0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador principal DT desempenho técnico, para o ano 2024	Art.º 159.º
DT _{max 2024}	0,75	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2024	Art.º 159.º
DT _{min 2025}	-0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2025	Art.º 159.º
DT _{ref 2025}	0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador principal DT desempenho técnico, para o ano 2025	Art.º 159.º
DT _{max 2025}	0,75	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2025	Art.º 159.º
α_1	1	Peso relativo do indicador que avalia a disponibilidade do equipamento da RNT	Art.º 159.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
α_2	1	Peso relativo do Indicador que avalia os níveis de qualidade de serviço técnica da RNT	Art.º 159.º
α_3	2	Peso relativo do Indicador que avalia os níveis de capacidade de interligação disponibilizada aos mercados	Art.º 159.º
I_{DISP}	0 ou 1	Indicador que avalia a disponibilidade do equipamento da RNT	Art.º 159.º
I_{QST}	0 ou 1	Indicador que avalia os níveis de qualidade de serviço técnica da RNT	
I_{Interl}	[-0,5;+0,5]	Indicador que avalia os níveis de capacidade de interligação disponibilizada aos mercados	

Os valores dos parâmetros do incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI)⁷⁵ no Continente para o ano de 2022 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Regulamento ERSE n.º 610/2019
K_w^{OBTJ}	5,21 euros	Parâmetro que representa o valor anual do incentivo ISI relativo à integração das instalações em redes inteligentes no ano w	Art.º 40.º
T_w	8 anos	Parâmetro que representa o número de anos de aplicação de K_w^{OBTJ}	Art.º 40.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI) nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira para o ano de 2022 são os seguintes:

⁷⁵ Estes parâmetros são detalhados no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”.

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Regulamento ERSE n.º 610/2019
K_w^{OBTJ}	5,29 euros	Parâmetro que representa o valor anual do incentivo ISI relativo à integração das instalações em redes inteligentes no ano w	Art.º 40.º
T_w	8 anos	Parâmetro que representa o número de anos de aplicação de K_w^{OBTJ}	Art.º 40.º

5.2 VALORES MENSIS A TRANSFERIR PELA REN

A informação publicada relativamente aos valores dos ajustamentos do financiamento da tarifa social de 2018, 2019, 2020 e 2021, bem como a repartição previsional de 2022 encontram-se sujeitos a possíveis revisões em função da finalização de interações que permitam à ERSE obter elementos suscetíveis de levar a revisões da alocação do financiamento da tarifa social pelos diferentes centros electroprodutores. A justificação da adoção deste procedimento é explorada com maior detalhe no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico».

5.2.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Apresenta-se no quadro seguinte os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2022, totalizam € 79 230 121⁷⁶.

⁷⁶ Este valor deve ser transferido da REN para a EDA, em duodécimos.

Quadro 5-1 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

Custo com a convergência tarifária de 2022	
Janeiro	6 602 510
Fevereiro	6 602 510
Março	6 602 510
Abril	6 602 510
Maiο	6 602 510
Junho	6 602 510
Julho	6 602 510
Agosto	6 602 510
Setembro	6 602 510
Outubro	6 602 510
Novembro	6 602 510
Dezembro	6 602 510
Total	79 230 121

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma dos Açores, em 2022, são apresentados no Quadro 5-2. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2022, e os ajustamentos ao valor de descontos para 2020 e 2021.

Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	236 574
Fevereiro	236 574
Março	236 574
Abril	236 574
Maio	236 574
Junho	236 574
Julho	236 574
Agosto	236 574
Setembro	236 574
Outubro	236 574
Novembro	236 574
Dezembro	236 574
Total	2 838 893

5.2.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Apresenta-se no quadro seguinte os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2022 da Região Autónoma da Madeira, que ascendem a € 71 551 622⁷⁷.

⁷⁷ Este valor deve ser transferido da REN para a EEM, em duodécimos.

Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2022
Janeiro	5 962 635
Fevereiro	5 962 635
Março	5 962 635
Abril	5 962 635
Maió	5 962 635
Junho	5 962 635
Julho	5 962 635
Agosto	5 962 635
Setembro	5 962 635
Outubro	5 962 635
Novembro	5 962 635
Dezembro	5 962 635
Total	71 551 622

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma da Madeira, em 2022, são apresentados no Quadro 5-4. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2022, e os ajustamentos para 2020 e 2021.

Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	227 564
Fevereiro	227 564
Março	227 564
Abril	227 564
Maiο	227 564
Junho	227 564
Julho	227 564
Agosto	227 564
Setembro	227 564
Outubro	227 564
Novembro	227 564
Dezembro	227 564
Total	2 730 767

5.2.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A E-REDES

Os custos com a tarifa social em Portugal Continental, em 2022, são apresentados no Quadro 5-5. O montante indicado no quadro abaixo incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2022, e os ajustamentos para 2020 e 2021.

Quadro 5-5 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social

Janeiro	8 593 141
Fevereiro	8 593 141
Março	8 593 141
Abril	8 593 141
Maio	8 593 141
Junho	8 593 141
Julho	8 593 141
Agosto	8 593 141
Setembro	8 593 141
Outubro	8 593 141
Novembro	8 593 141
Dezembro	8 593 141
Total	103 117 686

5.2.4 TRANSFERÊNCIAS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

O quadro seguinte apresenta os valores das transferências entre o operador da rede de transporte e os centros electroprodutores no âmbito do financiamento da tarifa social. Os montantes apresentados incorporam o financiamento da tarifa social prevista para o ano de 2022, bem como os ajustamentos de 2020 e 2021.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-6 - Transferências entre os centros electroprodutores e a REN relativas ao financiamento da tarifa social

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Transferência em T2022
	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR
Alto Lindoso	540 224,47	540 224,47	540 224,47	540 224,47	540 224,47	540 224,47	540 224,47	540 224,47	540 224,47	540 224,47	540 224,47	540 224,47	6 482 693,59
Touvedo	18 864,98	18 864,98	18 864,98	18 864,98	18 864,98	18 864,98	18 864,98	18 864,98	18 864,98	18 864,98	18 864,98	18 864,98	226 379,78
Alto Rabagão	61 739,15	61 739,15	61 739,15	61 739,15	61 739,15	61 739,15	61 739,15	61 739,15	61 739,15	61 739,15	61 739,15	61 739,15	740 869,84
Frades	163 782,34	163 782,34	163 782,34	163 782,34	163 782,34	163 782,34	163 782,34	163 782,34	163 782,34	163 782,34	163 782,34	163 782,34	1 965 388,06
Vila Nova/Paradela	123 479,88	123 479,88	123 479,88	123 479,88	123 479,88	123 479,88	123 479,88	123 479,88	123 479,88	123 479,88	123 479,88	123 479,88	1 481 758,53
Salamonde	36 014,96	36 014,96	36 014,96	36 014,96	36 014,96	36 014,96	36 014,96	36 014,96	36 014,96	36 014,96	36 014,96	36 014,96	432 179,57
Vilarinho das Furnas	118 332,33	118 332,33	118 332,33	118 332,33	118 332,33	118 332,33	118 332,33	118 332,33	118 332,33	118 332,33	118 332,33	118 332,33	1 419 987,96
Cançada	53 164,95	53 164,95	53 164,95	53 164,95	53 164,95	53 164,95	53 164,95	53 164,95	53 164,95	53 164,95	53 164,95	53 164,95	637 979,37
Miranda I e II	316 417,19	316 417,19	316 417,19	316 417,19	316 417,19	316 417,19	316 417,19	316 417,19	316 417,19	316 417,19	316 417,19	316 417,19	3 797 006,24
Picote	167 212,33	167 212,33	167 212,33	167 212,33	167 212,33	167 212,33	167 212,33	167 212,33	167 212,33	167 212,33	167 212,33	167 212,33	2 006 548,01
Picote II	210 687,54	210 687,54	210 687,54	210 687,54	210 687,54	210 687,54	210 687,54	210 687,54	210 687,54	210 687,54	210 687,54	210 687,54	2 528 250,50
Bemposta	180 080,71	180 080,71	180 080,71	180 080,71	180 080,71	180 080,71	180 080,71	180 080,71	180 080,71	180 080,71	180 080,71	180 080,71	2 160 968,55
Bemposta II	174 072,33	174 072,33	174 072,33	174 072,33	174 072,33	174 072,33	174 072,33	174 072,33	174 072,33	174 072,33	174 072,33	174 072,33	2 088 867,93
Pocinho	141 920,14	141 920,14	141 920,14	141 920,14	141 920,14	141 920,14	141 920,14	141 920,14	141 920,14	141 920,14	141 920,14	141 920,14	1 703 041,62
Valeira	185 224,53	185 224,53	185 224,53	185 224,53	185 224,53	185 224,53	185 224,53	185 224,53	185 224,53	185 224,53	185 224,53	185 224,53	2 222 694,35
Tabuaço (Vilar)	54 878,77	54 878,77	54 878,77	54 878,77	54 878,77	54 878,77	54 878,77	54 878,77	54 878,77	54 878,77	54 878,77	54 878,77	658 545,21
Réguia	133 769,87	133 769,87	133 769,87	133 769,87	133 769,87	133 769,87	133 769,87	133 769,87	133 769,87	133 769,87	133 769,87	133 769,87	1 605 238,41
Carrapateiro	154 353,97	154 353,97	154 353,97	154 353,97	154 353,97	154 353,97	154 353,97	154 353,97	154 353,97	154 353,97	154 353,97	154 353,97	1 852 247,65
Torrão	125 193,70	125 193,70	125 193,70	125 193,70	125 193,70	125 193,70	125 193,70	125 193,70	125 193,70	125 193,70	125 193,70	125 193,70	1 502 324,38
Crestuma-Lever	90 038,06	90 038,06	90 038,06	90 038,06	90 038,06	90 038,06	90 038,06	90 038,06	90 038,06	90 038,06	90 038,06	90 038,06	1 080 456,71
Caldeirão	27 441,54	27 441,54	27 441,54	27 441,54	27 441,54	27 441,54	27 441,54	27 441,54	27 441,54	27 441,54	27 441,54	27 441,54	329 298,53
Cabril	92 609,91	92 609,91	92 609,91	92 609,91	92 609,91	92 609,91	92 609,91	92 609,91	92 609,91	92 609,91	92 609,91	92 609,91	1 111 318,90
Bouça	37 729,96	37 729,96	37 729,96	37 729,96	37 729,96	37 729,96	37 729,96	37 729,96	37 729,96	37 729,96	37 729,96	37 729,96	452 759,55
Castelo de Bode	136 342,37	136 342,37	136 342,37	136 342,37	136 342,37	136 342,37	136 342,37	136 342,37	136 342,37	136 342,37	136 342,37	136 342,37	1 636 108,38
Pracana	35 157,47	35 157,47	35 157,47	35 157,47	35 157,47	35 157,47	35 157,47	35 157,47	35 157,47	35 157,47	35 157,47	35 157,47	421 889,58
Fratele	113 189,89	113 189,89	113 189,89	113 189,89	113 189,89	113 189,89	113 189,89	113 189,89	113 189,89	113 189,89	113 189,89	113 189,89	1 358 278,66
Varosa	21 437,48	21 437,48	21 437,48	21 437,48	21 437,48	21 437,48	21 437,48	21 437,48	21 437,48	21 437,48	21 437,48	21 437,48	257 249,75
Salgueiro I	10 975,99	10 975,99	10 975,99	10 975,99	10 975,99	10 975,99	10 975,99	10 975,99	10 975,99	10 975,99	10 975,99	10 975,99	131 711,87
Desterro	11 318,99	11 318,99	11 318,99	11 318,99	11 318,99	11 318,99	11 318,99	11 318,99	11 318,99	11 318,99	11 318,99	11 318,99	135 827,87
Ponte de Jugais	17 407,23	17 407,23	17 407,23	17 407,23	17 407,23	17 407,23	17 407,23	17 407,23	17 407,23	17 407,23	17 407,23	17 407,23	208 886,79
Vila Cova	20 065,48	20 065,48	20 065,48	20 065,48	20 065,48	20 065,48	20 065,48	20 065,48	20 065,48	20 065,48	20 065,48	20 065,48	240 785,76
Santa Luzia	24 695,11	24 695,11	24 695,11	24 695,11	24 695,11	24 695,11	24 695,11	24 695,11	24 695,11	24 695,11	24 695,11	24 695,11	296 341,34
Belver	69 200,18	69 200,18	69 200,18	69 200,18	69 200,18	69 200,18	69 200,18	69 200,18	69 200,18	69 200,18	69 200,18	69 200,18	830 402,18
Alqueva I	205 803,57	205 803,57	205 803,57	205 803,57	205 803,57	205 803,57	205 803,57	205 803,57	205 803,57	205 803,57	205 803,57	205 803,57	2 469 642,80
Alqueva II	220 549,17	220 549,17	220 549,17	220 549,17	220 549,17	220 549,17	220 549,17	220 549,17	220 549,17	220 549,17	220 549,17	220 549,17	2 646 590,09
Ribeirão/Ermidã	64 055,19	64 055,19	64 055,19	64 055,19	64 055,19	64 055,19	64 055,19	64 055,19	64 055,19	64 055,19	64 055,19	64 055,19	788 662,64
Baixo Sabor (Jusante)	30 869,97	30 869,97	30 869,97	30 869,97	30 869,97	30 869,97	30 869,97	30 869,97	30 869,97	30 869,97	30 869,97	30 869,97	370 439,63
Baixo Sabor (montante)	131 197,37	131 197,37	131 197,37	131 197,37	131 197,37	131 197,37	131 197,37	131 197,37	131 197,37	131 197,37	131 197,37	131 197,37	1 574 368,44
Venda Nova III (Frades II)	685 141,82	685 141,82	685 141,82	685 141,82	685 141,82	685 141,82	685 141,82	685 141,82	685 141,82	685 141,82	685 141,82	685 141,82	8 221 701,87
Salamonde II	192 079,81	192 079,81	192 079,81	192 079,81	192 079,81	192 079,81	192 079,81	192 079,81	192 079,81	192 079,81	192 079,81	192 079,81	2 304 957,72
Foz Tua	231 524,77	231 524,77	231 524,77	231 524,77	231 524,77	231 524,77	231 524,77	231 524,77	231 524,77	231 524,77	231 524,77	231 524,77	2 778 297,25
Pedrogão	8 660,74	8 660,74	8 660,74	8 660,74	8 660,74	8 660,74	8 660,74	8 660,74	8 660,74	8 660,74	8 660,74	8 660,74	103 928,90
Penacova	-9 142,27	-9 142,27	-9 142,27	-9 142,27	-9 142,27	-9 142,27	-9 142,27	-9 142,27	-9 142,27	-9 142,27	-9 142,27	-9 142,27	-109 707,25
Salgueiro II	8 574,99	8 574,99	8 574,99	8 574,99	8 574,99	8 574,99	8 574,99	8 574,99	8 574,99	8 574,99	8 574,99	8 574,99	102 899,90
Senhora do Porto	7 545,99	7 545,99	7 545,99	7 545,99	7 545,99	7 545,99	7 545,99	7 545,99	7 545,99	7 545,99	7 545,99	7 545,99	90 551,91
Ermal	8 917,91	8 917,91	8 917,91	8 917,91	8 917,91	8 917,91	8 917,91	8 917,91	8 917,91	8 917,91	8 917,91	8 917,91	107 014,95
Vilar do Monte	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	29,69
Sines	-33 539,39	-33 539,39	-33 539,39	-33 539,39	-33 539,39	-33 539,39	-33 539,39	-33 539,39	-33 539,39	-33 539,39	-33 539,39	-33 539,39	-402 472,73
Ribatejo	1 037 230,97	1 037 230,97	1 037 230,97	1 037 230,97	1 037 230,97	1 037 230,97	1 037 230,97	1 037 230,97	1 037 230,97	1 037 230,97	1 037 230,97	1 037 230,97	12 446 771,69
Lares	772 606,74	772 606,74	772 606,74	772 606,74	772 606,74	772 606,74	772 606,74	772 606,74	772 606,74	772 606,74	772 606,74	772 606,74	9 271 280,83
Agueira	231 537,73	231 537,73	231 537,73	231 537,73	231 537,73	231 537,73	231 537,73	231 537,73	231 537,73	231 537,73	231 537,73	231 537,73	2 778 452,77
Raiva	20 579,98	20 579,98	20 579,98	20 579,98	20 579,98	20 579,98	20 579,98	20 579,98	20 579,98	20 579,98	20 579,98	20 579,98	246 959,76
PEGO (CCGN) - I	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	4 347 520,70
PEGO (CCGN) - II	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	362 293,39	4 347 520,70
PEGO (carvão)	-54 991,67	-54 991,67	-54 991,67	-54 991,67	-54 991,67	-54 991,67	-54 991,67	-54 991,67	-54 991,67	-54 991,67	-54 991,67	-54 991,67	-659 900,01
Tapada do Outeiro (CCGN)	906 462,35	906 462,35	906 462,35	906 462,35	906 462,35	906 462,35	906 462,35	906 462,35	906 462,35	906 462,35	906 462,35	906 462,35	10 877 548,24
Total	9 057 278,79	9 057 278,79	9 057 278,79	9 057 278,79	9 057 278,79	9 057 278,79	9 057 278,79	9 057 278,79	9 057 278,79	9 057 278,79	9 057 278,79	9 057 278,79	108 687 345,52

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para a REN.

5.2.5 TRANSFERÊNCIAS PARA OS CENTROS ELECTROPRODUTORES

O quadro seguinte apresenta os valores a transferir pelo operador da rede de transporte para o aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua, ao abrigo do regime transitório da Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, que revogou a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, e nos termos contextualizados no ponto 4.2.1 do documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico».

Quadro 5-7 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento no regime transitório

Unidade: EUR

	Garantia de Potência Incentivo ao Investimento
Foz Tua	3 158 111
Janeiro	263 176
Fevereiro	263 176
Março	263 176
Abril	263 176
Maio	263 176
Junho	263 176
Julho	263 176
Agosto	263 176
Setembro	263 176
Outubro	263 176
Novembro	263 176
Dezembro	263 176

5.2.6 TRANSFERÊNCIAS PARA A SU ELETRICIDADE AO ABRIGO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013

Os valores transferidos dos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida para operador de rede de transporte, no âmbito do mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 e do n.º 2 do artigo 4.º da Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho, serão transferidos do operador da rede de transporte para o comercializador de último recurso nos termos regulamentares estabelecidos.

5.3 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA E-REDES

5.3.1 TRANSFERÊNCIAS PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Dando cumprimento ao estabelecido no Regulamento das Relações Comerciais definem-se os montantes mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição em AT e MT ao comercializador de último recurso.

Quadro 5-8 - Transferências da E-REDES para a SU Eletricidade

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Devolução de créditos aos consumidores	Sustentabilidade mercados	Sobreprojeito	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Janeiro	-124 367 872	-77 590	6 300 110	-22 478	-118 167 830	-12 465	-118 180 295
Fevereiro	-124 367 872	-77 590	6 300 110	-22 478	-118 167 830	-12 465	-118 180 295
Março	-124 367 872	-77 590	6 300 110	-22 478	-118 167 830	-12 465	-118 180 295
Abril	-124 367 872	-77 590	6 300 110	-22 478	-118 167 830	-12 465	-118 180 295
Maior	-124 367 872	-77 590	6 300 110	-22 478	-118 167 830	-12 465	-118 180 295
Junho	-124 367 872	-77 590	6 300 110	-22 478	-118 167 830	-12 465	-118 180 295
Julho	-124 367 872	-77 590	6 300 110	-22 478	-118 167 830	-12 465	-118 180 295
Agosto	-124 367 872	-77 590	6 300 110	-22 478	-118 167 830	-12 465	-118 180 295
Setembro	-124 367 872	-77 590	6 300 110	-22 478	-118 167 830	-12 465	-118 180 295
Outubro	-124 367 872	-77 590	6 300 110	-22 478	-118 167 830	-12 465	-118 180 295
Novembro	-124 367 872	-77 590	6 300 110	-22 478	-118 167 830	-12 465	-118 180 295
Dezembro	-124 367 872	-77 590	6 300 110	-22 478	-118 167 830	-12 465	-118 180 295
Total	-1 492 414 467	-931 083	75 601 320	-269 730	-1 418 013 961	-149 581	-1 418 163 542

Apresentam-se nos quadros seguintes os valores a transferir pelo operador da rede de distribuição às entidades cessionárias dos seguintes créditos:

- ajustamentos positivos referentes a custos de medidas de política energética respeitantes a sobrecustos de produção de energia em regime especial estimados para o ano de 2009.
- parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro⁷⁸, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2018. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI e ao Santander;

⁷⁸ Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

- c) parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro⁷⁹, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2019. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;
- d) parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro⁸⁰, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2020. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD.
- e) parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro⁸¹, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2021. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD.

⁷⁹ Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

⁸⁰ Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

⁸¹ Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

5.3.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A TAGUS – SOCIEDADE DE TITULARIZAÇÃO DE CRÉDITOS, S.A.

Quadro 5-9 - Transferências da E-REDES para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de Aquisição de Energia Elétrica relativos aos anos de 2007 e de 2008

Unidade: EUR

Renda Anual	
Janeiro	8 249 507
Fevereiro	8 249 507
Março	8 249 507
Abril	8 249 507
Maiο	8 249 507
Junho	8 249 507
Julho	8 249 507
Agosto	8 249 507
Setembro	8 249 507
Outubro	8 249 507
Novembro	8 249 507
Dezembro	8 249 507
Total	98 994 085

Quadro 5-10 - Transferências da E-REDES para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009

Unidade: EUR

Renda Anual	
Janeiro	2 893 667
Fevereiro	2 893 667
Março	2 893 667
Abril	2 893 667
Maió	2 893 667
Junho	2 893 667
Julho	2 893 667
Agosto	2 893 667
Setembro	2 893 667
Outubro	2 893 667
Novembro	2 893 667
Dezembro	2 893 667
Total	34 724 002

5.3.3 TRANSFERÊNCIAS PARA AS ENTIDADES CESSIONÁRIAS REFERENTE AO SOBRECUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA E PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

Quadro 5-11 - Transferências da E-REDES para o Banco Comercial Português referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2018, 2019, 2020 e 2021

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2018		Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	1 918 597	Janeiro	2 335 845
Fevereiro	1 918 597	Fevereiro	2 335 845
Março	1 918 597	Março	2 335 845
Abril	1 918 597	Abril	2 335 845
Maio	1 918 597	Maio	2 335 845
Junho	1 918 597	Junho	2 335 845
Julho	1 918 597	Julho	2 335 845
Agosto	1 918 597	Agosto	2 335 845
Setembro	1 918 597	Setembro	2 335 845
Outubro	1 918 597	Outubro	2 335 845
Novembro	1 918 597	Novembro	2 335 845
Dezembro	1 918 597	Dezembro	2 335 845
Total	23 023 164	Total	28 030 140

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2020		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	2 839 476	Janeiro	828 531
Fevereiro	2 839 476	Fevereiro	828 531
Março	2 839 476	Março	828 531
Abril	2 839 476	Abril	828 531
Maio	2 839 476	Maio	828 531
Junho	2 839 476	Junho	828 531
Julho	2 839 476	Julho	828 531
Agosto	2 839 476	Agosto	828 531
Setembro	2 839 476	Setembro	828 531
Outubro	2 839 476	Outubro	828 531
Novembro	2 839 476	Novembro	828 531
Dezembro	2 839 476	Dezembro	828 531
Total	34 073 712	Total	9 942 372

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	659 028	Janeiro	1 582 636
Fevereiro	659 028	Fevereiro	1 582 636
Março	659 028	Março	1 582 636
Abril	659 028	Abril	1 582 636
Mai	659 028	Mai	1 582 636
Junho	659 028	Junho	1 582 636
Julho	659 028	Julho	1 582 636
Agosto	659 028	Agosto	1 582 636
Setembro	659 028	Setembro	1 582 636
Outubro	659 028	Outubro	1 582 636
Novembro	659 028	Novembro	1 582 636
Dezembro	659 028	Dezembro	1 582 636
Total	7 908 336	Total	18 991 632

Quadro 5-12 - Transferências da E-REDES para o Banco Santander Totta referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2018, 2019, 2020 e 2021

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2018		Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	959 298	Janeiro	2 317 736
Fevereiro	959 298	Fevereiro	2 317 736
Março	959 298	Março	2 317 736
Abril	959 298	Abril	2 317 736
Mai	959 298	Mai	2 317 736
Junho	959 298	Junho	2 317 736
Julho	959 298	Julho	2 317 736
Agosto	959 298	Agosto	2 317 736
Setembro	959 298	Setembro	2 317 736
Outubro	959 298	Outubro	2 317 736
Novembro	959 298	Novembro	2 317 736
Dezembro	959 298	Dezembro	2 317 736
Total	11 511 576	Total	27 812 832

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	2 828 148
Fevereiro	2 828 148
Março	2 828 148
Abril	2 828 148
Maio	2 828 148
Junho	2 828 148
Julho	2 828 148
Agosto	2 828 148
Setembro	2 828 148
Outubro	2 828 148
Novembro	2 828 148
Dezembro	2 828 148
Total	33 937 776

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	1 544 227
Fevereiro	1 544 227
Março	1 544 227
Abril	1 544 227
Maio	1 544 227
Junho	1 544 227
Julho	1 544 227
Agosto	1 544 227
Setembro	1 544 227
Outubro	1 544 227
Novembro	1 544 227
Dezembro	1 544 227
Total	18 530 724

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	1 582 636
Fevereiro	1 582 636
Março	1 582 636
Abril	1 582 636
Maio	1 582 636
Junho	1 582 636
Julho	1 582 636
Agosto	1 582 636
Setembro	1 582 636
Outubro	1 582 636
Novembro	1 582 636
Dezembro	1 582 636
Total	18 991 632

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	1 318 056
Fevereiro	1 318 056
Março	1 318 056
Abril	1 318 056
Maio	1 318 056
Junho	1 318 056
Julho	1 318 056
Agosto	1 318 056
Setembro	1 318 056
Outubro	1 318 056
Novembro	1 318 056
Dezembro	1 318 056
Total	15 816 672

Quadro 5-13 - Transferências da E-REDES para a Tagus referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2018 e 2019

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2018		Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	13 857 419	Janeiro	8 813 536
Fevereiro	13 857 419	Fevereiro	8 813 536
Março	13 857 419	Março	8 813 536
Abril	13 857 419	Abril	8 813 536
Maio	13 857 419	Maio	8 813 536
Junho	13 857 419	Junho	8 813 536
Julho	13 857 419	Julho	8 813 536
Agosto	13 857 419	Agosto	8 813 536
Setembro	13 857 419	Setembro	8 813 536
Outubro	13 857 419	Outubro	8 813 536
Novembro	13 857 419	Novembro	8 813 536
Dezembro	13 857 419	Dezembro	8 813 536
Total	166 289 028	Total	105 762 432

Quadro 5-14 - Transferências da E-REDES para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2019, 2020 e 2021

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2019		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	2 335 845	Janeiro	2 117 932
Fevereiro	2 335 845	Fevereiro	2 117 932
Março	2 335 845	Março	2 117 932
Abril	2 335 845	Abril	2 117 932
Maio	2 335 845	Maio	2 117 932
Junho	2 335 845	Junho	2 117 932
Julho	2 335 845	Julho	2 117 932
Agosto	2 335 845	Agosto	2 117 932
Setembro	2 335 845	Setembro	2 117 932
Outubro	2 335 845	Outubro	2 117 932
Novembro	2 335 845	Novembro	2 117 932
Dezembro	2 335 845	Dezembro	2 117 932
Total	28 030 140	Total	25 415 184

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2020		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	467 460	Janeiro	546 954
Fevereiro	467 460	Fevereiro	546 954
Março	467 460	Março	546 954
Abril	467 460	Abril	546 954
Maior	467 460	Maior	546 954
Junho	467 460	Junho	546 954
Julho	467 460	Julho	546 954
Agosto	467 460	Agosto	546 954
Setembro	467 460	Setembro	546 954
Outubro	467 460	Outubro	546 954
Novembro	467 460	Novembro	546 954
Dezembro	467 460	Dezembro	546 954
Total	5 609 520	Total	6 563 448

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	1 582 636
Fevereiro	1 582 636
Março	1 582 636
Abril	1 582 636
Maior	1 582 636
Junho	1 582 636
Julho	1 582 636
Agosto	1 582 636
Setembro	1 582 636
Outubro	1 582 636
Novembro	1 582 636
Dezembro	1 582 636
Total	18 991 632

Quadro 5-15 - Transferências da E-REDES para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2018, 2019 e 2020

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2018		Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	664 129	Janeiro	706 186
Fevereiro	664 129	Fevereiro	706 186
Março	664 129	Março	706 186
Abril	664 129	Abril	706 186
Mai	664 129	Mai	706 186
Junho	664 129	Junho	706 186
Julho	664 129	Julho	706 186
Agosto	664 129	Agosto	706 186
Setembro	664 129	Setembro	706 186
Outubro	664 129	Outubro	706 186
Novembro	664 129	Novembro	706 186
Dezembro	664 129	Dezembro	706 186
Total	7 969 548	Total	8 474 232

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2019		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	1 629 659	Janeiro	1 774 672
Fevereiro	1 629 659	Fevereiro	1 774 672
Março	1 629 659	Março	1 774 672
Abril	1 629 659	Abril	1 774 672
Mai	1 629 659	Mai	1 774 672
Junho	1 629 659	Junho	1 774 672
Julho	1 629 659	Julho	1 774 672
Agosto	1 629 659	Agosto	1 774 672
Setembro	1 629 659	Setembro	1 774 672
Outubro	1 629 659	Outubro	1 774 672
Novembro	1 629 659	Novembro	1 774 672
Dezembro	1 629 659	Dezembro	1 774 672
Total	19 555 908	Total	21 296 064

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	1 036 469
Fevereiro	1 036 469
Março	1 036 469
Abril	1 036 469
Maio	1 036 469
Junho	1 036 469
Julho	1 036 469
Agosto	1 036 469
Setembro	1 036 469
Outubro	1 036 469
Novembro	1 036 469
Dezembro	1 036 469
Total	12 437 628

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	770 432
Fevereiro	770 432
Março	770 432
Abril	770 432
Maio	770 432
Junho	770 432
Julho	770 432
Agosto	770 432
Setembro	770 432
Outubro	770 432
Novembro	770 432
Dezembro	770 432
Total	9 245 184

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	1 582 636
Fevereiro	1 582 636
Março	1 582 636
Abril	1 582 636
Maio	1 582 636
Junho	1 582 636
Julho	1 582 636
Agosto	1 582 636
Setembro	1 582 636
Outubro	1 582 636
Novembro	1 582 636
Dezembro	1 582 636
Total	18 991 632

Quadro 5-16 - Transferências da E-REDES para o BBVA referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2018, 2019, 2020 e 2021

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2018		Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	1 438 948	Janeiro	1 539 122
Fevereiro	1 438 948	Fevereiro	1 539 122
Março	1 438 948	Março	1 539 122
Abril	1 438 948	Abril	1 539 122
Maiο	1 438 948	Maiο	1 539 122
Junho	1 438 948	Junho	1 539 122
Julho	1 438 948	Julho	1 539 122
Agosto	1 438 948	Agosto	1 539 122
Setembro	1 438 948	Setembro	1 539 122
Outubro	1 438 948	Outubro	1 539 122
Novembro	1 438 948	Novembro	1 539 122
Dezembro	1 438 948	Dezembro	1 539 122
Total	17 267 376	Total	18 469 464

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2020		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	2 098 965	Janeiro	507 757
Fevereiro	2 098 965	Fevereiro	507 757
Março	2 098 965	Março	507 757
Abril	2 098 965	Abril	507 757
Maiο	2 098 965	Maiο	507 757
Junho	2 098 965	Junho	507 757
Julho	2 098 965	Julho	507 757
Agosto	2 098 965	Agosto	507 757
Setembro	2 098 965	Setembro	507 757
Outubro	2 098 965	Outubro	507 757
Novembro	2 098 965	Novembro	507 757
Dezembro	2 098 965	Dezembro	507 757
Total	25 187 580	Total	6 093 084

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	329 515	Janeiro	1 582 636
Fevereiro	329 515	Fevereiro	1 582 636
Março	329 515	Março	1 582 636
Abril	329 515	Abril	1 582 636
Mai	329 515	Mai	1 582 636
Junho	329 515	Junho	1 582 636
Julho	329 515	Julho	1 582 636
Agosto	329 515	Agosto	1 582 636
Setembro	329 515	Setembro	1 582 636
Outubro	329 515	Outubro	1 582 636
Novembro	329 515	Novembro	1 582 636
Dezembro	329 515	Dezembro	1 582 636
Total	3 954 180	Total	18 991 632

Os montantes acima referidos são recuperados pela E-REDES através da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos para a SU Eletricidade em duodécimos.

5.4 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Dando cumprimento ao estipulado no n.º 7 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, no estabelecimento de tarifas para 2009, referente aos montantes de dívida gerada com a aplicação de medidas excecionais, identificam-se os montantes globais ainda em dívida.

Detalham-se ainda os montantes em dívida resultantes do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro⁸², até 2020, e pelo estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, em 2021.

No caso dos montantes se encontrarem titularizados, identificam-se os bancos cessionários e respetivas importâncias.

⁸² Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-17 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2021	Juros 2022	Amortização e regularização 2022	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2022	Saldo em dívida em 2022
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	225 216 518	3 360 005	225 216 518	228 576 524	0
EDP Serviço Universal	2 478 850	36 982	2 478 850	2 515 832	0
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	163 844 630	2 444 398	163 844 630	166 289 028	0
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	17 013 551	253 825	17 013 551	17 267 376	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	22 684 731	338 433	22 684 731	23 023 164	0
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	7 852 398	117 150	7 852 398	7 969 548	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	11 342 359	169 217	11 342 359	11 511 576	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	465 447 113	5 129 227	231 448 277	236 577 504	233 998 837
EDP Serviço Universal	870 299	9 591	432 765	442 356	437 534
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	55 147 034	607 720	27 422 420	28 030 140	27 724 615
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	54 719 499	603 009	27 209 823	27 812 832	27 509 675
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	38 474 668	423 991	19 131 917	19 555 908	19 342 751
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	16 672 366	183 729	8 290 503	8 474 232	8 381 864
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	55 147 034	607 720	27 422 420	28 030 140	27 724 615
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	36 337 177	400 436	18 069 028	18 469 464	18 268 149
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	208 079 035	2 293 031	103 469 401	105 762 432	104 609 634

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-19 - Amortização e juros da dívida tarifária (cont)

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2021	Juros 2022	Amortização e regularização 2022	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2022	Saldo em dívida em 2022
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	571 283 047	3 172 335	189 374 141	192 546 476	381 908 906
EDP Serviço Universal	67 742	376	22 456	22 832	45 286
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	75 406 541	418 733	24 996 451	25 415 184	50 410 090
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	16 643 377	92 421	5 517 099	5 609 520	11 126 278
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	100 692 968	559 148	33 378 628	33 937 776	67 314 340
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	54 980 432	305 306	18 225 418	18 530 724	36 755 015
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	63 185 162	350 867	20 945 197	21 296 064	42 239 965
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	36 902 291	204 918	12 232 710	12 437 628	24 669 581
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	101 096 288	561 388	33 512 324	34 073 712	67 583 964
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	29 498 897	163 807	9 778 565	9 942 372	19 720 332
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	74 731 243	414 983	24 772 597	25 187 580	49 958 645
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	18 078 106	100 388	5 992 696	6 093 084	12 085 410
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	1 104 614 432	6 136 133	273 863 181	279 999 314	830 751 252
SU Eletricidade	558 436 566	3 102 115	138 451 219	141 553 334	419 985 348
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	25 893 204	143 837	6 419 611	6 563 448	19 473 593
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	62 397 739	346 619	15 470 053	15 816 672	46 927 687
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	36 472 817	202 606	9 042 578	9 245 184	27 430 239
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	31 198 870	173 310	7 735 026	7 908 336	23 463 843
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	15 599 482	86 655	3 867 525	3 954 180	11 731 957
Diferimento do sobrecusto PRE de 2022					0
Tagus, SA	390 117 359	5 492 852	128 225 235	133 718 087	261 892 124
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	288 811 423	4 066 465	94 927 621	98 994 085	193 883 803
Sobrecusto da PRE 2009	101 305 936	1 426 388	33 297 614	34 724 002	68 008 321
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-149 581	0	-149 581	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009		-149 581		-149 581	0
Total	2 756 678 470	23 140 972	1 048 127 352	1 071 268 323	1 708 551 118

5.5 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2020 E 2021

Dando cumprimento ao estipulado na alínea b) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro identificam-se por entidade regulada os montantes de ajustamentos referentes a 2020 e 2021 e respetivos juros.

Quadro 5-18 - Valor dos ajustamentos de 2020 e 2021 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading

Tarifas 2022	Ajustamento dos proveitos relativos a 2020	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2020	Ajustamento provisório calculado em 2020 e incluído nas tarifas de 2021	Juros do ajustamento provisório calculado em 2020 e incluído nas tarifas de 2021	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	Ajustamento do ano de 2020 a recuperar(-) a devolver (+) em 2022	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2021	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2021	Ajustamento provisório do ano de 2021 a recuperar(-) a devolver (+) em 2022	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2022
	(1)	$(2) = (1) \times [(1+\text{spread}) \times (1+\text{spread})^{-1}]$	(3)	$(4) = [(3) \times (1+\text{spread})^{-1}]$	(5)	$(6) = (1)+(2)-(3)+(4)+(5)$	(7)	$(8) = [(7) \times (1+\text{spread})^{-1}]$	$(9) = (7)+(8)$	$(10) = (5)+(9)$
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-112 333	-230	-104 208	-11	0	-8 344	148 421	16	148 437	140 092
Proveitos permitidos à REN Trading	-112 333	-230	-104 208	-11	0	-8 344	148 421	16	148 437	140 092

Quadro 5-19 - Valor dos ajustamentos de 2020 incluídos nos proveitos permitidos da ADENE

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2022	Ajustamento dos proveitos relativos a 2020	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2020	Ajustamentos de 2020 a recuperar(-) a devolver (+) em 2022
	(1)	$(2) = (1) \times [(1+\text{spread}) \times (1+\text{spread})^{-1}]$	$(3) = (1)+(2)$
Operação Logística de Mudança de Comercializador	-51	-0,1	-51
Proveitos permitidos à ADENE	-51	-0,1	-51

Quadro 5-20 - Valor dos ajustamentos de 2020 e 2021 incluídos nos proveitos permitidos da REN

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2022	Ajustamento dos proveitos relativos a 2020	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2020	Ajustamento provisório calculado em 2020 e incluído nas tarifas de 2021	Juros do ajustamento provisório calculado em 2020 e incluído nas tarifas de 2021	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Total dos ajustamentos de 2020 a recuperar(-) a devolver (+) em 2022	Acerto do CAPEX de 2021 em tarifas de 2022	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2022
	(1)	$(2) = (1) \times [(1 + \text{spread}) \times (1 + \text{spread}) - 1]$	(3)	$(4) = [(3) \times (1 + \text{spread}) - 1]$	(5)	(6)	$(7) = (1) + (2) - (3) - (4) - (5) - (6)$	(8)	$(9) = (7) + (8)$
Gestão Global do Sistema (GGS)	-21 261	-44	-9 284	-1		-974	-11 046	384	-10 662
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	-11 326	-23			0	11 366	-22 715	7 495	-15 221
Proveitos permitidos à REN	-32 587	-67	-9 284	-1	0	10 392	-33 761	7 879	-25 882

Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2020 e 2021 incluídos nos proveitos permitidos da E-REDES

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2022	Ajustamento dos proveitos relativos a 2020	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2020	Acerto do CAPEX	Ajustamentos de 2020 a recuperar(-) a devolver (+) em 2022	Acerto do CAPEX de 2021 em tarifas de 2022	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2022
	(1)	$(2) = (1) \times [(1 + \text{spread}) \times (1 + \text{spread}) - 1]$	(3)	$(4) = (1) + (2) - (3)$	(5)	(6)	$(7) = (4) + (5) + (6)$
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-50 486	-104		-50 590			-50 590
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	4 176	9	10 641	-6 456	-5 712	0	-12 168
Proveitos permitidos à E-Redes	-46 310	-95	10 641	-57 046	-5 712	0	-62 757

Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2020 e 2021 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2022	Ajustamento dos proveitos relativos a 2020	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2020	Ajustamento provisório calculado em 2020 e incluído nas tarifas de 2021	Juros do ajustamento provisório calculado em 2020 e incluído nas tarifas de 2021	Ajustamento do ano de 2020 a recuperar(-) a devolver (+) em 2022	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2021	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2021	Ajustamento provisório do ano de 2021 a recuperar(-) a devolver (+) em 2022	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2022
	(1)	(2) = [(1) x (1+i+spread) x (1+i+spread)]	(3)	(4) = [(3) x (1+i+spread)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i+spread)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	-323 483	-663	-398 523	-43	74 419	997 808	107	997 915	1 072 334
Sobrecusto da PRE	-361 982	-742	-445 264	-48	82 587	1 065 233	114	1 065 348	1 147 935
CVEE Fornecimento Clientes	37 335	77	46 741	5	-9 335	-67 426	-7	-67 433	-76 768
Ajustamento da aditividade tarifária	1 164	2			1 167				1 167
Comercialização	-772	-2			-774				-774
Proveitos permitidos à SU Eletricidade	-324 255	-665	-398 523	-43	73 645	997 808	107	997 915	1 071 560

Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2020 e 2021 incluídos nos proveitos permitidos da EDA

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2022	Ajustamento dos proveitos relativos a 2020	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2020	Acerto do CAPEX	Ajustamentos de 2020 a recuperar(-) a devolver (+) em 2022	Acerto do CAPEX de 2021 em tarifas de 2022	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2022
	(1)	(2) = (1) x [(1+i+spread) x (1+i+spread)-1]	(3)	(4) = (1)+(2)-(3)	(5)	(7) = (4)+(5)+(6)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	8 325	17	-921	7 421	1 608	9 029
Distribuição de Energia Elétrica	997	2	-11	987	2 504	3 491
Comercialização de Energia Elétrica	-219	0	-24	-244	185	-59
Proveitos permitidos à EDA	9 103	19	-957	8 164	4 297	12 461

Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2020 e 2021 incluídos nos proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2022	Ajustamento dos proveitos relativos a 2020	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2020	Acerto do CAPEX	Ajustamentos de 2020 a recuperar(-) a devolver (+) em 2022	Acerto do CAPEX de 2021 em tarifas de 2022	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2022
	(1)	(2) = (1) x [(1+spread) x (1+spread)-1]	(3)	(4) = (1)+(2)-(3)	(5)	(7) = (4)+(5)+(6)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	1 752	3	-1 441	314	1 200	1 515
Distribuição de Energia Elétrica	554	1	-548	7	991	998
Comercialização de Energia Elétrica	-33	0	-5	-38	-1	-39
Proveitos permitidos à EEM	2 272	4	-1 994	283	2 190	2 473

6 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

6.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

6.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC) prevê a publicação anual pela ERSE dos seguintes valores:

- preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica⁸³,
- quantia mínima a pagar em caso de mora⁸⁴,
- encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais⁸⁵,
- preços de leitura extraordinária⁸⁶,
- preços suportados pelos produtores em regime especial no âmbito da norma transitória do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

Adicionalmente, o RRC estabelece que essa publicação é precedida de apresentação de propostas fundamentadas à ERSE por parte dos operadores das redes (no caso dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento e no caso da leitura extraordinária) e dos comercializadores de último recurso (para a quantia mínima a pagar em caso de mora).

Os encargos regulados com o serviço de ativação de instalações eventuais (feiras, circos e outros eventos com duração limitada) são, nos termos estabelecidos no RRC, atualizados pelos operadores das redes, a partir de janeiro de 2014, de acordo com o valor previsto para o deflator implícito no consumo privado.

⁸³ RRC, art.º 285.º, n.º 2

⁸⁴ RRC, art.º 284.º, n.º 3

⁸⁵ RRC, art.º 147.º, n.º 3

⁸⁶ RRC, art.º 282.º, n.º 1

6.1.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Para efeitos de aprovação dos preços regulados previstos no RRC, para o ano de 2022, a ERSE recebeu propostas por parte da E-REDES, da EDA, da EEM e da SU Eletricidade.

No caso da E-REDES, em síntese, a metodologia utilizada, idêntica à adotada nos últimos anos, considera os preços das tarefas executadas por Prestadores de Serviço Externo (PSE) ou pela própria empresa, acrescidos dos custos de gestão e de estrutura, refletindo o princípio geral de que os preços dos serviços regulados devem aderir aos respetivos custos.

A respeito dos valores propostos pela E-REDES recorda-se que a ERSE, aquando da fixação das tarifas e dos preços para o ano de 2015, definiu que esta empresa deveria justificar os valores adotados para os encargos administrativos com as atuações para as quais se definem preços de serviços regulados. A proposta da empresa, para efeitos do ano de 2016, integrou informação de justificação dos valores propostos para os custos de estrutura respetivos, tendo a ERSE aceitado o valor de 20% para a recuperação dos custos de natureza administrativa das tarefas sujeitas a preço regulado, percentual que se tem mantido nos últimos anos e que a empresa propõe que se considere, uma vez mais, para efeitos do ano de 2022.

Adicionalmente, na sua proposta, e à semelhança dos anos anteriores, a E-REDES refere que “Relativamente aos custos com as tarefas executadas pelos PSE, estes foram baseados nos preços de referência da Empreitada Contínua (EC) 2015, atualizados de acordo com a revisão extraordinária decorrente das atividades até agosto de 2021, influenciada pelo Índice de Preços no Consumidor exceto habitação, publicado no portal do Instituto Nacional de Estatística em agosto 2021.”.

Por seu lado, a SU Eletricidade, na qualidade de comercializador de último recurso apresentou, como estabelecido no RRC, proposta para a quantia mínima a pagar em caso de mora, a qual prevê a manutenção dos valores aprovados para 2021 uma vez que, segundo a empresa, não se verificaram alterações dos fundamentos para os custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas.

A EDA e a EEM propõem para 2022 a atualização dos preços em vigor em 2021, por aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2021*, da Comissão Europeia, no valor de 1,6%, com exceção da quantia mínima a pagar em caso de mora, cujas propostas são de manutenção dos valores aprovados para 2021.

6.1.2.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

E-REDES

A E-REDES apresentou à ERSE uma proposta para os preços de leitura extraordinária aplicáveis a clientes em BTN⁸⁷, em 2022, nos termos indicados no Quadro 6-1. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

À semelhança dos anos anteriores, os preços propostos correspondem a 50% dos custos reais de realização da respetiva tarefa, considerando uma majoração do aumento anual de 5%. A repartição destes custos entre operador de rede e cliente é justificada pela empresa com o facto de a realização de leituras reais ser também do seu interesse.

Quadro 6-1 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da E-REDES para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2021	Preços propostos pela E-Redes para 2022	Variação (%)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,99	7,15	2,3%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	26,90	28,25	5,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,90	28,25	5,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-1 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Conforme referido, as leituras extraordinárias de instalações de clientes em BTN são, em regra, efetuadas por PSE. Os valores negociados para o ano de 2022, aos quais acrescem 20% relativos aos custos administrativos e de estrutura, apresentam-se no Quadro 6-2, para melhor entendimento da proposta apresentada pela empresa.

⁸⁷ A utilização generalizada da telecontagem em AT, MT e BTE, em Portugal continental, permite que se possa prescindir da aprovação do preço deste serviço para esses níveis de tensão e de fornecimento, tal como se verificou nos anos anteriores.

Quadro 6-2 – Valores das tarefas a realizar por PSE ao serviço da E-REDES, em 2022

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Tarefa Prestador Serviço	Custo Administrativo	Custo Total
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,92	2,38	14,30
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	65,77	13,15	78,92
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	65,77	13,15	78,92

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Os preços propostos pela EDA para o serviço de leitura extraordinária na Região Autónoma dos Açores em 2022 constam do Quadro 6-3. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EDA para 2022. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2021*, no valor de 1,6%.

Quadro 6-3 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2021	Preços propostos pela EDA para 2022	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,15	11,33	1,6%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,34	22,70	1,6%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,92	28,37	1,6%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,73	5,82	1,6%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,34	22,70	1,6%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,92	28,37	1,6%

Aos valores indicados no Quadro 6-3 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

Os preços propostos pela EEM para o serviço de leitura extraordinária na Região Autónoma da Madeira em 2022 constam do Quadro 6-4. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EEM para 2022. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2021*, no valor de 1,6%.

Quadro 6-4 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2021	Preços propostos pela EEM para 2022	Variação (%)
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,15	11,33	1,6%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,33	22,69	1,6%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,91	28,36	1,6%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,69	7,81	1,6%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,17	21,51	1,6%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,92	28,37	1,6%

Aos valores indicados no Quadro 6-4 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.2.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

A SU Eletricidade, a EDA e a EEM, na qualidade de comercializadores de último recurso, respetivamente, em Portugal continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, propuseram, para 2022, a manutenção dos valores da quantia mínima a pagar em caso de mora, nos termos do Quadro 6-5.

Quadro 6-5 – Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da SU Eletricidade, da EDA e da EEM para 2022

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2021	Preços propostos pela SU Eletricidade, pela EDA e pela EEM para 2022	Variação (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	0,0%
Mais de 8 dias	1,85	1,85	0,0%

6.1.2.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

E-REDES

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica propostos pela E-REDES para Portugal continental em 2022 são apresentados no Quadro 6-6. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os preços propostos pela empresa resultam dos preços das tarefas contratadas a PSE (concurso de empreitada contínua estabelecido em 2015), atualizados de acordo com a revisão extraordinária decorrente das atividades até agosto de 2021, afetada pelo Índice de Preços no Consumidor exceto habitação, publicado no portal do Instituto Nacional de Estatística em agosto 2021, acrescidos de encargos administrativos e de estrutura, no valor de 20%.

Deste modo, genericamente, a E-REDES propõe aumentos de preço entre 1,1% e 2,8%, face a 2021, com as seguintes exceções, relativas à BTN:

- Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, com intervenções técnicas especiais ao nível do ramal, em chegadas aéreas, que a empresa propõe que sejam aumentados em 7,2%,
- O preço do adicional para restabelecimento urgente do fornecimento, que a empresa propõe que seja aumentado em 5,0%.

Quadro 6-6 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da E-REDES para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2021	Preços propostos pela E-Redes para 2022	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	117,27	120,48	2,7%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	768,28	789,31	2,7%
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	88,04	90,45	2,7%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	247,70	254,48	2,7%
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	34,68	35,63	2,7%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	13,01	13,37	2,8%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	33,05	33,41	1,1%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	56,61	58,16	2,7%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	42,14	43,30	2,8%
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	11,79	12,12	2,8%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	13,01	13,37	2,8%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	15,04	16,12	7,2%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	56,61	58,16	2,7%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	32,12	33,73	5,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-6 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O Quadro 6-7 apresenta os valores propostos pela EDA para a Região Autónoma dos Açores em 2022 referentes aos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os valores propostos pela empresa resultam da aplicação do deflator implícito no consumo privado previsto para 2022, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2021*, da Comissão Europeia, no valor de 1,6%.

Quadro 6-7 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EDA para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2021	Preços propostos pela EDA para 2022	Variação (%)
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	66,99	68,06	1,6%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	223,31	226,88	1,6%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	16,75	17,02	1,6%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	27,92	28,37	1,6%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	33,50	34,04	1,6%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	62,59	63,59	1,6%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	66,99	68,06	1,6%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS			
	Clientes em BTN	23,15	23,11	-0,2%
Clientes em BTE	24,57	24,96	1,6%	

Aos valores indicados no Quadro 6-7 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

O Quadro 6-8 apresenta os valores propostos pela EEM para a Região Autónoma da Madeira em 2022 referentes aos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os valores propostos resultam da aplicação, pela empresa, do deflator implícito no consumo privado previsto para 2022, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2021*, da Comissão Europeia, no valor de 1,6%.

Quadro 6-8 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EEM para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2021	Preços propostos pela EEM para 2022	Variação (%)
AT e MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	66,96	68,03	1,6%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	223,22	226,79	1,6%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	12,41	12,61	1,6%
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	16,75	17,02	1,6%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	27,87	28,32	1,6%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	33,48	34,02	1,6%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	80,61	81,90	1,6%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	83,75	85,09	1,6%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS			
	Clientes em BTN	23,10	23,47	1,6%
	Clientes em BTE	24,57	24,96	1,6%

Aos valores indicados no Quadro 6-8 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.3 PREÇOS PARA 2022

Como referido anteriormente, os preços dos serviços regulados previstos no RRC são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes e pelos comercializadores de último recurso.

Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores das redes, que têm uma natureza individualizada, ou seja, não correspondem a atuações sistémicas dos operadores. Fundamentalmente por esta razão, é definido um preço explicitado dessa atuação, de modo a que a

utilização destes serviços não corresponda a um aumento dos custos operacionais dos operadores das redes e, conseqüentemente, das tarifas de uso das redes suportadas por todos os utilizadores.

Por outro lado, a natureza regulada do preço destina-se a assegurar que a prestação do serviço é nivelada, de acordo com regras de requisição e custeio transparentes. É neste sentido que se promove, no quadro da definição do preço para estes serviços regulados, a aderência dos mesmos aos custos incorridos pelo prestador do serviço, de resto em linha com as recomendações do Conselho Tarifário da ERSE.

A definição de preços regulados alinhados com a estrutura de custos decorre, assim, da análise da informação justificativa que acompanha as propostas dos operadores e de outra informação necessária à sua concretização.

Uma parte dessa informação diz respeito aos critérios de atualização que melhor se adequam à estrutura e natureza das atividades desenvolvidas. Aquando da revisão das disposições regulamentares de 2011, a ERSE propôs a adoção do deflator implícito no consumo privado como indexante de atualização dos custos de ligação de instalações eventuais. A razão fundamental da utilização de tal indexante prende-se com a maior adequação desta variável à natureza dos serviços em causa, quando comparada com a que se obtém com o deflator do PIB (que agrega outros componentes macroeconómicos não necessariamente alinhados com os serviços em causa).

Integrando, para 2022, os resultados obtidos com os trabalhos desenvolvidos desde 2011, a ERSE propõe que os preços dos serviços regulados sejam aprovados tendo em conta os seguintes pressupostos:

- Promover a continuação da aderência dos preços aos custos de prestação dos serviços regulados, acautelando que o processo de convergência, no caso dos clientes em BTN, seja gradual, através da majoração dos aumentos anuais dos preços em 5%, de acordo com a metodologia seguida na aprovação dos preços desde 2012,
- Aceitar as propostas das empresas devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação,

- Atualizar os preços em vigor pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2022 (1,6%⁸⁸) quando as empresas não apresentam justificação para a proposta de manutenção dos preços em vigor ou quando esta refere uma atualização por aplicação de um indexante de preço,
- Manter a uniformidade dos preços alcançada em 2012 para um número significativo de serviços.

Em acréscimo, e atendendo ao objetivo de fazer aderir os preços dos serviços regulados à respetiva estrutura de custos, a ERSE considera que a justificação apresentada pela E-REDES para a estrutura de custos administrativos seguida para Portugal continental, assente na regra de 20% sobre o custo de prestação de serviço por terceiros, poderá manter-se em 2022.

Tendo por base o enquadramento anterior, apresentam-se seguidamente as justificações da ERSE para as propostas dos preços dos serviços regulados previstos no RRC, para o ano de 2022.

6.1.3.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

PORTUGAL CONTINENTAL

A necessidade de realização de leituras extraordinárias está associada à circunstância de um elevado número de contadores ainda sem acesso remoto se situar no interior das residências dos clientes, o que dificulta a realização das leituras normais (previstas nos roteiros de leitura). Esta situação ganha maior relevância pelo facto de, em muitos casos, os clientes se encontrarem ausentes das suas residências durante o horário de realização das leituras normais (dias úteis, das 8 às 17 horas).

A proposta da E-REDES relativa aos preços para 2022 para a realização de leituras extraordinárias – baseada nos valores contratados com os respetivos PSE – considera que os mesmos devem resultar da repartição do seu custo real dividido igualmente entre o cliente e o operador da rede.

A ERSE reconhece o interesse para o sistema elétrico da realização de leituras extraordinárias, designadamente para prevenir e detetar situações de apropriação ilícita de energia elétrica, considerando-se indispensável que os operadores das redes ofereçam aos clientes a possibilidade de prestação destes serviços a preços acessíveis e em horários alargados.

⁸⁸ Fonte: Relatório *European Economic Forecast – Spring 2021*, p.156, da Comissão Europeia.

Considerando as razões expostas, a ERSE aceita a metodologia proposta pela E-REDES, que consubstancia um aumento de 5,0% do preço de leitura extraordinária, exceto nos dias úteis entre as 08:00 e as 17:00, em que esse aumento é de 2,3%.

Assim, os preços a cobrar em Portugal continental, em 2022, pela realização de leituras extraordinárias, nos termos previstos no artigo 282.º do RRC, são os constantes do Quadro 6-9.

Quadro 6-9 – Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,15
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	28,25
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,25

Aos valores constantes do Quadro 6-9 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes cujas instalações se encontrem em telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados ao custo de prestação do serviço, alcançada em 2012, e uma vez que a taxa de variação proposta pela EDA coincide com a que adota a ERSE como pressuposto de atualização (deflator implícito no consumo privado previsto para 2022), os preços em vigor em 2022 resultam de um aumento de 1,6% face aos de 2021.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na Região Autónoma dos Açores em 2022 são os constantes do Quadro 6-10.

Quadro 6-10 – Preços de leitura extraordinária na RAA para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,33
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,70
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,37
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,82
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,70
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,37

Aos valores constantes do Quadro 6-10 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes cujas instalações se encontrem em telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados ao custo de prestação do serviço, alcançada em 2012, e uma vez que a taxa de variação proposta pela empresa coincide com a que adota a ERSE como pressuposto de atualização (deflator implícito no consumo privado previsto para 2022), os preços em vigor em 2022 resultam de um aumento de 1,6% face aos de 2021.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na Região Autónoma da Madeira em 2022 são os constantes do Quadro 6-11.

Quadro 6-11 – Preços de leitura extraordinária na RAM para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,33
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,69
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,36
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,81
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,51
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,37

Aos valores constantes do Quadro 6-11 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes cujas instalações se encontrem em telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária.

6.1.3.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os valores para a quantia mínima a pagar em caso de mora mantêm-se inalterados desde 1999, ano em que foram aprovados pela primeira vez pela ERSE⁸⁹. A aprovação destes valores ocorreu após demonstração de que os mesmos se destinavam exclusivamente a suprir os custos administrativos incorridos pelos comercializadores de último recurso com a existência de atrasos de pagamento por parte dos clientes.

Recorde-se que a quantia mínima é aplicada somente aos clientes em BTN e nos casos em que o valor dos juros de mora é muito reduzido, não cobrindo os custos adicionais de processamento administrativo motivados pelo atraso no pagamento das faturas de energia elétrica.

A proposta efetuada pela SU Eletricidade, pela EDA e pela EEM, na qualidade de comercializadores de último recurso, para os valores de quantia mínima a pagar em caso de mora não sofre alterações face a 2021, nem se alteram os fundamentos para os custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas.

Estes factos permitem, no entender da ERSE, concluir que os valores em vigor são adequados, não se justificando a sua alteração.

Face ao exposto, os valores de quantia mínima em caso de mora, em Portugal continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, não sofrem alterações, correspondendo aos que se apresentam no Quadro 6-12.

⁸⁹ Tendo, em 2004, sido adotados nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Quadro 6-12 – Quantia mínima a pagar em caso de mora para 2022, em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

Os prazos referidos no Quadro 6-12 são contínuos.

6.1.3.3 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS

O serviço de ativação do fornecimento a instalações eventuais foi aprovado pela primeira vez para vigorar em 2012. O artigo 147.º do RRC prevê que o valor dos encargos com este serviço seja atualizado anualmente de acordo com o valor previsto para o deflator implícito no consumo privado que, com os pressupostos adotados pela ERSE, é de 1,6% para 2022.

Deste modo, os preços para 2022 em Portugal continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira são os que constam do Quadro 6-13.

Quadro 6-13 – Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2022, em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Cliente	Preços
BTE	114,91
BTN	51,83

Aos valores constantes do Quadro 6-13 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.3.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM MAT

A entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte não apresentou proposta relativa aos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte.

Deste modo, considera-se adequado manter em 2022 os preços atualmente em vigor, nos termos apresentados no Quadro 6-14.

**Quadro 6-14 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2022
(MAT)**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MAT	Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo: Interrupção / Restabelecimento	271,45
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação): Interrupção / Restabelecimento	1927,95

Aos valores constantes do Quadro 6-14 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM AT, MT E BT

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica são aplicados aos clientes na sequência de incumprimento das suas obrigações contratuais. A interrupção do fornecimento de energia elétrica é precedida de aviso prévio com a antecedência mínima de 20 dias relativamente à data em que irá ocorrer, período durante o qual o cliente pode diligenciar no sentido de evitar a interrupção e o consequente pagamento destes serviços.

Considerando de forma conjugada a proposta da E-REDES e a limitação de 5% para os aumentos anuais dos preços dos serviços prestados aos clientes em BTN, em linha com a metodologia adotada desde 2012, os preços aprovados para 2022, em Portugal continental, no caso de instalações ligadas às redes de AT, MT e BT são os que constam do Quadro 6-15, traduzindo aumentos compreendidos entre 1,1% e 5,0%.

Quadro 6-15 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2022
(AT, MT e BT)

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	120,48
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	789,31
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	90,45
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	254,48
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	35,63
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	13,37
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	33,41
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	58,16
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	43,30
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	12,12
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	13,37
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	15,79
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	58,16
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	33,73

Aos valores constantes do Quadro 6-15 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados aos custos de prestação do serviço, alcançada em 2012, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em vigor em 2021 foram atualizados pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2022 (no valor de 1,6%), como proposto pela EDA. Deste modo, os preços para a Região Autónoma dos Açores em 2022 são os que constam do Quadro 6-16.

Quadro 6-16 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA, para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	68,06
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	226,88
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	17,02
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	28,37
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	34,04
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	63,59
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	68,06
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	
	Clientes em BTN	23,52
Clientes em BTE	24,96	

Aos valores constantes do Quadro 6-16 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados aos custos de prestação do serviço, alcançada em 2012, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em vigor em 2021 foram atualizados pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2022 (no valor de 1,6%), como proposto pela EEM. Deste modo, os preços para a Região Autónoma da Madeira em 2022 são os que constam do Quadro 6-17.

Quadro 6-17 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM, para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	68,03
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	226,79
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	12,61
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	17,02
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	28,32
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	34,02
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	81,90
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	85,09
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	
	Clientes em BTN	23,47
	Clientes em BTE	24,96

Aos valores constantes do Quadro 6-17 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

6.1.3.5 PREÇOS SUPORTADOS PELOS PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL NO ÂMBITO DA NORMA TRANSITÓRIA DO ARTIGO 8.º DO DECRETO-LEI N.º 76/2019, DE 3 DE JUNHO

Para efeitos de aplicação do número 2 do artigo 2.º do Anexo I à Diretiva n.º 5/2021, de 24 de fevereiro, que aprova a “Definição do parâmetro de encargos suportados pelos produtores em regime especial no âmbito da norma transitória do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019”, o valor do parâmetro associado à componente fixa que cobre os encargos gerais de operação, a vigorar em 2022 é de 0,026 euros/kW/mês”, tendo em consideração a evolução da potência instalada total representada pelo SU Eletricidade na sua função de compra de produção em regime especial com remuneração garantida e de facilitador de mercado verificada em 2020 bem como os custos associados às atividades no âmbito da definição de proveitos.

6.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DOS SERVIÇOS DAS REDES INTELIGENTES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.2.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O artigo 33.º do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI)⁹⁰ prevê a fixação de preços para os seguintes serviços regulados a prestar pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão:

- Alteração temporária da potência contratada de forma remota,
- Operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição,
- Interrupção e restabelecimento remotos,
- Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

O RSRI estabelece que os preços destes serviços regulados são aprovados pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

⁹⁰ Regulamento n.º 610/2019, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 147, de 2 de agosto.

Cabe referir ainda que a alínea d) do n.º 1 do art.º 33.º do RSRI, que previa a publicação pela ERSE dos preços para aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, foi revogada pelo Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica⁹¹ que, por sua vez, passou a regulamentar esse preço, como se detalha no capítulo 6.3.

6.2.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Relativamente aos preços dos serviços regulados previstos no RSRI, a ERSE recebeu propostas da E-REDES e da EEM.

Faz-se notar, em todo o caso, que a Região Autónoma dos Açores não dispõe ainda de contadores inteligentes instalados na BTN, circunstância que justifica a não apresentação de proposta por parte da EDA.

Em síntese, a E-REDES propõe a manutenção, em 2022, do racional adotado nos anos anteriores, de definição de uma intervenção tipo representativa dos serviços prestados remotamente, com um correspondente preço unitário de 3,04 €, resultante da afetação do preço atualmente em vigor pelo deflator do consumo privado para 2022, como previsto no Programa de Estabilidade 2021-2025, no valor de 1,3%. Em relação aos serviços que necessitam de deslocação à instalação, a proposta da empresa tem por base o custo de uma intervenção local em horário normal acrescido dos encargos administrativos e de estrutura.

Por sua vez, a EEM propõe para 2022 a atualização dos preços em vigor em 2021, por aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2021*, da Comissão Europeia, no valor de 1,6%.

6.2.2.1 PREÇOS DO SERVIÇO DE ALTERAÇÃO TEMPORÁRIA DA POTÊNCIA CONTRATADA DE FORMA REMOTA

E-REDES

A proposta da E-REDES desagrega a prestação do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota nas seguintes etapas:

⁹¹ Regulamento n.º 373/2021, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 87, de 5 de maio.

- Redução temporária da potência contratada (pedido expresso por parte do comercializador com a indicação do acordo dado pelo cliente),
- Interrupção do fornecimento,
- Restabelecimento do fornecimento,
- Reposição da potência contratada inicial.

Tratando-se de operações remotas no contador, a empresa propõe manter o racional adotado em 2021 de estabelecimento de um preço unitário por intervenção, a aplicar às operações cuja execução seja necessária. Nos casos em que a operação de restabelecimento do fornecimento ocorra em simultâneo com a reposição da potência contratada inicial, a proposta é a de cobrança de apenas uma destas intervenções.

Os preços propostos pela E-REDES para a alteração temporária da potência contratada de forma remota para Portugal continental em 2022 são os indicados no Quadro 6-18 e resultam da afetação do preço atualmente em vigor pelo deflator do consumo privado para 2022, como previsto no Programa de Estabilidade 2021-2025, no valor de 1,3%.

Quadro 6-18 – Preços da alteração temporária da potência contratada de forma remota – Proposta da E-REDES para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2021	Preços propostos pela E-Redes para 2022	Variação (%)
BTN	Alteração temporária da potência contratada de forma remota:			
	Redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA	3,00	3,04	1,3%
	Interrupção remota do fornecimento	3,00	3,04	1,3%
	Restabelecimento remoto do fornecimento*	3,00	3,04	1,3%
	Reposição da potência contratada inicial	3,00	3,04	1,3%

* Caso o restabelecimento remoto do fornecimento ocorra em simultâneo com a reposição da potência contratada inicial só é cobrado o valor correspondente a uma operação remota.

Aos valores indicados no Quadro 6-18 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM

Os preços propostos pela EEM para o serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota na Região Autónoma da Madeira em 2022 constam do Quadro 6-19. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EEM para 2022. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2021*, no valor de 1,6%.

Quadro 6-19 – Preços da alteração temporária da potência contratada de forma remota – Proposta da EEM para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2021	Preços propostos pela EEM para 2022	Variação (%)
BTN	Alteração temporária da potência contratada de forma remota:			
	Redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA	3,04	3,09	1,6%
	Interrupção remota do fornecimento	3,04	3,09	1,6%
	Restabelecimento remoto do fornecimento	3,04	3,09	1,6%
	Reposição da potência contratada inicial	3,04	3,09	1,6%

Aos valores indicados no Quadro 6-19 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.2.2 PREÇO DA OPERAÇÃO DE DESSELAGEM E POSTERIOR RESELAGEM PARA ACESSO À PORTA SÉRIE DE COMUNICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

E-REDES

A metodologia proposta pela E-REDES para a formação do preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, assente no pressuposto de que ambas as operações se concretizam numa única deslocação ao local de consumo, é semelhante à adotada em 2021, e faz uso da referência do preço da tarefa em horário normal, realizada em regra por PSE, acrescendo 20% relativamente a encargos administrativos e de estrutura⁹².

⁹² Ver Quadro 6-2, custo total em horário normal.

Deste modo, o preço proposto pela E-REDES para a operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição para Portugal continental em 2022 é o indicado no Quadro 6-20, refletindo um aumento de 2,2% face ao preço atual.

Quadro 6-20 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição – Proposta da E-REDES para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2021	Preço proposto pela E-Redes para 2022	Variação (%)
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição	14,00	14,31	2,2%

Aos valores indicados no Quadro 6-20 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM

O preço proposto pela EEM para a operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição na Região Autónoma da Madeira em 2022 consta do Quadro 6-21. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto pela EEM para 2022. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2021*, no valor de 1,6%.

Quadro 6-21 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição – Proposta da EEM para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2021	Preço proposto pela EEM para 2022	Variação (%)
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição	14,20	14,43	1,6%

Aos valores indicados no Quadro 6-21 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.2.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO E RESTABELECIMENTO REMOTOS

E-REDES

A E-REDES propõe, à semelhança da metodologia adotada em 2021, que o preço a considerar por cada operação remota (interrupção ou restabelecimento) corresponda ao preço unitário para a operação remota tipo representativa, como detalhado em 6.2.2. Do mesmo modo, para o restabelecimento urgente, é proposto um adicional à religação remota normal com um preço correspondente ao da realização de uma operação remota.

Assim, os preços propostos pela E-REDES para os serviços de interrupção e restabelecimento remotos, incluindo o adicional para restabelecimento urgente do fornecimento, para Portugal continental em 2022 são os indicados no Quadro 6-22 e resultam da afetação do preço atualmente em vigor pelo deflator do consumo privado para 2022, como previsto no Programa de Estabilidade 2021-2025, no valor de 1,3%.

Quadro 6-22 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos – Proposta da E-REDES para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2021	Preços propostos pela E-Redes para 2022	Variação (%)
BTN	Operação remota: Interrupção/Restabelecimento	3,00	3,04	1,3%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RSRI	3,00	3,04	1,3%

Aos valores indicados no Quadro 6-22 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM

Os preços propostos pela EEM para os serviços de interrupção e restabelecimento remotos na Região Autónoma da Madeira em 2022 constam do Quadro 6-23. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EEM para 2022. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2021*, no valor de 1,6%.

Quadro 6-23 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos – Proposta da EEM para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2021	Preços propostos pela EEM para 2022	Variação (%)
BTN	Operação remota: Interrupção/Restabelecimento	3,04	3,09	1,6%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RSRI	3,04	3,09	1,6%

Aos valores indicados no Quadro 6-23 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.2.4 PREÇO DO SERVIÇO DE RECOLHA PONTUAL DE DIAGRAMAS DE CARGA DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO DOTADAS DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO INTELIGENTE NÃO INTEGRADAS EM REDES INTELIGENTES

E-REDES

O preço proposto pela E-REDES relativo ao serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes (que, maioritariamente, depende de deslocação ao local de consumo) resulta, à semelhança da metodologia adotada para 2021, do custo de uma tarefa executada por PSE em horário normal, incluindo encargos administrativos e de estrutura, a que devem ser somados os custos com o armazenamento, tratamento e disponibilização dos diagramas de carga.

Assim, o preço proposto pela E-REDES para 2022 para o serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes para Portugal continental em 2022 é o indicado no Quadro 6-24, refletindo um aumento de 1,8% face ao preço atual.

Quadro 6-24 – Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da E-REDES para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2021	Preço proposto pela E-Redes para 2022	Variação (%)
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes	29,79	30,32	1,8%

Aos valores indicados no Quadro 6-24 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM

O preço proposto pela EEM para o serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes para a Região Autónoma da Madeira em 2022 consta do Quadro 6-25. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto pela EEM para 2022. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2021*, no valor de 1,6%.

Quadro 6-25 – Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da EEM para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2021	Preço proposto pela EEM para 2022	Variação (%)
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes	29,99	30,47	1,6%

Aos valores indicados no Quadro 6-25 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.3 PREÇOS PARA 2022

Os preços dos serviços regulados previstos no RSRI são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

Para efeitos do ano de 2022, a ERSE recebeu propostas da E-REDES e da EEM, cabendo referir que, na presente data, a Região Autónoma dos Açores não dispõe ainda de contadores inteligentes instalados na BTN.

Salvaguardada a ainda reduzida experiência de aplicação dos preços dos serviços regulados previstos no RSRI, os pressupostos adotados pela ERSE para a sua aprovação coincidem com os aplicáveis aos preços previstos no RRC, nos termos do capítulo 6.1.3, detalhando-se seguidamente as justificações consideradas necessárias.

6.2.3.1 PREÇOS DO SERVIÇO DE ALTERAÇÃO TEMPORÁRIA DA POTÊNCIA CONTRATADA DE FORMA REMOTA

PORTUGAL CONTINENTAL

A proposta apresentada pela E-REDES considera as diversas etapas/operações que podem estar associadas a este serviço (redução da potência contratada, interrupção do fornecimento, restabelecimento do fornecimento, reposição da potência contratada inicial) e resulta na atualização dos preços em vigor por aplicação do deflator do consumo privado para 2022, como previsto no Programa de Estabilidade 2021-2025, no valor de 1,3%.

Uma vez que a fonte utilizada pela empresa para a previsão do indexante não coincide com a adotada pela ERSE, os valores propostos são objeto de ajustamento, resultando num aumento de 1,6% face aos atualmente em vigor.

Assim, os preços a cobrar em Portugal continental durante o ano de 2022 pelo serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota, enquadrado pelo disposto nos artigos 30.º e 33.º do RSRI, são os constantes do Quadro 6-26.

Quadro 6-26 – Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota em Portugal continental para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	Alteração temporária da potência contratada de forma remota:	
	Redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA	3,05
	Interrupção remota do fornecimento	3,05
	Restabelecimento remoto do fornecimento*	3,05
	Reposição da potência contratada inicial	3,05

* Caso o restabelecimento remoto do fornecimento ocorra em simultâneo com a reposição da potência contratada inicial só é cobrado o valor correspondente a uma operação remota.

Aos valores indicados no Quadro 6-26 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A proposta apresentada pela EEM assenta na atualização dos valores que vigoram em 2021 através do indexante adotado pela ERSE. Nesta medida, a ERSE aceita a proposta da empresa, estendendo-a à Região Autónoma dos Açores, à semelhança do ano anterior.

Face ao exposto, os preços a cobrar nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2022 pelo serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota, enquadrado pelo disposto nos artigos 30.º e 33.º do RSRI, são os constantes do Quadro 6-27.

Quadro 6-27 – Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota na RAA e na RAM para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	Alteração temporária da potência contratada de forma remota:	
	Redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA	3,09
	Interrupção remota do fornecimento	3,09
	Restabelecimento remoto do fornecimento*	3,09
	Reposição da potência contratada inicial	3,09

* Caso o restabelecimento remoto do fornecimento ocorra em simultâneo com a reposição da potência contratada inicial só é cobrado o valor correspondente a uma operação remota.

Aos valores indicados no Quadro 6-27 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.3.2 PREÇO DA OPERAÇÃO DE DESSELAGEM E POSTERIOR RESSELAGEM PARA ACESSO À PORTA SÉRIE DE COMUNICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

PORTUGAL CONTINENTAL

A proposta apresentada pela E-REDES, alinhada com a do ano anterior, assenta no custo de uma tarefa realizada por PSE em horário normal, a que acrescem encargos administrativos e de estrutura (20%), e resulta num aumento de 2,2% face ao preço que vigora em 2021.

Nesta medida, aceitando a ERSE a proposta da empresa, o preço a cobrar em Portugal continental, em 2022, pela operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, enquadrado pelo disposto nos artigos 20.º e 33.º do RSRI, é o constante do Quadro 6-28.

Quadro 6-28 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição em Portugal continental para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Operação de desselagem e resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição	14,31

Ao valor indicado no Quadro 6-28 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A proposta apresentada pela EEM para a Região Autónoma da Madeira em 2022 assenta na atualização do valor que vigora em 2021 através do indexante adotado pela ERSE. Nesta medida, a ERSE aceita a proposta da empresa, estendendo-a à Região Autónoma dos Açores, à semelhança do ano anterior.

Face ao exposto, o preço a cobrar nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira no ano de 2022 pela operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, enquadrado pelo disposto nos artigos 20.º e 33.º do RSRI, é o constante do Quadro 6-29.

Quadro 6-29 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição na RAA e na RAM para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Operação de desselagem e resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição	14,43

Ao valor indicado no Quadro 6-29 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.3.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTOS REMOTOS

PORTUGAL CONTINENTAL

A proposta apresentada pela E-REDES considera o preço unitário para uma operação remota tipo representativa, como explicado em 6.2.2 e resulta na atualização dos preços em vigor por aplicação do deflator do consumo privado para 2022, como previsto no Programa de Estabilidade 2021-2025, no valor de 1,3%.

Uma vez que a fonte utilizada pela empresa para a previsão do indexante não coincide com a adotada pela ERSE, os valores propostos são objeto de ajustamento, resultando num aumento de 1,6% face aos atualmente em vigor.

Assim, os preços a cobrar em Portugal continental durante o ano de 2022 pelos serviços de interrupção e restabelecimento remotos, incluindo o adicional para restabelecimento urgente, enquadrados pelo disposto nos artigos 28.º e 33.º do RSRI, são os constantes do Quadro 6-30.

Quadro 6-30 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	Operação remota: Interrupção/Restabelecimento	3,05
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RSRI	3,05

Aos valores indicados no Quadro 6-30 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A proposta apresentada pela EEM para a Região Autónoma da Madeira em 2022 assenta na atualização dos valores que vigoram em 2021 através do indexante adotado pela ERSE. Nesta medida, a ERSE aceita a proposta da empresa, estendendo-a à Região Autónoma dos Açores, à semelhança do ano anterior.

Face ao exposto, os preços a cobrar nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira pelos serviços de interrupção e restabelecimento remotos, incluindo o adicional para restabelecimento urgente, enquadrados pelo disposto nos artigos 28.º e 33.º do RSRI, são os constantes do Quadro 6-31.

Quadro 6-31 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA e na RAM para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	Operação remota: Interrupção/Restabelecimento	3,09
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RSRI	3,09

Aos valores indicados no Quadro 6-31 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.3.4 PREÇO DO SERVIÇO DE RECOLHA PONTUAL DE DIAGRAMAS DE CARGA DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO DOTADAS DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO INTELIGENTE NÃO INTEGRADAS EM REDES INTELIGENTES

PORTUGAL CONTINENTAL

A proposta apresentada pela E-REDES para Portugal continental em 2022, à semelhança da metodologia adotada para 2021, reflete o custo de uma tarefa executada por PSE em horário normal, incluindo encargos administrativos e de estrutura, a que se somam os custos com o armazenamento, tratamento e disponibilização dos diagramas de carga, resultando num aumento de 1,8% face ao preço que vigora em 2021.

Nesta medida, aceitando a ERSE a proposta da empresa, o preço a cobrar em Portugal continental, em 2022, pelo serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes, enquadrado pelo disposto nos artigos 33.º e 50.º do RSRI, é o que consta do Quadro 6-32.

Quadro 6-32 – Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes em Portugal continental para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes	30,32

Ao valor indicado no Quadro 6-32 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A proposta apresentada pela EEM para a Região Autónoma da Madeira em 2022 assenta na atualização dos valores que vigoram em 2021 através do indexante adotado pela ERSE. Nesta medida, a ERSE aceita a proposta da empresa, estendendo-a à Região Autónoma dos Açores, à semelhança do ano anterior.

Face ao exposto, o preço a cobrar nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira pelo serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes, enquadrado pelo disposto nos artigos 33.º e 50.º do RSRI, é o constante do Quadro 6-33.

Quadro 6-33 – Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes na RAA e na RAM para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes	30,47

Ao valor indicado no Quadro 6-33 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.3 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DO AUTOCONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.3.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O artigo 30.º do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC)⁹³ prevê a fixação de preços regulados para a aquisição de equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

O mesmo artigo do RAC estabelece que esses preços são aprovados pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

6.3.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Relativamente aos preços do serviço regulado previsto no RAC, a ERSE recebeu propostas, para o ano de 2022, da E-REDES e da EEM.

E-REDES

A E-REDES propõe, para 2022, a revisão dos preços atualmente em vigor, para equipamentos monofásicos e trifásicos, nos termos do Quadro 6-34, que, de acordo com a empresa, refletem o custo efetivo das aquisições mais recentes, quer dos equipamentos de medição inteligentes, quer do respetivo modem de comunicação com tecnologia GPRS, afetados pelo deflator do consumo privado para 2022, como previsto no Programa de Estabilidade 2021-2025, no valor de 1,3%.

Face aos preços atualmente em vigor, a proposta traduz reduções de 5,9% e 14,4%, respetivamente, para contagem monofásica e trifásica.

⁹³ Regulamento n.º 373/2021, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 87, de 5 de maio.

Quadro 6-34 – Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão – Proposta da E-REDES para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2021	Preços propostos pela E-Redes para 2022	Variação (%)
BTN	Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:			
	Contagem trifásica	115,39	98,77	-14,4%
	Contagem monofásica	79,99	75,27	-5,9%

Aos valores indicados no Quadro 6-34 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM

Os preços propostos pela EEM para a aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, na Região Autónoma da Madeira em 2022, constam do Quadro 6-35. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflador do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2021*, no valor de 1,6%.

Quadro 6-35 – Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão – Proposta da EEM para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2021	Preços propostos pela EEM para 2022	Variação (%)
BTN	Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:			
	Contagem trifásica	115,39	117,24	1,6%
	Contagem monofásica	79,99	81,27	1,6%

Aos valores indicados no Quadro 6-35 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.3.3 PREÇOS PARA 2022

Os preços regulados para aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, previstos no RAC, são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

Para efeitos do ano de 2022, a ERSE recebeu propostas da E-REDES e da EEM.

Os pressupostos adotados pela ERSE para a sua aprovação coincidem com os aplicáveis aos preços previstos no RRC, nos termos do capítulo 6.1.3, detalhando-se seguidamente as justificações consideradas necessárias.

PORTUGAL CONTINENTAL

A proposta apresentada pela E-REDES reflete o custo efetivo das aquisições mais recentes, quer dos equipamentos de medição inteligentes, quer do respetivo modem de comunicação com tecnologia GPRS, afetados pelo deflator do consumo privado para 2022, como previsto no Programa de Estabilidade 2021-2025, no valor de 1,3%.

Atentos os pressupostos adotados pela ERSE para a aprovação dos preços regulados, em particular, a aderência aos respetivos custos, bem como a utilização do indexante do deflator implícito no consumo privado para efeitos de atualização anual, tendo como fonte o relatório *“European Economic Forecast – Spring 2021”* da Comissão Europeia, os preços a cobrar pelos operadores das rede de distribuição em baixa tensão, em 2022, em Portugal continental, pelos equipamentos de medição inteligentes, como enquadrados pelos artigos 25.º e 30.º do RAC, são os constantes do Quadro 6-36.

Os preços para 2022 traduzem uma redução de 5,6% e 14,1%, respetivamente, para contagem monofásica e trifásica, face aos que vigoram em 2021.

Quadro 6-36 - Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão em Portugal continental para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:	
	Contagem trifásica	99,06
	Contagem monofásica	75,49

Aos valores indicados no Quadro 6-36 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A proposta apresentada pela EEM para a Região Autónoma da Madeira em 2022 assenta na atualização dos preços que vigoram em 2021 através do indexante adotado pela ERSE. Nesta medida, a ERSE aceita a proposta da empresa, estendendo-a à Região Autónoma dos Açores, à semelhança do ano anterior.

Face ao exposto, os preços a cobrar pelos operadores das rede de distribuição em baixa tensão, em 2022, nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, pelos equipamentos de medição inteligentes, como enquadrados pelos artigos 25.º e 30.º do RAC, são os constantes do Quadro 6-37.

Quadro 6-37 - Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão na RAA e na RAM para 2022

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:	
	Contagem trifásica	117,24
	Contagem monofásica	81,27

Aos valores indicados no Quadro 6-36 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

7 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

No presente capítulo apresentam-se os impactes nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano 2022.

Como ponto de partida apresentam-se as receitas a recuperar nas tarifas do setor elétrico (secção 7.1). Os impactes das decisões tarifárias são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios⁹⁴ (secções 7.2 a 7.7): (i) das tarifas por atividade; (ii) das tarifas de Acesso às Redes; (iii) dos preços médios de referência de Venda a Clientes Finais; (iv) das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso; (v) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA; e (vi) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM. Adicionalmente são ainda apresentadas análises sobre a convergência tarifária entre Portugal continental e as Regiões Autónomas (secção 7.8), sobre os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (secção 7.9) e sobre o impacte das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado em BTN (secção 7.10).

Relativamente à evolução dos preços médios nas secções 7.2 até 7.7 importa explicitar os critérios adotados para decompor as variações dos preços médios entre os anos 2021 e 2022, designadamente pela identificação de três estados distintos:

- **«Tarifas 2021⁹⁵, consumos 2021»:** O primeiro estado corresponde à situação no ano 2021, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2021, conforme o documento «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2021» da ERSE conjugado com o efeito das revisões trimestrais ocorridas em julho e outubro de 2021.
- **«Tarifas 2021, consumos 2022»:** O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos para 2022, conforme o presente documento, assumindo as tarifas do ano 2021 conjugado com o efeito das revisões trimestrais ocorridas em julho e outubro de 2021.
- **«Tarifas 2022, consumos 2022»:** O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2022 e as respetivas quantidades para esse ano.

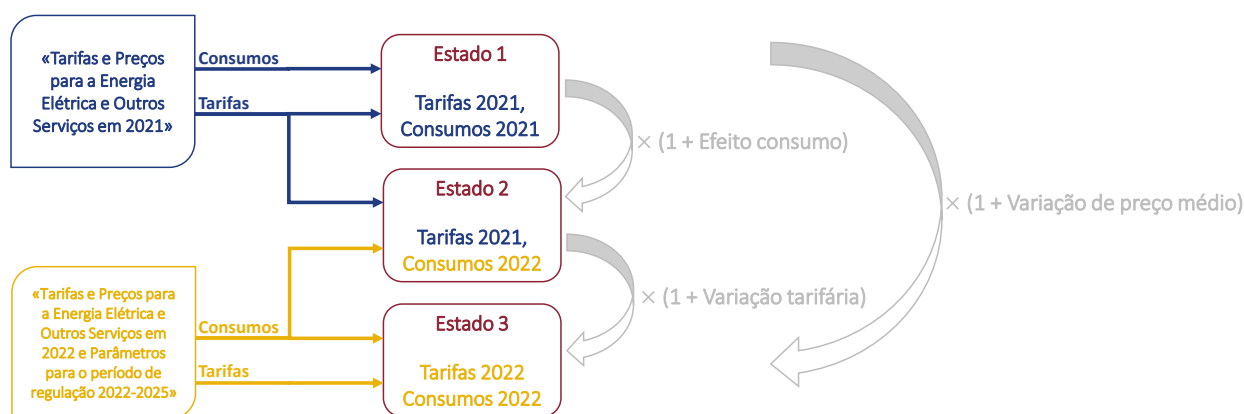
⁹⁴ Entende-se por «preço médio», medido em €/kWh, a divisão entre os proveitos (em euros) de uma atividade e o respetivo consumo de energia elétrica (em kWh).

⁹⁵ As «Tarifas 2021» consideram o impacte anualizado das revisões trimestrais ocorridas em julho e outubro de 2021.

Com esta separação é possível identificar os efeitos que afetam a variação dos preços médios das tarifas no que respeita, por um lado, à variação dos preços das tarifas e, por outro lado, à alteração do cabaz de quantidades vendidas (ver Figura 7-1). A variação do preço médio representa a conjugação da variação dos preços das tarifas (variação tarifária) com a alteração do cabaz das quantidades vendidas (efeito consumo). Em termos algébricos, a variação de preço médio entre o ano 2021 (estado 1) e o ano 2022 (estado 3) depende da variação tarifária e do efeito consumo através da seguinte equação ⁹⁶:

$$(1 + \text{Variação de preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$$

Figura 7-1 - Decomposição da variação de preço médio



Nota: As «Tarifas 2021» consideram o impacto anualizado das revisões trimestrais ocorridas em julho e outubro de 2021.

Em resumo, o efeito da variação tarifária entre um ano e o ano seguinte traduz a alteração dos preços das tarifas, assumindo a estrutura de consumos do ano seguinte.

⁹⁶ Para variações reduzidas, por exemplo, inferiores a 2%, a equação pode ser aproximada da seguinte forma: Variação de preço médio \approx Variação tarifária + Efeito consumo.

7.1 RECEITAS A RECUPERAR NAS TARIFAS DO SETOR ELÉTRICO

Esta secção apresenta as receitas a recuperar com as tarifas reguladas para o ano de 2022, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

7.1.1 PORTUGAL CONTINENTAL

O quadro seguinte apresenta as receitas a recuperar com as tarifas reguladas em Portugal continental, por entidade, designadamente pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), pelo Operador da Rede de Transporte (ORT), pelos Operadores das Redes de Distribuição (ORD) e pelo Comercializador de Último Recurso (CUR). Adicionalmente, é apresentado o valor total das receitas a recuperar através das tarifas aplicadas ao cliente final, isto é, o valor repercutido nos clientes finais do setor elétrico líquido de ajustamentos de faturação entre as várias entidades.

Quadro 7-1 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas em 2022, Portugal continental

Unidade: milhares de euros

Tarifas por atividade	Receitas	Receitas, por entidade			
	Total	OLMC	ORT	ORD	CUR
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	1 360	1 309		1 360	165
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	300 583		293 958	300 583	13 622
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	57 371		57 371	57 371	2 551
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	-281 170		100 398	-281 170	3 572
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	1 041 633			1 041 633	83 143
Tarifa de Energia	239 766				239 766
Tarifa de Comercialização	21 146				21 146
Sub-total	1 380 690	1 309	451 727	1 119 778	363 965
Outros valores					
Desconto social	-115 136			-115 136	-9 669
Sobreprojeito das tarifas transitórias	270				270
Sub-total	-114 866	0	0	-115 136	-9 400
TOTAL	1 265 823	1 309	451 727	1 004 642	354 566

As receitas do **OLMC**, resultam da aplicação de uma tarifa regulada ao operador da rede de distribuição em MT e AT (secção 4.2), designadamente a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

As receitas do **ORT**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas ao operador da rede de distribuição em MT e AT (secção 4.3), designadamente a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte ⁹⁷.

As receitas dos **ORD**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas às entregas a clientes do comercializador de último recurso e a clientes no mercado liberalizado (secção 4.4), designadamente a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, a tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição ⁹⁸. Estas tarifas reguladas formam a tarifa de Acesso às Redes (secção 4.6).

As receitas do **CUR**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas às entregas a clientes do CUR, designadamente a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização (secção 4.5), para além da tarifa de Acesso às Redes. Adicionalmente, a aplicação de fator de agravamento legalmente previsto aos clientes de BTE resulta num valor designado por sobreproveito das tarifas transitórias.

Nas receitas dos ORD e do CUR identifica-se o valor do desconto social, que representa um benefício monetário para os clientes elegíveis para este apoio social. No caso do CUR o valor é referente aos clientes do mercado regulado. No caso dos ORD o valor é referente a todos os clientes em Portugal continental, incluindo os mercados regulado e liberalizado.

O valor total de receitas a recuperar nas tarifas reguladas do setor elétrico em Portugal continental, na ótica do cliente final, encontra-se igualmente apresentado na primeira coluna do Quadro 7-1. Este valor é dado pela soma das receitas dos Operadores das Redes de Distribuição com as receitas do Comercializador de Último Recurso nas componentes das tarifas de Energia e Comercialização e do sobreproveito das tarifas transitórias.

⁹⁷ A tarifa de Uso Global do Sistema subdivide-se na Parcela I e na Parcela II. A tarifa de Uso da Rede de Transporte inclui a tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para os clientes ligados em MAT e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para os clientes ligados em AT para os restantes clientes.

⁹⁸ A tarifa de Uso da Rede de Distribuição inclui a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

7.1.2 REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 7-2 apresenta as receitas a recuperar com as tarifas reguladas nas Regiões Autónomas, discriminando entre valores a recuperar na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM).

Quadro 7-2 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas em 2022, Regiões Autónomas

Unidade: milhares de euros

	Receitas	Receitas, por região	
	Total	RAA	RAM
Tarifas por atividade			
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	61	28	33
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	11 183	5 505	5 678
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	1 993	962	1 031
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	-10 257	-5 492	-4 765
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	47 169	21 884	25 285
Tarifa de Energia	188 480	90 913	97 567
Tarifa de Comercialização	9 271	4 433	4 838
Sub-total	247 900	118 232	129 668
Outros valores			
Desconto social	-6 175	-2 886	-3 289
Sub-total	-6 175	-2 886	-3 289
TOTAL	241 725	115 347	126 378

As receitas na **RAA**, resulta da aplicação das tarifas reguladas às entregas a clientes finais, designadamente as tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes ⁹⁹ e as tarifas de Energia e Comercialização. A soma destas tarifas resulta na tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar na RAA (secção 4.13).

As receitas na **RAM**, resulta da aplicação das tarifas reguladas às entregas a clientes finais, designadamente as mesmas tarifas que são aplicadas na RAA. A soma destas tarifas resulta na tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar na RAM (secção 4.14).

Em ambas as regiões repercute-se nos clientes finais o valor do desconto social, que representa um benefício monetário para os clientes elegíveis para este apoio social.

⁹⁹ Tal como em Portugal continental, também nas Regiões Autónomas a tarifa de Acesso às Redes inclui as seguintes tarifas: tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte e tarifa de Uso da Rede de Distribuição

O valor total de receitas a recuperar nas tarifas reguladas do setor elétrico das Regiões Autónomas, na ótica do cliente final, encontra-se igualmente apresentado na primeira coluna do Quadro 7-2. Este valor é dado pela soma das receitas das duas regiões.

7.2 TARIFAS POR ATIVIDADE

7.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2021 E 2022

Nesta secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas das atividades reguladas pela ERSE entre os anos 2021 e 2022.

A Figura 7-2 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para as várias tarifas que compõem a tarifa de acesso às redes, a qual é suportada por todos os consumidores do mercado elétrico, incluindo o mercado liberalizado e o mercado regulado. A figura identifica que a tarifa de Uso Global do Sistema apresenta um decréscimo muito significativo do preço médio entre 2021 e 2022, com o preço médio a assumir um valor negativo em 2022. Este valor negativo é justificado por valores negativos do sobrecusto CAE e dos sobrecustos da PRE repercutidos em 2022, incluindo o sobrecusto da PRE renovável as receitas obtidas com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), com os leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa e com o produto da CESE, assim como os saldos de gerência do Fundo Ambiental e do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.

Em sentido contrário, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT apresentam um acréscimo do preço médio entre 2021 e 2022 que se justifica, pela variação tarifária positiva.

No que se refere à tarifa de uso da rede de transporte em MAT e à tarifa de uso da rede de distribuição em BT, assiste-se a uma redução no preço médio justificado pelo decréscimo da variação tarifária entre 2021 e 2022.

Figura 7-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0,00003 €/kWh Receitas: 1 189 mil € Quantidades: 45 599 GWh	0,00003 €/kWh Receitas: 1 360 mil € Quantidades: 45 515 GWh	14,6%	12,5%	1,8%
Tarifa de Uso Global do Sistema	0,0442 €/kWh Receitas: 2 013 356 mil € Quantidades: 45 599 GWh	-0,0049 €/kWh Receitas: -223 799 mil € Quantidades: 45 515 GWh	-111,1%	-111,1%	0,5%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	0,0028 €/kWh Receitas: 6 793 mil € Quantidades: 2 436 GWh	0,0025 €/kWh Receitas: 6 198 mil € Quantidades: 2 468 GWh	-9,9%	-4,1%	-6,1%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	0,0058 €/kWh Receitas: 252 183 mil € Quantidades: 43 162 GWh	0,0068 €/kWh Receitas: 294 385 mil € Quantidades: 43 047 GWh	17,0%	17,7%	-0,5%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0016 €/kWh Receitas: 69 669 mil € Quantidades: 43 162 GWh	0,0019 €/kWh Receitas: 82 134 mil € Quantidades: 43 047 GWh	18,2%	18,0%	0,2%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0073 €/kWh Receitas: 264 870 mil € Quantidades: 36 128 GWh	0,0089 €/kWh Receitas: 323 080 mil € Quantidades: 36 154 GWh	21,9%	20,7%	1,0%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0312 €/kWh Receitas: 671 561 mil € Quantidades: 21 506 GWh	0,0300 €/kWh Receitas: 636 419 mil € Quantidades: 21 247 GWh	-4,1%	-5,9%	1,9%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A Figura 7-3 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para a tarifa de energia e a tarifa de comercialização¹⁰⁰, as quais são suportadas pelos consumidores do mercado regulado, uma vez que os consumidores do mercado liberalizado negociam o preço da energia e da comercialização diretamente com os comercializadores de mercado. No caso da tarifa de energia assiste-se a um acréscimo significativo de +96,8% do preço médio, impulsionado pelo efeito da variação tarifária (+96,5%). No caso

¹⁰⁰ Na tarifa de energia e na tarifa de comercialização estão a ser considerados consumidores no âmbito da TTVCF e no âmbito do fornecimento supletivo do CUR.

da tarifa de comercialização prevê-se um acréscimo de +10,3% no preço médio entre 2021 e 2022, explicado por uma variação tarifária de +8,6% e por um efeito consumo de +1,5%.

Figura 7-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de energia e comercialização

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia	0,0631 €/kWh Receitas: 135 148 mil € Quantidades: 2 141 GWh	0,1242 €/kWh Receitas: 239 766 mil € Quantidades: 1 930 GWh	96,8%	96,5%	0,1%
Tarifa de Comercialização	0,0099 €/kWh Receitas: 21 264 mil € Quantidades: 2 141 GWh	0,0110 €/kWh Receitas: 21 146 mil € Quantidades: 1 930 GWh	10,3%	8,6%	1,5%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Na tarifa de energia o preço médio de 2021 inclui o efeito das revisões trimestrais de julho e outubro de 2021.

7.2.2 EVOLUÇÃO ENTRE 2002 E 2022

O Quadro 7-3 apresenta a evolução nas tarifas das atividades reguladas em termos reais e nominais desde o ano 2002 ¹⁰¹.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam em 2022 um valor real inferior face ao ano de 2002, graças aos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e, consequentemente, partilhados com os consumidores.

A tarifa de Uso Global do Sistema observou uma tendência de crescimento desde 2002 até 2021, fruto do incremento acentuado dos custos de interesse económico geral (CIEG). Note-se que estes custos de interesse económico geral cresceram até 2021 em volume (é exemplo o sobrecusto com a produção em regime especial) e em número (novos custos foram sendo incluídos na tarifa ao longo dos anos, como a remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores e os CMEC). Nas tarifas de 2009 a tendência de crescimento foi contrariada, por via das disposições constantes do Decreto-Lei n.º 165/2008 que adiaram os sobrecustos com a produção em regime especial de 2009 por um período máximo de 15 anos, com

¹⁰¹ Os preços médios apresentados até 2021 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025*

Análise do impacto das decisões tarifárias

efeitos a partir de 2010. Essa tendência voltou a ser contrariada em 2013, 2019 e agora em 2022, devido a uma redução dos CIEG, que assumem um valor negativo em 2022, gerando uma tarifa de Uso Global do Sistema negativa.

A tarifa de energia observa um acréscimo significativo devido uma subida de preços sem precedentes no mercado grossista de eletricidade, com valores que, de forma simplificada, são mais de três vezes superiores aos que se registavam no início de 2021 e nos anos precedentes.

Quadro 7-3 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100)

Preço médio (ano 2002 = 100)		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Energia	real	100	96	101	103	97	96	88	123	86	81	103	104	101	99	89	83	86	103	91	77	149	
	nominal	100	100	107	113	110	111	104	148	104	97	123	127	125	125	113	107	114	138	125	107	210	
OLMC	real																		100	101	102	103	103
	nominal																		100	100	99	92	103
Uso da Rede Transporte	real	100	93	103	104	101	113	144	144	186	178	172	206	223	172	162	192	172	150	139	143	164	
	nominal	100	96	109	114	114	131	170	173	223	214	205	251	274	216	207	249	227	201	192	198	232	
Uso da Rede Distribuição AT	real	100	97	77	70	78	72	148	161	161	142	157	164	165	151	148	156	123	117	103	104	121	
	nominal	100	101	82	76	88	84	175	193	194	170	188	200	203	190	189	203	163	157	141	144	170	
Uso da Rede Distribuição MT	real	100	96	91	84	89	91	94	98	98	85	95	100	99	87	85	91	72	67	58	59	70	
	nominal	100	99	97	92	101	106	111	117	118	102	114	123	122	109	109	118	95	91	79	81	98	
Uso da Rede Distribuição BT	real	100	95	93	88	87	92	98	89	99	91	92	96	95	91	96	90	82	79	76	76	70	
	nominal	100	98	98	97	99	106	115	107	119	110	111	118	117	115	122	117	108	106	104	105	99	
Uso Global do Sistema	real	100	131	138	192	222	268	436	49	473	676	654	638	709	842	904	936	926	726	751	791	-86	
	nominal	100	135	146	210	251	312	515	58	569	811	782	780	873	1058	1155	1214	1223	975	1033	1097	-122	
Comercialização em MAT, AT e MT	real	100	285	436	334	267	238	71	219	126	133	141	146	141	449	448	439	181	373	253	10		
	nominal	100	295	462	365	301	276	84	262	152	160	169	178	173	564	573	569	239	502	348	14		
Comercialização BTE	real	100	165	254	240	194	195	84	107	69	68	72	79	76	103	452	452	44	46	190	231	369	
	nominal	100	171	269	263	219	227	99	128	83	82	86	96	94	129	578	587	58	61	262	320	521	
Comercialização BTN	real	100	139	106	87	78	97	107	124	124	106	99	98	98	100	112	110	144	162	177	183	194	
	nominal	100	144	112	95	88	113	127	149	149	128	118	120	120	126	143	143	190	218	243	253	273	

Nota: A tarifa OLMC foi introduzida em 2018. Na tarifa de Energia, os preços médios de 2020 e de 2021 incluem o efeito das revisões trimestrais ocorridas nesses anos.

O Quadro 7-4 resume as variações anuais médias para vários períodos de regulação do setor elétrico, os quais têm tido uma duração de três anos, excetuando o período de regulação de 2002 a 2005 e o período de regulação de 2018 a 2021 ¹⁰².

¹⁰² Salienta-se que os períodos de regulação de 2002 a 2005 e de 2018 a 2021 contam com uma duração de 4 anos. A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter também uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025*

Análise do impacto das decisões tarifárias

Quadro 7-4 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período de regulação

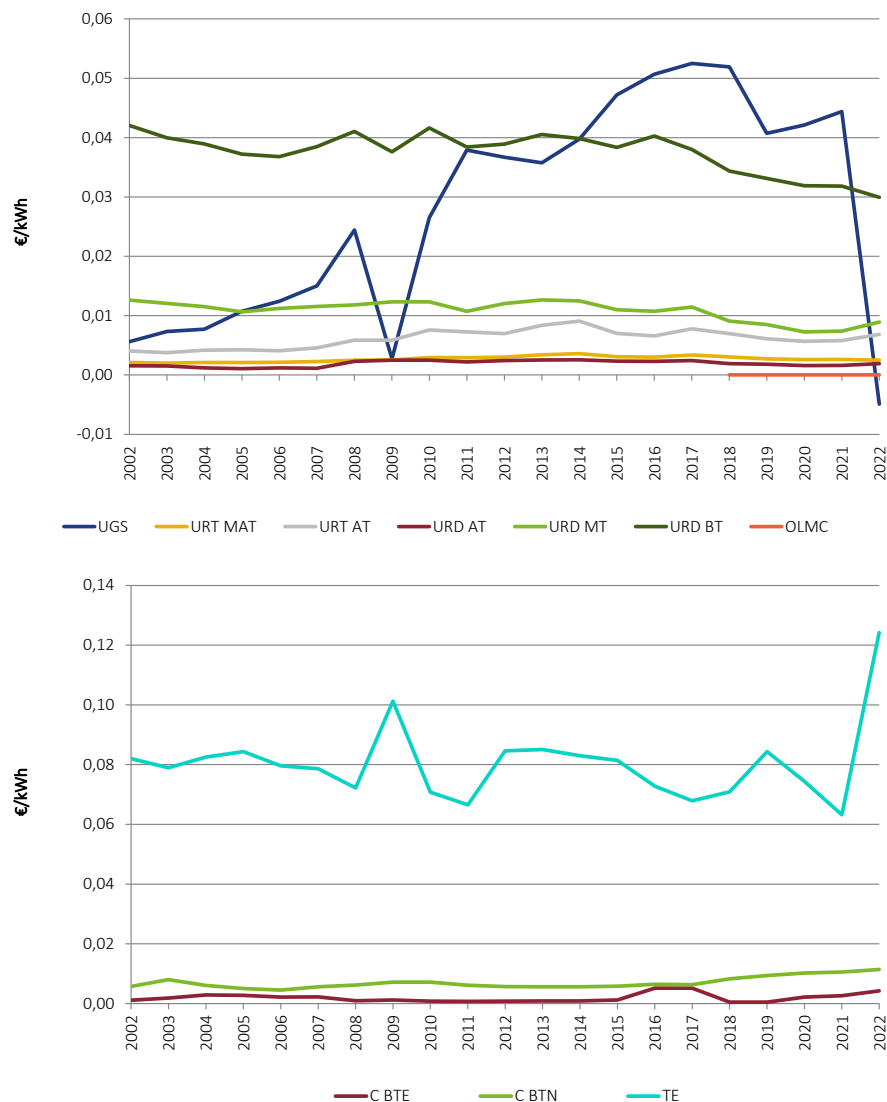
Variação anual média		2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022*
Energia	real	1,0%	-5,1%	-2,7%	7,6%	-6,5%	-1,8%	92,8%
	nominal	4,0%	-2,6%	-2,2%	8,5%	-4,8%	-0,1%	96,5%
OLMC	real						0,7%	0,0%
	nominal						-2,1%	12,5%
Uso Rede Transporte	real	1,4%	11,4%	7,4%	7,7%	-4,9%	-7,1%	14,9%
	nominal	4,5%	14,3%	7,9%	8,6%	-3,2%	-5,5%	17,1%
Uso Rede Distribuição AT	real	-11,4%	28,6%	-1,4%	5,2%	-1,9%	-9,6%	15,8%
	nominal	-8,7%	32,0%	-0,9%	6,1%	-0,1%	-8,1%	18,0%
Uso Rede Distribuição MT	real	-5,5%	3,6%	-3,2%	5,2%	-2,8%	-10,3%	18,4%
	nominal	-2,7%	6,3%	-2,7%	6,1%	-1,1%	-8,8%	20,7%
Uso Rede Distribuição BT	real	-4,0%	3,3%	-2,2%	1,2%	-1,6%	-4,3%	-7,6%
	nominal	-1,1%	6,0%	-1,7%	2,1%	0,1%	-2,7%	-5,9%
Uso Global do Sistema	real	24,2%	31,5%	15,8%	1,6%	9,7%	-4,1%	-110,9%
	nominal	28,0%	34,9%	16,3%	2,5%	11,6%	-2,5%	-111,1%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	49,4%	-40,2%	23,1%	1,9%	46,1%	-60,7%	
	nominal	54,0%	-38,7%	23,7%	2,8%	48,7%	-60,1%	
Comercialização em BTE	real	34,0%	-29,7%	-6,5%	3,6%	81,2%	-15,5%	59,8%
	nominal	38,1%	-27,8%	-6,0%	4,5%	84,4%	-14,1%	62,8%
Comercialização em BTN	real	-4,5%	7,1%	-0,2%	-2,8%	4,0%	13,6%	5,9%
	nominal	-1,6%	9,9%	0,3%	-1,9%	5,8%	15,5%	7,9%

Nota: Na tarifa de Energia, os preços médios de 2020 e de 2021 incluem o efeito das revisões trimestrais ocorridas nesses anos

* A última coluna representa o primeiro ano do período de regulação que agora se inicia.

Na Figura 7-4 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade a preços constantes de 2021.

Figura 7-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2021)



Legenda: UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema; URT MAT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT; URT AT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT; URD AT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT; URD MT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT; URD BT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT; OLMC - Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador; C BTE –Tarifa de Comercialização em BTE; C BTN - Tarifa de Comercialização em BTN; TE - Tarifa de Energia (os valores de 2020 e 2021 incluem o efeito das revisões trimestrais ocorridas nesses anos).

7.3 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

7.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2021 E 2022

Na presente secção apresenta-se a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pagas pelos clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2021 e 2022. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio, discriminada por atividade regulada.

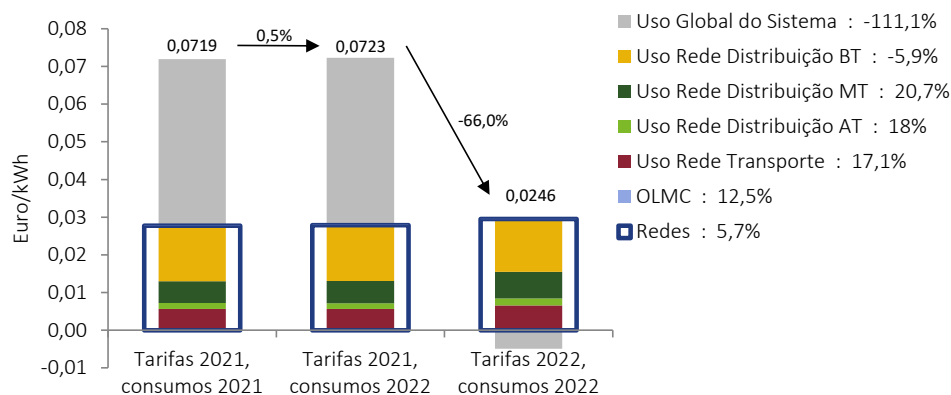
A Figura 7-5 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Acesso às Redes. O decréscimo significativo de -65,8% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2021 e 2022, é impulsionado fundamentalmente por um decréscimo tarifário de -66%. Esta diminuição justifica-se pelo decréscimo da tarifa de Uso Global do Sistema (capítulo 7.2.1) decorrente da redução dos CIEG.

Figura 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Acesso às Redes	0,0719 €/kWh Receitas: 3 279 622 mil € Quantidades: 45 599 GWh	0,0246 €/kWh Receitas: 1 119 778 mil € Quantidades: 45 515 GWh	-65,8%	-66,0%	0,5%

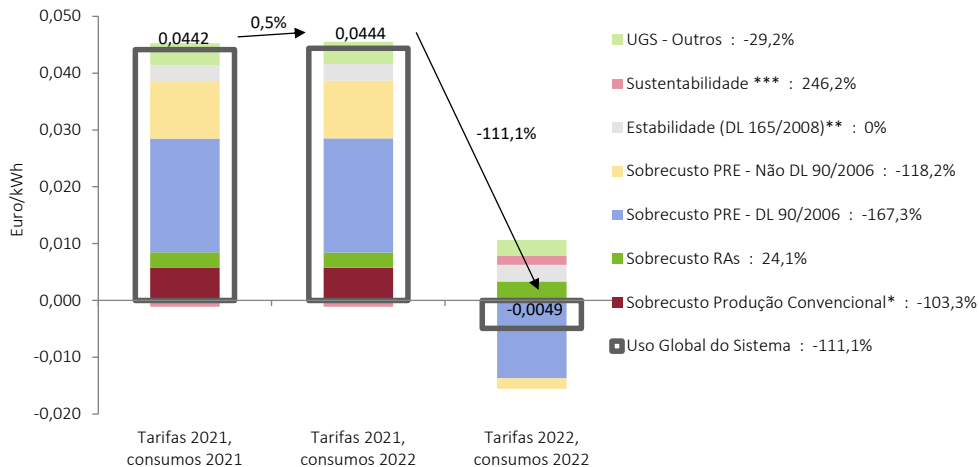
Na legenda da Figura 7-6, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: +17,1% para o Uso da Rede de Transporte, +18% para o Uso da Rede de Distribuição em AT, +20,7% para o Uso da Rede de Distribuição em MT, -5,9% para o Uso da Rede de Distribuição em BT, +12,5% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador e -111,1% para o Uso Global do Sistema.

Figura 7-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



Dado o peso da tarifa de Uso Global do Sistema nas tarifas de Acesso às Redes, apresentam-se de seguida as variações desta tarifa, diferenciadas por componente.

Figura 7-7 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema



* Inclui os sobrecustos associados à produção convencional em regime de mercado, designadamente o sobrecusto das centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e a garantia de potência.

** Pagamento anual resultante do diferimento de custos em 2009 no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.

*** Considera-se como sustentabilidade os ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, o diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e o sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

Em seguida, apresentam-se as figuras com a evolução tarifária das tarifas de Acesso às Redes, entre 2021 e 2022, para os diferentes níveis de tensão, com discriminação por atividade. Regista-se uma variação

tarifária da tarifa de Acesso às Redes de -94,0% em MAT, AT e MT, e de -66% e de -52,7% em BTE e BTN, respetivamente. Em termos médios globais observa-se um decréscimo de -66% da tarifa de Acesso às Redes.

Cada figura relativa à evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão, é acompanhada de outra onde se apresenta a respetiva variação da tarifa de Uso Global do Sistema. Registam-se variações diferenciadas por nível de tensão: de -105,8% em MAT, -122,8% em AT, -146,4% em MT, -116,6% em BTE e -94,3% em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tipo de custo de interesse económico geral incluído na tarifa de Uso Global do Sistema.

Figura 7-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MAT

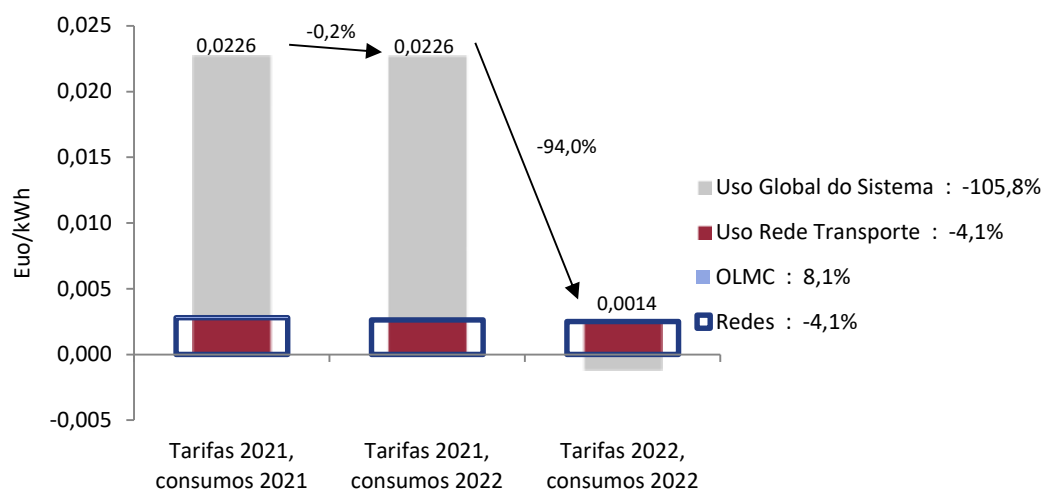


Figura 7-9 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT

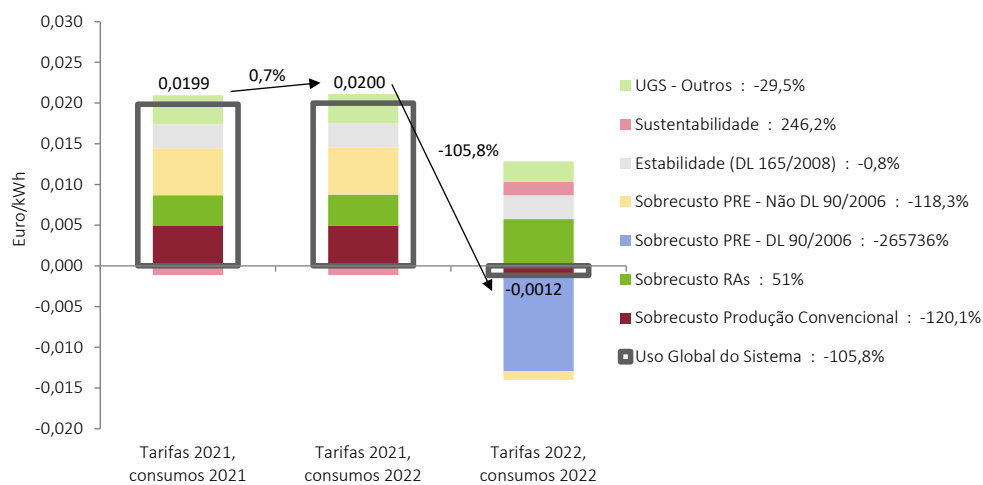


Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT

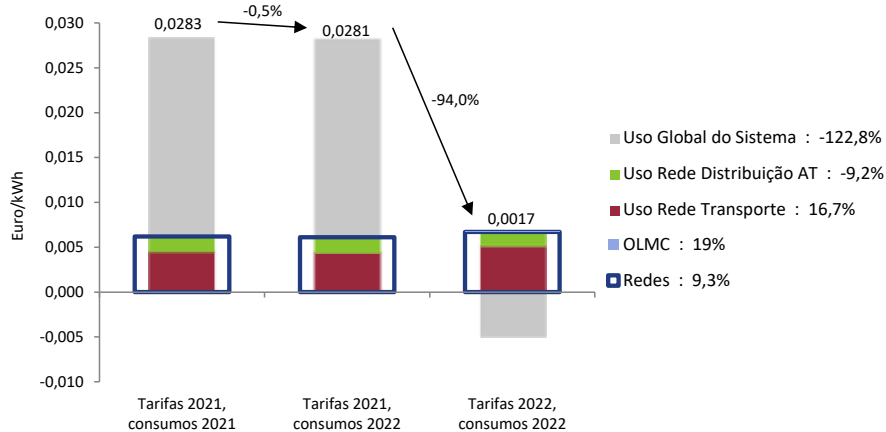


Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT

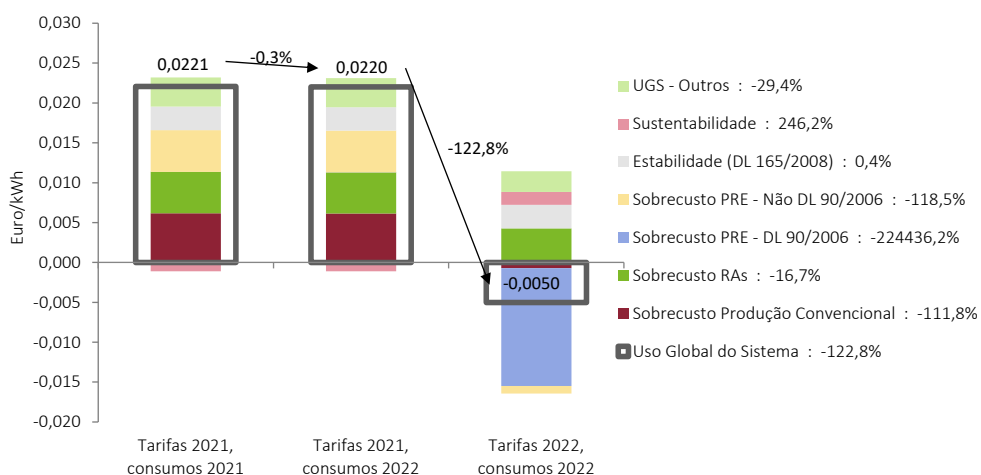


Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT

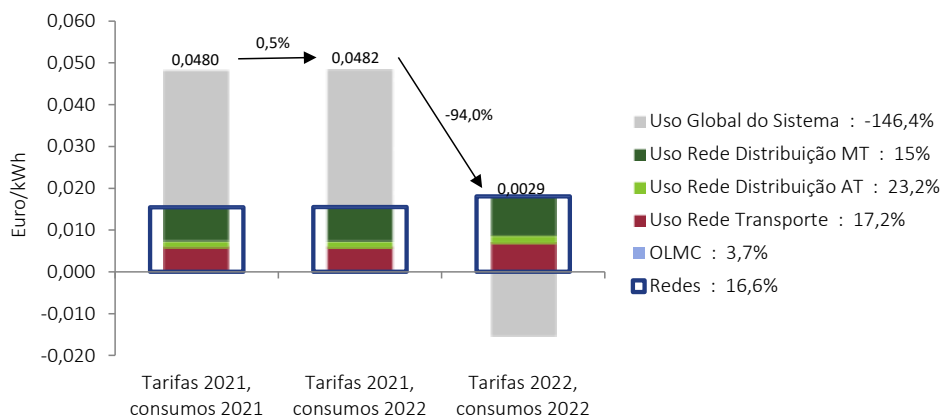


Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT

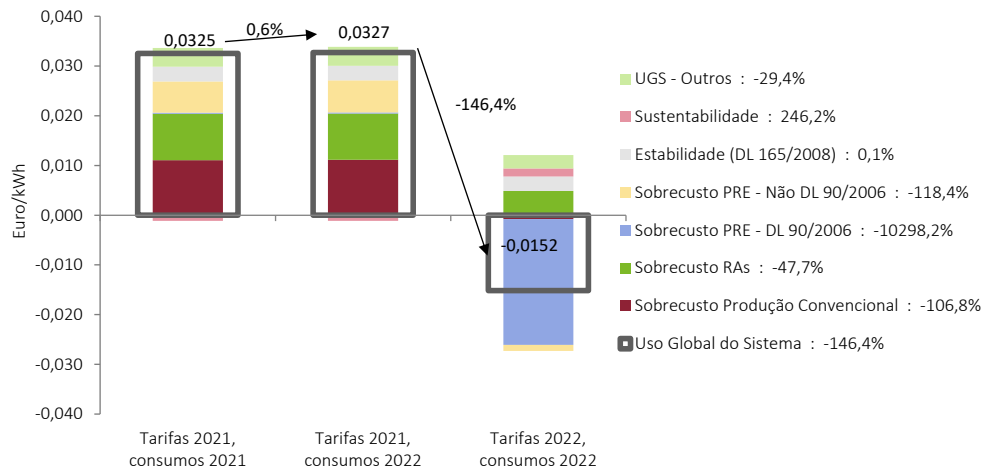


Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE

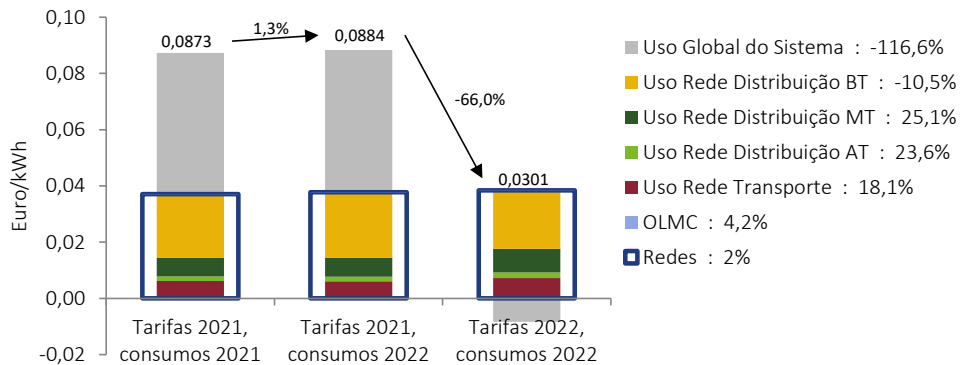


Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE

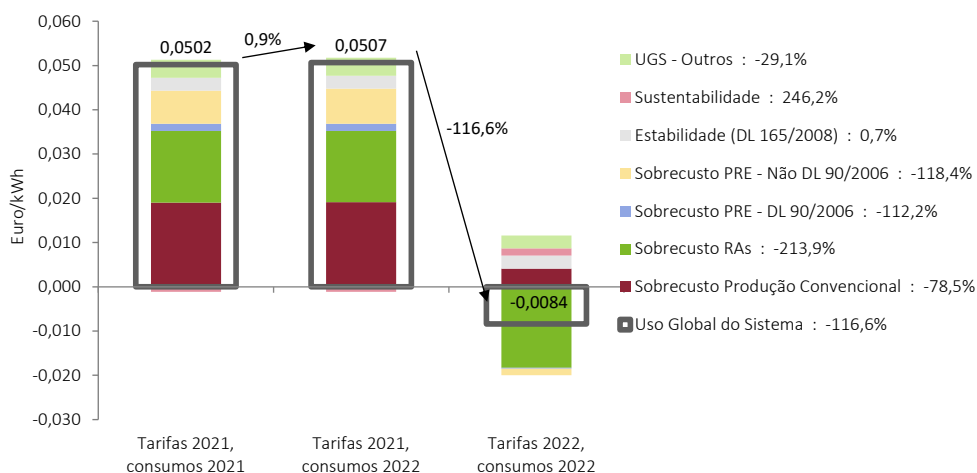


Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN

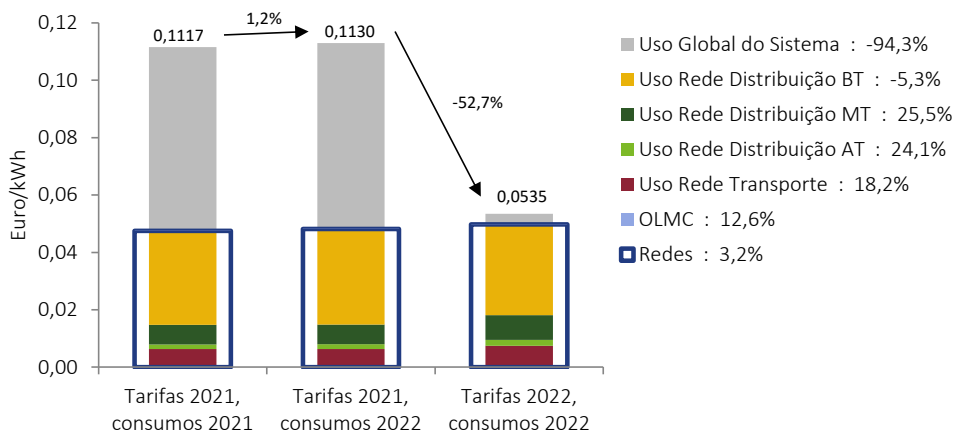
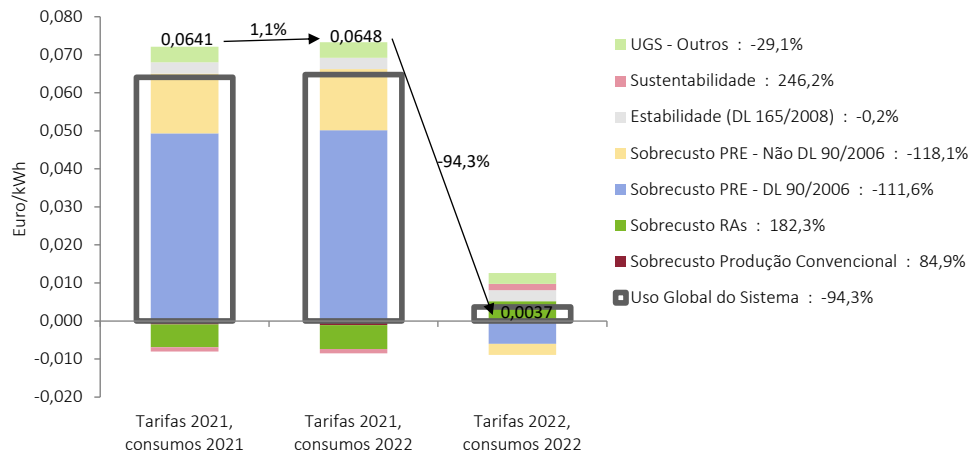


Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN



7.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2022

Na Figura 7-18, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2022. Na Figura 7-19 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 7-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes,
decomposição por atividade

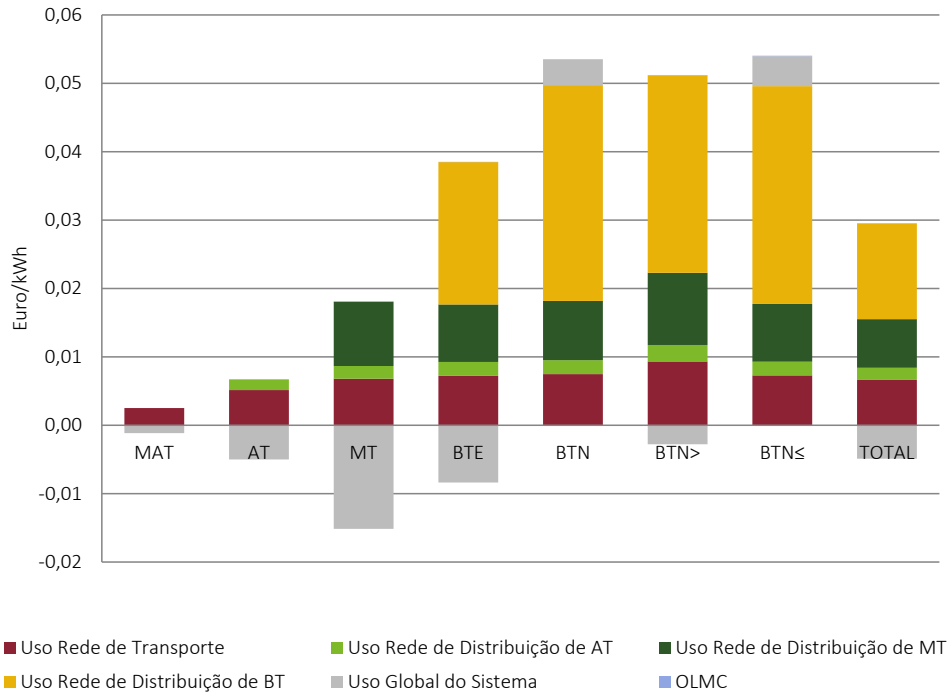
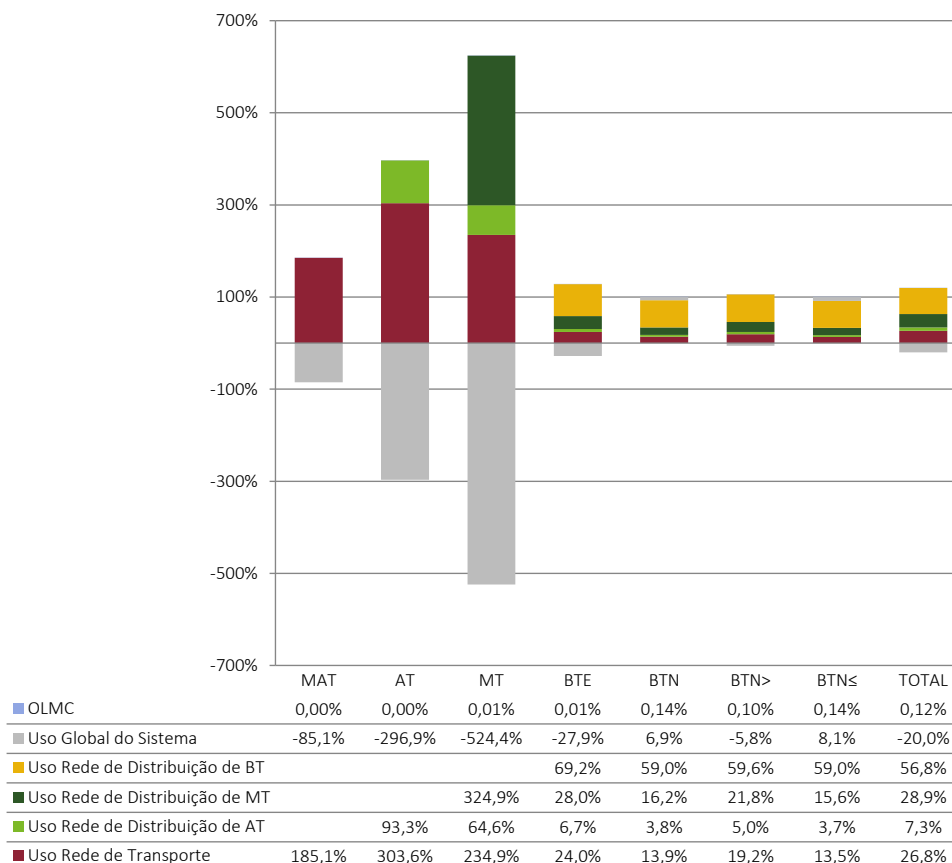


Figura 7-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes,
decomposição por atividade



Na Figura 7-20 e na Figura 7-21 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes na parcela de Uso de Redes, de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Gestão do Sistema e na parcela de Custos de Interesse Económico Geral.

Os Custos de Interesse Económico Geral incluem os custos considerados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, nomeadamente, (i) o sobrecusto com os CAE, (ii) os encargos com os CMEC, (iii) os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas, (iv) os sobrecustos da Produção em Regime Especial, (v) os custos com os terrenos dos centros eletroprodutores afetos ao domínio público hídrico e (vi) o défice tarifário de 2009 gerado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Figura 7-20 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes

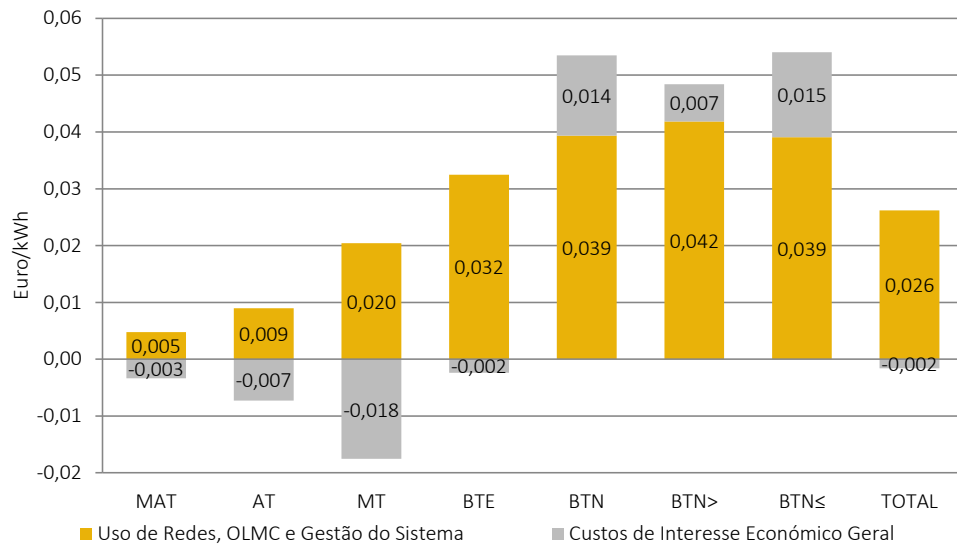
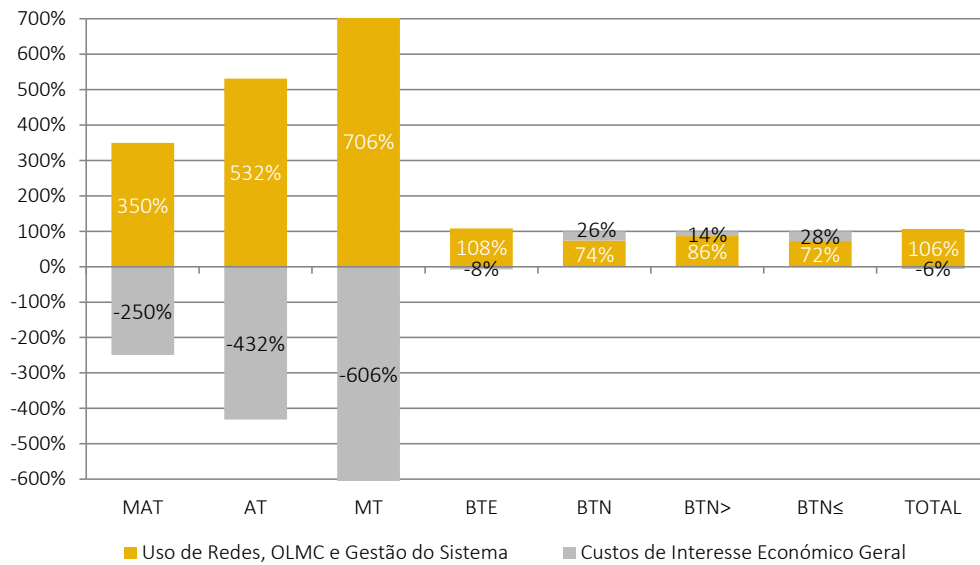


Figura 7-21 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



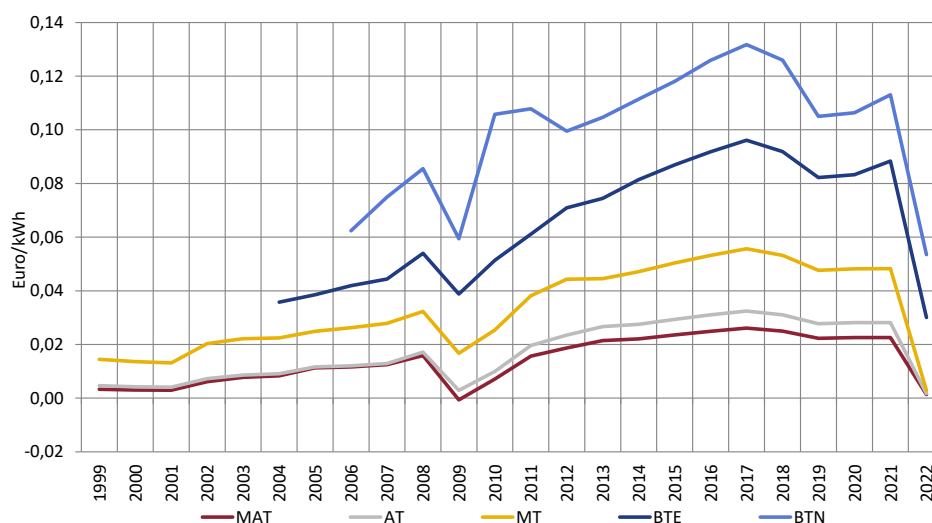
7.3.3 EVOLUÇÃO ENTRE 1999 E 2022

A Figura 7-22 e a Figura 7-23 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes ¹⁰³, no período compreendido entre 1999 e 2022, por nível de tensão. As figuras avaliam a evolução a preços correntes e a preços constantes de 2021, respetivamente.

Os preços médios apresentados até 2021 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano. Utiliza-se a estrutura de consumos de 2022 de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos entre anos e analisar apenas as variações tarifárias.

No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN, a preços correntes, sofreram variações médias anuais nominais de -3,8%, -4,3%, -6,8%, -1% e -1%, respetivamente.

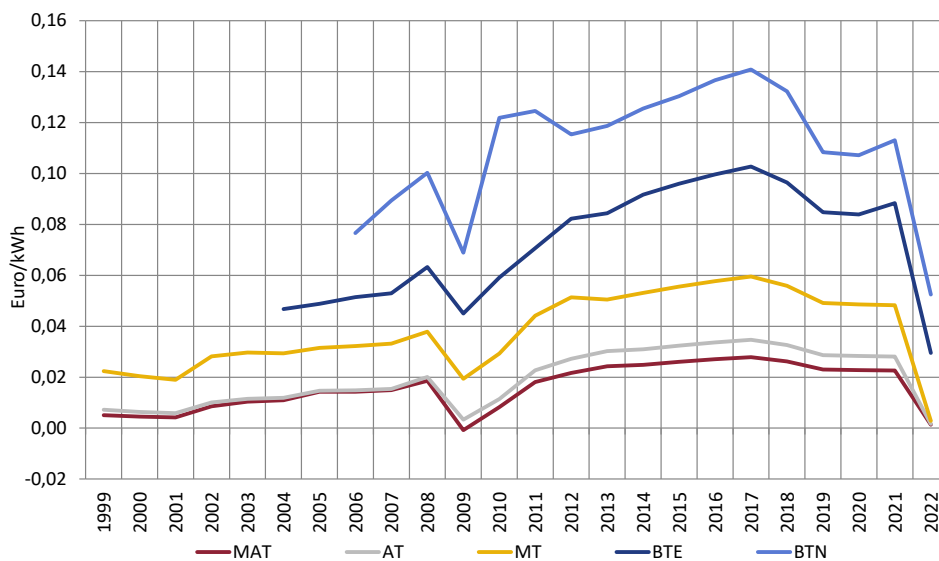
Figura 7-22 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes)



No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais reais de -5,7%, -6,2%, -8,6%, -2,2% e -2,1%, respetivamente, a preços constantes de 2021.

¹⁰³ Até ao ano de 2017 a tarifa de Acesso às Redes corresponde à soma da tarifa de Uso Global do Sistema, da tarifa de Uso da Rede de Transporte e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição. A partir do ano de 2018 o acesso às redes inclui também a tarifa OLMC, referente à atividade do operador logístico de mudança de comercializador.

Figura 7-23 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2021)



No quadro seguinte apresenta-se a evolução das tarifas de Acesso às Redes, apresentada nas figuras anteriores.

Quadro 7-5 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variação média anual
MAT	real	100	88	83	168	204	214	280	280	292	365	-15	162	354	425	477	488	511	530	547	514	452	447	443	26	-5,7%
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	652	671	717	757	793	758	678	687	687	41	-3,8%
AT	real	100	88	82	140	160	165	205	207	215	279	46	159	316	379	420	431	451	468	483	453	399	394	391	23	-6,2%
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	574	593	633	669	700	669	599	606	606	36	-4,3%
MT	real	100	91	85	126	133	131	141	144	148	169	87	131	197	230	226	237	248	258	266	250	220	217	216	13	-8,6%
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	308	326	349	368	385	369	330	334	334	20	-6,8%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	106	111	115	137	99	129	149	168	175	192	204	214	221	209	186	189	199	66	-2,2%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	228	243	257	269	257	230	233	247	84	-1,0%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	-	100	117	130	91	160	158	142	148	158	167	177	182	172	143	145	153	71	-2,1%
	nominal	-	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	179	189	202	211	202	168	170	181	86	-1,0%

Nota: O ano 1999 corresponde à base 100, exceto nos casos da BTE e da BTN.

O Quadro 7-6 resume as variações anuais médias para os vários períodos de regulação do setor elétrico, os quais têm uma duração de três anos, excetuando o período de regulação de 2002 a 2005 e o anterior período de regulação, que foi prolongado, vigorando de 2018 a 2021 ¹⁰⁴.

Quadro 7-6 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período de regulação

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018-2021	2022*
MAT	real	-8,9%	35,6%	9,2%	-1,0%	11,2%	3,9%	-5,1%	-94,1%
	nominal	-5,6%	40,1%	12,1%	-0,5%	12,2%	5,7%	-3,5%	-94,0%
AT	real	-9,4%	25,7%	10,9%	4,2%	10,9%	3,9%	-5,1%	-94,1%
	nominal	-6,1%	29,8%	13,8%	4,7%	11,8%	5,7%	-3,5%	-94,0%
MT	real	-8,0%	13,6%	6,3%	5,2%	6,4%	3,9%	-5,1%	-94,1%
	nominal	-4,7%	17,4%	9,1%	5,7%	7,3%	5,7%	-3,5%	-94,0%
BTE	real	-	-	8,9%	2,9%	8,9%	4,7%	-2,6%	-66,5%
	nominal	-	-	11,9%	4,2%	10,0%	5,7%	-2,1%	-66,0%
BTN	real	-	-	-	6,6%	0,1%	4,8%	-4,3%	-53,4%
	nominal	-	-	-	8,0%	1,1%	5,7%	-3,8%	-52,7%

* A última coluna representa o primeiro ano do período regulatório que agora se inicia. Para os níveis de tensão MAT, AT e MT está a ser utilizado o IPIB e para BT está a ser utilizado o IHPC.

7.4 PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

7.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2021 E 2022

Na presente secção apresenta-se a evolução dos preços médios de referência de venda a clientes finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2021 e 2022. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE, aplicadas à totalidade do consumo em Portugal continental, incluindo os mercados regulado e liberalizado. Assim, os preços médios de referência de venda a clientes finais representam a

¹⁰⁴ Salienta-se que os períodos de regulação de 2002 a 2005 e de 2018 a 2021 contam com uma duração de 4 anos. O regulamento n.º 6/2020 procedeu ao prolongamento extraordinário do período de regulação 2018-2020 até 2021

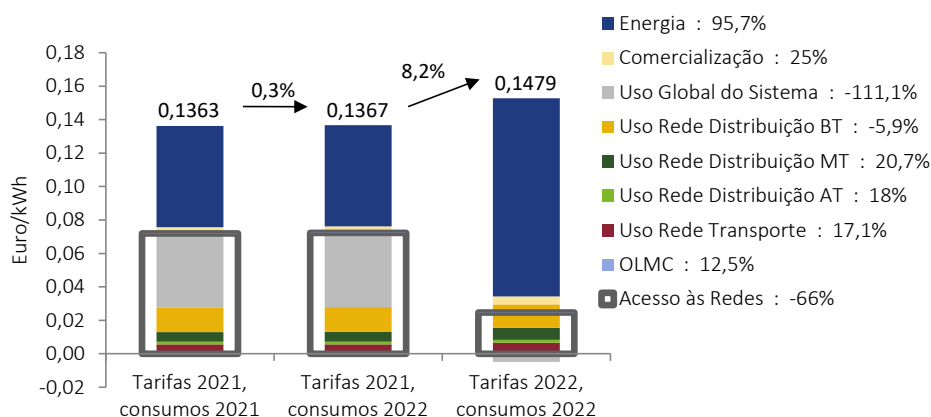
melhor expectativa dos preços eficientes praticados no mercado retalhista. Apresenta-se igualmente a estrutura destes preços médios por atividade regulada para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

Deve referir-se que as variações tarifárias apresentadas são determinadas face ao preço médio em 2021, tendo em conta as revisões trimestrais da tarifa de Energia ocorridas em julho e outubro de 2021.

A variação de +8,5% no preço médio de referência de venda a clientes finais, entre 2021 e 2022, decorre de um aumento tarifário de +8,2% e de um acréscimo de +0,3% por efeito consumo (Figura 7-24).

Na legenda da Figura 7-24, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: +17,1% para o Uso da Rede de Transporte, +18% para o Uso da Rede de Distribuição em AT, +20,7% para o Uso da Rede de Distribuição em MT, -5,9% para o Uso da Rede de Distribuição em BT, -111,1% para o Uso Global do Sistema, +12,5% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador, +25% para a Comercialização e +95,7% para a Energia.

Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais



Em seguida, apresentam-se as figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio de referência de venda a clientes finais, entre 2021 e 2022, para os diferentes níveis de tensão. Estas variações de preço médio são justificadas por variações tarifárias diferenciadas das tarifas por atividade regulada.

Figura 7-25 - Evolução da estrutura do preço médio de referência
de venda a clientes finais em MAT

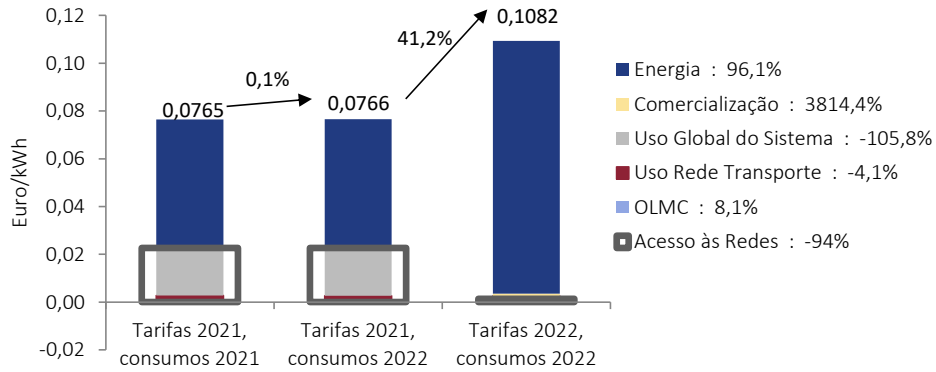


Figura 7-26 - Evolução da estrutura do preço médio de referência
de venda a clientes finais em AT

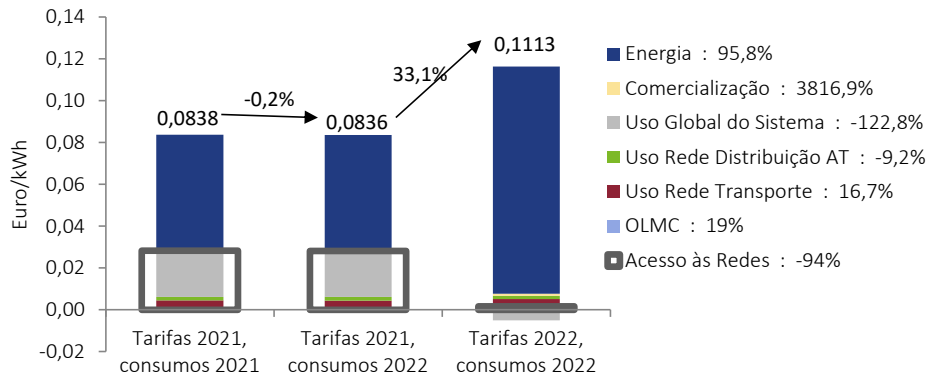


Figura 7-27 - Evolução da estrutura do preço médio de referência
de venda a clientes finais em MT

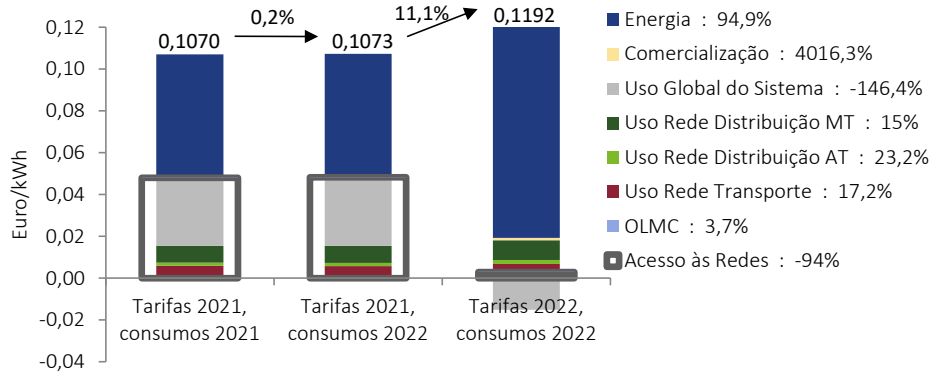


Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio de referência
de venda a clientes finais em BTE

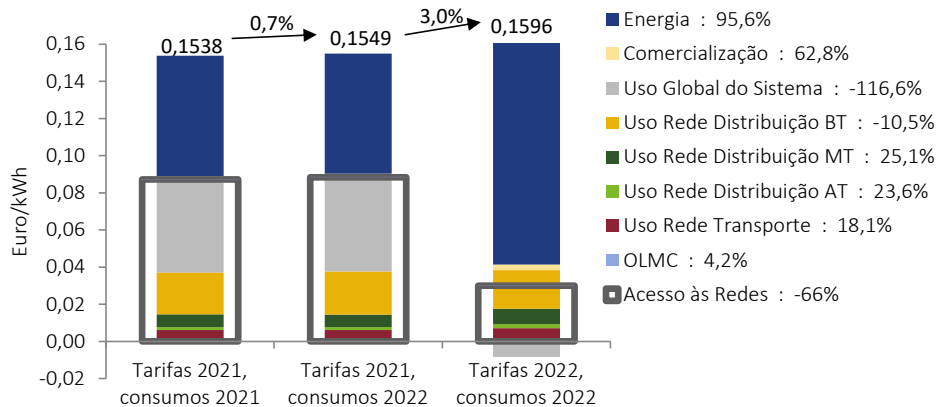
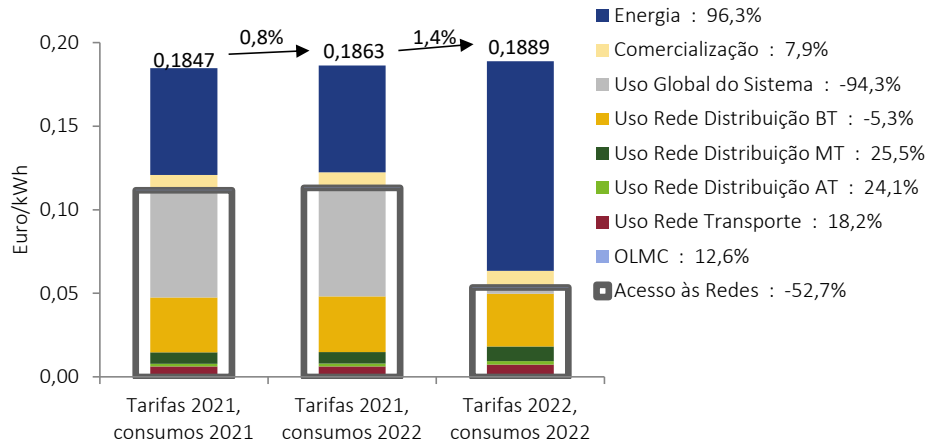


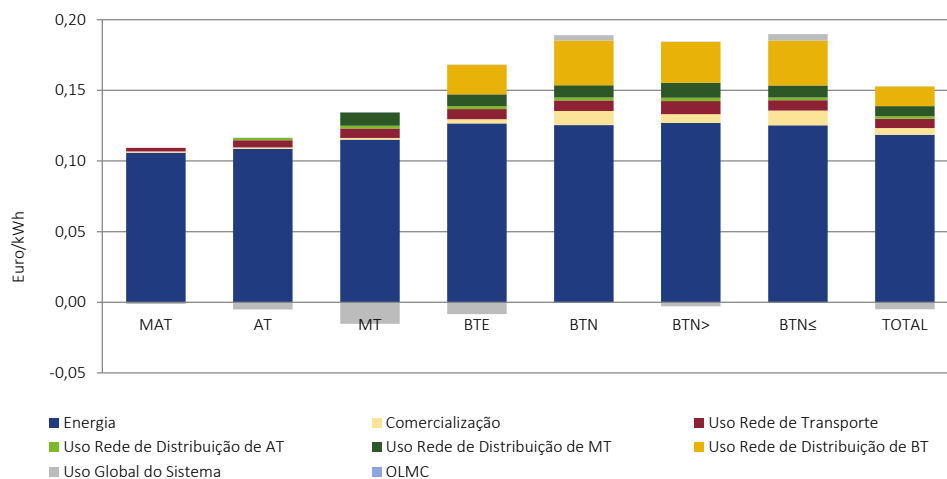
Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN



7.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2022

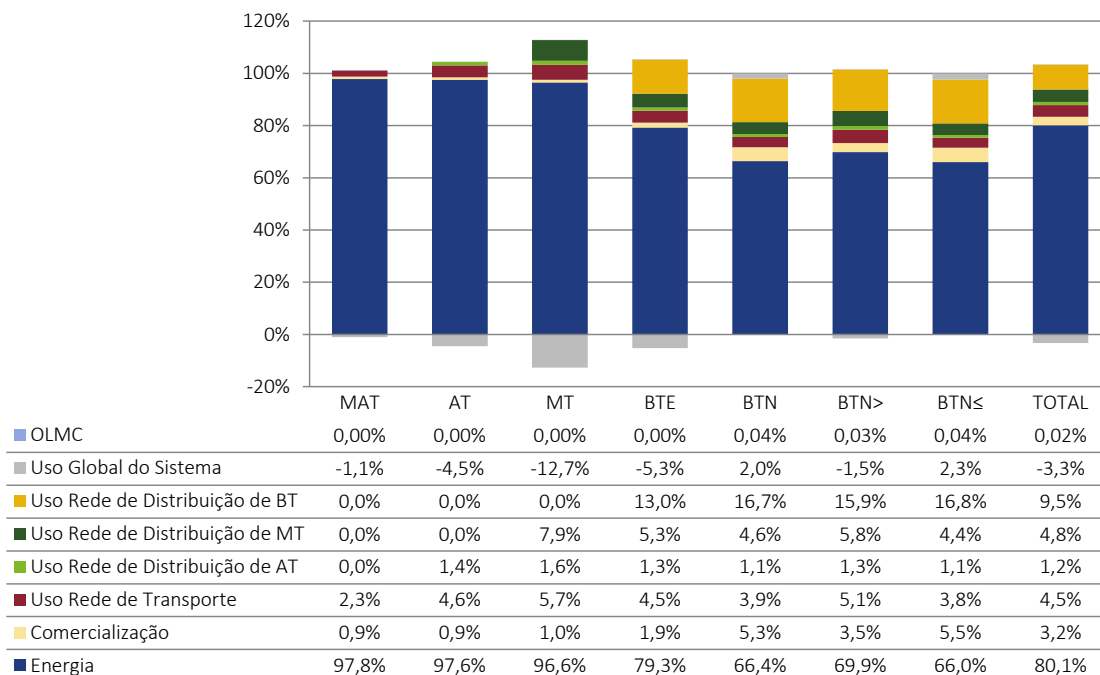
Na Figura 7-30, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2022.

Figura 7-30 - Preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade



Na Figura 7-31 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

**Figura 7-31 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais,
decomposição por atividade**



Na Figura 7-32 e na Figura 7-33, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais na parcela de Energia e Comercialização, na parcela de Uso de Redes, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Gestão do Sistema e na parcela de Custos de Interesse Económico Geral.

Figura 7-32 - Preço médio de referência de venda a clientes finais

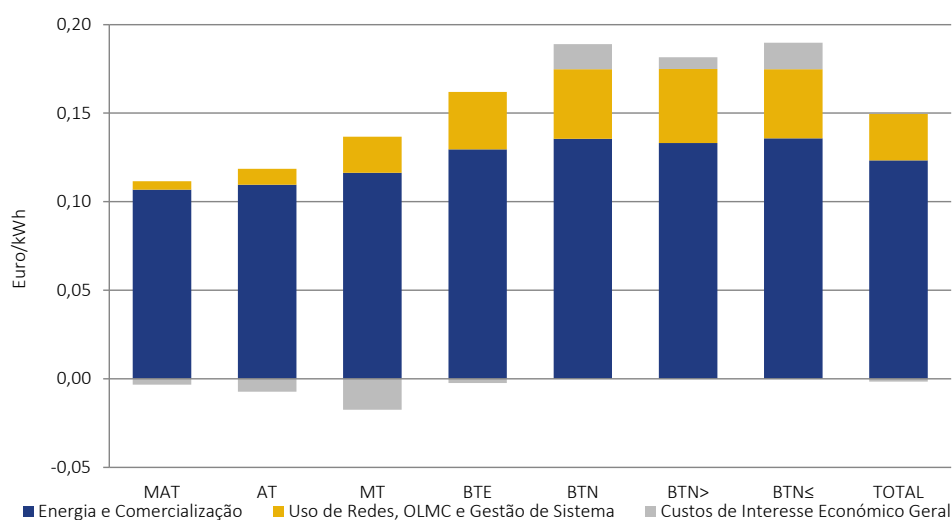
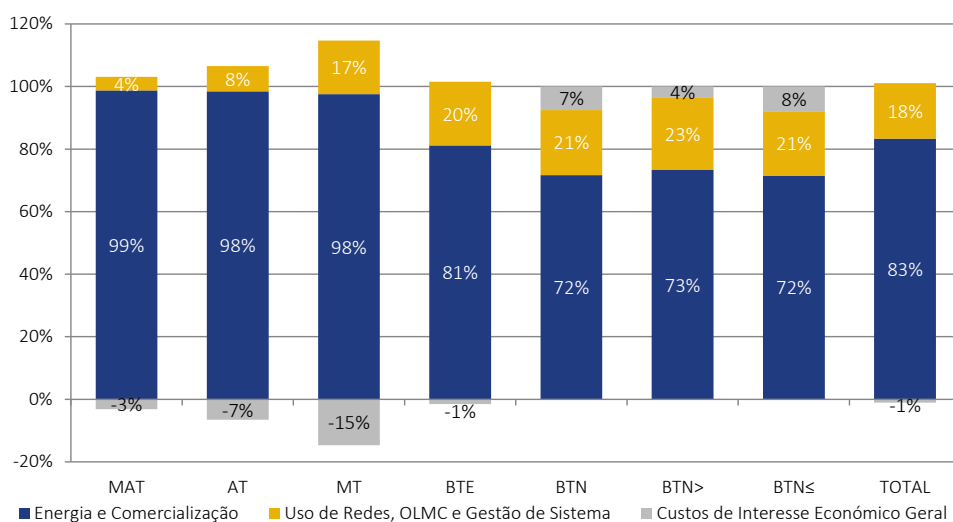


Figura 7-33 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais



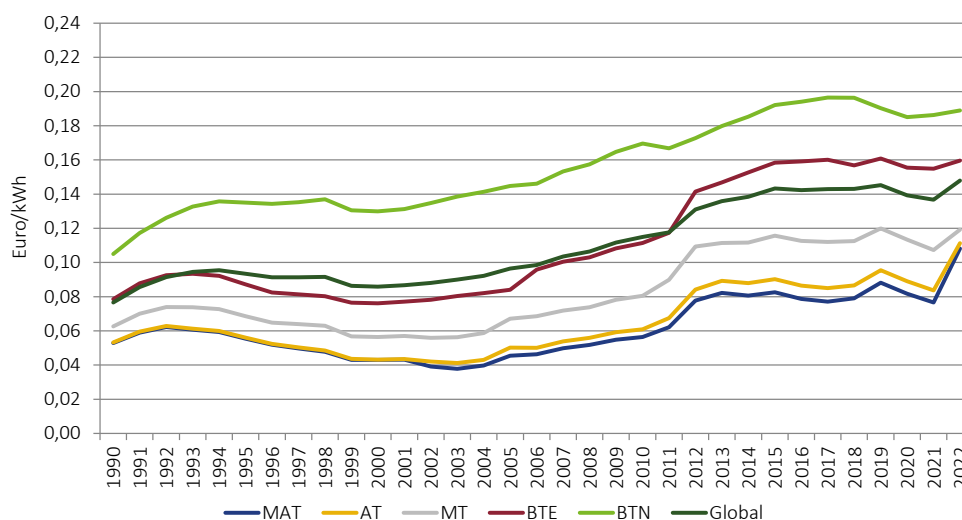
7.4.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 1990 E 2022

Na Figura 7-34 e na Figura 7-35 apresenta-se a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais desde 1990 até 2022, em termos globais e por nível de tensão. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2022 integrando quer os fornecimentos no mercado livre, quer do comercializador de último recurso de Portugal continental, de forma a eliminar o

efeito de alteração da estrutura de consumos entre anos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

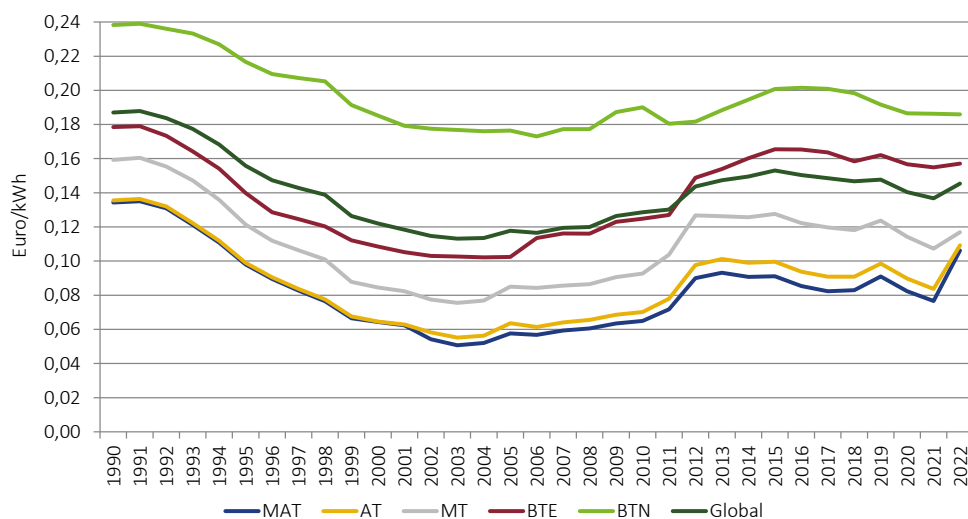
Os preços médios apresentados até 2010 são equivalentes aos das tarifas de Venda a Clientes Finais da comercialização de último recurso. A partir de 2011 iniciou-se o processo de extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais para os fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE. Assim no cálculo dos preços médios apresentados a partir de 2011 considera-se a aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais.

Figura 7-34 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2021, o preço médio global registou entre 1990 e 2022 uma redução média anual de -1%. Em 2022, o preço médio global é cerca de 77,8% do verificado em 1990. Em MAT, AT, MT, BTE e BTN, os preços médios em 2022 são 79,1%, 80,6%, 73,5%, 88% e 78% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-35 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços constantes de 2021)



O Quadro 7-7 apresenta a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais em Portugal continental, desde 1998. A ERSE fixou tarifas reguladas pela primeira vez em 1999. É de salientar que se registam valores, em termos reais, para o global muito próximos dos valores de 1998.

Quadro 7-7 - Evolução real e nominal do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão

Tarifas	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variação média anual	
MAT	real	-13,0%	-3,3%	-3,2%	-13,0%	-6,5%	2,6%	10,8%	-1,4%	4,5%	2,1%	4,8%	2,3%	10,4%	25,6%	3,4%	-2,6%	0,5%	-6,3%	-3,5%	0,7%	9,6%	-9,4%	-7,0%	38,6%	1,4%
	nominal	-10,1%	0,0%	0,4%	-9,4%	-3,3%	5,1%	14,5%	1,7%	7,6%	3,9%	5,9%	2,9%	10,1%	25,1%	5,8%	-1,9%	2,5%	-4,7%	-2,0%	2,5%	11,5%	-7,3%	-6,3%	41,2%	3,5%
AT	real	-12,9%	-4,4%	-2,6%	-7,3%	-5,3%	1,9%	13,0%	-3,4%	4,4%	2,1%	4,7%	2,3%	11,1%	25,2%	3,7%	-2,3%	0,6%	-5,8%	-3,1%	0,0%	8,4%	-8,9%	-6,8%	30,6%	1,4%
	nominal	-10,0%	-1,1%	1,0%	-3,4%	-2,1%	4,4%	16,8%	-0,3%	7,5%	3,9%	5,9%	2,9%	10,8%	24,7%	6,0%	-1,6%	2,7%	-4,2%	-1,7%	1,9%	10,3%	-6,8%	-6,0%	33,1%	3,5%
MT	real	-13,0%	-3,8%	-2,5%	-5,9%	-2,6%	1,8%	10,7%	-0,9%	1,7%	1,0%	4,8%	2,3%	11,9%	22,2%	-0,4%	-0,5%	1,5%	-4,2%	-2,0%	-1,4%	4,7%	-7,7%	-6,1%	9,0%	0,6%
	nominal	-10,0%	-0,6%	1,2%	-2,0%	0,7%	4,2%	14,4%	2,3%	4,7%	2,7%	5,9%	2,9%	11,6%	21,7%	1,9%	0,2%	3,6%	-2,6%	-0,5%	0,4%	6,6%	-5,5%	-5,3%	11,1%	2,7%
BTE	real	-6,8%	-3,3%	-3,0%	-2,1%	-0,4%	-0,4%	0,3%	10,7%	2,4%	-0,1%	6,0%	1,5%	1,7%	17,2%	3,4%	4,1%	3,3%	-0,1%	-1,0%	-3,2%	2,3%	-3,2%	-1,2%	1,4%	1,1%
	nominal	-4,7%	-0,6%	1,3%	1,5%	2,8%	2,1%	2,4%	14,0%	4,8%	2,6%	5,0%	2,9%	5,4%	20,4%	3,8%	3,9%	3,8%	0,5%	0,6%	-2,0%	2,6%	-3,3%	-0,4%	3,0%	2,9%
BTN	real	-6,8%	-3,2%	-3,2%	-1,0%	-0,4%	-0,4%	0,2%	-2,0%	2,5%	0,0%	5,6%	1,5%	-5,1%	0,7%	3,7%	3,2%	3,2%	0,4%	-0,4%	-1,2%	-3,4%	-2,7%	-0,1%	-0,2%	-0,4%
	nominal	-4,7%	-0,5%	1,0%	2,7%	2,8%	2,1%	2,3%	1,0%	4,9%	2,7%	4,6%	2,9%	-1,7%	3,5%	4,1%	3,0%	3,7%	1,0%	1,2%	0,0%	-3,1%	-2,8%	0,7%	1,4%	1,3%
Global	real	-8,9%	-3,5%	-3,0%	-3,0%	-1,4%	0,3%	3,8%	-1,0%	2,5%	0,5%	5,3%	1,8%	1,2%	10,4%	2,5%	1,5%	2,4%	-1,7%	-1,2%	-1,2%	0,7%	-5,0%	-2,6%	6,4%	0,2%
	nominal	-5,8%	-0,5%	1,0%	1,5%	2,2%	2,5%	4,6%	2,1%	5,1%	2,8%	4,9%	2,9%	2,4%	11,4%	3,7%	1,8%	3,5%	-0,6%	0,4%	0,1%	1,5%	-4,1%	-1,9%	8,2%	2,0%

O Quadro 7-8 resume as variações anuais médias em cada um dos períodos de regulação do setor elétrico ¹⁰⁵.

Quadro 7-8 - Variações anuais médias do preço médio de referência de venda a clientes finais, por período de regulação

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018-2021	2022*
MAT	real	-6,6%	-1,9%	1,7%	5,8%	8,1%	-3,2%	-1,8%	38,6%
	nominal	-3,3%	1,3%	4,4%	6,3%	9,1%	-1,5%	-0,2%	41,2%
AT	real	-6,8%	0,3%	1,0%	6,0%	8,3%	-2,8%	-2,0%	30,6%
	nominal	-3,5%	3,6%	3,6%	6,5%	9,2%	-1,1%	-0,4%	33,1%
MT	real	-6,5%	0,8%	0,6%	6,3%	6,6%	-1,6%	-2,7%	9,0%
	nominal	-3,3%	4,1%	3,2%	6,8%	7,5%	0,1%	-1,1%	11,1%
BTE	real	-4,4%	-0,7%	4,2%	3,1%	8,1%	0,7%	-1,4%	1,4%
	nominal	-1,4%	2,2%	7,0%	4,4%	9,1%	1,6%	-0,8%	3,0%
BTN	real	-4,4%	-0,4%	0,2%	0,6%	2,5%	1,1%	-1,9%	-0,2%
	nominal	-1,4%	2,5%	2,9%	1,9%	3,6%	2,0%	-1,3%	1,4%
Global	real	-5,2%	-0,1%	0,6%	2,7%	4,7%	-0,2%	-2,1%	6,4%
	nominal	-1,8%	2,7%	3,3%	3,4%	5,6%	1,1%	-1,1%	8,2%

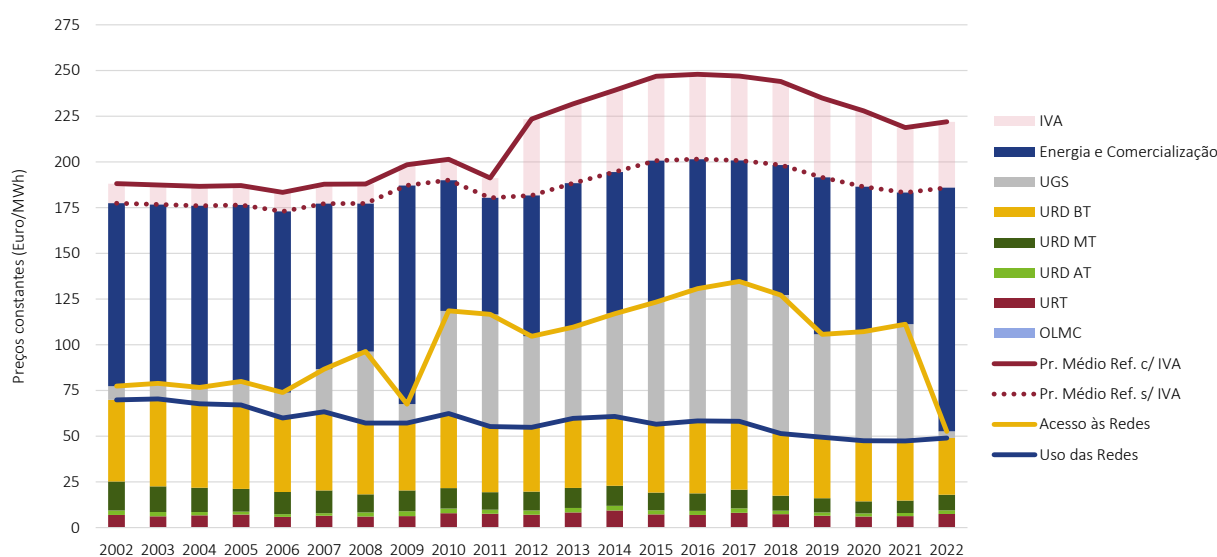
* A última coluna representa o primeiro ano do período regulatório que agora se inicia.

Na Figura 7-36 apresenta-se a evolução, a preços constantes de 2021, da decomposição do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BTN desde 2002, incluindo o IVA. Neste período destaca-se o aumento da tarifa de UGS que integra os CIEG e o aumento do IVA de 6% para 23% em 2012. Em sentido contrário, destaca-se a redução do IVA de 23% para 6% no termo de potência da tarifa de acesso às redes, para clientes com potência contratada inferior ou igual a 3,45 kVA, em julho de 2019, assim como a aplicação da taxa intermédia de IVA a fornecimentos de eletricidade na parte que não exceda um determinado limiar de consumo, para clientes com potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA, com

¹⁰⁵ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 e do anterior período regulatório 2018-2021, que contam com uma duração de 4 anos. O regulamento n.º 6/2020 procedeu ao prolongamento extraordinário do período de regulação 2018-2020 até 2021.

efeitos a dezembro de 2020 ¹⁰⁶. De salientar a relativa estabilidade das tarifas de uso das redes ¹⁰⁷ sujeitas à regulação da ERSE, a preços constantes, tendo atingido em 2019 o valor mais baixo desde 2002. O ano de 2022 é particularmente excepcional, na medida em que há uma redução significativa da tarifa de acesso às redes em 2022, situação que a coloca em mínimos históricos.

Figura 7-36 - Evolução da decomposição do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN
(preços constantes de 2021)



Pr. Médio Ref. – Preço médio de referência de venda a clientes finais

¹⁰⁶ Decreto-Lei n.º 74/2020, de 24 de setembro, que procedeu à alteração ao Código do Imposto sobre o Valor Acrescentado, determinando a aplicação da taxa intermédia de Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA) a fornecimentos de eletricidade na parte que não exceda um determinado nível de consumo, em relação a potências contratadas em baixa tensão normal (BTN). A taxa intermédia aplica-se ao «Fornecimento de eletricidade para consumo, com exclusão das suas componentes fixas, relativamente a uma potência contratada que não ultrapasse 6,90 kVA, na parte que não exceda: a) 100 kWh por período de 30 dias; b) 150 kWh por período de 30 dias, quando adquirida para consumo de famílias numerosas, considerando-se como tais os agregados familiares constituídos por cinco ou mais pessoas». Na previsão do montante de IVA para 2021 considerou-se o consumo médio por opção tarifária aplicável, tendo-se utilizado o limiar de 100 kWh/30 dias. Por simplificação, não se calcularam efeitos a dezembro de 2020.

¹⁰⁷ As tarifas de uso das redes incluem as tarifas de Uso da Rede de Transporte (URT) e as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD em AT, URD em MT, URD em BT).

7.5 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

7.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2021 E 2022

Nesta secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental, entre os anos 2021 e 2022.

A Figura 7-37 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BTE, por efeito da variação tarifária e por efeito consumo. O acréscimo do preço médio de +0,9% deve-se essencialmente à variação tarifária de +0,2%.

Figura 7-37 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTE

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTE	0,1704 €/kWh Receitas: 4 909 mil € Quantidades: 29 GWh	0,1719 €/kWh Receitas: 4 223 mil € Quantidades: 25 GWh	0,9%	0,2%	0,7%

Nota: Variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2021 inclui o efeito das revisões trimestrais na tarifa de energia a julho e a outubro de 2021.

A Figura 7-38 apresenta a análise análoga para os clientes em BTN. Para além de apresentar os resultados para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN, apresentam-se ainda os resultados separados pelos consumos de BTN > (> 20,7 kVA) e pelos consumos de BTN ≤ (≤ 20,7 kVA).

Para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN verifica-se o acréscimo do preço médio (+1,2%) que resulta do efeito conjugado do acréscimo por efeito consumo (+1,0%) e de um aumento tarifário de +0,2%. Para BTN> assiste-se também a um acréscimo do preço médio (+1,7%), resultante do aumento por efeito consumo (+1,3%) e do aumento tarifário de +0,4%. Para BTN ≤, verifica-se também o acréscimo do preço médio entre 2021 e 2022 (+1,2%), decorrente da variação por efeito consumo de +1,0% e da variação tarifária de +0,2%.

Figura 7-38 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN	0,1905 €/kWh Receitas: 386 797 mil € Quantidades: 2 030 GWh	0,1928 €/kWh Receitas: 354 146 mil € Quantidades: 1 837 GWh	1,2% 	0,2% 	1,0%
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1793 €/kWh Receitas: 20 685 mil € Quantidades: 115 GWh	0,1823 €/kWh Receitas: 16 623 mil € Quantidades: 91 GWh	1,7% 	0,4% 	1,3%
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1912 €/kWh Receitas: 366 112 mil € Quantidades: 1 915 GWh	0,1934 €/kWh Receitas: 337 523 mil € Quantidades: 1 745 GWh	1,2% 	0,2% 	1,0%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2021 inclui o efeito das revisões trimestrais na tarifa de energia a julho e outubro de 2021.

7.5.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2022

Na Figura 7-39 e na Figura 7-40 apresenta-se para cada nível de tensão a decomposição e a estrutura, por atividade regulada, do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso. A decomposição apresentada pressupõe que os preços a pagar pelo acesso às redes coincidem com os preços das tarifas por atividade incluídas nas tarifas de Acesso às Redes (Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Operação Logística de Mudança de Comercializador) aplicáveis a cada fornecimento. Os preços médios das tarifas de Energia e de Comercialização são obtidos subtraindo ao preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão, o preço médio pago pelo acesso às redes. A estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização coincide com a estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização aplicáveis a cada fornecimento, incluindo o agravamento aplicado na BTE.

Figura 7-39 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2022

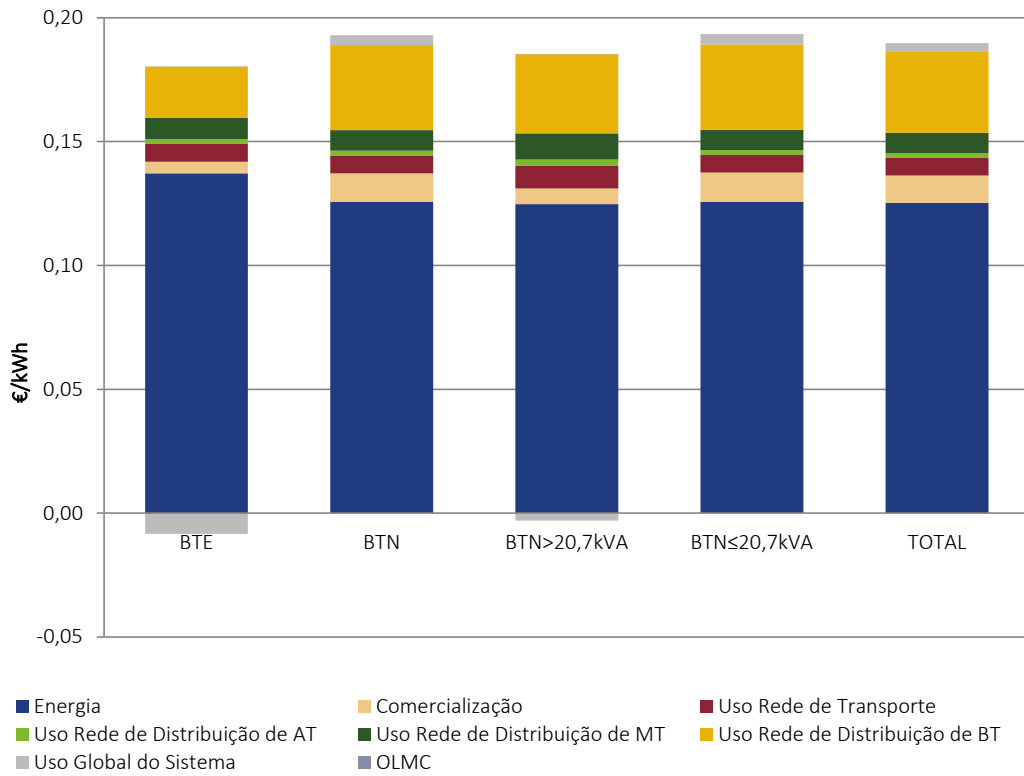
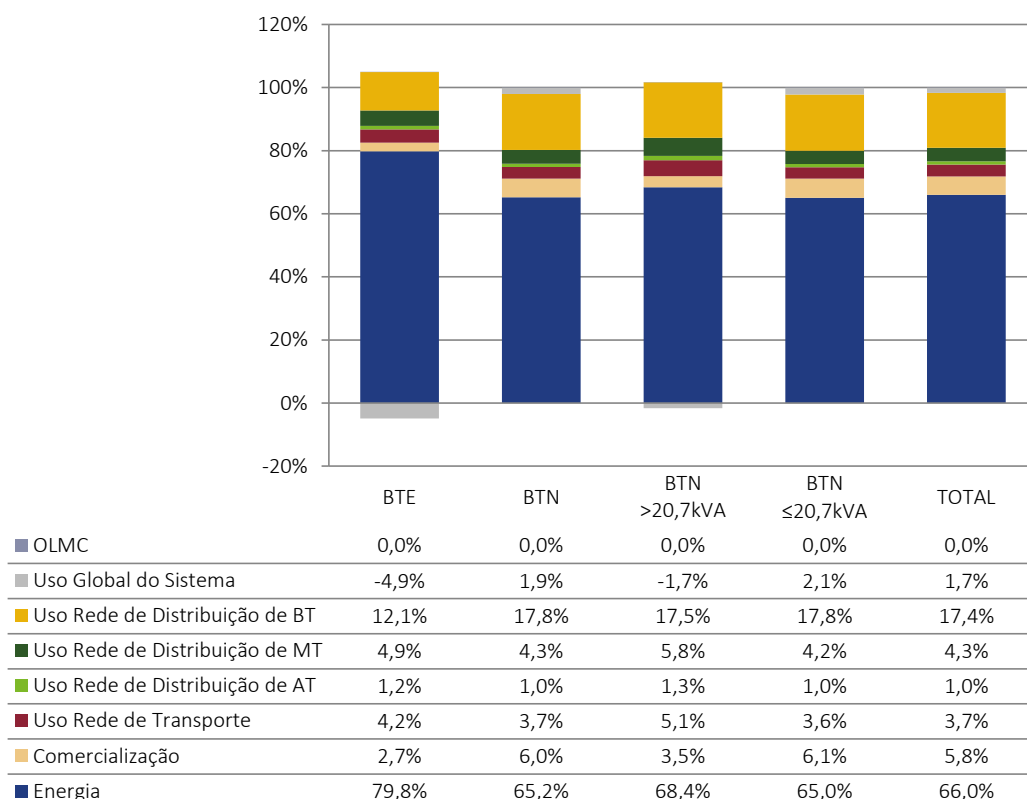


Figura 7-40 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2022



Na Figura 7-41 e na Figura 7-42, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso nas parcelas: (i) Energia e Fornecimento; (ii) Uso de Redes, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Gestão do Sistema; e (iii) Custos de Interesse Económico Geral.

Figura 7-41 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2022, decomposto por parcelas

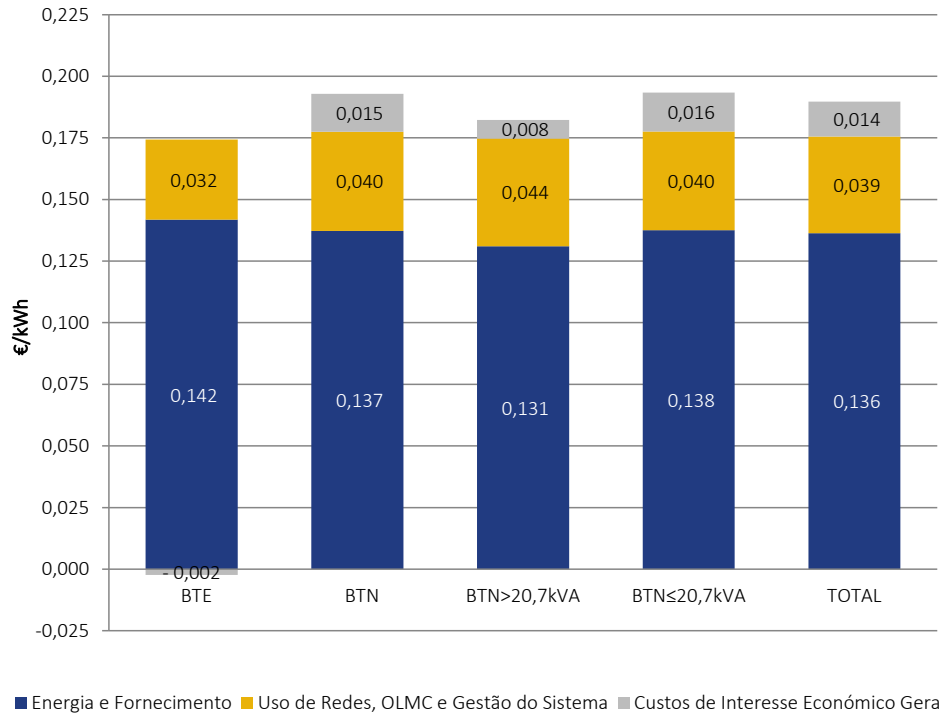
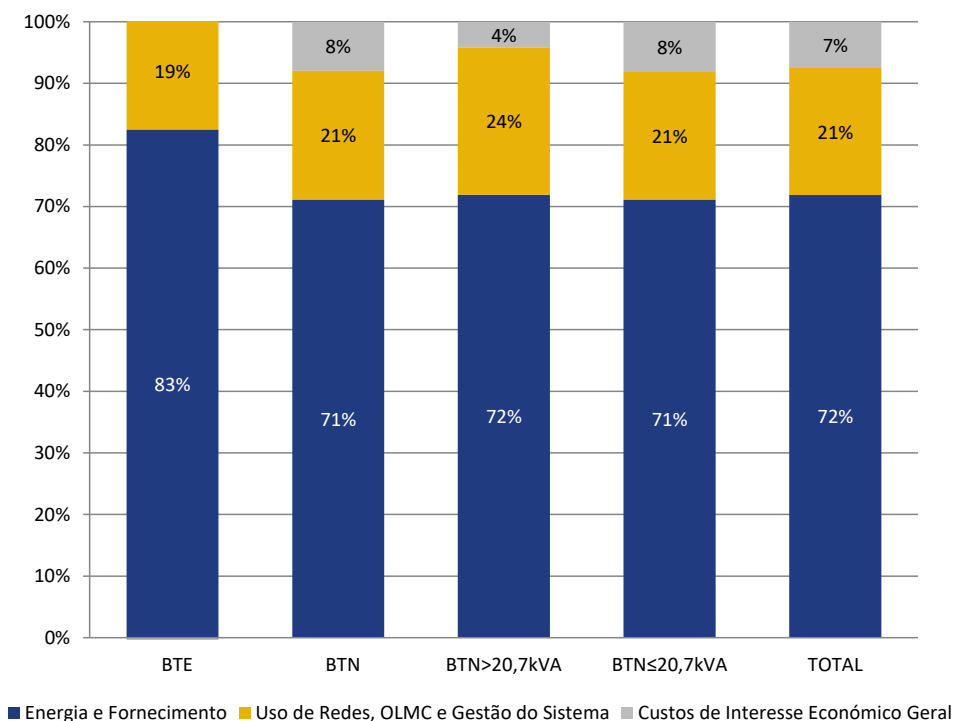


Figura 7-42 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2022, decomposto por parcelas



7.5.3 EVOLUÇÃO ENTRE 1990 E 2022

Esta secção apresenta as variações nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do mercado regulado desde 1990 até 2022, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2022 ¹⁰⁸. No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos de regulação, os quais tiveram início em 1998.

¹⁰⁸ A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Tratando-se de uma série de dados longa, ela contém um conjunto de situações que ocorreram nesse horizonte temporal ¹⁰⁹. Destaca-se o início da aprovação de tarifas reguladas por uma entidade reguladora independente em 1998 e a liberalização progressiva do mercado elétrico português.

A preços correntes (Figura 7-43), verifica-se uma trajetória crescente nos vários níveis de tensão, contrariada com reduções a partir de 2019 na BTN. Em termos gerais a figura permite ainda fazer duas observações particulares. Em primeiro lugar verifica-se que os consumidores em níveis de tensão inferiores suportam preços médios mais elevados. Esta realidade deve-se, entre outras razões, ao facto de a estrutura tarifária em Portugal alocar os custos das redes elétricas de acordo com a utilização por parte dos consumidores, assumindo-se um sistema em cascata, dos níveis de tensão mais elevados para os mais baixos. Isto leva a que cada consumidor apenas participe no pagamento das redes elétricas até ao seu nível de tensão, estando isento de pagar as redes elétricas a jusante. Em segundo lugar observa-se que o valor global é bastante próximo do valor em BTN, o que reflete a preponderância dos consumos em BTN no total de consumidores que ainda estão no mercado regulado.

A preços constantes de 2021 (Figura 7-44), o preço médio global registou desde 1990 até 2022 uma redução média anual de 0,8%. Em 2022, o preço médio global é cerca de 78,1% do verificado em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2022 são cerca de 77,8% e 80,1% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

¹⁰⁹ Para o nível de tensão AT, o preço médio apresentado inclui, até 2001, o desconto praticado na fatura. O preço apresentado inclui também o efeito da aplicação dos ajustamentos trimestrais entre 2002 e 2005. Os preços médios de 2020 e 2021 incluem o efeito das revisões trimestrais ocorridos nesses anos.

Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excepcionais, revistas em julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006 que estabeleceu novas regras para a repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de origem renovável.

Os preços médios em 2007 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais ponderadas das tarifas fixadas em dezembro de 2006 para vigorar a partir de janeiro de 2007 e das tarifas extraordinárias, aprovadas para vigorarem entre setembro e dezembro de 2007 motivadas pela cessação dos CAE e o início da aplicação dos CMEC.

Figura 7-43 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão
(preços correntes)

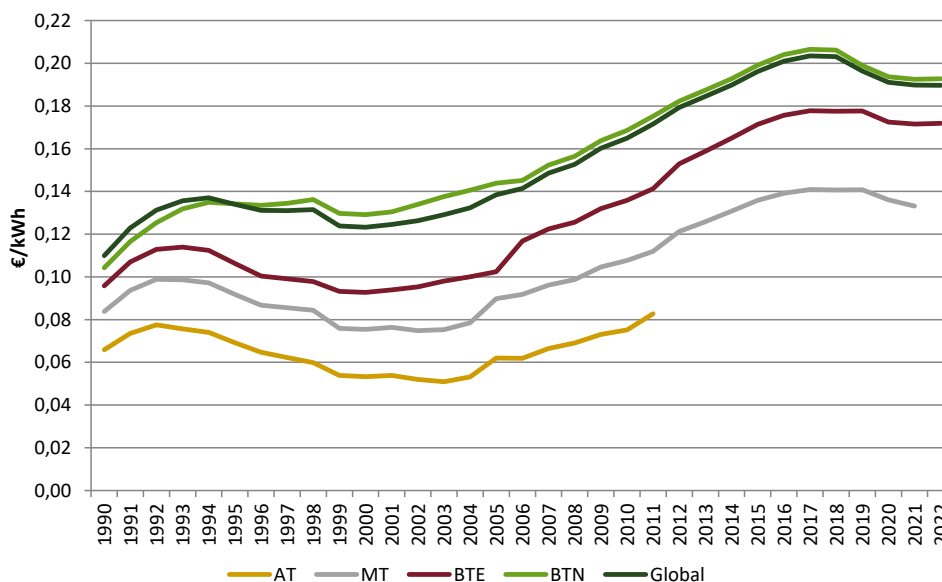
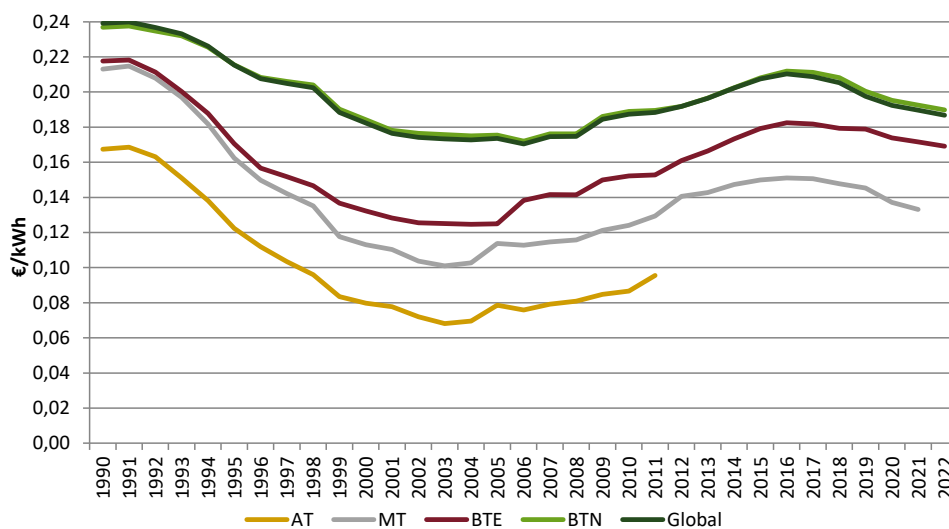


Figura 7-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão
(preços constantes de 2021)



Nota: Para AT as figuram só incluem dados até 2011 uma vez que o número de consumidores no mercado regulado nesse nível de tensão desceu para um valor que impossibilita a apresentação de preços médios representativos. A partir de 2022 as tarifas transitórias de MT encontram-se extintas.

O Quadro 7-9 apresenta a evolução na tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 1998. O início em 1998 prende-se com o início da regulação independente do setor elétrico em Portugal.

Quadro 7-9 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (ano 1998 = 100)

Preço médio		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
AT *	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	96	104	106	109	111	112	112	109	108	102	99	-
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	144	149	155	161	165	167	167	167	161	158	-
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	97	96	102	104	104	110	114	118	122	124	124	122	122	119	117	115
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	156	162	169	175	180	182	181	182	176	175	176
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	93	93	94	96	99	102	104	103	102	98	96	94	93
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	134	138	142	146	150	152	151	146	142	141	142
Global	real	100	93	90	87	86	86	85	86	84	86	86	91	93	93	95	97	100	102	104	103	101	98	95	94	92
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	131	136	140	144	149	153	155	154	149	145	144	144

Nota: *Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual. A tarifa transitória em MT encontra-se extinta a partir de 2022.

O Quadro 7-10 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico ¹¹⁰. Destaca-se que o primeiro período de regulação (1999-2001) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais, o que só voltou a acontecer no anterior período de regulação (2018-2021).

Quadro 7-10 - Variações anuais médias da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais por período de regulação

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022**
AT *	real	-6,8%	0,3%	1,0%	5,7%	-	-	-	-
	nominal	-3,5%	3,6%	3,6%	6,2%	-	-	-	-
MT	real	-6,5%	0,8%	0,6%	3,8%	4,4%	0,8%	-3,0%	-
	nominal	-3,3%	4,1%	3,2%	4,3%	5,3%	2,5%	-1,4%	-
BTE	real	-4,4%	-0,7%	4,2%	2,6%	4,3%	1,6%	-1,4%	-1,4%
	nominal	-1,4%	2,2%	7,0%	4,0%	5,3%	2,5%	-0,9%	0,2%
BTN	real	-4,4%	-0,4%	0,2%	2,4%	2,2%	1,4%	-2,3%	-1,4%
	nominal	-1,4%	2,5%	2,9%	3,8%	3,2%	2,3%	-1,7%	0,2%
Global	real	-4,5%	-0,4%	0,2%	2,5%	2,4%	1,1%	-2,4%	-1,5%
	nominal	-1,8%	2,7%	3,3%	4,0%	3,4%	2,4%	-1,7%	0,0%

Nota: * Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual. ** A última coluna representa o primeiro ano do período de regulação que agora se inicia.

7.6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

7.6.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2021 E 2022

Em 2022, os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam no global uma variação tarifária de +2,7%, relativamente a 2021, conforme se ilustra na Figura 7-45.

¹¹⁰ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 em Portugal Continental e o anterior período de regulação, que contaram com uma duração de 4 anos. O regulamento n.º 6/2020 procedeu ao prolongamento extraordinário do período de regulação 2018-2020 até 2021.

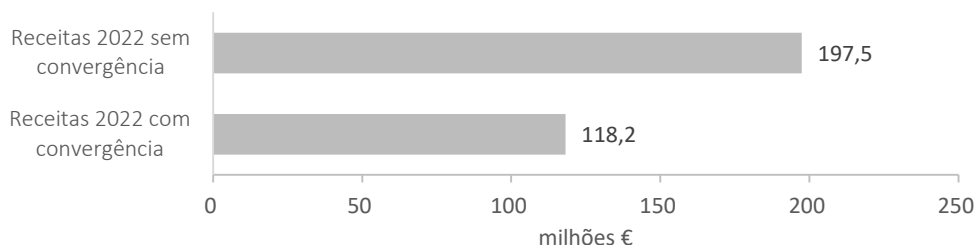
Figura 7-45 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA (total)	0,1556 €/kWh Receitas: 106 419 mil € Quantidades: 684 GWh	0,1584 €/kWh Receitas: 118 232 mil € Quantidades: 747 GWh	1,8%	2,7%	-0,9%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1102 €/kWh Receitas: 28 949 mil € Quantidades: 263 GWh	0,1156 €/kWh Receitas: 32 897 mil € Quantidades: 285 GWh	5,0%	5,2%	-0,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1580 €/kWh Receitas: 8 905 mil € Quantidades: 56 GWh	0,1577 €/kWh Receitas: 9 743 mil € Quantidades: 62 GWh	-0,2%	2,0%	-2,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1784 €/kWh Receitas: 7 561 mil € Quantidades: 42 GWh	0,1804 €/kWh Receitas: 8 379 mil € Quantidades: 46 GWh	1,1%	2,0%	-0,9%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1892 €/kWh Receitas: 61 004 mil € Quantidades: 322 GWh	0,1900 €/kWh Receitas: 67 214 mil € Quantidades: 354 GWh	0,4%	1,8%	-1,3%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2021 inclui o efeito das revisões trimestrais na tarifa de energia a julho e a outubro de 2021.

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 7-46 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAA em 2022 nas receitas da tarifa de Venda a Clientes Finais. É visível que na ausência do mecanismo de convergência as receitas a recuperar nas tarifas seriam significativamente mais elevadas em 2022.

Figura 7-46 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA



Nota: A figura assume a aplicação das tarifas referidas à estrutura de consumos prevista para 2022.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAA em 2022. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2022, isso resultaria numa variação tarifária de +71,6% entre 2021 e 2022, o que compara com uma variação tarifária global de +2,7% para a RAA.

7.6.2 EVOLUÇÃO ENTRE 1990 E 2022

A Figura 7-47 e a Figura 7-48 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2022, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2022 ¹¹¹. No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos de regulação desde 2002.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1998 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma dos Açores com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional dos Açores.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA passaram a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às Regiões Autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

A preços correntes (Figura 7-47), no período compreendido entre 1990 e 2022, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de +1,6%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 2,0%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos anuais de +1,2% e de +0,7%, respetivamente.

A preços constantes de 2021 (Figura 7-48), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2004. Entre 1990 e 2022, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de -1,2%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de -0,6%. Ainda a preços constantes de 2021, os preços médios em MT em 2022 são cerca de 48,6% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2021 são cerca de 63% e 82% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

¹¹¹ A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Figura 7-47 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)

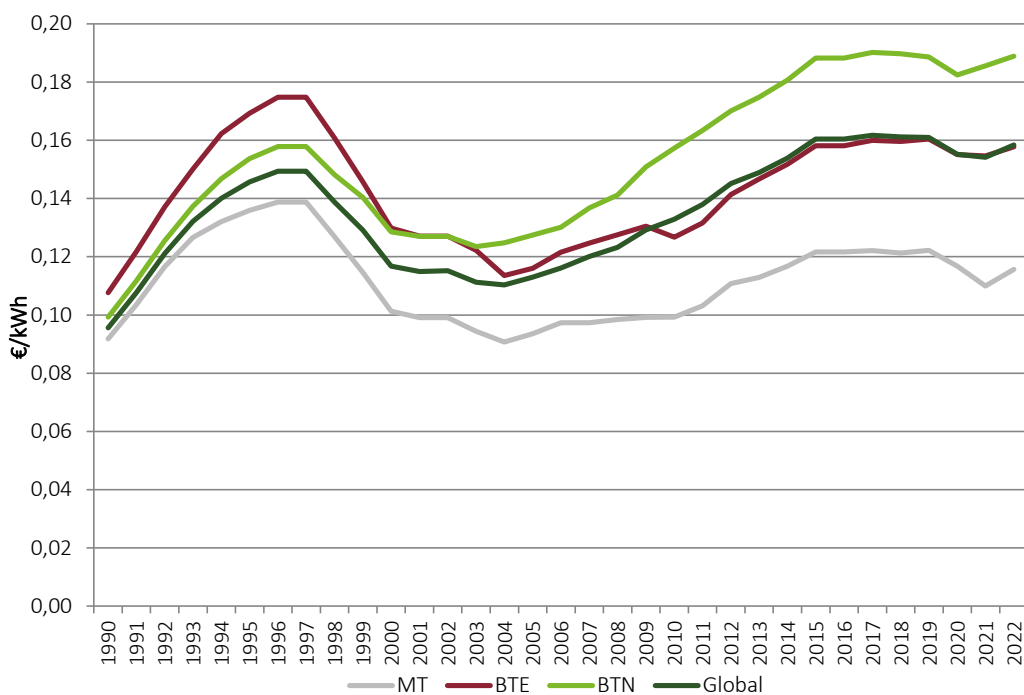
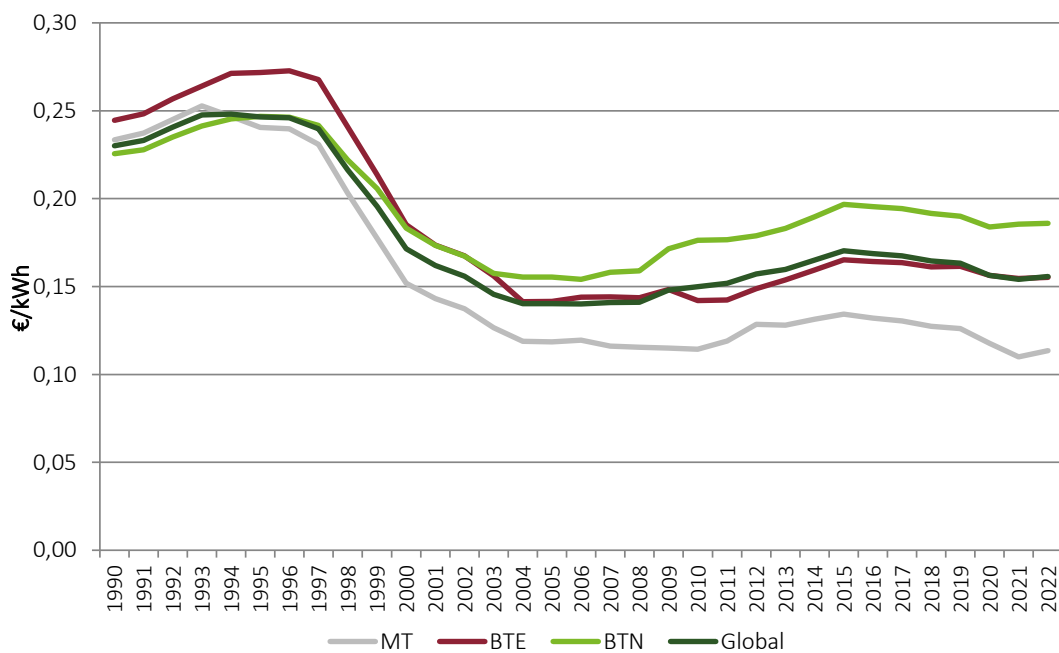


Figura 7-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2021)



O Quadro 7-11 apresenta a evolução na tarifa de Venda a Clientes Finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002. É de salientar que em termos reais registam-se atualmente valores para MT e BTE inferiores aos valores de 2002.

**Quadro 7-11 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA
(ano 2002 = 100)**

Preço médio	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
MT	real	100	92	86	86	87	84	84	83	87	94	93	96	98	96	95	93	92	86	80	83	
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	114	118	123	123	123	122	123	118	111	117
BTE	real	100	93	84	85	86	86	86	89	85	85	89	92	95	99	98	98	96	97	93	92	93
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	115	119	124	124	126	126	126	122	122	124
BTN	real	100	94	93	93	92	95	95	102	105	106	107	109	113	118	117	116	115	114	110	111	111
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	138	142	148	148	150	149	149	144	146	149

O Quadro 7-12 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico ¹¹². Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais de MT, BTE e BTN ¹¹³ e que no anterior período de regulação se verificou a mesma situação.

Quadro 7-12 - Variações anuais médias da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA, por período de regulação

Variação anual média	2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022*
MT	real	-4,8%	-0,9%	1,0%	3,4%	-0,2%	3,2%
	nominal	-1,9%	1,7%	1,5%	4,2%	1,5%	5,2%
BTE	real	-5,4%	0,5%	-0,3%	3,8%	0,9%	0,4%
	nominal	-3,0%	3,2%	1,0%	4,9%	1,8%	2,0%
BTN	real	-2,4%	0,7%	3,6%	2,4%	0,8%	0,2%
	nominal	0,1%	3,5%	5,0%	3,4%	1,7%	1,8%

* A última coluna representa o primeiro ano do período regulatório que agora se inicia.

¹¹² Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 em Portugal Continental e o anterior período regulatório, que contam com uma duração de 4 anos. O regulamento n.º 6/2020 procedeu ao prolongamento extraordinário do período de regulação 2018-2020 até 2021.

¹¹³ Com exceção da evolução nominal em BTN no período de 2003-2005, que foi de 0,1%.

7.7 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

7.7.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2021 E 2022

Em 2022, os preços da Tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam no global uma variação tarifária de +2,6%, relativamente a 2021, conforme se ilustra na Figura 7-49.

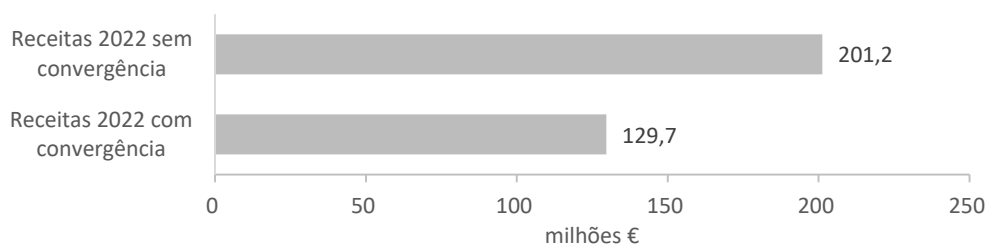
Figura 7-49 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM (total)	0,1595 €/kWh Receitas: 126 103 mil € Quantidades: 790 GWh	0,1634 €/kWh Receitas: 129 668 mil € Quantidades: 793 GWh	2,4%	2,6%	-0,1%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1072 €/kWh Receitas: 23 351 mil € Quantidades: 218 GWh	0,1149 €/kWh Receitas: 25 091 mil € Quantidades: 218 GWh	7,1%	7,3%	-0,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1581 €/kWh Receitas: 21 776 mil € Quantidades: 138 GWh	0,1589 €/kWh Receitas: 22 443 mil € Quantidades: 141 GWh	0,5%	1,4%	-0,9%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1765 €/kWh Receitas: 10 758 mil € Quantidades: 61 GWh	0,1829 €/kWh Receitas: 9 049 mil € Quantidades: 49 GWh	3,6%	1,6%	2,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1877 €/kWh Receitas: 70 217 mil € Quantidades: 374 GWh	0,1902 €/kWh Receitas: 73 084 mil € Quantidades: 384 GWh	1,3%	1,5%	-0,2%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2021 inclui o efeito das revisões trimestrais na tarifa de energia a julho e a outubro de 2021

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência com as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 7-50 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAM em 2022 nas receitas da tarifa de Venda a Clientes Finais. É visível que na ausência do mecanismo de convergência as receitas a recuperar nas tarifas seriam significativamente mais elevadas em 2022.

Figura 7-50 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM



Nota: A figura assume a aplicação das tarifas referidas à estrutura de consumos prevista para 2022.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAM. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2022, isso resultaria numa variação tarifária de +59,2% entre 2021 e 2022, o que compara com uma variação tarifária global de +2,6% para a RAM.

7.7.2 EVOLUÇÃO ENTRE 1990 E 2022

A Figura 7-51 e a Figura 7-52 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2022, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2022 ¹¹⁴. No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos de regulação desde 2002.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1997 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma da Madeira com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional da Madeira.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM passam a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

¹¹⁴ A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

A preços correntes (Figura 7-51), no período compreendido entre 1990 e 2022, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,3%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de +1,4%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de +1,1% e de +1% ao ano, respetivamente.

A preços constantes de 2021 (Figura 7-52), entre 1990 e 2022, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de -1,5%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de -1,3%. Ainda em preços constantes, os preços médios em MT em 2022 são cerca de 52,9% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2022 são cerca de 60,7% e 66,8% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-51 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM
(preços correntes)

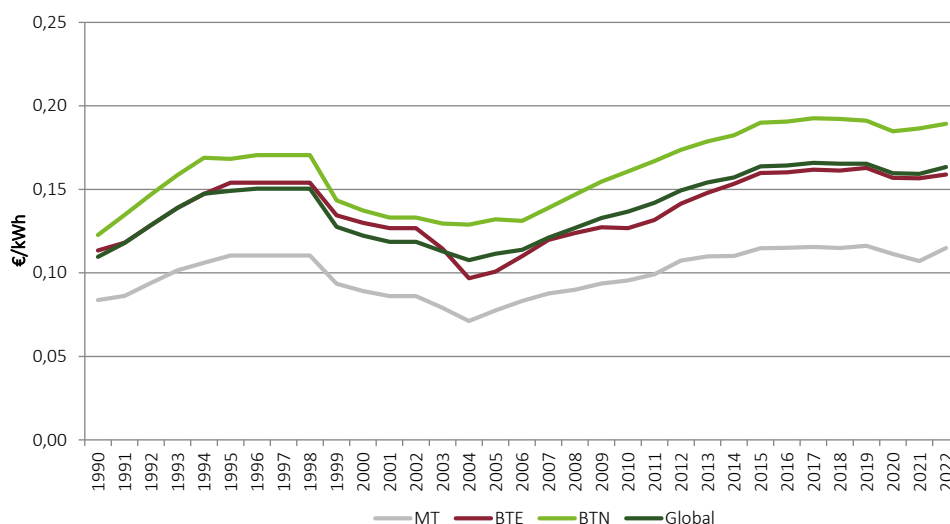
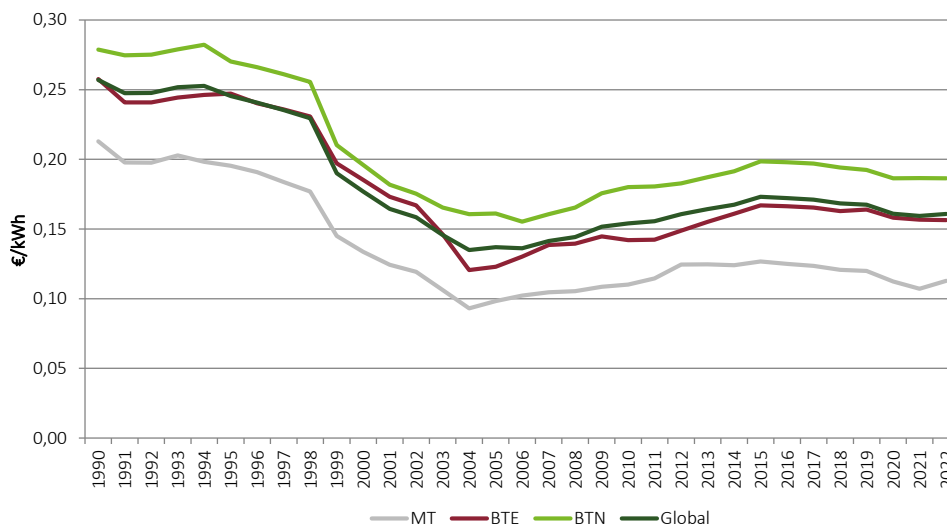


Figura 7-52 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM
(preços constantes de 2021)



O Quadro 7-13 apresenta a evolução na tarifa de Venda a Clientes Finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002. É de salientar que em termos reais registam-se atualmente valores reais para MT e BTE próximos dos valores de 2002.

Quadro 7-13 - Evolução real e nominal do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, ano 2002 = 100

Preço médio	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
MT	real	100	89	78	82	86	88	91	92	96	104	104	104	106	105	104	101	101	94	90	94	
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	128	128	133	134	134	134	135	129	124	133
BTE	real	100	88	72	74	78	83	84	87	85	89	93	96	100	100	99	98	98	95	94	94	
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	117	121	126	126	128	127	128	124	124	125
BTN	real	100	94	92	92	89	92	94	100	103	103	104	107	109	113	113	112	111	110	106	106	106
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	134	137	143	143	145	144	144	139	140	142

O Quadro 7-14 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico¹¹⁵. Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de venda a clientes finais de MT, BTE e BTN, tendo-se

¹¹⁵ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 em Portugal Continental e o anterior período de regulação, que contam com uma duração de 4 anos. O regulamento n.º 6/2020 procedeu ao prolongamento extraordinário do período de regulação 2018-2020 até 2021.

verificado no anterior período de regulação a mesma situação. De salientar que para o ano 2022 prevê-se acréscimos reais e nominais em MT e BTE.

Quadro 7-14 - Variações anuais médias da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, por período de regulação

Variação anual média		2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022*
MT	real	-6,3%	2,4%	2,8%	2,7%	-0,1%	-3,5%	5,3%
	nominal	-3,4%	5,1%	3,3%	3,5%	1,6%	-1,9%	7,3%
BTE	real	-9,7%	4,3%	0,7%	4,2%	0,9%	-1,3%	-0,2%
	nominal	-7,3%	7,1%	2,0%	5,2%	1,8%	-0,8%	1,4%
BTN	real	-2,8%	0,9%	3,0%	2,0%	0,9%	-1,4%	-0,1%
	nominal	-0,3%	3,6%	4,4%	3,0%	1,8%	-0,8%	1,5%

* A última coluna representa o primeiro ano do período de regulação que agora se inicia.

7.8 CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

A convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira designa o processo gradual com que os preços unitários das tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) dessas regiões se aproximam dos preços unitários da tarifa Aditiva do Setor Elétrico, a qual representa a estrutura de custos eficientes de Portugal continental.

Em média, os preços da tarifa Aditiva são mais baixos do que os valores necessários para recuperar os proveitos permitidos das atividades reguladas dos setores elétricos das Regiões Autónomas (RA). A diferença entre os proveitos permitidos das atividades reguladas e as receitas recuperadas com as TVCF das RA é designado como custo da convergência tarifária ¹¹⁶, o qual é repercutido anualmente na tarifa de Uso Global do Sistema, aplicando-se a todos os clientes em território nacional.

Desde 2002, ano em que as atribuições de regulação da ERSE passaram a incluir as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a uniformidade tarifária tem vindo a ser implementada de forma gradual. O princípio da uniformidade tarifária no território nacional concretiza-se através da definição de uma tarifa eficiente, designada por **tarifa Aditiva**, para a qual a tarifa de Venda a Clientes Finais no mercado regulado deve

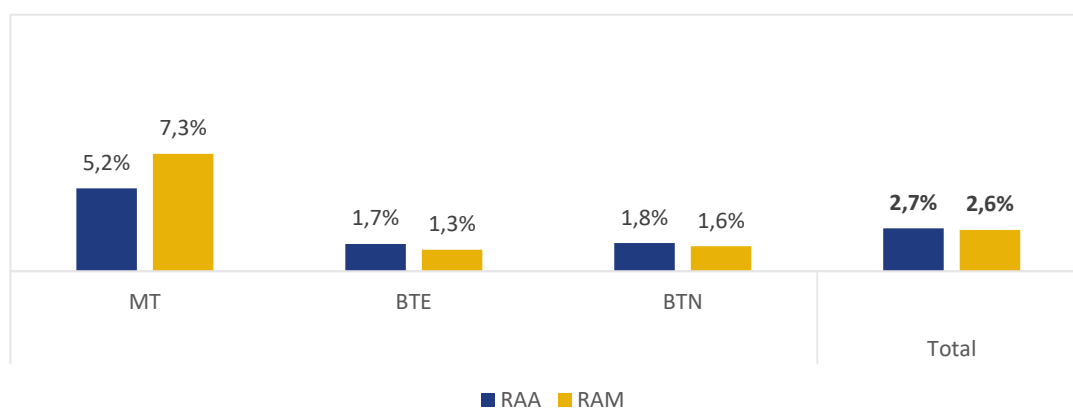
¹¹⁶ Este custo também é designado por sobrecusto das Regiões Autónomas.

convergir. O processo de convergência não é imediato uma vez que iria exigir aumentos elevados em alguns preços individuais, o que poderia causar impactos tarifários significativos nos clientes finais, dependendo do seu perfil de utilização. Para mitigar os impactos tarifários, são aplicados mecanismos de convergência em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, os quais determinam preços para a TVCF que recuperam o mesmo montante de receitas, mas que limitam preço-a-preço as variações face à TVCF do ano anterior. Por isso, apesar de não se aplicarem diretamente os preços da tarifa Aditiva, aplicam-se preços que recuperam um nível de receitas equivalente ao que resultaria da tarifa Aditiva.

Isto significa que a variação tarifária em cada região depende da variação tarifária que resultaria da tarifa Aditiva, nomeadamente para Portugal continental e para as Regiões Autónomas. Dito de outra forma, o nível tarifário em cada região é determinado pela tarifa Aditiva, enquanto a estrutura preço-a-preço é determinada pela conjugação da tarifa aditiva com os mecanismos de convergência.

As variações tarifárias que resultam da tarifa aditiva nas RA, incluindo a discriminação pelos níveis de MT, BTE e BTN, encontram-se na figura seguinte.

Figura 7-53 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2021 e 2022



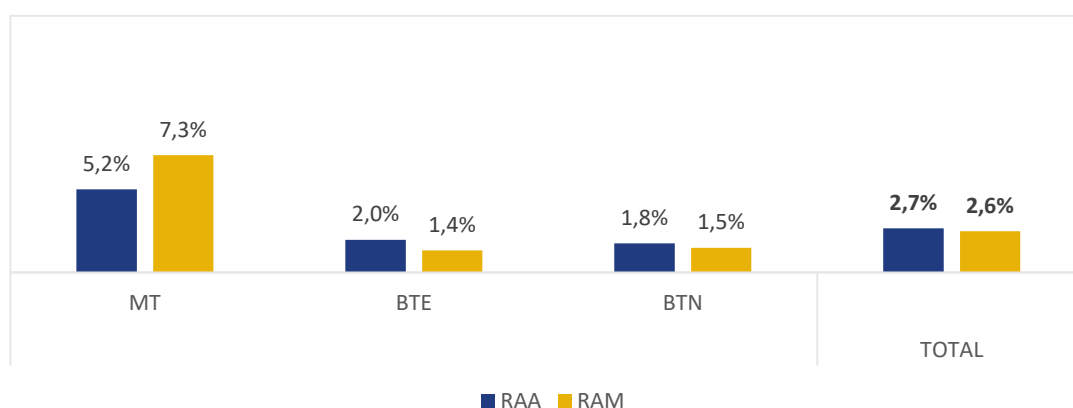
Nota: A variação apresentada considera o efeito das revisões trimestrais ocorridas em 2021.

Verifica-se que as variações tarifárias da tarifa Aditiva não são idênticas entre as duas Regiões Autónomas, apesar de serem semelhantes, devido à existência de estruturas de consumo diferentes.

À semelhança da situação em Portugal continental, a tarifa Aditiva só se aplica diretamente às Regiões Autónomas caso esta tarifa não resulte em variações preço-a-preço acima dos valores máximos permitidos,

estipulados anualmente pela ERSE, na comparação da tarifa Aditiva para o próximo ano com a TVCF do ano corrente. Sempre que exista pelo menos um preço a variar mais do que o valor máximo permitido, é aplicado um mecanismo de limitação de acréscimos tarifários, que reduz as variações mais altas, ao mesmo tempo que aumenta as variações mais baixas, preservando a variação tarifária global para cada Região Autónoma. A variação tarifária da TVCF nas duas RA é apresentada na Figura 7-54.

Figura 7-54 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2021 e 2022



Nota: A variação apresentada considera o efeito das revisões trimestrais ocorridas em 2021.

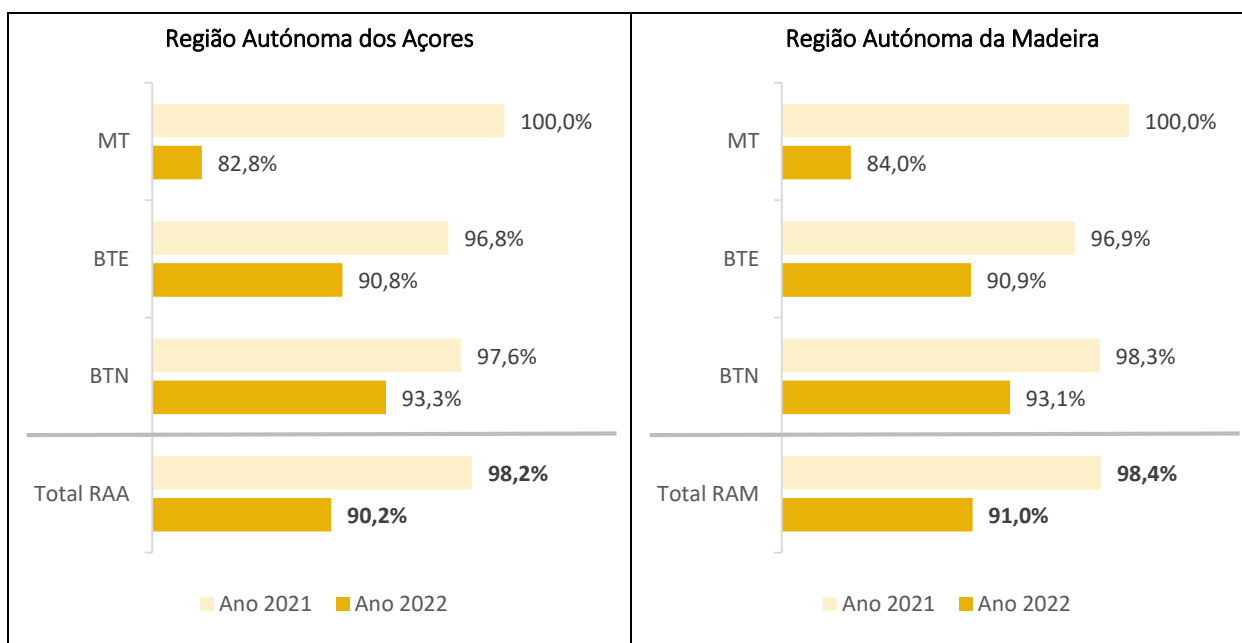
Na comparação entre a Figura 7-53 e a Figura 7-54 podem existir pequenas divergências pelo facto de ainda não se ter atingido a convergência tarifária preço-a-preço, mas apenas a convergência em termos médios¹¹⁷. A exceção são as TVCF em MT nas Regiões Autónomas, que no ano 2021 atingiram a convergência tarifária preço-a-preço, mas que não foi possível assegurar em 2022, pela razões expostas adiante¹¹⁸.

¹¹⁷ A variação tarifária da tarifa Aditiva, na Figura 7-53, compara as receitas que resultam dos preços da tarifa Aditiva do ano 't' com o ano 't-1', quando aplicados às quantidades do ano 't'. A variação tarifária da TVCF, na Figura 7-54, compara as receitas que resultam dos preços da TVCF do ano 't' com o ano 't-1', quando aplicados às quantidades do ano 't'. Por construção, os preços da TVCF do ano 't' e os preços da tarifa Aditiva do ano 't' recuperam o mesmo nível de receitas com as quantidades do ano 't', quando existe convergência tarifária em termos médios. Contudo, os preços da TVCF do ano 't-1' e os preços da tarifa Aditiva do ano 't-1' não recuperam necessariamente o mesmo nível de receitas com as quantidades do ano 't', embora seja de esperar que as diferenças sejam ligeiras.

¹¹⁸ Para mais informação, consultar o capítulo 4 do documento "Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022".

Apesar de globalmente, e em cada nível de MT, BTE e BTN, estar assegurada a convergência tarifária em termos médios, na comparação preço-a-preço existem diferenças entre a TVCF e a tarifa Aditiva. A figura seguinte quantifica o grau de convergência tarifária preço-a-preço entre as TVCF das RA com a tarifa Aditiva. O indicador apresentado mede a percentagem de receitas corretamente recuperadas no referencial dos preços da tarifa Aditiva ¹¹⁹. Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência tarifária preço-a-preço.

Figura 7-55 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva



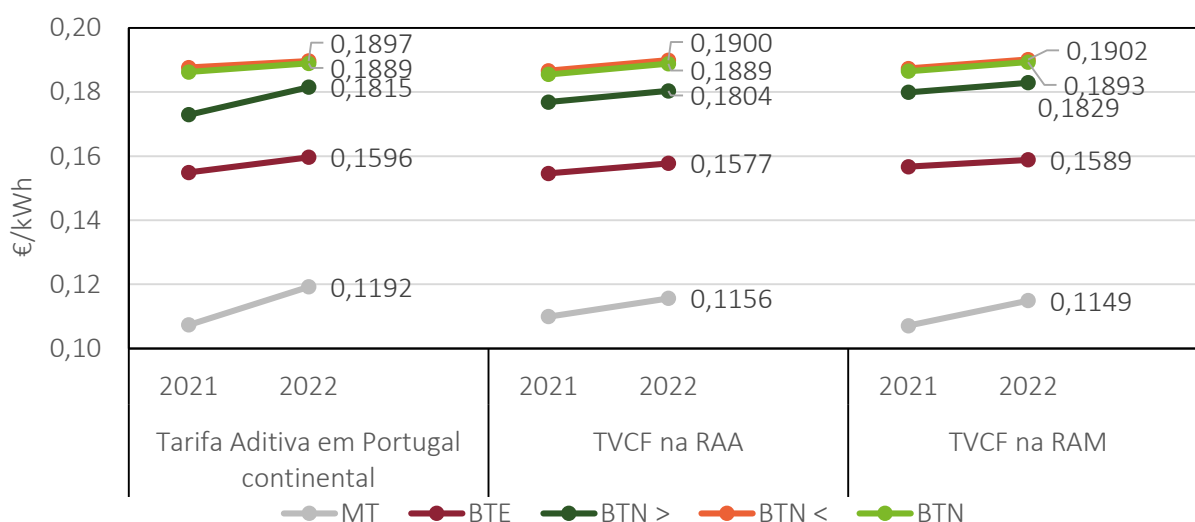
No geral, constata-se que o ano 2022 representa uma deterioração na convergência tarifária preço-a-preço. Esta evolução é uma consequência direta da estrutura de preços atípica na tarifa de Acesso às Redes, que decorre sobretudo da evolução da tarifa de Uso Global do Sistema. Por esse motivo, e sendo expectável que nas tarifas de 2023 seja possível regressar a uma estrutura de preços na tarifa de Acesso às Redes semelhante à estrutura em vigor em 2021, a ERSE estipulou nos mecanismos de convergência tarifária a

¹¹⁹ O indicador apresentado atingirá o valor de 100% quando todos os preços da TVCF forem iguais aos respetivos preços da tarifa aditiva. Para exemplificar a construção deste indicador, considere-se o seguinte exemplo: Assuma-se que os preços A e B da tarifa aditiva geram receitas de 40 EUR e 60 EUR, respetivamente. Assuma-se ainda que os preços A e B da TVCF geram receitas de 35 EUR e 75 EUR, respetivamente. Isto significa que a TVCF está a recuperar corretamente uma receita de 35 EUR no preço A e 60 EUR no preço B, face ao total de 100 EUR. Logo, o grau de convergência tarifária neste exemplo seria de 95% (95 EUR/100 EUR).

aplicação de variações uniformes de todos os preços, por nível de tensão e tipo de fornecimento ¹²⁰. A existência de variações uniformes em 2022 é a opção que melhor garante um bom nível de convergência tarifária preço-a-preço em 2023, no pressuposto de um regresso em 2023 a uma estrutura de preços mais próxima de anos anteriores e anos futuros.

Por fim, na Figura 7-56 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental ¹²¹ e das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM de 2021 e 2022, em EUR/kWh. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2022. Assim, a evolução entre 2021 e 2022 corresponde à variação tarifária em cada região.

Figura 7-56 - Preços médios da TVCF nas Regiões Autónomas, por comparação com a tarifa Aditiva



Notas: Tarifa Aditiva em Portugal continental calculada com as quantidades dos mercados regulado e liberalizado. Valores para o ano 2021 incluem o efeito das revisões trimestrais ocorridas em 2021.

Mesmo que já se tivesse atingido a convergência tarifária preço-a-preço nas Regiões Autónomas, poderiam resultar na Figura 7-56 diferenças nos preços médios entre a tarifa Aditiva e as TVCF das RA devido às diferenças nas estruturas de consumo.

¹²⁰ O resultado de variações uniformes ocorre quando as variações máximas permitidas são iguais à variação tarifária média respetiva. Para mais informação, consulte o capítulo 4 do documento da “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022”.

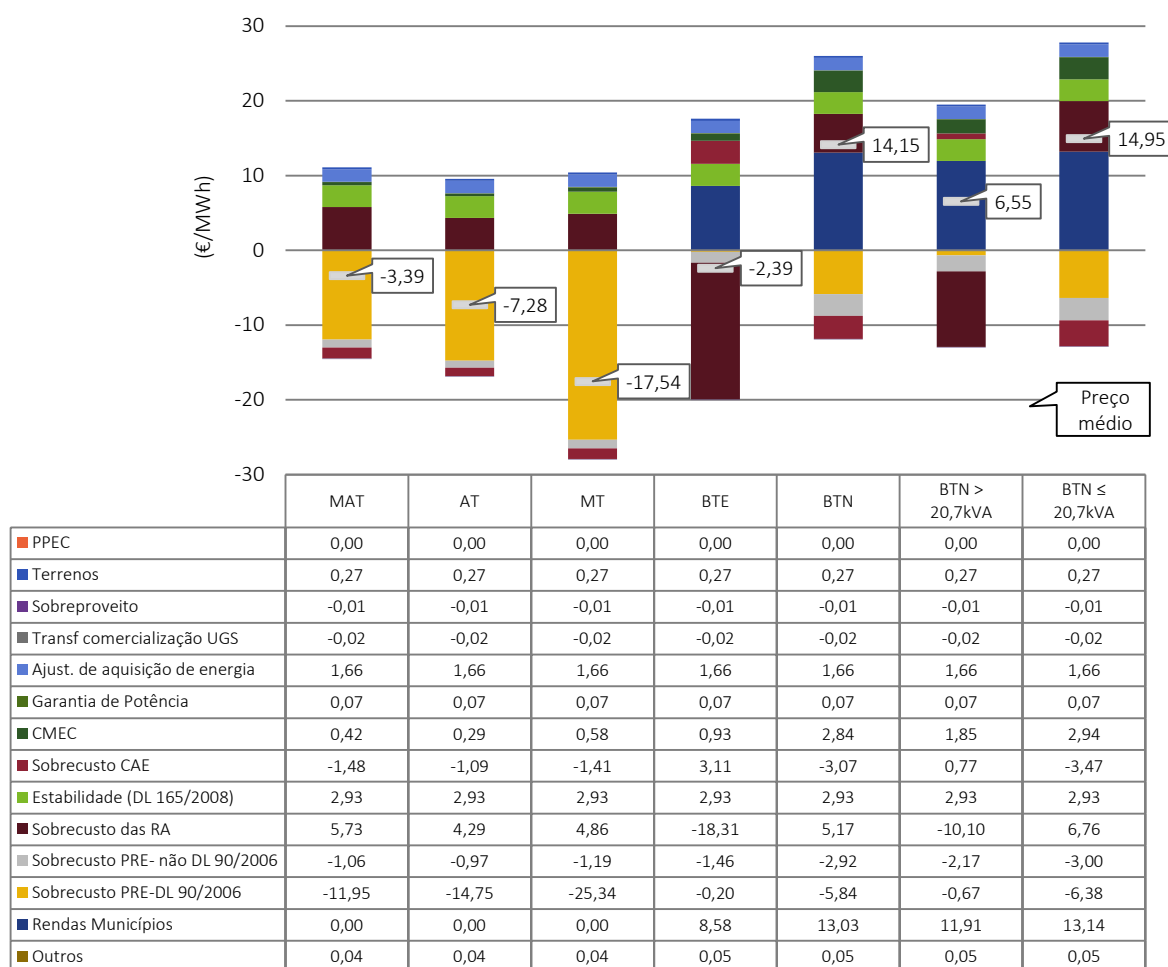
¹²¹ Adotam-se para Portugal continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de acesso com os preços de energia e comercialização.

7.9 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

As variações da tarifa de Uso Global do Sistema resultam essencialmente de variações dos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG). Estes custos são, na sua quase totalidade, determinados no âmbito da legislação em vigor.

Na Figura 7-57 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2022, destaca-se, em particular, a existência de parcelas que assumem valores negativos, com impacto significativo no preço médio dos CIEG. É o caso dos sobrecustos da produção em regime especial, em todos os níveis de tensão, e, em menor escala, do sobrecusto dos CAE. De entre as parcelas sem valores negativos destacam-se as rendas pagas aos Municípios e as anuidades dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008 e as rendas pagas aos Municípios.

Figura 7-57 - Preço médio dos CIEG em 2022, por componente



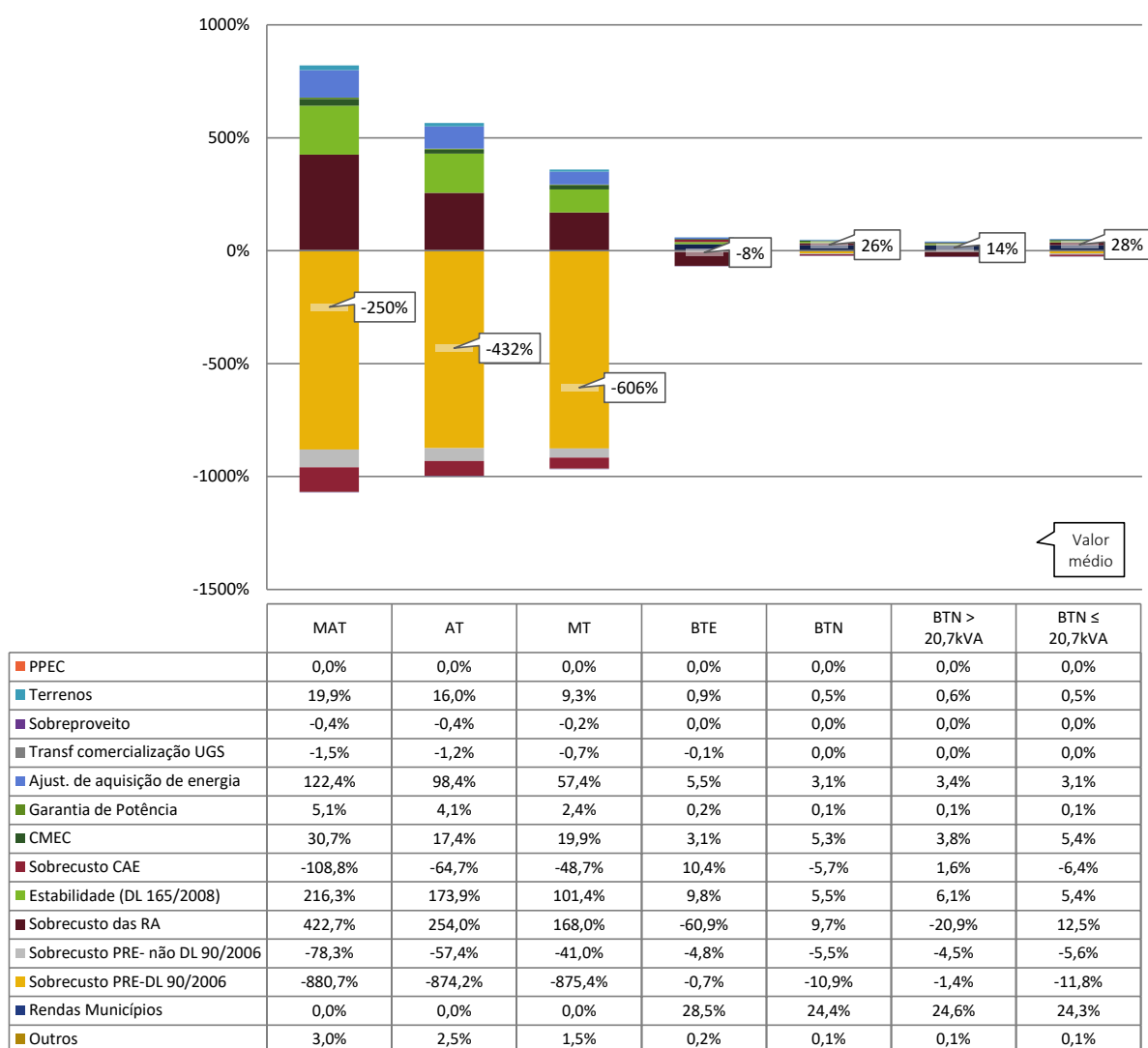
Legenda: PPEC – Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica; **Terrenos** – Custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico; **Sobreproveito** – Sobreproveito resultante da aplicação das tarifas transitórias; **Transf. Comercialização UGS** – Diferencial de receitas na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais; **Ajust. de aquisição de energia** – Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores; **Garantia de Potência** – Custos com o mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos produtores ao Sistema Elétrico Nacional; **CMEC** – Custos para a manutenção do equilíbrio contratual; **Sobrecusto CAE** – Sobrecusto com os Contratos de Aquisição de Energia; **Estabilidade (DL 165/2008)** – Pagamento anual resultante do diferimento de custos em 2009 no âmbito da aplicação do Decreto Lei n.º 165/2008; **Sobrecusto das RA** – Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira; **Sobrecusto PRE-não DL 90/2006** – Diferencial de custo da cogeração, da microprodução e da miniprodução; **Sobrecusto PRE DL 90/2006** – Diferencial de custo da produção com tarifa garantida enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, do tipo: eólica, mini-hídrica, biogás, biomassa, fotovoltaica, resíduos urbanos e energia das ondas; **Rendas Municípios** – Rendas de concessão da rede de distribuição em BT pagas aos municípios.

Na Figura 7-58 e na Figura 7-59, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente.

Estas figuras são representativas da situação atípica atual, com os CIEG incluídos nas tarifas de Acesso às Redes, em MAT, AT, MT e BTE, a contribuir para a redução do preço médio, enquanto que, em BTN, os

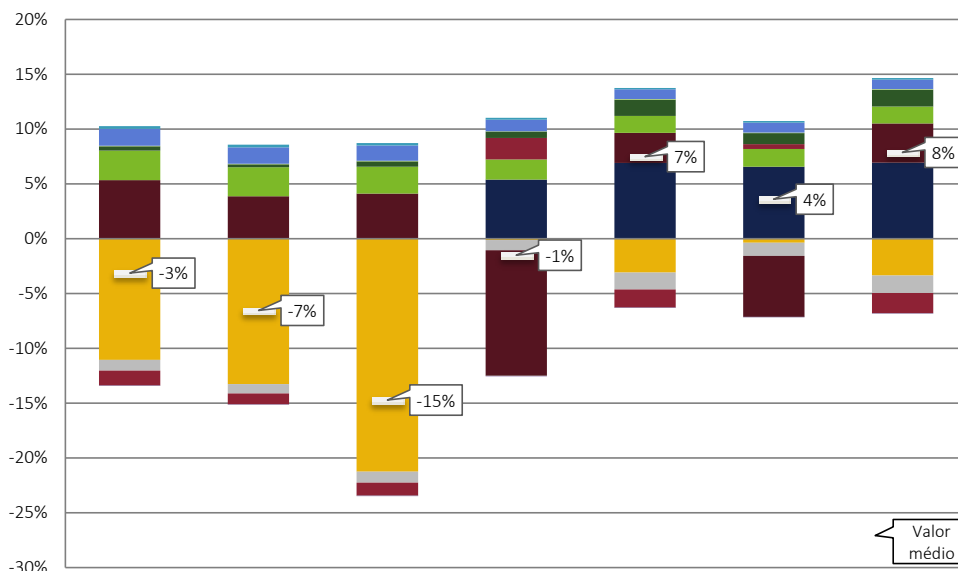
CIEG ainda se mantém como um custo para estas tarifas, embora em menor proporção que em exercícios anteriores. Refira-se que o valor global de CIEG é negativo, devido essencialmente a três fatores: (i) sobrecustos com a PRE negativos, que se traduzem num benefício para o sistema elétrico; (ii) sobrecusto CAE negativo; e (iii) receitas provenientes do ISP, dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, da CESE e dos saldos de gerência do FA e do FSSSE, que ao abrigo do despacho acima referido estão a ser imputadas ao sobrecusto com a PRE renovável.

Figura 7-58 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes



Nos preços totais pagos em 2022 pelos clientes, estima-se que os CIEG apresentem um peso entre -15% em MT e 8% em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA. Os preços totais pagos pelos clientes equivalem ao preço médio de referência de venda a clientes finais, conforme a secção 7.4.

Figura 7-59 - Peso dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes



	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN > 20,7kVA	BTN ≤ 20,7kVA
■ PPEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ Terrenos	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%
■ Sobreprovento	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ Transf comercialização UGS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ Ajust. de aquisição de energia	1,5%	1,5%	1,4%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%
■ Garantia de Potência	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ CMEC	0,4%	0,3%	0,5%	0,6%	1,5%	1,0%	1,5%
■ Sob. do Agente Comercial	-1,4%	-1,0%	-1,2%	2,0%	-1,6%	0,4%	-1,8%
■ Estabilidade (DL 165/2008)	2,7%	2,6%	2,5%	1,8%	1,6%	1,6%	1,5%
■ Sobrecusto das RA	5,3%	3,9%	4,1%	-11,5%	2,7%	-5,6%	3,6%
■ Sobrecusto PRE- não DL 90/2006	-1,0%	-0,9%	-1,0%	-0,9%	-1,5%	-1,2%	-1,6%
■ Sobrecusto PRE-DL 90/2006	-11,0%	-13,3%	-21,3%	-0,1%	-3,1%	-0,4%	-3,4%
■ Rendas Municípios	0,0%	0,0%	0,0%	5,4%	6,9%	6,6%	6,9%
■ Outros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

7.10 OFERTAS DO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN

Esta secção apresenta o impacte das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado para os clientes domésticos ligados em BTN. A análise mede num primeiro momento o impacto da variação da tarifa de Acesso às Redes na fatura total anual das ofertas de mercado (Quadro 7-16). Num segundo momento é incluído o impacto adicional da variação da componente de energia, assumindo que cada comercializador atualiza o preço em linha com a variação da tarifa de Energia do mercado regulado (Quadro 7-17).

É importante reforçar que esta análise corresponde a um exercício teórico para poder estimar potenciais impactes na fatura das ofertas no mercado liberalizado, uma vez que os comercializadores em mercado livre negociam os tarifários de forma livre. Caso os comercializadores apenas repercutissem a variação da tarifa de Acesso às Redes a 1 de janeiro, sem proceder a outras alterações aos tarifários, o impacte apresentado no Quadro 7-16 seria um impacte exato.

A análise utiliza a informação das ofertas comerciais incluídas no [simulador de preços de energia da ERSE](#)¹²², adotando para o cálculo os três consumidores tipo¹²³ presentes no simulador da ERSE, cujas características se encontram resumidas no Quadro 7-15.

Quadro 7-15 - Consumidores tipo no fornecimento de eletricidade

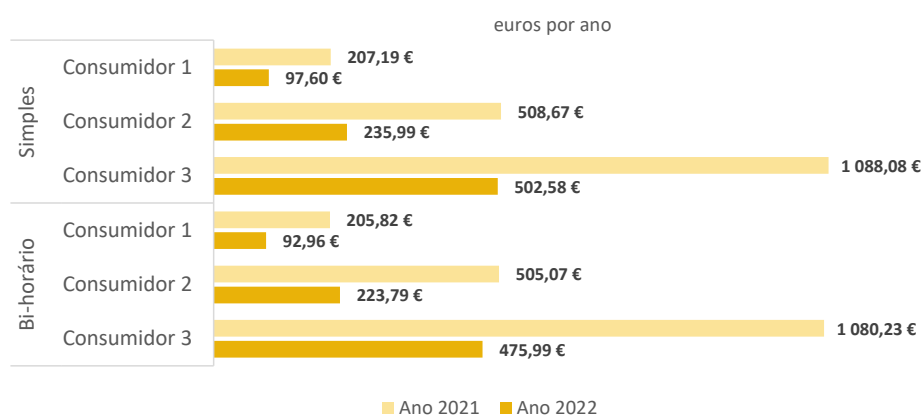
Consumidor tipo	Descrição	Potência contratada	Consumo anual
Consumidor 1	Casal sem filhos	3,45 kVA	1 900 kWh (40% em vazio)
Consumidor 2	Casal com dois filhos	6,90 kVA	5 000 kWh (40% em vazio)
Consumidor 3	Casal com quatro filhos	13,80 kVA	10 900 kWh (40% em vazio)

Tendo por base os consumidores tipo do Quadro 7-15, a Figura 7-60 apresenta o montante da tarifa de Acesso às Redes nas opções horárias simples e bi-horária para o ano 2021 e para o ano 2022, antes da aplicação do IVA. Para as diferentes situações apresentadas, a tarifa de Acesso às Redes apresenta reduções tarifárias entre -55,9% e -52,9%.

¹²² Informação recolhida do simulador da ERSE a 10 de dezembro de 2021. A análise exclui ofertas condicionadas, ofertas com fidelização, ofertas com preços indexados e ofertas com serviços adicionais obrigatórios.

¹²³ Os consumidores tipo são clientes residenciais.

Figura 7-60 - Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo



Nota: Valores sem IVA.

As variações percentuais anteriormente referidas não representam o impacto percentual na fatura total pelo fornecimento de eletricidade, uma vez que não incluem a componente de energia ¹²⁴ e a componente de taxas e impostos ¹²⁵.

O Quadro 7-16 apresenta a fatura total anual para o ano 2022, admitindo que os comercializadores atualizam nas suas ofertas atuais apenas o valor correspondente à tarifa de Acesso às Redes. As figuras apresentadas apenas consideram a oferta mais competitiva de cada comercializador, dentro dos pressupostos já referidos na nota de rodapé 122.

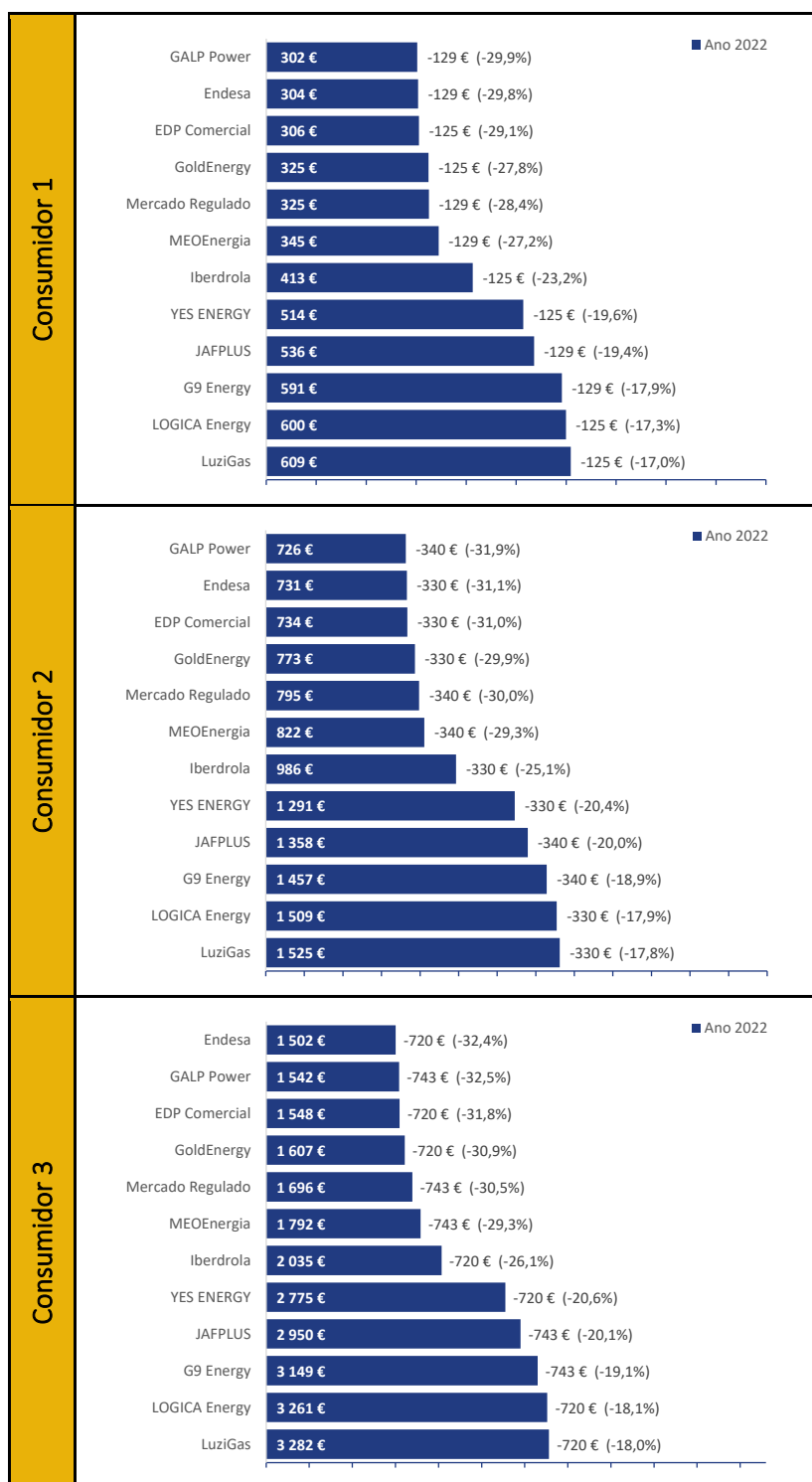
As figuras, divididas pelos três consumidores tipo, apresentam a fatura total e indicam também o impacto absoluto e percentual por via da variação tarifária da tarifa de Acesso às Redes a verificar no ano 2022, incluindo efeito da taxa do IVA ¹²⁶.

¹²⁴ Por componente de «energia» deve entender-se o valor cobrado pelo comercializador pela energia consumida, incluindo a margem pela atividade de comercialização.

¹²⁵ Por componente de «taxas e impostos» deve entender-se o Imposto sobre o valor acrescentado (IVA), o Imposto Especial de Consumo de eletricidade e a contribuição audiovisual. A taxa da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) não está incluída nos cálculos apresentados.

¹²⁶ A análise desta secção considera o regime de IVA aplicável a partir de 1 de dezembro de 2020. Para mais informações sobre o novo regime de IVA consulte o folheto ERSExplica «[Aplicação do IVA na fatura de eletricidade](#)» (dezembro 2020).

Quadro 7-16 - Fatura anual no ano 2022 com o impacto da tarifa de Acesso às Redes



Nota: Apresentam-se as melhores ofertas comerciais de cada comercializador, a 10 de dezembro de 2021, adicionadas do impacto da tarifa Acesso às Redes para o ano 2022 (com efeito de IVA), consoante a opção horária (simples ou bi-horária). Os comercializadores estão ordenados por ordem crescente do valor total da fatura. Ver nota de rodapé 122 para mais informação.

Importa destacar os seguintes aspetos no Quadro 7-16. Primeiro, para cada consumidor tipo a tarifa de Acesso às Redes assume um de dois valores, dependendo se a oferta em causa corresponde à opção horária simples ou bi-horária ¹²⁷. O impacte em euros não depende do comercializador em questão, uma vez que a aplicação da tarifa de Acesso às Redes é igual para clientes com as mesmas características de consumo.

Segundo, o impacte da variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes em termos percentuais é diferente entre as várias ofertas, diminuindo à medida que se passa de uma oferta mais competitiva para uma oferta menos competitiva ¹²⁸. A razão está no facto de o mesmo aumento absoluto, em euros, na tarifa de Acesso às Redes resultar num aumento percentual mais baixo quando o valor da fatura total é mais alto.

O Quadro 7-17 repete o exercício do Quadro 7-16, admitindo como pressuposto ¹²⁹ adicional que cada comercializador no mercado livre atualiza o preço de energia em linha com a variação da tarifa de Energia no mercado regulado. Para o ano 2022 a tarifa de Energia no mercado regulado regista na opção bi-horária ¹³⁰ um aumento de 64,8 EUR/MWh face ao valor em vigor no início do ano 2021, antes da aplicação da taxa de IVA.

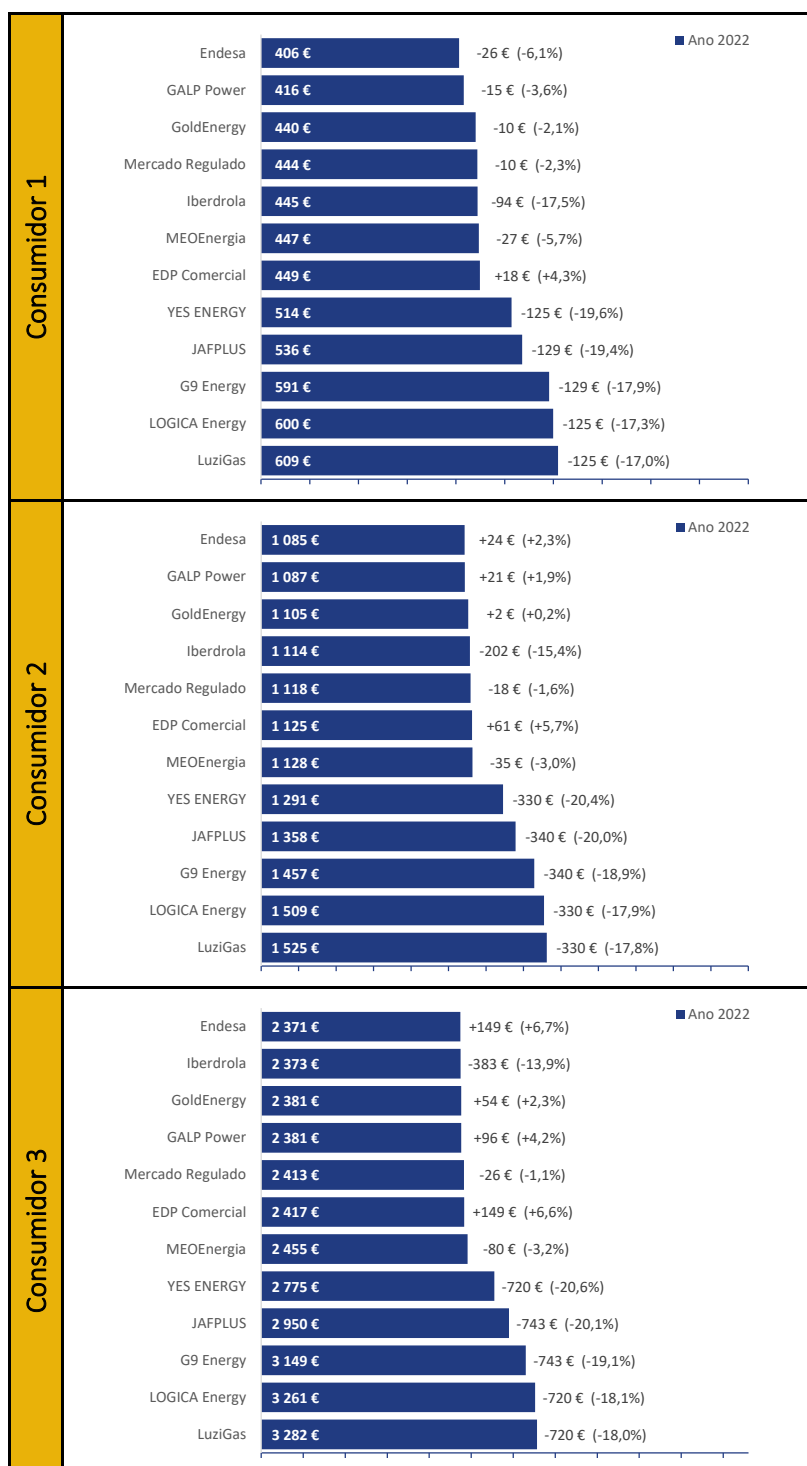
¹²⁷ A análise apresentada não considera ofertas com opção tri-horária.

¹²⁸ Poderá ocorrer um padrão oposto entre ofertas adjacentes caso as opções horárias em causa sejam diferentes.

¹²⁹ Esta análise corresponde a um exercício teórico para estimar possíveis impactes nas ofertas do mercado liberalizado, uma vez que os comercializadores em mercado livre negociam os tarifários de forma livre.

¹³⁰ É utilizado este valor como referência uma vez que no mercado regulado se trata da opção horária mais vantajosa para os consumidores tipo analisados. Por comparação, na opção simples o aumento será de 66,4 EUR/MWh.

Quadro 7-17 - Fatura anual no ano 2022 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes e da componente de energia



Nota: Apresentam-se as melhores ofertas comerciais de cada comercializador, a 10 de dezembro de 2021, adicionadas do impacto da tarifa Acesso às Redes para o ano 2022 e da componente de energia (com efeito de IVA), consoante a opção horária (simples ou bi-horária). Os comercializadores estão ordenados por ordem crescente do valor total da fatura. Ver nota de rodapé 122 para mais informação.

Uma vez que no mercado liberalizado as ofertas comerciais podem ser atualizadas continuamente ao longo do ano, foi adotado o seguinte critério na atualização da componente de energia no mercado liberalizado: determinou-se a variação da melhor oferta de cada comercializador entre os dias 15 de fevereiro de 2021 e 10 de dezembro de 2021, repercutindo a atualização da componente de energia nos seguintes moldes ¹³¹:

- Caso o aumento da componente de energia tenha sido superior ou igual a 64,8 EUR/MWh, não é repercutido nenhum impacto adicional na componente de energia nos preços em vigor a 10 de dezembro de 2021.
- Caso o aumento da componente de energia tenha sido inferior a 64,8 EUR /MWh, é repercutido a diferença para o valor de 64,8 EUR/MWh, de forma a que a melhor oferta desse comercializador apresente um aumento de 64,8 EUR/MWh face aos preços em vigor a 15 de fevereiro de 2021.
- Caso se tenha verificado uma redução da componente de energia, é repercutido um aumento de 64,8 EUR/MWh aos preços em vigor a 10 de dezembro de 2021.

Como se pode observar, a inclusão da atualização da componente de energia no Quadro 7-17 resulta em variações muito díspares entre as várias ofertas. No caso do Consumidor 1 a banda de variações vai desde uma redução de -19,6% até um aumento de +4,3%. Existem algumas situações em que a variação apresentada por comercializador é igual entre o Quadro 7-16 e o Quadro 7-17. Essas situações ocorrem quando o comercializador em causa já repercutiu ao longo de 2021 uma atualização na tarifa de energia num valor superior ou igual a 64,8 EUR/MWh. Por outro lado, existem situações em que o Quadro 7-17 apresenta aumentos na fatura anual, o que ocorre nos comercializadores que não procederam a atualizações ao longo de 2021, ou a atualizações ligeiras.

Por fim, o Quadro 7-18 avalia o impacto médio na fatura total anual do mercado liberalizado, com base na informação do Quadro 7-17, decompondo para cada consumidor tipo o impacto total em efeito da tarifa de Acesso às Redes e em efeito da componente de energia. Correspondendo o Quadro 7-18 ao impacto médio no mercado liberalizado, no efeito devido à componente de energia encontram-se incluídas situações distintas, nomeadamente comercializadores que já aumentaram ao longo de 2021 essa componente da fatura, e para os quais deve prevalecer a redução de preços que resulta da tarifa de Acesso às Redes no início de 2022.

¹³¹ A data de 15 de fevereiro corresponde aproximadamente ao período em que os comercializadores do mercado liberalizado tendem a ter as suas ofertas atualizadas para o novo ano. A maioria atualiza as suas ofertas durante o mês de janeiro.

Quadro 7-18 - Decomposição do impacte médio na fatura total anual das ofertas do mercado liberalizado

	Consumidor 1	Consumidor 2	Consumidor 3
Fatura total anual	- 12,6%	- 11,5%	- 10,9%
<i>Decomposto por impacte da</i>			
Tarifa de Acesso às Redes	- 22,4%	- 23,6%	- 24,0%
Componente de energia	+ 9,8%	+ 12,1%	+ 13,1%

Nota: Impactes representam médias ponderadas dos valores no Quadro 7-17 para o mercado liberalizado, isto é, face às ofertas em vigor a 10 de dezembro de 2021. Valores incluem efeito da taxa do IVA.

Observa-se que o impacte tarifário esperado na fatura total anual indica a existência de reduções na fatura para todos os consumidores tipo, com variações entre -12,6% e -10,9%. Este impacte resulta da redução da tarifa de Acesso às Redes, com impactos entre -24,0% e -22,4%, cujo efeito é parcialmente contrabalançado com o aumento da componente de energia.

De referir que os valores apresentados no Quadro 7-18 são médias simples dos valores anteriormente apresentados, e que incluem comportamentos muito díspares entre comercializadores. Por um lado, estima-se que pode haver comercializadores que tenderão a refletir nas novas ofertas, face à situação em vigor a 10 de dezembro de 2021, maioritariamente a redução na tarifa de Acesso às Redes, uma vez que já foram atualizando a componente de energia ao longo de 2021. Por outro lado, os comercializadores que não refletiram o aumento da componente de energia ao longo de 2021 poderão apresentar aumentos na fatura total, uma vez que a atualização estimada na componente de energia tende a ser superior à redução observada na tarifa de Acesso às Redes, dentro dos pressupostos considerados.

ANEXOS

ANEXO I
PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

O cálculo de tarifas de eletricidade para 2022 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
Diretiva n.º 1/2021, de 8 de janeiro	Aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021
Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro	Aprova o incentivo para a gestão otimizada de CAE não cessados
Diretiva (extrato) n.º 3/2021, de 25 de janeiro	Aprova os perfis de perdas aplicáveis em 2021
Diretiva n.º 4/2021, de 25 de janeiro	Aprova a terceira alteração do procedimento n.º 13-A do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico
Declaração de Retificação n.º 5/2021, de 9 de fevereiro	Retifica o Decreto Legislativo Regional n.º 1/2021/M, de 6 de janeiro, que adapta à Região Autónoma da Madeira o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável
Diretiva n.º 5/2021, de 24 de fevereiro	Aprova a definição do parâmetro de encargos suportados pelos produtores em regime especial no âmbito da norma transitória do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019
Regulamento n.º 180/2021, de 2 de março	Aprova o regulamento que estabelece medidas excecionais no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás Natural
Portaria n.º 45-B/2021, de 2 de março	Primeira alteração à Portaria n.º 178-B/2016, de 1 de julho, que estabelece os procedimentos, o modelo e as demais condições necessárias à aplicação da tarifa social de fornecimento de energia elétrica a clientes economicamente vulneráveis
Portaria n.º 55/2021, de 11 de março	Estabelece regras sobre os critérios e procedimentos de avaliação a observar na seleção e hierarquização das candidaturas aos concursos no âmbito do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC), e revoga a Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025*

Anexo I

Diploma	Assunto
Regulamento n.º 343/2021, de 15 de abril	Aprova o Regulamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia dos Setores Elétrico e Gás
Diretiva n.º 7/2021, de 15 de abril	Regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e no Sistema Nacional de Gás (SNG)
Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio	Aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica e revoga o Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março
Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio	Aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 629/2017, de 20 de dezembro
Lei n.º 29/2021, de 20 de maio	Suspensão excecional e temporária de contratos de fornecimento de serviços essenciais no contexto da pandemia da doença COVID-19
Lei n.º 37/2021, de 15 de junho	Medida de apoio aos custos com a eletricidade no setor agrícola e pecuário
Diretiva n.º 11/2021, de 21 de junho	Aprova a atualização da Tarifa de Energia do Setor Elétrico
Despacho n.º 6304/2021, de 25 de junho	Regulariza as compensações efetuadas entre 2013 e 2020 e as remunerações devidas aos centros eletroprodutores eólicos abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro
Despacho n.º 6398-A/2021, de 29 de junho	Ajusta o valor do parâmetro que representa o impacto das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação dos preços médios da eletricidade em Portugal
Portaria n.º 138/2021, de 30 de junho	Define a metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Anexo I

Diploma	Assunto
Diretiva n.º 13/2021, de 19 de julho	Aprova a nova inscrição de Unidades Físicas nas Áreas de Balanço «Douro Superior» e «Douro Superior (Bombagem)» e altera o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS)
Diretiva n.º 14/2021, de 19 de julho	Aprova as entidades habilitadas a integrar a unidade de desvio de comercialização nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema
Decreto Legislativo Regional n.º 16/2021/M, de 27 de julho	Estabelece a disciplina aplicável à potência adicional e à energia adicional, ao sobre-equipamento e à energia do sobre-equipamento de centros eletroprodutores eólicos cuja energia elétrica seja remunerada por um regime de remuneração garantida
Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto	Aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico e revoga o Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.ºs 76/2019, de 18 de janeiro, e 496/2020, de 26 de maio
Regulamento n.º 836/2021, de 7 de setembro	Aprova medidas excecionais no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás Natural
Despacho n.º 9241-B/2021, de 17 de setembro	Determina que a REN - Rede Elétrica Nacional, S. A., enquanto gestor global do sistema elétrico nacional (SEN), proceda à implementação de um modelo piloto de gestão dinâmica da rede nacional de transporte de eletricidade (RNT) no ponto de injeção atualmente ocupado pela central termoelétrica a carvão do Pego
Despacho n.º 9241-C/2021, de 17 de setembro	Determina a abertura do procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público de eletricidade produzida exclusivamente a partir de fonte(s) de energia renovável em centro eletroprodutor com ou sem armazenamento integrado
Diretiva n.º 15/2021, de 28 de setembro	Atualiza a tarifa de energia do setor elétrico

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Anexo I

Diploma	Assunto
Despacho conjunto dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de outubro	Definição de medidas mitigadoras para a sustentabilidade do SEN e sua repartição para efeitos tarifários
Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro	Determina a compensação final a aplicar para o ano de 2020 por unidade de energia injetada na rede elétrica de serviço público
Despacho n.º 9975/2021, de 14 de outubro	Define o parâmetro correspondente ao impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação de preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal, a aplicar entre 1 de outubro e 31 de dezembro de 2021
Despacho n.º 9977/2021, de 14 de outubro	Fixa a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2022
Despacho n.º 10190/2021, de 20 de outubro	Altera o Despacho n.º 8416/2019, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 182, de 23 de setembro de 2019, que procede à constituição da servidão administrativa, a favor da Iberdrola Generación, S. A. U., para instalação das linhas elétricas a 400 kV, no âmbito da implementação do Sistema Eletroprodutor do Tâmega
Despacho n.º 10376/2021, de 22 de outubro	Prorroga o prazo estabelecido no n.º 1 do Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, sobre as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos custos de interesse económico geral que incidem sobre as tarifas de acesso às redes determinadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro	Revoga a Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, na sua redação atual, e estabelece o regime transitório- Condições aplicáveis ao serviço de interruptibilidade, a prestar por um consumidor de electricidade ao operador da rede de transporte, bem como o regime retributivo do referido serviço e as penalizações associadas a eventuais incumprimentos, no sentido de harmonizar as condições de interruptibilidade no mercado ibérico

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2022
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Anexo I

Diploma	Assunto
Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro	Aprova medidas excecionais no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás
Despacho n.º 10977-B/2021, de 9 de novembro	Altera o Despacho n.º 1897/2021, de 15 de fevereiro, que aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2021
Decreto-Lei n.º 98/2021, de 16 de novembro	Unifica os procedimentos para produção de eletricidade a partir da conversão de energia solar por centros eletroprodutores fotovoltaicos flutuantes a instalar em albufeiras
Declaração de Retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro	Retifica o Regulamento n.º 785/2021, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 163, de 23 de agosto de 2021
Diretiva n.º 16/2021, de 18 de novembro	Aprova a Implementação do Mercado de Banda de Reserva de Regulação
Despacho n.º 11740-B/2021, de 27 de novembro	Abertura de procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção em pontos de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público para eletricidade a partir da conversão de energia solar por centros eletroprodutores fotovoltaicos flutuantes a instalar em albufeiras

ANEXO II
SIGLAS

SIGLAS	DEFINIÇÕES
AdC	Autoridade da Concorrência
AEE	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica
AGC	Acordo de Gestão de Consumo
AGS	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema
AT	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
BCE	Banco Central Europeu
BdP	Banco de Portugal
BT	Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)
BTE	Baixa Tensão Especial (baixa tensão com potência contratada superior a 41,4 kW)
BTN	Baixa Tensão Normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW)
C	Tarifas de comercialização
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CE	Comissão Europeia
CEE	Atividade Comercialização de Energia Elétrica
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CIF	Cost, Insurance and Freight
CIRC	Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade
CR	Tarifas de Comercialização de Redes
DEE	Distribuição de Energia Elétrica
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DRCIE	Direção Regional do Comércio, Indústria e Energia
ECOM	Efficiency measurement of Construction, Operation and Maintenance
EDA	EDA - Electricidade dos Açores, S.A.

SIGLAS	DEFINIÇÕES
EDIA	Empresa de Desenvolvimento de Infraestruturas do Alqueva, S.A.
EDP Distribuição	EDP Distribuição - Energia, S.A.
EEM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euro
FBCF	Formação bruta de capital fixo
FED	Reserva Federal Americana
FER	Fontes de Energia Renováveis
FMI	Fundo Monetário Internacional
FSE	Fornecimentos e Serviços Externos
FSSSE	Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Elétrico
GGs	Gestão Global do Sistema
IHPC	Índice Harmonizado de Preços ao Consumidor
INE	Instituto Nacional de Estatística
IP	Índice de Preços Implícito no Consumo Privado
IPC	Índice de Preços no Consumidor
ISP	Imposto sobre Produtos Petrolíferos
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
MF	Ministério das Finanças
MFAP	Ministério das Finanças e da Administração Pública
ML	Mercado Liberalizado
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
NT	Níveis de Tensão de MAT, AT e MT
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques

SIGLAS	DEFINIÇÕES
OMI Clear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, SA
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SA
ONI	ONI SGPS, S.A.
PAR	Plano de Apoio à Reestruturação
PEC	Programa de Estabilidade e Crescimento
PIB	Produto Interno Bruto
POC	Plano Oficial de Contabilidade
PNAC	Plano Nacional para as Alterações Climáticas
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
PPC	Paridade de Poder de Compra
PPDA	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental
PPEC	Plano de Promoção de Eficiência no Consumo
PQA	Power Quality Analyser
PRE	Produção em Regime Especial
PSTN	Public Switched Telephone Network
PT	PT Comunicações, S.A.
QAC	Quantidade anual contratual
QE	Quantitative Easing
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
RARI	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações
RA's/RAS	Regiões Autónomas
RD	Rede de Distribuição
REN	REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RND	Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão

SIGLAS	DEFINIÇÕES
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RT	Regulamento Tarifário
SCAE	Sobrecusto CAE
SEN	Sistema Nacional Elétrico
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SGL	Sistema de Gestão de Leituras
TE	Tarifa de Energia
TEE	Transporte de Energia Elétrica
TEP	Tarifa de Energia e Potência
TET	Trabalhos em tensão
TPE	Trabalhos para a Própria Empresa
TUGS	Tarifas Uso Global do Sistema
TURT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
UD	Unidade Técnica de Distribuição
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte
UVE	Utilizadores de veículos elétricos

ANEXO III
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Parâmetros de regulação para o período 2022-2025
- Estudo Benchmarking – operadores de sistema de distribuição
- Estudo sobre custos de referência e metas de eficiência em atividade de compra de combustível
- Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico
- Estrutura tarifária do setor elétrico em 2022
- Caracterização da procura de energia elétrica em 2022
- Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico