

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA  
E OUTROS SERVIÇOS EM 2023**

Dezembro 2022

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)

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

## ÍNDICE

<b>0</b>	<b>SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
0.1	Evolução das tarifas para a energia elétrica em 2023 e dos preços dos serviços regulados .....	4
0.2	Principais determinantes da variação dos proveitos .....	14
0.2.1	Pressupostos Financeiros .....	14
0.2.2	Custos de aprovisionamento de energia do Comercializador de último recurso .....	15
0.2.3	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados .....	16
0.2.3.1	Diferencial de custo de Produção em Regime Especial.....	20
0.2.3.2	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual .....	22
0.2.3.3	Diferencial de custo das centrais com CAE .....	23
0.2.3.4	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	23
0.2.4	Amortizações e juros da dívida tarifária .....	24
0.2.5	Medidas de contenção tarifária.....	26
0.2.6	Procura de energia elétrica .....	28
0.2.7	Proveitos permitidos por atividade em 2023 .....	31
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>33</b>
<b>2</b>	<b>ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL.....</b>	<b>35</b>
2.1	Enquadramento macroeconómico.....	35
2.2	Breve enquadramento setorial.....	42
<b>3</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS.....</b>	<b>45</b>
3.1	Metodologias de regulação .....	46
3.2	Proveitos permitidos a recuperar em 2023.....	53
3.2.1	Proveitos a recuperar em 2023 por atividade .....	55
3.2.2	CIEG e Custos de estabilidade e Sustentabilidade de mercados .....	58
3.2.3	Proveitos de energia e comercialização .....	62
3.3	Proveitos da UGS.....	70
3.3.1	Principais rubricas explicativas da variação da UGS.....	71
3.3.2	Custos de gestão do sistema .....	73
3.3.3	CIEG associados à produção de energia elétrica e custos de sustentabilidade de mercados.....	74
3.3.3.1	Ajustamentos aos custos de energia .....	74
3.3.3.2	CIEG associados à produção de energia elétrica .....	76
3.3.3.3	Evolução do diferencial de custo da PRE.....	78
3.3.3.4	Repercussão do diferimento da PRE nos proveitos permitidos.....	83
3.3.4	Proveitos a recuperar pela tarifa UGS que dizem respeito a anos anteriores .....	85
3.4	Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica .....	86
3.5	Proveitos do comercializador de último recurso .....	89

<b>4</b>	<b>TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2023</b> .....	<b>91</b>
4.1	Tarifas.....	91
4.2	Tarifa do operador logístico de mudança de comercializador.....	99
4.3	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT.....	100
4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	100
4.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	102
4.4	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição.....	104
4.4.1	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.....	104
4.4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	105
4.4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	110
4.4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.....	112
4.5	Tarifas por atividade do Comercializador de Último Recurso.....	116
4.5.1	Tarifa de Energia.....	116
4.5.2	Tarifa de Comercialização.....	117
4.6	Tarifas de Acesso às Redes.....	118
4.7	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	124
4.8	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo.....	127
4.8.1	Inversão de fluxo nas redes a montante da UPAC.....	129
4.8.2	Isenção de CIEG.....	130
4.8.3	Tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo.....	132
4.9	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de armazenamento.....	137
4.10	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo.....	140
4.11	Tarifas aplicáveis à Mobilidade Elétrica.....	143
4.11.1	Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica.....	145
4.11.2	Tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica nas RA.....	148
4.12	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	150
4.13	Tarifas a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso no âmbito do fornecimento supletivo.....	154
4.13.1	Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo.....	155
4.13.2	Tarifas de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo.....	155
4.13.3	Tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo.....	156
4.13.4	Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo aos clientes em MAT, AT, MT e BTE.....	156
4.13.5	Tarifa a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT.....	158
4.14	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	159

4.14.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2023 .....	161
4.15	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	164
4.15.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2023 .....	165
4.16	Tarifa Social .....	168
4.16.1	Tarifa Social de Acesso às Redes a vigorar em 2023 .....	170
4.16.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorarem em 2023 .....	172
<b>5</b>	<b>PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS.....</b>	<b>177</b>
5.1	Parâmetros a vigorar em 2023 .....	177
5.2	Valores mensais a transferir pela REN .....	197
5.3	Valores mensais a transferir pela E-REDES .....	203
5.4	Amortização e juros da dívida tarifária .....	215
5.5	Ajustamentos tarifários de 2021 e 2022 .....	217
<b>6</b>	<b>PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS .....</b>	<b>223</b>
6.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais.....	224
6.1.1	Enquadramento regulamentar .....	224
6.1.2	Propostas das empresas .....	225
6.1.2.1	Preços de leitura extraordinária .....	226
6.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora .....	229
6.1.2.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica .....	230
6.1.3	Preços para 2023 .....	234
6.1.3.1	Preços de leitura extraordinária .....	236
6.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora .....	239
6.1.3.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais .....	240
6.1.3.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica .....	241
6.1.3.5	Preços suportados pelos produtores em regime especial .....	245
6.2	Preços previstos no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica.....	246
6.2.1	Enquadramento regulamentar .....	246
6.2.2	Propostas das empresas .....	247
6.2.2.1	Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota .....	247
6.2.2.2	Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição.....	249
6.2.2.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos.....	251
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 .....	253
6.2.3	Preços para 2023 .....	255
6.2.3.1	Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota .....	255
6.2.3.2	Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição.....	257
6.2.3.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimentos remotos.....	259

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 .....	260
6.3	Preços previstos no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica .....	262
6.3.1	Enquadramento regulamentar .....	262
6.3.2	Propostas das empresas .....	263
6.3.2.1	Preço de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão .....	263
6.3.2.2	Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo .....	264
6.3.3	Preços para 2023 .....	265
6.3.3.1	Preço de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão .....	265
6.3.3.2	Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo .....	266
<b>7</b>	<b>ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES TARIFÁRIAS .....</b>	<b>269</b>
7.1	Receitas a recuperar nas tarifas do setor elétrico .....	271
7.1.1	Portugal continental .....	271
7.1.2	Regiões Autónomas .....	272
7.2	Tarifas por Atividade .....	274
7.2.1	Evolução do preço médio entre 2022 e 2023 .....	274
7.2.2	Evolução entre 2002 e 2023 .....	276
7.3	Tarifa de Acesso às Redes .....	280
7.3.1	Evolução do preço médio entre 2022 e 2023 .....	280
7.3.2	Estrutura do preço médio em 2023 .....	287
7.3.3	Evolução entre 1999 e 2023 .....	291
7.4	Preço médio de referência de venda a clientes finais .....	294
7.4.1	Evolução do preço médio entre 2022 e 2023 .....	294
7.4.2	Estrutura do preço médio em 2023 .....	298
7.4.3	Evolução do preço médio entre 1990 e 2023 .....	301
7.5	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais .....	304
7.5.1	Evolução do preço médio entre 2022 e 2023 .....	304
7.5.2	Estrutura do preço médio em 2023 .....	305
7.5.3	Evolução entre 1990 e 2023 .....	308
7.6	Tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do Fornecimento supletivo .....	313
7.6.1	Evolução do preço médio entre 2022 e 2023 .....	313
7.6.2	Estrutura do preço médio em 2023 .....	314
7.7	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA .....	317
7.7.1	Evolução do preço médio entre 2022 e 2023 .....	317
7.7.2	Evolução entre 1990 e 2023 .....	319
7.8	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	322
7.8.1	Evolução do preço médio entre 2022 e 2023 .....	322

---

7.8.2	Evolução entre 1990 e 2023 .....	324
7.9	Convergência Tarifária.....	327
7.10	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral.....	332
7.11	Ofertas do mercado liberalizado em BTN.....	336
<b>ANEXOS</b> .....		<b>341</b>
<b>ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES</b> .....		<b>343</b>
<b>ANEXO II SIGLAS</b> .....		<b>351</b>
<b>ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES</b> .....		<b>357</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental nos últimos 5 anos.....	6
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.....	9
Figura 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos .....	11
Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000 .....	17
Figura 0-2 - Custos de CIEG previstos para 2023 associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	20
Figura 0-3 - Diferencial de custo por unidade produzida das tecnologias de PRE com remuneração garantida previsto para 2023.....	21
Figura 2-1 – Taxa de variação anual do PIB mundial, das economias da zona euro, dos mercados emergentes e dos EUA.....	36
Figura 2-2 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB.....	37
Figura 2-3 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida** para a taxa de crescimento do PIB*** em Portugal.....	39
Figura 2-4 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e o terceiro trimestre de 2022 ...	40
Figura 2-5 - PIB e consumo de energia elétrica referido à emissão .....	42
Figura 2-6 - Intensidade elétrica em Portugal e na EU corrigida pela paridade do poder de compra ....	44
Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico .....	53
Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade .....	54
Figura 3-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2002 .....	61
Figura 3-4 - Proveitos de energia e comercialização do CUR.....	63
Figura 3-5 - Energia e número de clientes .....	63
Figura 3-6 - Custos médios de aquisição do CUR.....	64
Figura 3-7 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100).....	65
Figura 3-8 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100) .....	66
Figura 3-9 – Média móvel preços <i>spot</i> energia elétrica em Portugal, <i>Brent</i> (euros), TTF e MIBGAS (índice mai. 2004=100) .....	67
Figura 3-10 - Comparação média móvel a 3 meses dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo ( <i>Brent</i> ) e do gás natural (NBP e TTF) nos mercados <i>spot</i> (base 100) .....	68
Figura 3-11 - Proveitos a recuperar com a UGS – Valores absolutos e unitários.....	70
Figura 3-12 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente .....	71



Figura 3-13 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS face à média das previsões para 2022 efetuadas em dezembro de 2021 e em junho de 2022 .....	73
Figura 3-14 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia.....	76
Figura 3-15 - Custos de CIEG previstos para 2023 associados à produção de energia elétrica por unidade produzida .....	78
Figura 3-16 - Evolução do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida (valores previstos recuperar pelas tarifas).....	80
Figura 3-17 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas).....	81
Figura 3-18 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial.....	83
Figura 3-19 - Proveitos a recuperar .....	86
Figura 3-20 - Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição – Valores absolutos e unitários .....	87
Figura 3-21 - Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente.....	88
Figura 3-22 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais.....	89
Figura 3-23 - Decomposição dos proveitos unitários incluídos na TVCF.....	90
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA .....	160
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	165
Figura 7-1 - Decomposição da variação de preço médio .....	270
Figura 7-2 - Evolução do preço médio nas parcelas da tarifa de Acesso às Redes.....	275
Figura 7-3 - Evolução do preço médio nas tarifas de Energia e Comercialização .....	276
Figura 7-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2022).....	279
Figura 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	280
Figura 7-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	281
Figura 7-7 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema.....	281
Figura 7-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MAT.....	282
Figura 7-9 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT.....	283
Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT .....	283
Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT .....	284
Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT .....	284
Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT .....	285
Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE .....	285
Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE.....	286
Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN .....	286
Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN .....	287
Figura 7-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade .....	288

Figura 7-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade .....	289
Figura 7-20 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	290
Figura 7-21 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	290
Figura 7-22 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	291
Figura 7-23 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2022).....	292
Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais .....	295
Figura 7-25 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT .....	296
Figura 7-26 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT .....	296
Figura 7-27 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT .....	297
Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE .....	297
Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN .....	298
Figura 7-30 - Preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade .....	298
Figura 7-31 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade .....	299
Figura 7-32 - Preço médio de referência de venda a clientes finais .....	300
Figura 7-33 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais.....	300
Figura 7-34 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços correntes).....	301
Figura 7-35 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços constantes de 2022).....	302
Figura 7-36 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN....	305
Figura 7-37 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2023.....	306
Figura 7-38 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2023..	306
Figura 7-39 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2023, decomposto por parcelas .....	307
Figura 7-40 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2023, decomposto por parcelas .....	308
Figura 7-41 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão.....	310
Figura 7-42 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão.....	310
Figura 7-43 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em MAT, AT, MT e BTE .....	314

Figura 7-44 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2023 .....	315
Figura 7-45 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2023.....	315
Figura 7-46 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2023, decomposto por parcelas.....	316
Figura 7-47 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2023, decomposto por parcelas .....	317
Figura 7-48 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA .....	318
Figura 7-49 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA.....	318
Figura 7-50 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes).....	320
Figura 7-51 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2022)....	321
Figura 7-52 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM .....	323
Figura 7-53 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM .....	323
Figura 7-54 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	325
Figura 7-55 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	325
Figura 7-56 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2022 e 2023.....	328
Figura 7-57 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2022 e 2023 .....	329
Figura 7-58 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva .....	330
Figura 7-59 - Preços médios da TVCF nas Regiões Autónomas, por comparação com a tarifa Aditiva .....	331
Figura 7-60 - Preço médio dos CIEG em 2023, por componente.....	333
Figura 7-61 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes em 2023.....	334
Figura 7-62 - Peso dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes em 2023.....	335
Figura 7-63 - Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo .....	337

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2023.....	5
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2023.....	7
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2023.....	8
Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira.....	10
Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2023.....	10
Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2023.....	11
Quadro 0-1 - Pressupostos financeiros.....	15
Quadro 0-2 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	16
Quadro 0-3 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2023.....	18
Quadro 0-4 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2023.....	22
Quadro 0-5 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2022 e 2023.....	23
Quadro 0-6 - Amortização e juros da dívida tarifária.....	25
Quadro 0-7 - Amortização e juros da dívida tarifária (cont).....	26
Quadro 0-8 - Medidas de Contenção Tarifária.....	27
Quadro 0-9 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerado em tarifas.....	29
Quadro 0-10 – Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA.....	30
Quadro 0-11 - Proveitos em Portugal continental em 2023.....	31
Quadro 0-12 - Proveitos nas Regiões Autónomas em 2023.....	32
Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2021 e previsões para 2022 e 2023.....	41
Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico.....	48
Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I).....	49
Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II).....	50
Quadro 3-4 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. III).....	51
Quadro 3-5 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. IV).....	52
Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental.....	56
Quadro 3-7 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.....	57

Quadro 3-8 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2023 .....	60
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 2023 .....	62
Quadro 3-10 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes .....	70
Quadro 3-11 - Ajustamentos de 2021 e 2022 a repercutir em tarifas .....	75
Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2019 a 2021 nos proveitos permitidos de 2023 a 2025 .....	85
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas do Setor Elétrico .....	92
Quadro 4-2 - Tarifas Reguladas do Setor da Mobilidade Elétrica .....	98
Quadro 4-3 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador .....	99
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 .....	101
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 .....	101
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 .....	101
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 .....	103
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 .....	103
Quadro 4-9 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador .....	104
Quadro 4-10 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema .....	105
Quadro 4-11 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	106
Quadro 4-12 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento .....	107
Quadro 4-13 - Preços dos CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema .....	108
Quadro 4-14 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	109
Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	109
Quadro 4-16 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema .....	110
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT .....	111
Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT .....	111
Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	112

Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.....	113
Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.....	113
Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	114
Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	114
Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	115
Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	115
Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Energia.....	116
Quadro 4-27 - Preços da tarifa de Energia nas várias opções tarifárias.....	117
Quadro 4-28 - Preços da tarifa de Comercialização.....	118
Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Acesso às Redes.....	120
Quadro 4-30 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral.....	123
Quadro 4-31 - Estrutura de fornecimento a utilizar em 2023 no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT .....	126
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.....	126
Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD e CUR exclusivamente em BT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	127
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% .....	131
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% .....	131
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.....	134
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.....	135
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.....	136
Quadro 4-39 - Montantes de CIEG a deduzir para cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações de armazenamento .....	138
Quadro 4-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento .....	138
Quadro 4-41 - Montantes de CIEG a deduzir para cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações com estatuto de cliente eletrointensivo.....	142
Quadro 4-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações com estatuto de cliente eletrointensivo.....	142

Quadro 4-43 - 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 .....	147
Quadro 4-44 - 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.....	147
Quadro 4-45 - 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 .....	148
Quadro 4-46 - 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 .....	148
Quadro 4-47 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA .....	149
Quadro 4-48 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM .....	150
Quadro 4-49 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais .....	151
Quadro 4-50 - Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo .....	155
Quadro 4-51 - Tarifas de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo .....	155
Quadro 4-52 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR, no âmbito do fornecimento supletivo .....	157
Quadro 4-53 - Tarifa a aplicar pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo.....	159
Quadro 4-54 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	161
Quadro 4-55 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	166
Quadro 4-56 - Clientes tarifa social e valor global do desconto .....	170
Quadro 4-57 - Preços da tarifa Social de Acesso às Redes.....	171
Quadro 4-58 - Preços do desconto da tarifa Social de Acesso às Redes.....	172
Quadro 4-59 - Preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental .....	173
Quadro 4-60 - Preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores ....	174
Quadro 4-61 - Preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira....	175
Quadro 5-1 - Transferências entre a REN e a REN Trading .....	197
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA .....	198
Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social .....	199
Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM.....	200
Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social .....	201
Quadro 5-6 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à Tarifa Social .....	202

Quadro 5-7 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade.....	203
Quadro 5-8 - 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 5-9 - 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 5-10 - 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 2019, 2020 e 2021 .....	207
Quadro 5-11 - 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 2019, 2020 e 2021 .....	208
Quadro 5-12 - 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 2019 .....	210
Quadro 5-13 - 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 5-14 - 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 2019, 2020 e 2021 ...	212
Quadro 5-15 - 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 2019, 2020 e 2021 .....	214
Quadro 5-16 - Amortização e juros da dívida tarifária.....	216
Quadro 5-17 - Valor dos ajustamentos de 2021 e 2022 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading.....	218
Quadro 5-18 - Valor dos ajustamentos de 2021 incluídos nos proveitos permitidos da ADENE .....	218
Quadro 5-19 - Valor dos ajustamentos de 2021 e 2022 incluídos nos proveitos permitidos da REN ...	219
Quadro 5-20 - Valor dos ajustamentos de 2021 e 2022 incluídos nos proveitos permitidos da E-REDES.....	219
Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2021 e 2022 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade .....	220
Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2021 e 2022 incluídos nos proveitos permitidos da EDA ...	220
Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2021 e 2022 incluídos nos proveitos permitidos da EEM ..	221
Quadro 6-1 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da E-REDES para 2023 .....	226
Quadro 6-2 – Valores das tarefas a realizar por PSE ao serviço da E-REDES, em 2023 e 2022 .....	227
Quadro 6-3 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2023.....	228
Quadro 6-4 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2023 .....	229
Quadro 6-5 – Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da SU Eletricidade, da EDA e da EEM para 2023.....	229



Quadro 6-6 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da E-REDES para 2023 .....	231
Quadro 6-7 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EDA para 2023 .....	232
Quadro 6-8 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EEM para 2023 .....	234
Quadro 6-9 – Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2023 .....	237
Quadro 6-10 – Preços de leitura extraordinária na RAA para 2023 .....	238
Quadro 6-11 – Preços de leitura extraordinária na RAM para 2023 .....	239
Quadro 6-12 – Quantia mínima a pagar em caso de mora para 2023, em Portugal continental, na RAA e na RAM .....	240
Quadro 6-13 – Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2023, em Portugal continental, na RAA e na RAM .....	240
Quadro 6-14 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2023 (MAT) .....	241
Quadro 6-15 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2023 (AT, MT e BT) .....	242
Quadro 6-16 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA, para 2023 .....	244
Quadro 6-17 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM, para 2023 .....	245
Quadro 6-18 – Preços da alteração temporária da potência contratada de forma remota – Proposta da E-REDES para 2023 .....	248
Quadro 6-19 – Preços da alteração temporária da potência contratada de forma remota – Proposta da EEM para 2023 .....	249
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 2023 .....	250
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 2023 .....	251
Quadro 6-22 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos – Proposta da E-REDES para 2023 .....	252
Quadro 6-23 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos – Proposta da EEM para 2023 .....	253
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 2023 .....	254
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 2023 .....	254
Quadro 6-26 – Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota em Portugal continental para 2023 .....	256

Quadro 6-27 – Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota na RAA e na RAM para 2023 .....	257
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 2023 ...	258
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 2023 .....	258
Quadro 6-30 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2023 .....	259
Quadro 6-31 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA e na RAM para 2023 .....	260
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 2023.....	261
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 2023 .....	261
Quadro 6-34 – Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão – Proposta da EEM para 2023.....	264
Quadro 6-35 – Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo – Proposta da E-REDES para.....	264
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 2023 .....	265
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 2023 .....	266
Quadro 6-38 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo em Portugal continental para 2023 .....	267
Quadro 6-39 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo na RAA e na RAM para 2023 .....	267
Quadro 7-1 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas no ano 2023, em Portugal continental .....	271
Quadro 7-2 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas no ano 2023, nas Regiões Autónomas.....	273
Quadro 7-3 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100).....	277
Quadro 7-4 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período de regulação.....	278
Quadro 7-5 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão .....	293
Quadro 7-6 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período de regulação.....	294
Quadro 7-7 - Evolução real e nominal do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão.....	303

---

Quadro 7-8 - Variações anuais médias do preço médio de referência de venda a clientes finais, por período de regulação .....	304
Quadro 7-9 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (ano 1998 = 100).....	312
Quadro 7-10 - Variações anuais médias da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais por período de regulação .....	313
Quadro 7-11 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA (ano 2002 = 100).....	321
Quadro 7-12 - Variações anuais médias da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA, por período de regulação .....	322
Quadro 7-13 - Evolução real e nominal do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, ano 2002 = 100 .....	326
Quadro 7-14 - Variações anuais médias da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, por período de regulação .....	326
Quadro 7-15 - Consumidores tipo no fornecimento de eletricidade.....	336
Quadro 7-16 - Fatura anual no ano 2023 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes.....	338



## 0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023» fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2023 e integra os seguintes anexos: (i) «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2023», (ii) «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2023» e (iii) «Caracterização da procura de energia elétrica em 2023».

As tarifas e preços a vigorarem em 2023, 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 Tarifário<sup>1</sup> assim como os parâmetros, cuja definição se encontra justificada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», e que por sua vez 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 2023 das empresas reguladas do setor elétrico», a estrutura tarifária definida e justificada no documento «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2023» e a procura prevista para 2023 apresentada e justificada no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2023». 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».

Nos termos legal e regulamentarmente previstos, o Conselho de Administração da ERSE submeteu, a 17 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 2023». Este documento foi, ainda, submetido 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, nos termos do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE <sup>2</sup> e artigo 215.º, n.º 2, 3, 4 e 5 do Regulamento Tarifário do setor elétrico, em vigor.

---

<sup>1</sup> Aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela Declaração de Retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro.

<sup>2</sup> Aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente.

O Conselho Tarifário emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, a 15 de novembro<sup>3</sup>.

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

As tarifas aprovadas para 2023 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 Redes aplicável 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) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações autónomas de armazenamento; (vi) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações com estatuto de Cliente Eletrointensivo; (vii) tarifas de Acesso às Redes da Mobilidade Elétrica; (viii) tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis em Portugal continental; (ix) tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso, no âmbito do fornecimento supletivo; (x) tarifa de Venda a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso aos CUR a atuar exclusivamente em BT; (xi) tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis nas regiões autónomas pelos comercializadores de último recurso; (xii) 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, (xiii) 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.

---

<sup>3</sup> Nos termos do 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.

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; (iii) quantia mínima a pagar em caso de mora; (iv) ativação de instalações eventuais; (v) preços suportados pelos produtores em regime especial; (vi) alteração temporária da potência contratada de forma remota; (vii) operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição; (viii) interrupção e restabelecimento remotos; (ix) recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes; (x) aquisição de equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores e; (xi) instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo previsto pela Diretiva n.º 19/2022, de 2 de setembro.

Relativamente à legislação que enquadra a definição das tarifas de eletricidade para 2023, assinala-se a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional. No seu artigo 303.º, este Diploma estabelece um prazo de 18 meses para a atualização dos regulamentos previstos em legislação específica, designadamente o Regulamento Tarifário e outros da competência da ERSE.

Considerando que, na presente data, a revisão dos regulamentos a operar pela ERSE para refletir o novo enquadramento legislativo do setor elétrico se encontra em curso, neste documento mantêm-se algumas referências à legislação entretanto revogada pelo referido Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, mencionando-se, sempre que possível, o enquadramento equivalente disposto pelo Diploma vigente

Sinaliza-se que, ao contrário dos processos tarifários anteriores, a ERSE decidiu dissociar o processo de repartição do financiamento da tarifa social de eletricidade da proposta tarifária, sujeitando o procedimento administrativo relativo ao financiamento da tarifa social à realização de uma consulta de interessados, que terminou no dia 25 de novembro de 2022. Nesta consulta, a ERSE fundamentou a sua proposta de alocação dos valores relativos à tarifa social a financiar por cada centro eletroprodutor, incluindo os referentes a anos anteriores, em que a decisão da ERSE foi precarizada. À data da aprovação das tarifas para 2023, não estão, ainda, reunidas todas as condições para a ERSE decidir sobre esta matéria.

Deste modo, a Diretiva com os montantes a transferir por cada centro electroprodutor durante o ano de 2023 será aprovada em data posterior à das tarifas e preços de eletricidade para 2023. No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2023» descreve este procedimento de forma mais detalhada.

Finalmente, importa relevar o contexto de grande incerteza, em que foi realizado o exercício tarifário para 2023, sinalizando-se a excecionalidade das variações tarifárias agora decididas, que são reflexo de fatores conjunturais, que poderão não se repetir nos próximos anos, e cuja alteração poderá ter impactes significativos e diferenciados por nível de tensão. Este contexto extraordinário aconselha um acompanhamento ainda mais apertado das alterações das circunstâncias em que assentam os pressupostos do cálculo dos proveitos permitidos, que poderão justificar, numa situação extrema, uma atuação da ERSE em linha com a revisão excecional das tarifas ocorrida em julho de 2022.

## **0.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2023 E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS**

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

Em 2023, nos termos previstos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, que consagrou (ao abrigo do regime jurídico existente à data) os prazos de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, as tarifas transitórias apenas se aplicam aos fornecimentos em BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE.

O Comercializador de Último Recurso (CUR) assegura ainda, nos termos da lei, o fornecimento aos clientes que não transitaram para o mercado livre, aos que regressem ao CUR por via do regime equiparado, aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, e pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, bem como nas situações de fornecimento supletivo, previstas nos termos do artigo 140.º, n.º 3, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Em abril de 2022, através da Diretiva n.º 8/2022, a ERSE aprovou a atualização da tarifa de Energia do setor elétrico, aplicável pelo 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 abril de 2022.

Em julho de 2022, através da Diretiva n.º 17/2022, a ERSE procedeu a uma fixação excecional dos preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte, da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas dos operadores da rede de distribuição, com efeito nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos clientes do mercado livre e do mercado regulado. Procedeu ainda a uma alteração da tarifa de Energia, 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 2022.

Mais recentemente, em setembro de 2022, através da Diretiva n.º 21/2022, de 26 de setembro, a ERSE procedeu a nova atualização da tarifa de Energia, 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 outubro de 2022.

Apresenta-se no Quadro 0-1 a variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental entre 2022 e 2023, considerando como tarifa transitória do ano 2022 os valores médios do ano, que incluem as atualizações trimestrais ocorridas em abril e outubro e a fixação excecional em julho de 2022.

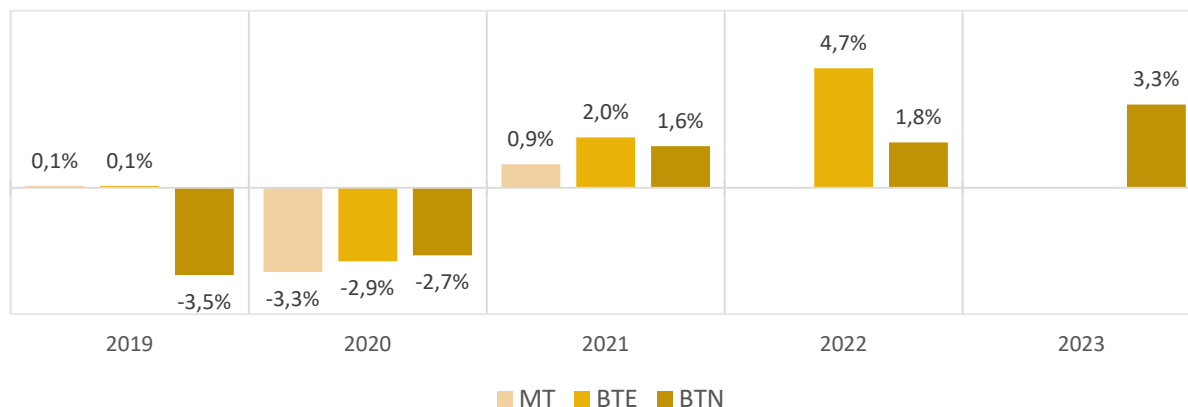
#### Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2023

	Variação anual 2023 / 2022	Variação Jan 2023/Dez 2022
<b>BTN</b>	3,3%	1,6%

A variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental considerando os preços em vigor em dezembro de 2022 corresponde a um aumento de 1,6%, para os clientes em BTN.

A Figura 0-1 ilustra as variações anuais das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental no período de 2019 a 2023, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. As variações apresentadas integram as atualizações trimestrais da tarifa de Energia em abril e outubro e a fixação excecional de tarifas em julho de 2022.

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 2023, apresentam um desconto de 33,8%, estabelecido pelo Despacho n.º 12461/2022, de 25 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 máximo <sup>4</sup>, 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 2022 e 2023, considerando como tarifa de Venda a Clientes Finais do ano 2022

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

os valores médios do ano, que incluem as atualizações trimestrais ocorridas em abril e outubro e a fixação excecional em julho de 2022.

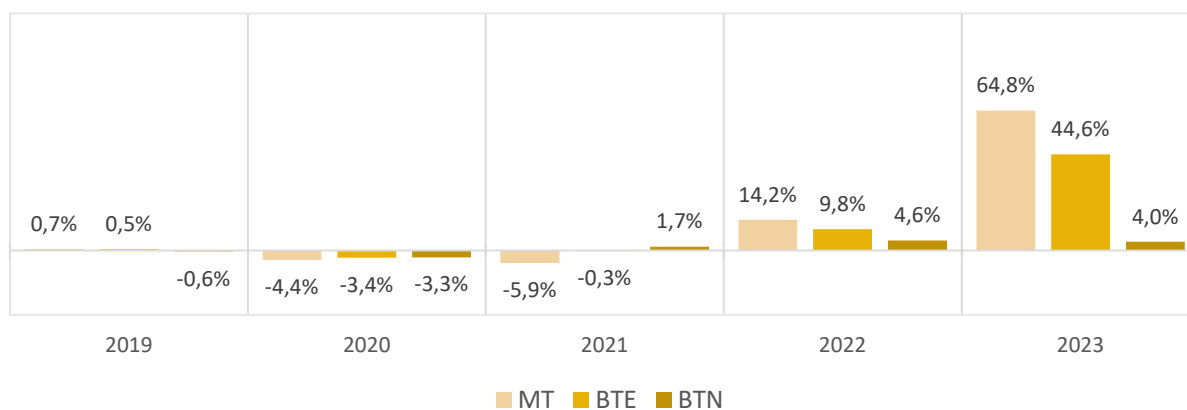
**Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2023**

	Varição anual 2023 / 2022	Varição Jan 2023/Dez 2022
<b>MT</b>	64,8%	52,8%
<b>BTE</b>	44,6%	35,1%
<b>BTN</b>	4,0%	1,3%

A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores considerando os preços em vigor em dezembro de 2022 corresponde a aumentos de 52,8%, 35,1% e 1,3%, 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 2019 a 2023, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. As variações apresentadas integram as atualizações trimestrais da tarifa de Energia em abril e outubro e a fixação excecional de tarifas em julho de 2022.

**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 2022 e 2023, considerando como tarifa de Venda a Clientes Finais do ano 2022 os valores médios do ano, que incluem as atualizações trimestrais ocorridas em abril e outubro e a fixação excepcional em julho de 2022.

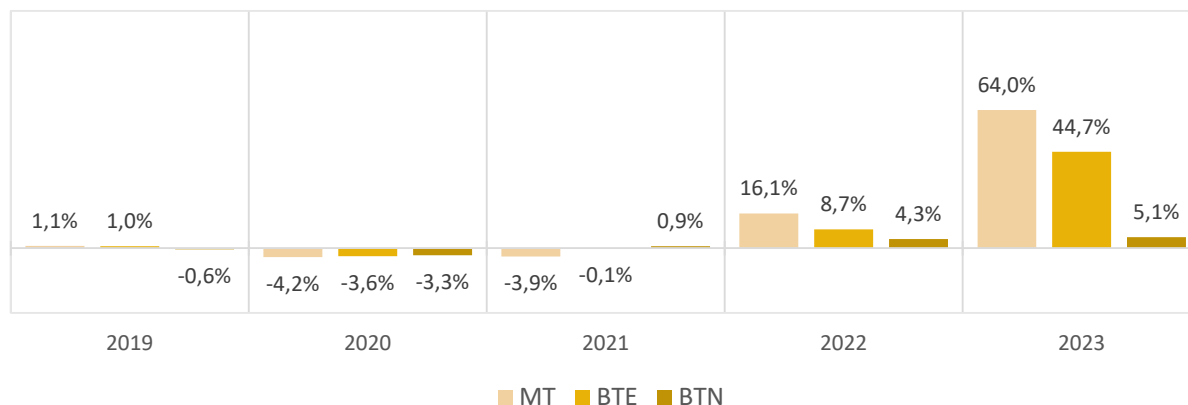
**Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2023**

	Variação anual 2023 / 2022	Variação Jan 2023/Dez 2022
<b>MT</b>	64,0%	52,5%
<b>BTE</b>	44,7%	35,6%
<b>BTN</b>	5,1%	2,3%

A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira considerando os preços em vigor em dezembro de 2022 corresponde a aumentos de 52,5%, 35,6% e 2,3%, 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 2019 a 2023, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. As variações apresentadas integram as atualizações trimestrais da tarifa de Energia em abril e outubro e a fixação excepcional de tarifas em julho de 2022.

**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 2023, que apresentam um desconto de 33,8%, estabelecido pelo Despacho n.º 12461/2022, de 25 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 2023 com as tarifas que seria necessário aprovar para as 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	116,2%	24,3%
Região Autónoma da Madeira	113,9%	22,9%

**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, apresentada no Quadro 0-5, considera os valores médios do ano das tarifas de Acesso às Redes em 2022, que incluem a fixação excepcional de tarifas ocorrida em julho.

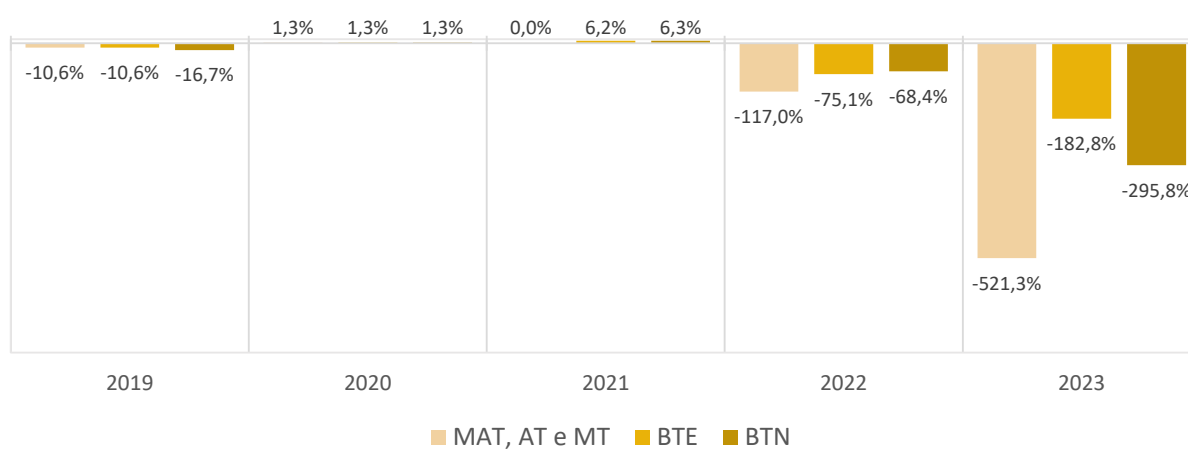
**Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2023**

	MAT	AT	MT	BTE	BTN
<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>	-573,9%	-521,2%	-511,1%	-182,8%	-295,8%

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 2023 num benefício para o sistema, tal como já se verifica no ano de 2022.

A Figura 0-4 ilustra as variações anuais das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental no período de 2019 a 2023, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento, integrando a fixação excepcional de tarifas em julho de 2022.

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 2023

	Variação 2023/2022
<b>Tarifa de Energia</b>	<b>79,2%</b>
<b>Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador</b>	<b>-20,4%</b>
<b>Tarifa de Uso Global do Sistema</b>	<b>-370,8%</b>
<b>Tarifas de Uso de Redes</b>	<b>2,0%</b>
Uso da Rede de Transporte	7,6%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-0,5%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-0,6%
Uso da Rede de Distribuição em BT	1,1%
<b>Tarifas de Comercialização</b>	<b>-13,5%</b>

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. 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 recebidas <sup>5</sup> para o exercício de 2023 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 ERSE estabelece os preços dos serviços regulados em 2023 previstos no RRC:

- Os preços dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, em Portugal continental, sofrem aumentos 5%, de modo a assegurar uma gradual aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços,
- Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, os preços dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento sofrem um aumento de 3,9%, valor do deflator implícito no consumo privado, que se propõe ser uniformemente o critério de atualização, já regulamentarmente consagrado para o serviço de ligação de instalações eventuais,

---

<sup>5</sup> Foram submetidas à ERSE propostas por parte da E-REDES, da EDA, da EEM e da SU Eletricidade.



- 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 2022.

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 recebidas <sup>6</sup> para o exercício de 2023.

Deste modo, a ERSE determina para os preços dos serviços regulados previstos no RSRI as seguintes evoluções para 2023:

- Em Portugal continental, os preços dos serviços prestados remotamente sofrem um aumento de 3,9%, valor do deflator implícito no consumo privado previsto para 2023, 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 5,0% 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,
- Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, os preços sofrem um aumento de 3,9%, valor previsto para o deflator implícito no consumo privado para 2023, que se considera ser uniformemente o critério de atualização.

---

<sup>6</sup> Foram submetidas à ERSE propostas por parte da E-REDES e da EEM.

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 recebidas<sup>7</sup> para o exercício de 2023.

Deste modo, a ERSE determina para os preços dos serviços regulados previstos no RAC um aumento de 3,9% em 2023, face aos que vigoram em 2022, valor previsto para o deflator implícito no consumo privado para 2023, que se considera ser uniformemente o critério de atualização.

Ainda no âmbito do autoconsumo, e tal como previsto na Diretiva n.º 19/2022 de 2 de setembro, é estabelecido o preço da instalação urgente de equipamento de medição inteligente no regime de autoconsumo, nos seguintes moldes:

- Para Portugal Continental, a ERSE recebeu uma proposta da E-REDES, aplicando-se uma evolução de 5% face ao preço em vigor que corresponde à evolução do preço do serviço equiparado de desselagem e resselagem.
- Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira os preços traduzem um aumento de 3,9%, face aos que vigoram em 2022, valor previsto para o deflator implícito no consumo privado para 2023, que se considera ser 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 2023, são os seguintes:

---

<sup>7</sup> Foi submetida à ERSE proposta por parte da EEM.

## Quadro 0-7 - Pressupostos financeiros

	Unidade: % ou p.p.
	2023
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2021, para cálculo dos ajustamentos de 2021	-0,491%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2022, para cálculo dos ajustamentos de 2021 e de 2022	0,835%
Spread no ano 2021 para cálculo dos ajustamentos de 2021	0,5 p.p.
Spread no ano 2022 para cálculo dos ajustamentos de 2021 e dos ajustamentos de 2022	0,5 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2022, para cálculo das rendas dos défices tarifários	-0,195%
Spread para a dívida titularizada ao abrigo do DL n.º165/2008	1,95 p.p.
Taxa definitiva aplicável ao alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2023 <sup>(1)</sup>	-

Nota: (1) Por ausência de aplicação do mecanismo de alisamento do sobrecusto com a produção em regime especial, de acordo com o exposto no capítulo relativo à Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE do documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2023», não foi necessário definir a respetiva taxa.

No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2023» são analisados os fatores justificativos da evolução das variáveis monetárias.

### 0.2.2 CUSTOS DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Atendendo à volatilidade e incerteza que caracterizam atualmente os mercados de energia, que impactam diretamente os preços de energia elétrica, e as tarifas reguladas, a ERSE reviu em baixo as previsões para o preço das *commodities* energéticas, em particular o preço previsto de energia elétrica para 2022 e para 2023. Assim, considerando os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2022 e 2023, 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 223,42 EUR/MWh (revisto em baixo face ao valor de 262,06 EUR/MWh subjacente à proposta tarifária de 15 de outubro de 2022), superior ao estimado para

2022, que se situa em torno dos 169,20 EUR/MWh (revisado em baixo face ao valor de 179,60 EUR/MWh subjacente à proposta tarifária de 15 de outubro de 2022), e acima dos valores previstos em tarifas de 2022 para 2022 (Quadro 0-2). Este valor reflete igualmente as tendências observadas nos preços nos mercados das *commodities*, sendo explicado em detalhe no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico» e abordado no capítulo 3.2.3 do presente documento.

#### Quadro 0-8 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR<sup>8</sup> para fornecimento dos clientes

	2022P em T2022 (Dez. 2021)	2022P em T2022 (Jun. 2022)	2022E em T2023	2023P em T2023
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	105,50	136,62	169,20	223,42

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

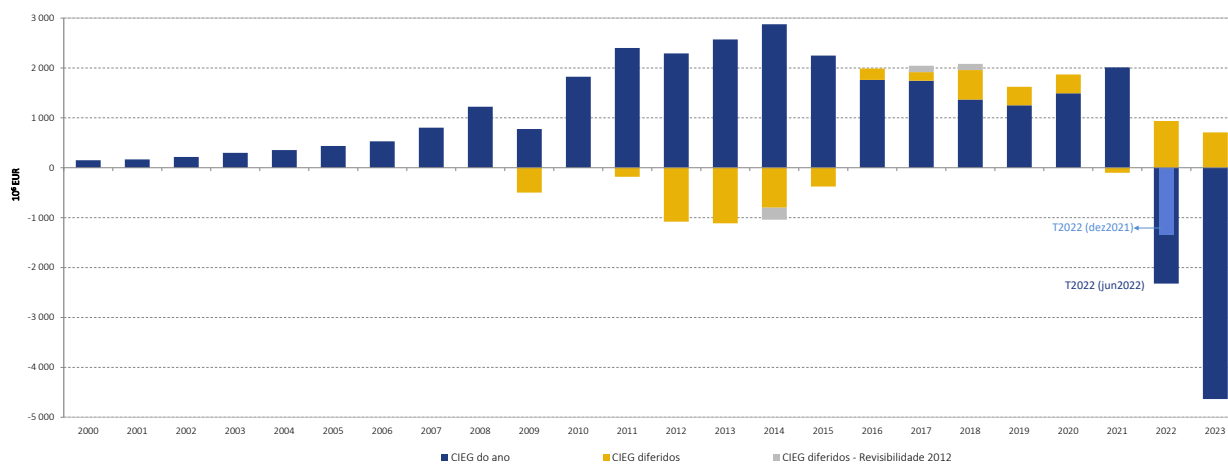
Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica.

A figura seguinte mostra a evolução dos CIEG incluídos nas tarifas desde 2000. 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 e 2023, os valores dos CIEG do ano são negativos devido ao forte incremento dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas, que justificou a inversão de sinal do sobrecusto da PRE e do sobrecusto dos CAE.

<sup>8</sup> 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. A propósito dos custos com serviços de sistema a suportar pelo CUR em 2023, assumiu-se que contemplam o mecanismo de Banda de Reserva de Regulação.

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



O Quadro 0-3 apresenta as várias parcelas de custos que compõem os CIEG, adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados. Decorrente da atualização dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas ocorrida entre a proposta tarifária de 15 de outubro e a aprovação das tarifas, nos termos referidos no ponto anterior, o diferencial de custo da PRE com remuneração garantida e o diferencial de custo dos CAE a repercutir em 2023 tornaram-se menos negativos relativamente aos correspondentes valores previstos na proposta tarifária de 15 de outubro.

**Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2023**

	Unidade: Milhares de euros			Variação 2023/2022 (Dez2021)	Variação 2023/2022 (Jun2022)
	2022 (Dez2021)	2022 (Jun2022)	2023		
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>-1 333 145</b>	<b>-2 321 782</b>	<b>-4 635 295</b>	<b>-3 302 150</b>	<b>-2 313 513</b>
Diferencial de custo da PRE com remuneração garantida	-1 636 949	-2 412 909	-4 270 402	-2 633 453	-1 857 493
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	65 799	65 799	87 053	21 255	21 255
Diferencial de custo dos CAE	-77 659	-275 329	-877 969	-800 310	-602 640
Rendas de concessão da distribuição em BT	262 559	262 559	276 051	13 491	13 491
Sobrecusto da RAA e da RAM	150 782	136 179	246 909	96 127	110 730
Terrenos das centrais	12 273	12 273	12 220	-53	-53
Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	3 158	3 158	0	-3 158	-3 158
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	5 139	5 139	5 139
ERSE	1 207	1 207	7 354	6 147	6 147
Custos com a concessionária da Zona Piloto	398	398	436	39	39
Autoridade da Concorrência	423	423	447	23	23
Tarifa Social	-115 136	-115 540	-122 532	-7 396	-6 992
<b>Alisamento dos custos da PRE</b>	<b>937 700</b>	<b>937 700</b>	<b>709 123</b>	<b>-228 577</b>	<b>-228 577</b>
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano</b>	<b>-395 445</b>	<b>-1 384 082</b>	<b>-3 926 172</b>	<b>-3 530 726</b>	<b>-2 542 090</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	133 569	133 569	134 312	743	743
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	34 574	34 574	34 811	236	236
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	98 994	98 994	99 501	507	507
Medidas de sustentabilidade de mercados	75 601	75 601	223 241	147 640	147 640
Diferencial extinção TVCF	-931	-931	-559	372	372
Sobreproveito	-270	-135	0	270	135
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>207 969</b>	<b>208 104</b>	<b>356 994</b>	<b>149 025</b>	<b>148 890</b>
<b>Total CIEG e Sustentabilidade</b>	<b>-187 476</b>	<b>-1 175 978</b>	<b>-3 569 178</b>	<b>-3 381 701</b>	<b>-2 393 199</b>

Notas:

- 1) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.
- 2) O custo com a ERSE nas tarifas de 2022 está deduzido da devolução do saldo de gerência no montante de 5 679 milhares de euros.
- 3) 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.
- 4) O diferencial de custo da PRE com remuneração garantida inclui medidas de contenção tarifária no âmbito da legislação em vigor.

Na Figura 0-2 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 2023<sup>9</sup> pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos.

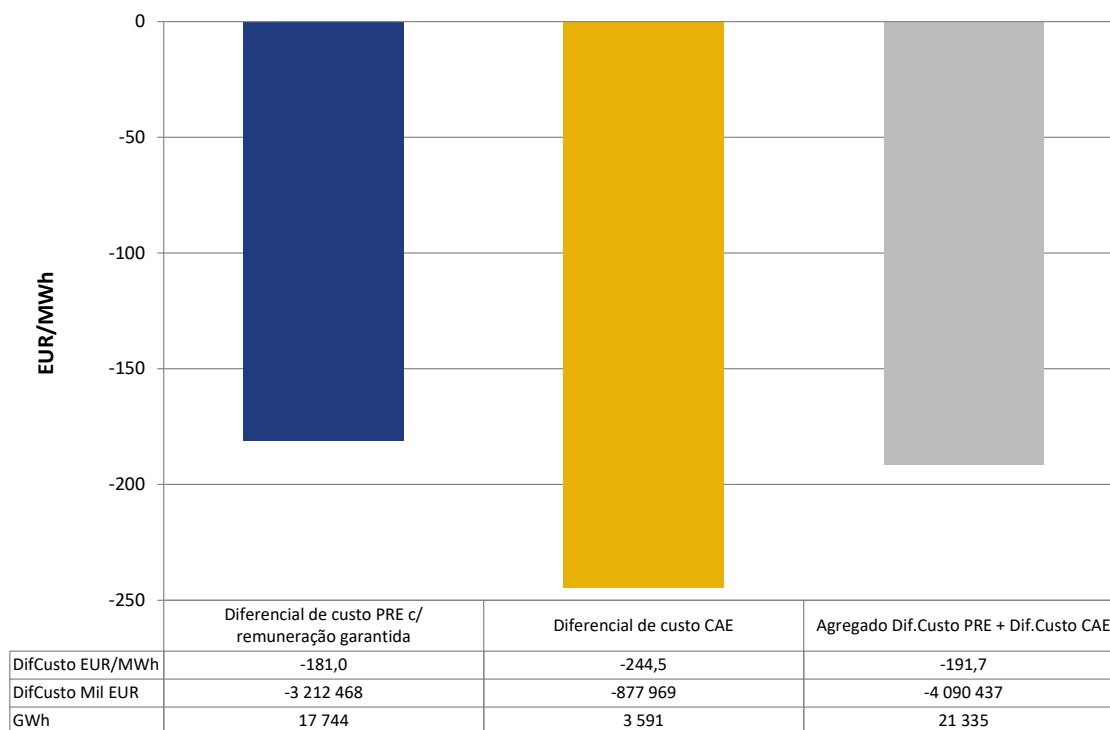
Devido à evolução dos preços de energia elétrica no mercado grossista, mantém-se a situação de valores negativos para estes CIEG, que ultrapassaram as remunerações unitárias garantidas da PRE e os custos variáveis, incluindo CO<sub>2</sub>, das centrais com CAE. Esta evolução dos preços de mercado afeta, por um lado, os ajustamentos de 2021 e 2022 destes CIEG e, por outro, os diferenciais de custo previstos para o ano 2023, ambos refletidos nesta análise.

<sup>9</sup> Produções previsionais usadas no cálculo tarifário de 2023 da PRE com remuneração garantida e da central com CAE da Turbogás.

Refira-se que, para esta análise não foram consideradas os montantes definidos em legislação específica que são canalizados para o SEN, designadamente:

- i) montantes a transferir para o SEN resultantes do Despacho dos Gabinetes do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022, que incidem nas tarifas de 2023, nomeadamente:
  - a. receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN;
  - b. transferência para o SEN referentes à contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE);
  - c. as receitas resultantes do Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP);
- ii) o mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- iii) as receitas provenientes da venda de Garantias de Origem;
- iv) montante a transferir para o SEN, proveniente do orçamento do Fundo Ambiental, resultante do Despacho dos Gabinetes do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 9 de dezembro de 2022.

**Figura 0-6 - Custos de CIEG previstos para 2023 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 2023.

#### 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).

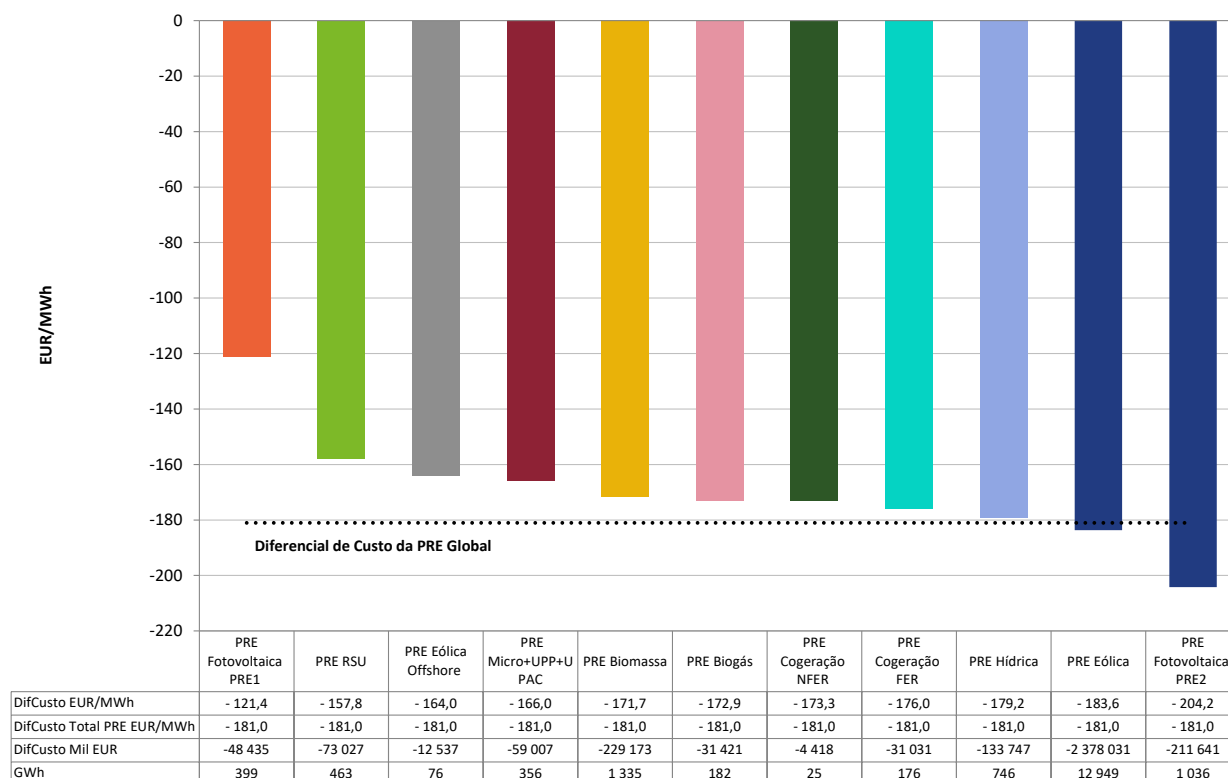
A repercussão nos proveitos permitidos destes pagamentos tem em conta a diferença entre o custo médio de aquisição desta energia por parte do CUR e o preço da energia transacionada no mercado organizado, sendo estes proveitos recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os consumidores, independentemente do seu fornecedor.



Ilustra-se na Figura 0-3 os sobrecustos unitários de cada tecnologia de PRE, os quais incorporam os ajustamentos repercutidos em 2023, relativos aos anos de 2021 e 2022, mas não são considerados os efeitos referidos anteriormente para a Figura 0-2, com impacto no diferencial de custos da PRE.

Como anteriormente realçado, o valor negativo do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida 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 2023, o que pronuncia o valor negativo do diferencial de custo na generalidade das tecnologias, devido ao efeito dos preços de energia elétrica também em 2022.

**Figura 0-7 - Diferencial de custo por unidade produzida das tecnologias de PRE com remuneração garantida previsto para 2023**



Nota: O diferencial de custo apresentado para cada tecnologia inclui os ajustamentos de anos anteriores, mas não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2023. A alocação dos ajustamentos de anos anteriores a cada tecnologia foi efetuada na proporção do custo previsto para essa tecnologia em 2023.

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 2023».

## 0.2.3.2 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

As principais rúbricas dos CMEC consideradas nas tarifas de 2023 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 e (ii) os desvios de faturação de 2021 e de 2022.

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2023 ascende a cerca de 87 053 milhares de euros e é apresentado no quadro seguinte.

**Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2023**

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
	<b>Ano 2023</b>
Parcela Fixa	
Renda anual - valor inicial	67 532
Desvios faturação	-1 504
Parcela de Acerto	
Renda anual - ajustamento final	18 948
Desvios faturação	1 956
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-99
Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	221
<b>Total</b>	<b>87 053</b>

A análise dos fatores justificativos do valor dos CMEC encontra-se no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico».

## 0.2.3.3 DIFERENCIAL DE CUSTO DAS CENTRAIS COM CAE

O valor dos proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica do agente comercial previstos para 2023 é de -877,969 milhões de euros<sup>10</sup>, bastante inferior aos valores de -77,659 milhões de euros e -275,329 milhões de euros, previstos para as tarifas de 2022 em dezembro de 2021 e junho de 2022, respetivamente. Esta evolução deve-se, em larga medida, ao aumento previsto no preço de energia no mercado grossista para os anos de 2022 e 2023 e ao efeito do mecanismo ibérico de controlo de preços.

A análise detalhada dos fatores justificativos do diferencial de custo com as centrais com CAE encontra-se no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 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 2022 e 2023**

Unidade: Milhares de euros

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2023	117 396	129 513	246 909
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2022 (Dez2021)	79 230	71 552	150 782
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2022 (Jun2022)	72 086	64 093	136 179

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

<sup>10</sup> Inclui o sobrecusto com a central da Turbogás no ano de 2023, os valores dos ajustamentos de 2022 e de 2021, bem como os custos de funcionamento e ajustamentos de anos anteriores.

#### 0.2.4 AMORTIZAÇÕES E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 0-6 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2023, 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.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>11</sup>, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2019 com término em 2023. 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.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>12</sup>, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2020. O saldo em dívida em 2023, referente a este diferimento é de 191,5 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 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>13</sup>, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2021. O saldo em dívida em 2023, referente a este diferimento é de 555,4 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, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, e 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 2023, referente a estes défices, é de 132,1 milhões de euros. Estes

---

<sup>11</sup> 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).

<sup>12</sup> 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).

<sup>13</sup> 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 e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro).

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.

### Quadro 0-12 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2022	Juros 2023	Amortização e regularização 2023	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2023	Saldo em dívida em 2023
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2019</b>	<b>233 998 837</b>	<b>2 578 667</b>	<b>233 998 837</b>	<b>236 577 504</b>	<b>0</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	437 534	4 822	437 534	442 356	0
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	27 724 615	305 525	27 724 615	28 030 140	0
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	27 509 675	303 157	27 509 675	27 812 832	0
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	19 342 751	213 157	19 342 751	19 555 908	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	8 381 864	92 368	8 381 864	8 474 232	0
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	27 724 615	305 525	27 724 615	28 030 140	0
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	18 268 149	201 315	18 268 149	18 469 464	0
<b>Tagus</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	104 609 634	1 152 798	104 609 634	105 762 432	0
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2020</b>	<b>381 908 906</b>	<b>2 120 740</b>	<b>190 425 736</b>	<b>192 546 476</b>	<b>191 483 170</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	45 286	251	22 580	22 832	22 706
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	50 410 090	279 927	25 135 257	25 415 184	25 274 833
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	11 126 278	61 784	5 547 736	5 609 520	5 578 542
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	67 314 340	373 797	33 563 979	33 937 776	33 750 360
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	36 755 015	204 101	18 326 623	18 530 724	18 428 391
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	42 239 965	234 559	21 061 505	21 296 064	21 178 460
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	24 669 581	136 990	12 300 638	12 437 628	12 368 943
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	67 583 964	375 294	33 698 418	34 073 712	33 885 546
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	19 720 332	109 507	9 832 865	9 942 372	9 887 467
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	49 958 645	277 420	24 910 160	25 187 580	25 048 486
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	12 085 410	67 110	6 025 974	6 093 084	6 059 436

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

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2022	Juros 2023	Amortização e regularização 2023	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2023	Saldo em dívida em 2023
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2021</b>	830 751 252	4 614 823	275 384 491	279 999 314	555 366 761
<b>SU Eletricidade</b>	328 271	1 824	108 818	110 642	219 453
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	19 473 593	108 176	6 455 272	6 563 448	13 018 321
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	60 165 895	334 222	19 944 302	20 278 524	40 221 592
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	46 927 687	260 683	15 555 989	15 816 672	31 371 698
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	27 430 239	152 375	9 092 809	9 245 184	18 337 430
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	239 159 393	1 328 530	79 278 590	80 607 120	159 880 803
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	23 463 843	130 342	7 777 994	7 908 336	15 685 849
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	60 165 895	334 222	19 944 302	20 278 524	40 221 592
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	11 731 957	65 171	3 889 009	3 954 180	7 842 948
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	60 165 895	334 222	19 944 302	20 278 524	40 221 592
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2022 <sup>(4)</sup></b>					0
<b>Tagus, SA</b>	<b>261 892 124</b>	<b>4 596 207</b>	<b>129 807 006</b>	<b>134 403 212</b>	<b>132 085 119</b>
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	193 883 803	3 402 661	96 098 636	99 501 297	97 785 167
Sobrecusto da PRE 2009	68 008 321	1 193 546	33 708 370	34 901 916	34 299 952
<b>Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008</b>	<b>0</b>	<b>-91 317</b>	<b>0</b>	<b>-91 317</b>	<b>0</b>
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-91 317	0	-91 317	0
<b>Total</b>	<b>1 708 551 118</b>	<b>13 819 120</b>	<b>829 616 069</b>	<b>843 435 188</b>	<b>878 935 050</b>

## 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. No quadro seguinte apresentam-se as medidas de contenção tarifária incluídas nas tarifas

para 2023, bem como os valores estimados para 2022 e os correspondentes valores previstos nas tarifas para 2022 fixadas em dezembro de 2021 e fixadas excecionalmente em junho de 2022.

De modo a permitir o acompanhamento das medidas de contenção tarifária, nomeadamente dos valores previstos face aos efetivamente concretizadas, o Quadro 0-8 apresenta igualmente, para ao ano de 2021, o valor previsto nas tarifas de 2021 e o valor real ocorrido nesse ano para cada medida. Os valores reais apresentados para 2021 são os reportados nas contas auditadas para efeitos de regulação das empresas em que estas medidas incidem <sup>14</sup>.

### Quadro 0-14 - Medidas de Contenção Tarifária

Unidade: Milhares de euros

	2021 real	Tarifas 2021	2022 estim (Tarifas 2023)	Tarifas 2022 (Dez2021)	Tarifas 2022 (Jun2022)	Tarifas 2023
Receitas do mecanismo previsto no DL 74/2013	30 200	30 200	29 460	29 460	29 460	19 895
Transferência para o SEN proveniente dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (CELE), excluindo transferências adicionais	303 565	153 090	373 440	306 477	306 477	363 690
Transferências adicionais no âmbito do CELE com dedução na PRE com remuneração garantida	0	0	0	0	150 000	0
Compensação dos produtores eólicos como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos previstos no DL 35/2013	0	0	-9 397	0	0	0
Transferência para o SEN proveniente da CESE	140 624	140 624	125 000	110 000	110 000	124 750
Afetação extraordinária de verbas do FSSSE e FA ao SEN	44 715	44 715	131 456	131 456	131 456	500 000
Transferência para o CUR referente ao cabo submarino do Windfloat (RCM 161/2019)	2 384	0	2 501	0	0	0
Transferência para o SEN proveniente da tributação de ISP e adicionamento de CO <sub>2</sub> aos centros eletroprodutores	750	750	3 206	3 700	3 700	5 053
Receita das vendas de Garantias de Origem da PRE com remuneração garantida que reverte para o SEN	9 004	6 009	41 742	8 900	8 900	44 546
Montante a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente dos apoios às energias renováveis	0	0	0	0	0	0
Reversão do valor apurado por atuação indevida das centrais com CMEC no mercado de serviços de sistema (auditoria da Brattle)	72 900	72 900	0	0	0	0
<b>TOTAL medidas de contenção tarifária</b>	<b>604 143</b>	<b>448 288</b>	<b>697 408</b>	<b>589 993</b>	<b>739 993</b>	<b>1 057 934</b>

Nota: O valor de receitas com o mecanismo previsto no DL 74/2013 relativo a 2021 ainda poderá ser ajustado.

<sup>14</sup> Com exceção das receitas com o mecanismo previsto no DL 74/2013 relativo a 2021, que ainda poderão ser ajustadas consoante os valores faturados aos produtores sujeitos à aplicação do mecanismo.

## 0.2.6 PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

As previsões de evolução da procura de energia elétrica adotadas pela ERSE para 2023 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, que apontam para um forte abrandamento da economia, tendo também em consideração o atual enquadramento de incerteza criado pelo conflito da Rússia com a Ucrânia, desde o final de fevereiro de 2022, e as consequentes restrições de fornecimento de gás natural por gasoduto para o centro da Europa.

Neste contexto, as previsões da procura de eletricidade consideradas no cálculo tarifário do ano 2023 procuraram refletir os efeitos desta crise, bem como as medidas de redução do consumo de energia elétrica previstas a nível europeu no Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro<sup>15</sup>, e mais recentemente a nível nacional na Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro. Assim, as tarifas para 2023 preveem uma redução de 10% do consumo de energia elétrica no período de 1 de dezembro de 2022 a 31 de março de 2023, face ao período de referência estabelecido no referido Regulamento <sup>16</sup>.

O contexto adverso tem naturalmente também consequências no conjunto da economia portuguesa, bem como nas suas perspetivas futuras de evolução, sendo de destacar, tal como sugerem os indicadores mais recentes, um crescimento acentuado em 2022 e uma redução desse crescimento em 2023, para valores inferiores ou iguais a 1%<sup>17</sup> e, consequentemente, no consumo de energia elétrica ao longo do ano de 2023. O prolongamento desta crise poderá, eventualmente, ditar a tomada de outras medidas desta natureza em 2023. Para além dos efeitos diretos na procura, decorrentes de possíveis novas medidas tomadas pelos poderes políticos, a crise energética contribui, entre outros fatores, para o nível elevado de inflação que se verifica em Portugal, como no resto da Europa, o qual condiciona a evolução da economia portuguesa.

---

<sup>15</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1854&from=PT>

<sup>16</sup> ««Período de referência», o período compreendido entre 1 de novembro e 31 de março dos cinco anos consecutivos anteriores à data de entrada em vigor do presente regulamento, com início no período compreendido entre 1 de novembro de 2017 e 31 de março de 2018;».

<sup>17</sup> FMI – World Economic Outlook – outubro de 2022 de 0,7%; OCDE – Economic Outlook, novembro de 2022 de 1,0%; CE – Previsões Económicas de Outono, novembro de 2022 de 0,7% e CFP – Perspetivas económicas e orçamentais, setembro de 2022 de 1,2%;



Tendo em conta a tendência de diminuição da intensidade elétrica do PIB que se tem verificado nos últimos anos, é espetável que a evolução da procura de energia elétrica seja ainda mais baixa. O capítulo 2 deste documento aprofunda esta temática.

No Quadro 0-9 apresentam-se os fornecimentos por nível de tensão considerados em tarifas de 2023 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 2022	Tarifas 2023	Δ% T2023 / T2022
<b>Fornecimentos CUR + ML</b>	<b>45 515</b>	<b>44 688</b>	<b>-1,8%</b>
MAT	2 468	2 210	-10,5%
AT	6 893	6 750	-2,1%
MT	14 907	14 538	-2,5%
BTE	3 204	3 163	-1,3%
BTN	18 043	18 027	-0,1%

Nota: A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública (IP).

No que concerne ao consumo de eletricidade, a ERSE prevê para Portugal continental um aumento em 2022, sendo os valores destas previsões baseados essencialmente nos consumos reais acumulados de janeiro a novembro de 2022, assim como uma redução em 10% no mês de dezembro, em relação ao valor médio dos últimos cinco anos deste mês, tal como referido anteriormente.

Para o nível de consumo de 2023, a ERSE assumiu o mesmo pressuposto do mês de dezembro de 2022 para os consumos até 31 de março de 2023. Para os restantes meses do ano de 2023, com exceção do mês de dezembro<sup>18</sup>, foi considerada uma taxa de variação nula face aos consumos assumidos em 2022.

Em síntese, a opção da ERSE de considerar uma taxa de variação nula da procura de energia elétrica para os três últimos trimestres de 2023, com exceção do mês de dezembro, reflete as incertezas associadas ao prolongamento da atual crise energética e, conseqüentemente, também ao abrandamento da economia portuguesa. Este contexto particularmente incerto obriga a assumir uma abordagem cautelosa num

<sup>18</sup> O consumo de dezembro de 2023 é igual ao consumo de dezembro de 2021 (não se considerou o mês homólogo de 2022 como referencial, devido à aplicação das medidas excecionais de redução do consumo em 10%).

exercício de previsão desta natureza, que não deixe, contudo, de ser coerente com as projeções para a evolução da economia portuguesa.

No caso das Regiões Autónomas, para a definição do nível de consumo, a ERSE aceitou as previsões das empresas (EDA e EEM), segundo as quais em 2022 e 2023 se deverá registar uma evolução positiva do consumo de energia elétrica relativamente ao ocorrido em 2021. No entanto, em 2023 as previsões das empresas antecipam um crescimento mais reduzido ou mesmo estagnação, no caso da EDA, face às estimativas para 2022.

O quadro que se segue apresenta o consumo referido à emissão e os fornecimentos a clientes estimados para 2022 e previstos para 2023, para Portugal continental e para as Regiões Autónomas, apresentando também as variações relativamente ao ocorrido em 2021.

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

Unidade: GWh

	Real 2021	Estimativa 2022	Tarifas 2023
<b>Portugal Continental</b>			
Consumo referido à emissão	49 484	50 327	49 484
(Variação média anual)	1,4%	1,7%	-1,7%
Perdas nas redes de Transporte e Distribuição	4 795	4 879	4 781
Perdas/Fornecimentos	10,7%	10,7%	10,7%
Fornecimentos a Clientes	44 690	45 433	44 688
(Variação média anual)	1,4%	1,7%	-1,6%
<b>Região Autónoma da Madeira</b>			
Consumo referido à emissão	856	898	907
(Variação média anual)	4,7%	4,9%	1,0%
Perdas na Rede	69	72	73
Perdas/Fornecimentos	8,7%	8,7%	8,7%
Fornecimentos a Clientes	786	825	833
(Variação média anual)	4,8%	4,9%	1,0%
<b>Região Autónoma da Açores</b>			
Consumo referido à emissão	809	818	821
(Variação média anual)	5,1%	1,2%	0,4%
Perdas na Rede	47	48	49
Perdas/Fornecimentos	6,2%	6,3%	6,3%
Fornecimentos a Clientes	759	766	768
(Variação média anual)	5,8%	0,9%	0,3%

No que respeita à evolução da liberalização do mercado retalhista em Portugal continental, deverá assistir-se, em 2022 e 2023, tal como nos anos anteriores, a uma estagnação do ritmo de transição de clientes para mercado, que se associa à possibilidade de regresso ao mercado regulado.

A análise da evolução da procura e dos seus fatores justificativos encontra-se no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2023».

## 0.2.7 PROVEITOS PERMITIDOS POR ATIVIDADE EM 2023

O Quadro 0-11 sintetiza os proveitos permitidos e a recuperar em 2023, por atividade, em Portugal continental.

**Quadro 0-17 - Proveitos em Portugal continental em 2023**

Tarifas 2023	Proveitos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2023, previstos em 2022 (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2023 (6) = (3) - (4) + (5)
<b>REN Trading</b>	<b>-877 969</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	-877 969	877 969 (GGS)	0			0
<b>ADENE</b>	<b>1 145</b>		<b>0</b>			<b>0</b>
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 145	-1 145 (CVAT)	0			0
<b>REN</b>	<b>638 424</b>		<b>-239 545</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-239 545</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	326 332	-877 969 (CVEEAC)	-551 637			-551 637
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	312 092		312 092			312 092
<b>E-Redes</b>	<b>-2 515 069</b>	<b>240 690</b>	<b>-2 274 379</b>	<b>-222 682</b>	<b>-122 532</b>	<b>-2 174 229</b>
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 047 663		1 047 663			1 047 663
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) (incl. Ajust. tarifa OLMC)	-3 562 731	240 690 (OLMC + GGS + TEE)	-3 322 042	-222 682		-3 099 360
Tarifa Social					-122 532	-122 532
<b>SU Electricidade</b>	<b>-2 811 729</b>	<b>3 741 125</b>	<b>929 396</b>	<b>222 682</b>	<b>0</b>	<b>706 714</b>
Compra e Venda de Energia Eléctrica	-2 653 077	3 561 279	908 201	223 241		684 960
Compra e Venda de Energia Eléctrica PRE (CVEE PRE)	-3 561 279	3 561 279 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	908 201		908 201	223 241		684 960
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	-179 846	179 846 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	21 195		21 195	-559		21 753
Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória				0		0
			<b>-1 584 528</b>	<b>0</b>	<b>-122 532</b>	<b>-1 707 061</b>

O Quadro 0-12 sintetiza os proveitos permitidos em 2023, por atividade, nas Regiões Autónomas.

## Quadro 0-18 - Proveitos nas Regiões Autónomas em 2023

Unidade: Milhares de euros

	Tarifas 2023 (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Proveitos permitidos por atividade (3) = (1) + (2)
<b>EDA</b>	<b>158 807</b>	<b>117 396</b>	<b>276 203</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	132 402	91 682	224 084
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	22 519	22 431	44 950
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	3 886	3 282	7 169
<b>EEM</b>	<b>174 813</b>	<b>129 513</b>	<b>304 327</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	144 144	105 854	249 997
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	26 410	22 732	49 142
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 260	927	5 188
<b>Total nas Regiões Autónomas</b>	<b>333 621</b>	<b>246 909</b>	<b>580 530</b>

## 1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário (RT) submeteu-se, a 17 de outubro de 2022, 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 2023”. 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 2023.

Os valores das tarifas e preços dos serviços regulados para 2023 têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2021, estimados para 2022 e previstos para 2023, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

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

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2023.

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 2023, 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 2023.

No capítulo 5 apresentam-se os parâmetros que vigoram em 2023 e as transferências entre atividades reguladas e entre estas e outros intervenientes no Sistema Elétrico Nacional (SEN).

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 2023.

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

## 2 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL

### 2.1 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO

A influência da evolução do desempenho macroeconómico internacional sobre a economia portuguesa, com impacto relevante no setor elétrico, via variáveis financeiras e físicas, fundamenta a importância de contextualizar a situação da economia mundial.

Entre 2012 e 2019, de acordo com o FMI<sup>19</sup>, o crescimento da economia mundial foi estável, com ligeiras oscilações e a verificar-se um maior crescimento nas economias emergentes e em desenvolvimento. Nas economias ocidentais, a zona euro observou uma variação do nível de atividade económica inferior à observada nos EUA, com exceção de 2016 e 2017, período durante o qual os países da moeda única cresceram ligeiramente acima da economia norte-americana.

Após uma contração da produção mundial de 3,1% em 2020, em consequência dos impactos económicos e sociais da pandemia COVID-19, o ano de 2021 caracterizou-se por um forte crescimento económico mundial, em função da recuperação da crise pandémica apoiada nos avanços do plano de vacinação e nos apoios orçamentais e monetários.

Num contexto de recuperação da crise pandémica, 2022 tem sido caracterizado por conflitos geopolíticos na Europa e por desequilíbrios entre procura e oferta que têm originado aumentos significativos nos níveis de preços<sup>20</sup>. O aumento da taxa de inflação tem vindo a alastrar-se nas economias europeias e norte-americanas, bem como a outros países, embora em menor expressão, verificando-se nalguns casos, valores máximos de 40 anos<sup>21</sup>. Por forma a contrariar esta tendência, os bancos centrais têm vindo a aumentar as taxas de juro, colocando pressão em baixa no crescimento económico projetado para 2023<sup>22</sup>.

De acordo com a OCDE<sup>13</sup>, um risco apontado ao crescimento económico da União Europeia relaciona-se com a possibilidade das reduções dos fornecimentos energéticos da Rússia se puderem revelar mais disruptivos do que o antecipado. Esta circunstância poderia resultar numa redução do crescimento

---

<sup>19</sup> [FMI, "World Economic Outlook" – July 2022](#)

<sup>20</sup> [FMI, "World Economic Outlook" – Outubro 2022](#)

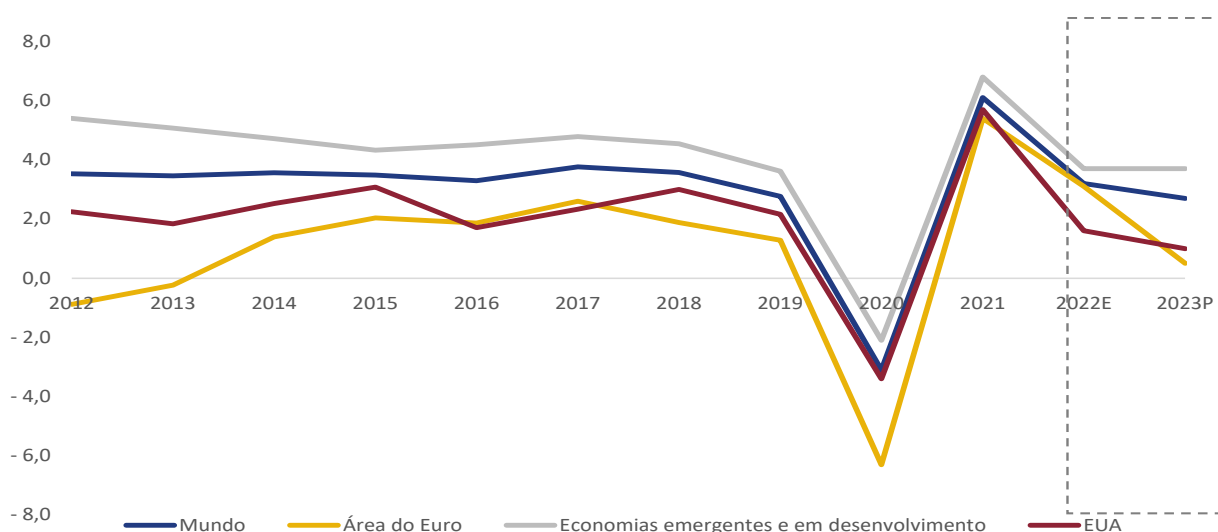
<sup>21</sup> [OCDE, "Economic Outlook" - Setembro 2022](#)

<sup>22</sup> [OCDE, "Economic Outlook" - Novembro 2022](#)

económico que se antecipa para 2023. A OCDE projeta um crescimento de 0,5% para a zona euro, 0,5% para economia dos EUA e 2,2% para a economia mundial, impulsionada pelo crescimento económico das economias emergentes e em desenvolvimento.

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

No caso português, após a queda do Produto Interno Bruto, observada em 2020, verifica-se a recuperação da economia em 2021, que refletiu o controlo da pandemia, os avanços no processo de vacinação, bem como os apoios monetários e financeiros que tiveram efeitos positivos sobre a confiança dos agentes<sup>23</sup>.

Em 2022, o Banco de Portugal (BdP)<sup>24</sup> destaca o crescimento económico robusto, consequência da recuperação do turismo e do consumo privado. À semelhança da OCDE, o BdP destaca também o dinamismo do mercado de trabalho, perceptível na diminuição da taxa de desemprego e no aumento dos salários nominais. Ao nível de efeitos adversos, o BdP refere o aumento da inflação e das taxas de juro, que

<sup>23</sup> [BdP - "Boletim Económico" - Outubro, 2021](#)

<sup>24</sup> [BdP - "Boletim Económico" - Outubro, 2022](#)



afetam negativamente o rendimento disponível real, bem como a desaceleração do investimento, consequência da maior incerteza, dos constrangimentos da oferta e do aumento dos custos de financiamento.

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



Fonte: ERSE, Banco de Portugal

Para 2023, o BdP projeta um crescimento económico de 2,6%<sup>25</sup>, que resulta ainda do efeito dinâmico que transita do ano anterior, relacionado com o processo de recuperação da crise pandémica. No entanto, a economia portuguesa está sujeita aos riscos anteriormente referidos (conflitos geopolíticos, aumento do nível de preços e deterioração das condições de financiamento).

Da Figura 2-3 pode-se observar os efeitos da crise pandémica que resultaram numa quebra muito acentuada do PIB, destacando-se os contributos negativos da componente da procura externa líquida, por via da queda intensa do turismo, e o consumo privado. O investimento também apresentou variações negativas durante a crise pandémica, verificando-se que, nesse período, apenas o consumo público,

<sup>25</sup> [BdP - "Boletim Económico" - Junho de 2022](#)

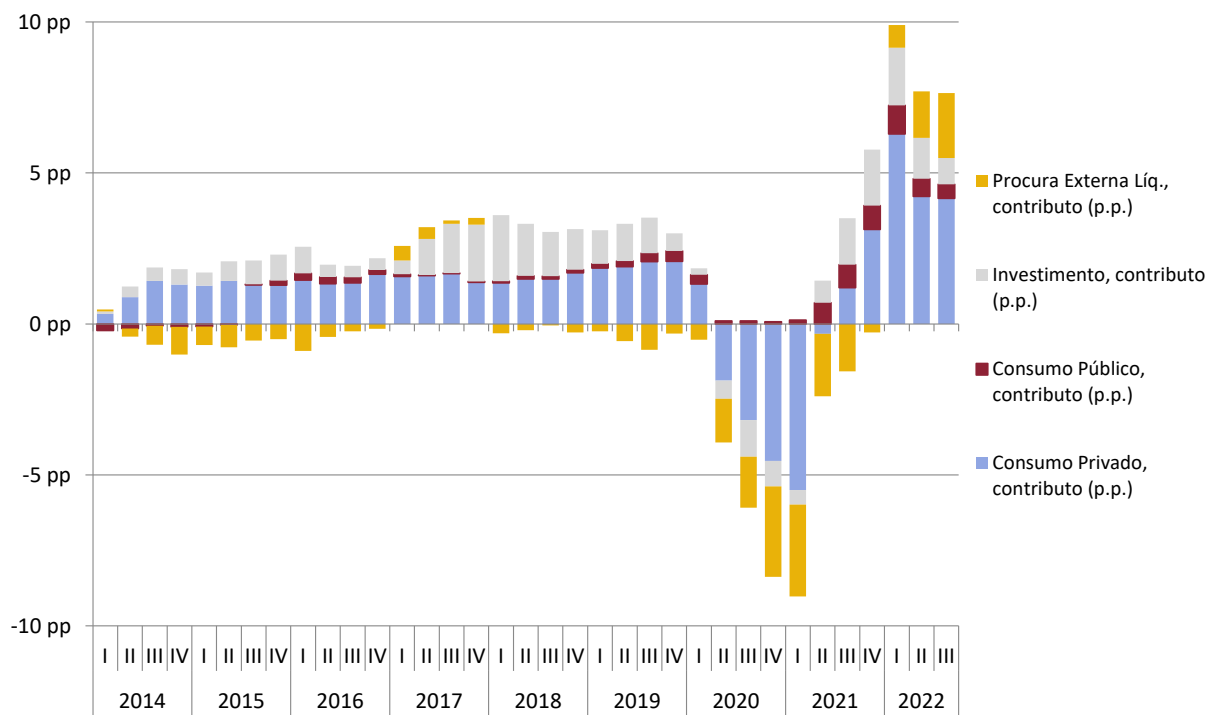
através do aumento da despesa pública com medidas de apoio orçamentais, registou um ligeiro crescimento.

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, pese embora com menor intensidade face aos trimestres anteriores. Relativamente ao consumo privado, destaca-se o seu contributo positivo no terceiro trimestre de 2021, pela primeira vez desde o início da pandemia.

O ano de 2022 foi caracterizado pela continuidade do crescimento das componentes do PIB, verificada nos últimos trimestres do ano passado. O consumo privado foi o principal fator no crescimento do PIB, o qual, de acordo com o BdP, foi impulsionado pela recuperação no turismo e pela *“resiliência do consumo privado”* que *“decorre também da canalização para despesa de parte da poupança acumulada pelas famílias durante a crise pandémica, bem como das medidas de apoio”*.

Enquanto o investimento mantém um crescimento robusto, as exportações continuam com uma recuperação significativa, em particular nas componentes de serviços, o que se traduziu numa procura externa líquida positiva nos primeiros três trimestres de 2022.

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];

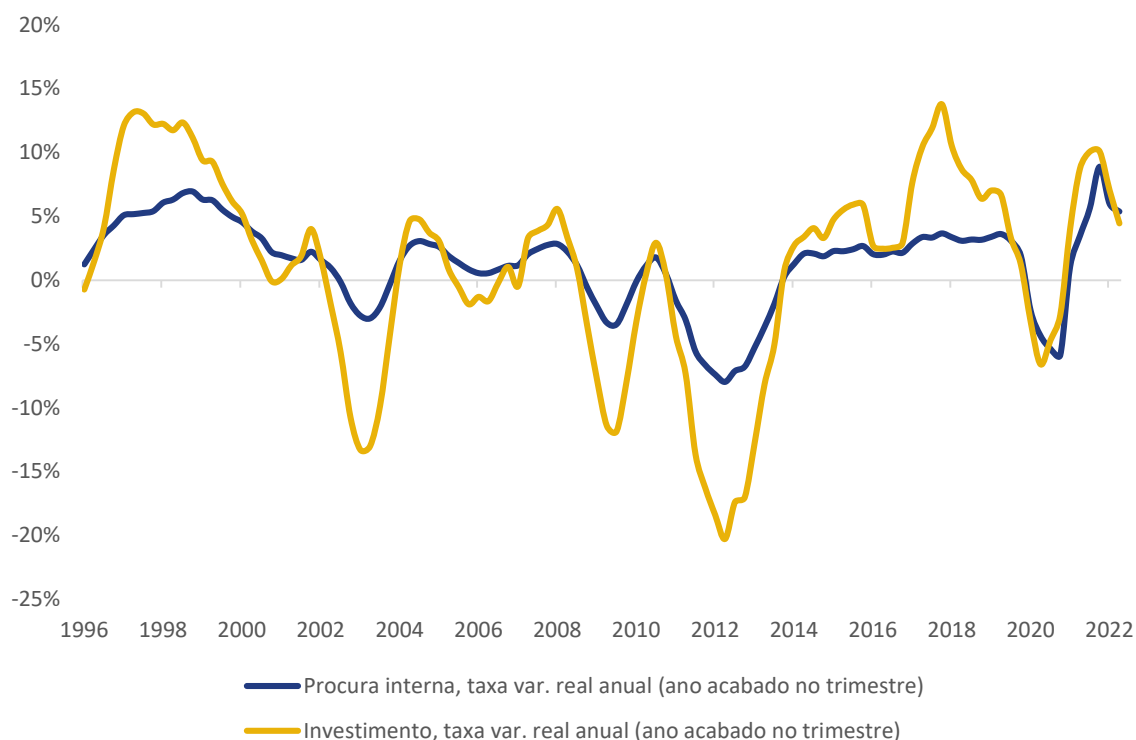
\*\*\*Variação Homóloga;

Fonte: ERSE, INE

Para melhor se entender a evolução dos vetores fundamentais da economia nacional, a Figura 2-4 apresenta a relação entre a procura interna e o investimento em Portugal numa série longa. Observa-se que 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. Na figura 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, verificando-se um forte aumento no último semestre de 2021 e nos primeiros três trimestres de 2022, pese embora se verifique uma desaceleração a partir de abril.

Figura 2-4 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e o terceiro trimestre de 2022



Fonte: ERSE, INE

Outro dos principais fatores para o crescimento económico português foi o acesso a condições de financiamento através dos apoios monetários do BCE. A intervenção da autoridade monetária da zona euro encontra-se aprofundada no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico».

Face a esta conjuntura acima descrita, para 2022, a média das estimativas mais recentes apresentadas pelos principais organismos independentes<sup>26</sup> aponta para um crescimento do PIB português em cerca de 6,6%.

Para 2023, prevê-se uma forte desaceleração do crescimento económico, em função de fatores como:

<sup>26</sup> Média das previsões do BdP, CE, OCDE, FMI e CFP

- Desvanecimento do efeito de recuperação do desvio do PIB provocado pela pandemia. Após a reabertura da economia, o nível de produção nacional ultrapassou o patamar pré-pandemia no início de 2022. Deste modo, o dinamismo de retoma da economia decorrente do desvio provocado pelo choque negativo da crise pandémica estará dissipado, antecipando-se valores do crescimento do PIB mais próximos da sua tendência de longo prazo.
- Pressões inflacionistas têm levado os bancos centrais a subir as taxas de juro, o que conduzirá a um aumento do custo de capital e diminuição da procura. Embora se preveja para 2023 uma redução do crescimento do nível de preços face a 2022, é em 2023 que se projeta que a política monetária tenha maior impacto, dado que esta atua com desfasamento sobre a atividade económica e sobre a inflação. Desta forma, a subida das taxas de juro que se têm vindo a verificar em 2022, agirão sobre as condições de financiamento, aumentando os custos de endividamento (e investimento) e diminuindo a procura de bens e serviços.
- Choques energéticos poderão ter impacto no desenvolvimento económico, por via de preços ou de quantidades. A situação energética na União Europeia continua vulnerável, embora se tenham adotado medidas para mitigar o risco relacionado com o abastecimento de gás, em particular garantir que o armazenamento de gás se situa nos 90% de capacidade (lado da oferta) e permitir que seja possível impor reduções de consumo (lado da procura). No contexto que se prevê para 2023, a Europa, continua suscetível a variações de preços e a desequilíbrios entre a procura e a oferta. Neste cenário mais pessimista, a economia portuguesa estaria também, por sua vez, vulnerável, além dos desequilíbrios energéticos, a alterações de conjunturas macroeconómicas.

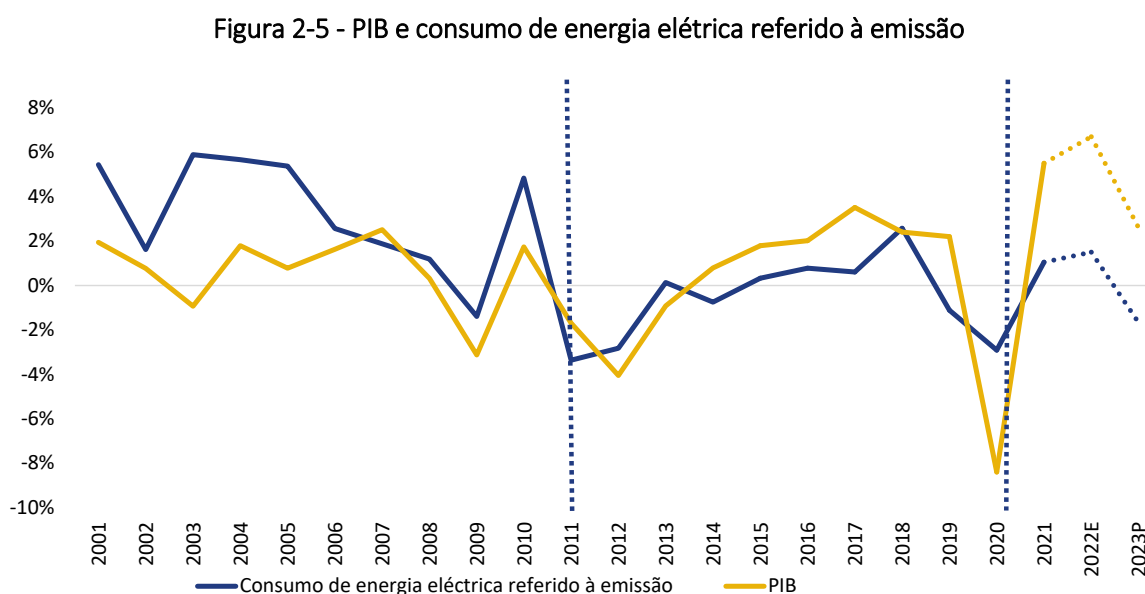
**Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2021 e previsões para 2022 e 2023**

	2021	2022P	2022P					2023P	2023P				
	INE/Banco de Portugal	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CFP	CE	OCDE	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CFP	CE	OCDE
<b>PIB</b>	<b>5,5</b>	<b>6,6</b>	<b>6,7</b>	<b>6,2</b>	<b>6,7</b>	<b>6,6</b>	<b>6,7</b>	<b>1,2</b>	<b>2,6</b>	<b>0,7</b>	<b>1,2</b>	<b>0,7</b>	<b>1,0</b>
Consumo privado	4,7	5,0	5,5	3,4	5,1	5,4	5,4	0,9	1,2	2,0	0,5	0,5	0,3
Consumo público	4,6	1,8	2,0	1,3	1,9	1,8	1,9	1,0	-0,9	1,2	0,3	2,1	2,3
Investimento	8,7	3,2	0,8	5,9	3,6	4,0	1,7	3,1	5,1	1,3	2,9	3,5	2,6
Exportações	13,5	15,5	17,9	7,7	17,8	16,6	17,4	2,9	3,2	1,7	3,6	2,3	3,5
Importações	13,3	9,3	10,8	2,1	12,1	10,9	10,4	2,8	2,6	2,1	2,6	3,4	3,4
Inflação (IHPC)	0,9	7,9	7,8	7,9	7,7	8,0	8,3	5,0	2,7	4,7	5,1	5,8	6,6
Deflator do PIB		5,2		7,8	3,9	3,6	5,3	5,0		4,6	3,7	5,2	6,4
Desemprego (% população ativa)	6,6	5,9	5,8	6,1	5,6	5,9	6,1	5,9	5,4	6,5	5,3	5,9	6,4

Fontes: INE; BdP – boletim económico, outubro de 2022 e boletim económico, junho de 2022; FMI – World Economic Outlook – outubro de 2022 e “Article IV” de junho de 2022; OCDE – Economic Outlook, novembro de 2022; CE – Previsões Económicas de Outono, novembro de 2022; CFP – Perspetivas económicas e orçamentais, setembro de 2022;

## 2.2 BREVE ENQUADRAMENTO SETORIAL

A Figura 2-5 abaixo compara a evolução da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica referido à emissão<sup>27</sup> e a taxa de crescimento real do PIB desde 2001.



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 elétrica 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, no entanto, a magnitude do impacto foi superior no caso do nível de atividade económica. Em 2021, face à forte recuperação da economia portuguesa no período pós-pandemia, a variação percentual do PIB situa-se acima do consumo.

Para 2022 e 2023 antecipa-se, à semelhança da tendência observada desde 2013, que o diferencial entre a variação do nível de atividade e a procura de energia elétrica seja positivo. Em 2022, o forte crescimento

<sup>27</sup> A série do consumo referido à emissão não inclui a correção dos efeitos relacionados com a temperatura e dias úteis.

estimado do PIB não é acompanhado de uma variação na mesma magnitude no consumo, enquanto em 2023 se prevê um desacelerar do crescimento do PIB e uma quebra no nível de consumo.

A partir da Figura 2-6 comparam-se as evoluções da intensidade elétrica do PIB em Portugal continental e na União Europeia (UE), corrigidas pela paridade do poder de compra. É possível diferenciar o comportamento da intensidade elétrica em Portugal face à União Europeia em 3 fases distintas: i) um primeiro período entre 2000 e 2009, em que a intensidade elétrica 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 elétrico, ii) entre 2009 e 2014, onde se verificou um alinhamento entre Portugal e a UE, embora observando-se um nível ligeiramente superior na intensidade elétrica nacional, iii) a partir de 2015 inicia-se uma tendência de diminuição da intensidade elétrica superior no caso da UE comparativamente com Portugal.

No entanto, em 2020, em função da crise pandémica, observou-se um crescimento simultâneo na intensidade elétrica europeia e portuguesa, circunstância que não se verificava desde 2010, em resultado de um impacto superior na componente económica e social do que no consumo de energia elétrica. Em 2021, verifica-se uma retoma da trajetória descendente.

No documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2023» 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



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 2023» e «Caracterização da procura de energia elétrica em 2023». As metodologias de regulação aplicáveis em 2023 são descritas no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», onde estão fundamentadas as decisões tomadas pela ERSE relativamente aos parâmetros a aplicar no período de regulação de 2022 a 2025.

No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2023», definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2023 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, analisam-se o ano de 2021 para todas as atividades e o ano de 2022 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 2023. Adicionalmente, analisa-se o acerto provisório do CAPEX<sup>28</sup> do ano 2022, nas atividades em que este ajustamento se aplica.

Relativamente a 2021, apresentam-se o balanço de energia elétrica e as 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 2021. 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 2021 considerados em tarifas de 2022.

No que se refere a 2022, 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

---

<sup>28</sup> Do inglês *Capital Expenditure*, custo com capital, isto é, a remuneração do investimento líquido adicionado das amortizações.

Recurso. Relativamente a esse ano, calcula-se, também, o ajustamento provisório ao CAPEX<sup>29</sup> nas atividades em que é aplicável, 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 TOTEX<sup>30</sup>), não interfere nas opções de gestão da empresa no que diz respeito à utilização dos seus recursos, designadamente entre OPEX<sup>31</sup> e CAPEX<sup>32</sup>, permitindo que a empresa tome as decisões economicamente mais eficientes para atingir os 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.

---

<sup>29</sup> 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.

<sup>30</sup> Do inglês, *Total Expenditure*.

<sup>31</sup> Do inglês, *Operational Expenditure*, corresponde aos custos de exploração.

<sup>32</sup> Do inglês, *Capital Expenditure*, corresponde aos custos com capital, isto é, à remuneração do ativo líquido adicionada das amortizações.

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 que são remunerados a uma taxa que este definiu previamente. 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.

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.	Incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados, em vigor apenas em 2021. A partir de 2022 deixou de se aplicar devido ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro	Incentivo $I_{CAE}$ , aplicado no ajustamento de 2021: - Fator de partilha de 0,5 - Percentagem horas maior preço: 2021 (66%) - Valor máximo: 2021 (2,5 M€) - Valor mínimo: 2021 (1 M€)	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€	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.  Incentivo à redução de perdas: - RQS1máx=6 000 000€ ; RQS1min=6 000 000€ - RQS2máx=3 000 000€ ; RQS2min=3 000 000€  Incentivo à melhoria da qualidade de serviço: - Componente 1: IRPmax=IRPmin 20 000 000 € - Componente 2: 25% montante recuperado - Componente 3: IRRmax2022=IRRmin2022 = 6 000 000 € IRRmax2023=IRRmin2023 = 6 300 000 € IRRmax2024=IRRmin2024 = 6 615 000 € IRRmax2025=IRRmin2025 = 6 945 000 €	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/Electricidade 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
EDA, SA Entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA)	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 combustível e gás.  Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> , revogado pela Diretiva n.º 2/2021, a 19 de janeiro.	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 2,5% 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 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 2022-2025	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 <sub>2</sub> revogado pela Diretiva n.º 2/2021, a 19 de janeiro.	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.  <i>Custos 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	

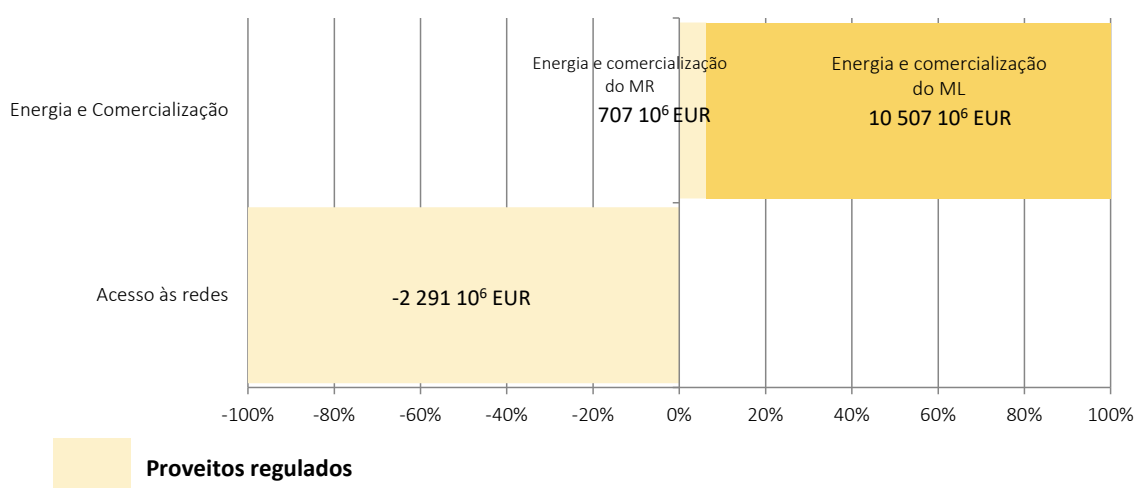


### 3.2 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2023

A faturação global das empresas do setor elétrico compreende os proveitos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no mercado livre (ML). Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos de energia e de comercialização do comercializador de último recurso (Mercado Regulado - MR) 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 setor<sup>33</sup>, que deverão representar cerca de 8 923<sup>34</sup> milhões de euros.

Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Nota: 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 123M€.

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 parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes refere-se aos Custos de Interesse

<sup>33</sup> 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.

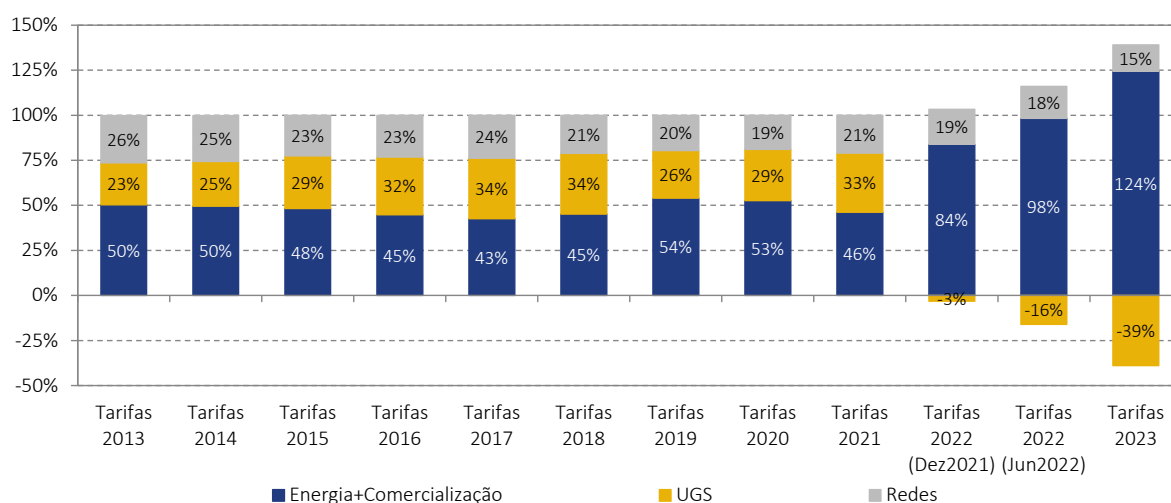
<sup>34</sup> Este valor inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias no montante de 270 milhares de euros.

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 2013, incluindo os dois momentos de previsão para tarifas de 2022, em dezembro de 2021 e a sua atualização extraordinária em junho de 2022. Os custos são agrupados de modo análogo à classificação das atividades reguladas. Destacam-se para 2023 o peso da energia elétrica, justificado pelo aumento substancial dos custos com a energia previsto ocorrer em 2023, semelhante ao que ocorreu 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 sobre custo CAE, devido ao enorme aumento ocorrido em 2022 e previsto ocorrer em 2023 nos preços de energia elétrica nos mercados grossista, anteriormente referido.

Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade



### 3.2.1 PROVEITOS A RECUPERAR EM 2023 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 2022, quer na previsão inicial de dezembro de 2021 quer na atualização extraordinária em junho de 2022, e 2023.

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

Unidade: Milhares de euros

	T2022 (Dez2021)	T2022 (Jun2022)	T2023	Variação de proveitos T2023/T2022 (Dez2021)	Variação de proveitos T2023/T2022 (Jun2022)
	(1)	(1')	(2)	[(2) - (1)]	[(2) - (1')]
<b>Gestão Global do Sistema</b>					
Proveitos permitidos do ORT	157 769	-54 504	-551 637		
Custos gestão do sistema	57 371	57 371	41 411		
Custos de interesse geral	97 240	-115 033	-593 048		
Custos com garantia de potência	3 158	3 158	0		
Custos a recuperar pelo ORD	-455 969	-1 231 929	-3 331 882		
Sustentabilidade de mercados e coexistência	75 601	75 601	223 241		
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	-931	-931	-559		
Sobreprojeito pela aplicação da tarifa transitória	-270	-135	0		
<b>Proveitos a recuperar com a UGS</b>	<b>-223 799</b>	<b>-1 211 897</b>	<b>-3 660 837</b>	<b>-3 437 038</b>	<b>-2 448 940</b>
<b>Operador Logístico de Mudança de Comercializador</b>					
OLMC	1 309	1 309	1 145		
Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE	52	52	-43		
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de OLMC</b>	<b>1 309</b>	<b>1 309</b>	<b>1 145</b>	<b>-164</b>	<b>-164</b>
<b>Transporte de energia elétrica</b>					
Proveitos permitidos do ORT	293 958	293 958	312 092		
Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à REN	6 625	6 625	8 738		
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de URT</b>	<b>300 583</b>	<b>300 583</b>	<b>320 831</b>	<b>20 248</b>	<b>20 248</b>
<b>Distribuição de energia elétrica</b>					
Total dos proveitos em AT/MT	405 214	405 214	399 519		
Total dos proveitos em BT	636 419	636 419	648 144		
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de URD</b>	<b>1 041 633</b>	<b>1 041 633</b>	<b>1 047 663</b>	<b>6 029</b>	<b>6 029</b>
<b>Comercialização regulada</b>					
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	111	111	380		
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	105	105	124		
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	20 929	20 929	21 249		
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização</b>	<b>21 146</b>	<b>21 146</b>	<b>21 753</b>	<b>608</b>	<b>608</b>
Aquisição em mercado (incluindo serviços de sistema e desvios)	-2 100 238	-2 049 188	-3 140 076		
Aquisição aos PRE (exclui sobrecurso)	2 336 543	2 355 204	3 822 634		
Custos de funcionamento	3 461	3 461	2 402		
<b>Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia</b>	<b>239 766</b>	<b>309 478</b>	<b>684 960</b>	<b>445 194</b>	<b>375 482</b>
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas</b>	<b>1 380 638</b>	<b>462 252</b>	<b>-1 584 486</b>	<b>-2 965 123</b>	<b>-2 046 737</b>
Sobreprojeito pela aplicação da tarifa transitória	270	135	0		
Tarifa Social	-115 136	-115 540	-122 532		
<b>Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente</b>	<b>1 265 772</b>	<b>346 846</b>	<b>-1 707 018</b>	<b>-2 972 789</b>	<b>-2 053 864</b>

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: Milhares de euros

	Tarifas 2022	Tarifas 2023	Varição de proveitos Tarifas 2023/Tarifas 2022
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	150 481	224 084	48,9%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	38 866	44 950	15,7%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	8 116	7 169	-11,7%
<b>Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores</b>	<b>197 463</b>	<b>276 203</b>	<b>39,9%</b>

Unidade: Milhares de euros

	Tarifas 2022	Tarifas 2023	Varição de proveitos Tarifas 2023/Tarifas 2022
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	149 813	249 997	66,9%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 114	49 142	6,6%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 293	5 188	-2,0%
<b>Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira</b>	<b>201 219</b>	<b>304 327</b>	<b>51,2%</b>

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) e (vi) as medidas de contenção tarifária no âmbito da legislação em vigor para o setor elétrico ou de decisões de entidades competentes.

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 2022, incluídos nas previsões de dezembro de 2021 e junho de 2022, para 2023, por atividade, para o Continente. As medidas de contenção tarifária são as apresentadas no ponto 0.2.5.

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 2023 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 mercados<sup>35</sup> 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 2023, o conjunto destes custos atingirão -3 569 milhões de euros<sup>36</sup>.

O valor dos CIEG apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2023 para esse ano atingem -4 635,3 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 inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado;
- Custos com o Plano de Promoção e Eficiência no Consumo (PPEC);
- Custos com a Concessionária da Zona Piloto (Enondas);
- Custos com a Autoridade da Concorrência (AdC);

---

<sup>35</sup> Que na prática correspondem aos ajustamentos positivos ou negativos dos proveitos com aquisição de energia pelo CUR que são suportados ao nível da UGS

<sup>36</sup> Custos de política energética e de interesse económico geral (-4 635 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (357 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 (709 milhões de euros).

- Custos com a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- Desconto da Tarifa Social<sup>37</sup>.

Os custos com as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados incluídos em tarifas 2023 totalizam cerca de 357,0 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 2021 e a 2022, 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.

Registe-se que em 2023 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. Refira-se o caso particular dos CMEC que são pagos por todos os consumidores de energia elétrica em função da potência contratada, nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004 de 27 de dezembro.

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.

---

<sup>37</sup> Ao contrário das restantes esta rubrica abate, pela sua natureza, ao montante dos CIEG.

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 2023**

	Unidade: Milhares de euros			Variação 2023/2022 (Dez2021)	Variação 2023/2022 (Jun2022)
	2022 (Dez2021)	2022 (Jun2022)	2023		
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>-1 333 145</b>	<b>-2 321 782</b>	<b>-4 635 295</b>	<b>-3 302 150</b>	<b>-2 313 513</b>
Diferencial de custo da PRE com remuneração garantida	-1 636 949	-2 412 909	-4 270 402	-2 633 453	-1 857 493
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	65 799	65 799	87 053	21 255	21 255
Diferencial de custo dos CAE	-77 659	-275 329	-877 969	-800 310	-602 640
Rendas de concessão da distribuição em BT	262 559	262 559	276 051	13 491	13 491
Sobrecusto da RAA e da RAM	150 782	136 179	246 909	96 127	110 730
Terrenos das centrais	12 273	12 273	12 220	-53	-53
Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	3 158	3 158	0	-3 158	-3 158
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	5 139	5 139	5 139
ERSE	1 207	1 207	7 354	6 147	6 147
Custos com a concessionária da Zona Piloto	398	398	436	39	39
Autoridade da Concorrência	423	423	447	23	23
Tarifa Social	-115 136	-115 540	-122 532	-7 396	-6 992
<b>Alisamento dos custos da PRE</b>	<b>937 700</b>	<b>937 700</b>	<b>709 123</b>	<b>-228 577</b>	<b>-228 577</b>
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano</b>	<b>-395 445</b>	<b>-1 384 082</b>	<b>-3 926 172</b>	<b>-3 530 726</b>	<b>-2 542 090</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	133 569	133 569	134 312	743	743
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	34 574	34 574	34 811	236	236
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	98 994	98 994	99 501	507	507
Medidas de sustentabilidade de mercados	75 601	75 601	223 241	147 640	147 640
Diferencial extinção TVCF	-931	-931	-559	372	372
Sobreproveito	-270	-135	0	270	135
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>207 969</b>	<b>208 104</b>	<b>356 994</b>	<b>149 025</b>	<b>148 890</b>
<b>Total CIEG e Sustentabilidade</b>	<b>-187 476</b>	<b>-1 175 978</b>	<b>-3 569 178</b>	<b>-3 381 701</b>	<b>-2 393 199</b>

Notas: 1) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.

2) O custo com a ERSE nas tarifas de 2022 está deduzido da devolução do saldo de gerência no montante de 5 679 milhares de euros.

3) 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.

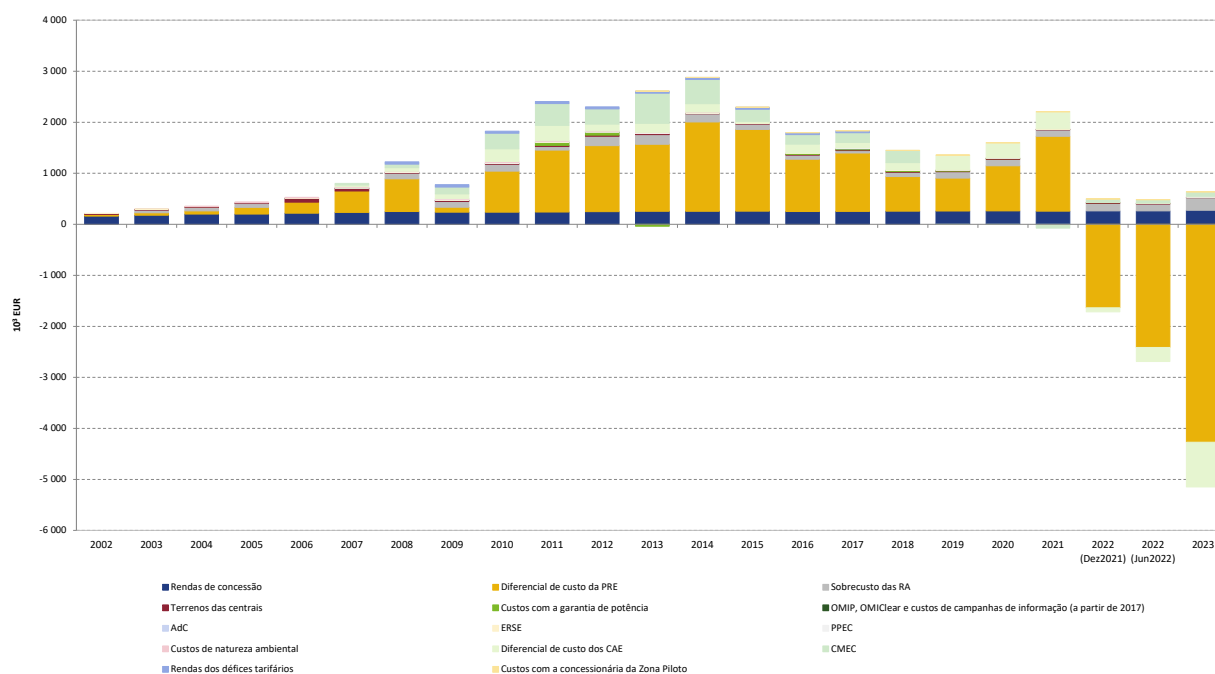
4) O diferencial de custo da PRE com remuneração garantida inclui medidas de contenção tarifária no âmbito da legislação em vigor.

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 2023, apresentam um decréscimo bastante acentuado relativamente aos valores de tarifas de 2022, quer ao publicado em dezembro de 2021, quer ao valor revisto da fixação excecional de tarifas de 2022, publicado em junho de 2022.



A figura seguinte mostra a evolução dos custos de interesse económico geral desde 2002, com exceção da 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 é diferida ao abrigo da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, que estava estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente à data do diferimento. Em 2022 e em 2023 não se aplicou a transferência intertemporal de proveitos, atualmente previsto no artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Figura 3-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2002



Nota: Para o ano de 2022 são apresentados os valores anuais dos CIEG calculados nas tarifas de dezembro de 2021 e os calculados na revisão excecional de tarifas ocorrida em junho de 2022. 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 continental<sup>38</sup>.

<sup>38</sup> 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 2023**

	2023
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>-51,95%</b>
Diferencial de custo da PRE	-47,86%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	0,98%
Diferencial de custo dos CAE	-9,84%
Rendas de concessão da distribuição em BT	3,09%
Diferencial de custo da RAA e da RAM	2,77%
Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN	0,00%
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	0,29%
Tarifa social	-1,37%
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>4,00%</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	1,51%
Medidas de sustentabilidade de mercados	2,50%
Diferencial extinção TVCF	-0,01%
Sobreproveito	0,00%
<b>Alisamento dos custos da PRE</b>	<b>7,95%</b>
Alisamento do diferencial de custo da PRE	7,95%
<b>Total</b>	<b>-40,00%</b>

### 3.2.3 PROVEITOS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO

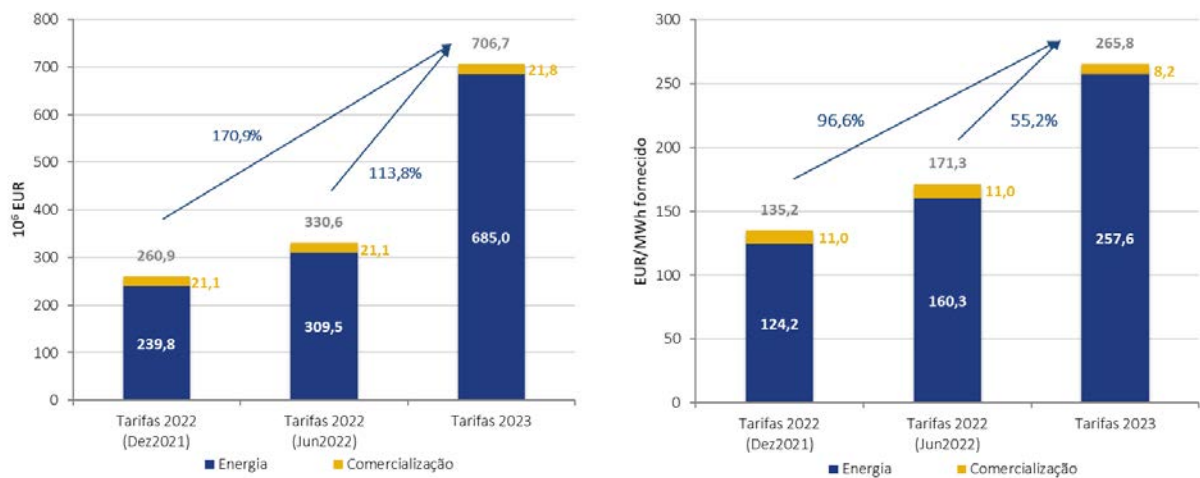
#### PROVEITOS A RECUPERAR

Os proveitos a recuperar pela tarifa de energia do CUR apresentam um acréscimo significativo de 2022 (fixação excecional em junho de 2022) para 2023. Esta situação resulta do aumento substancial do custo médio da energia fornecida evidenciada na Figura 3-6.

As figuras seguintes<sup>39</sup> apresentam estas tendências.

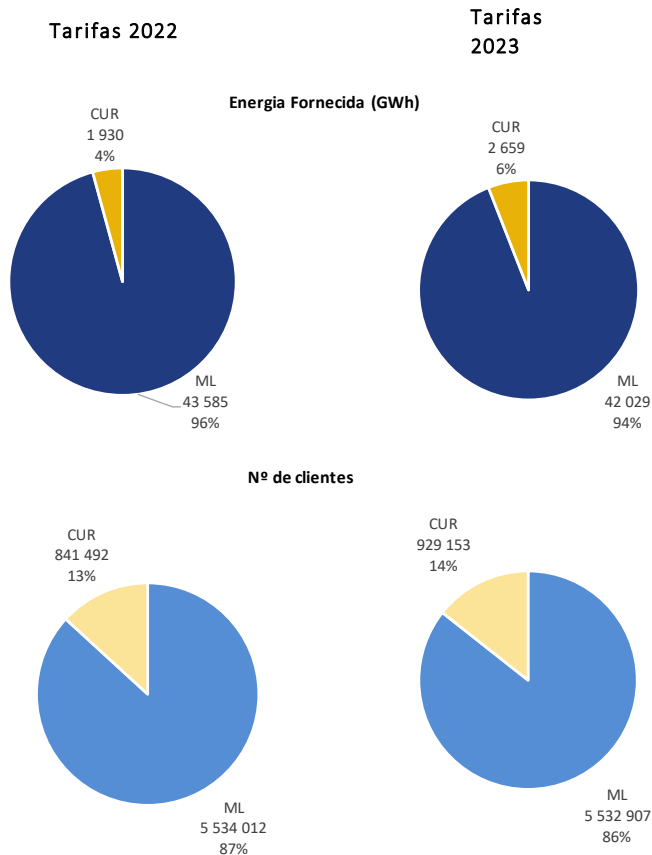
<sup>39</sup> Os proveitos unitários apresentados refletem, nomeadamente, as perdas nas redes. Não está incluído o sobreproveito resultante da aplicação da tarifa transitória.

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



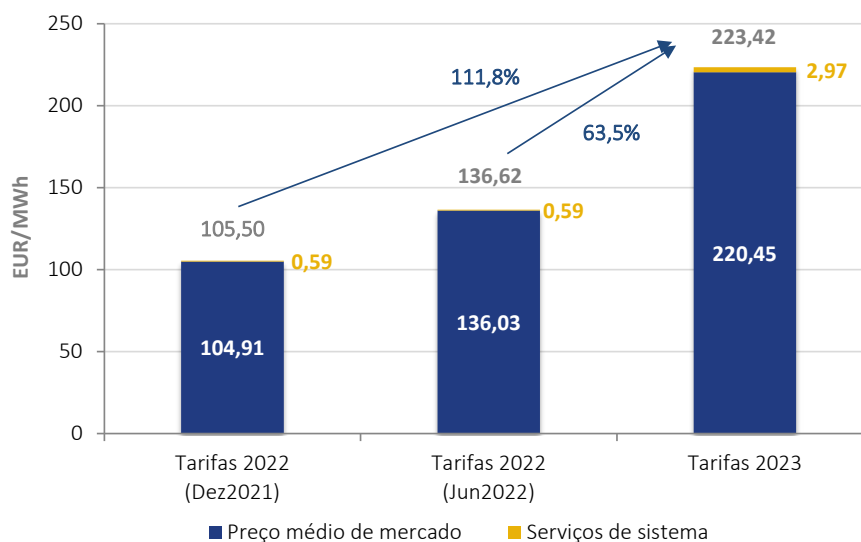
A figura seguinte apresenta a estrutura de fornecimento do CUR.

Figura 3-5 - Energia e número de clientes



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

Figura 3-6 - Custos médios de aquisição do CUR



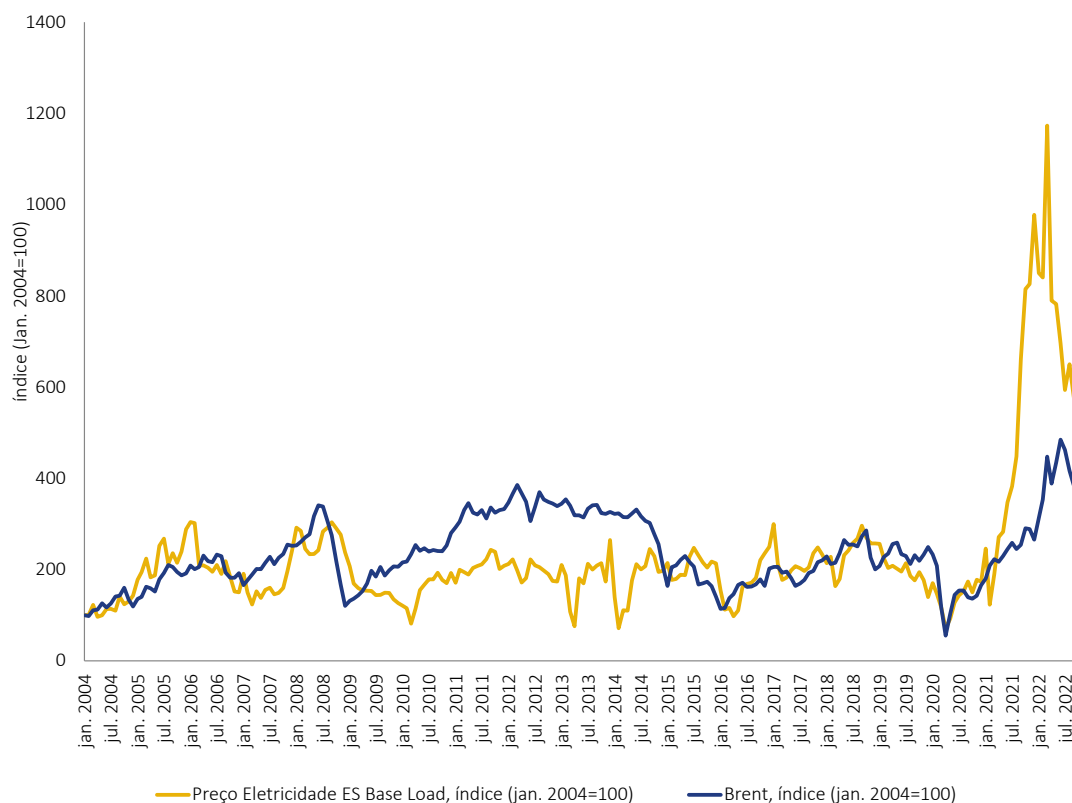
De seguida, são analisados os fatores que poderão explicar a evolução dos custos médios de aquisição em mercado prevista para 2023<sup>40</sup>.

#### 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).

<sup>40</sup> Estes fatores são analisados com maior detalhe no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 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

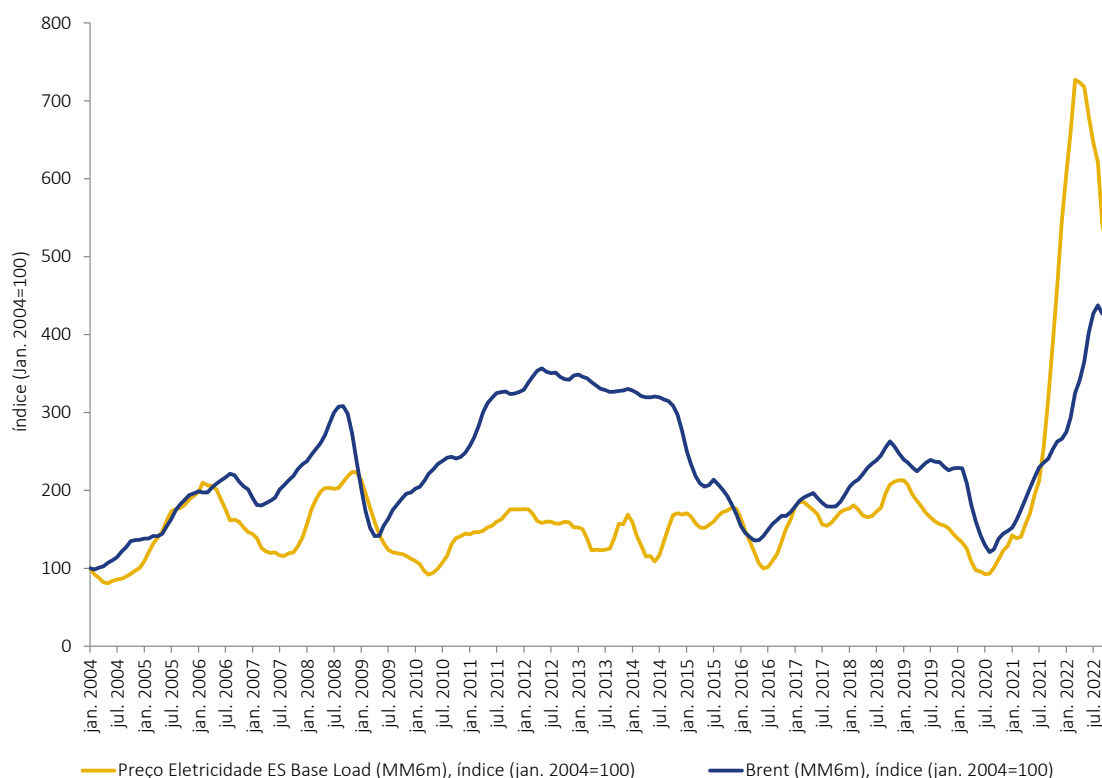
A partir de meados de 2021, registou-se um desacoplamento significativo entre os preços da energia elétrica e o preço do *Brent*.

A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica observada até meados de 2021, decorreu, 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* estava em parte correlacionado com o preço do petróleo.

A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica atenuou-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, entre outros fatores, da hidraulicidade e da 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 2004<sup>41</sup>, e do preço do petróleo.

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



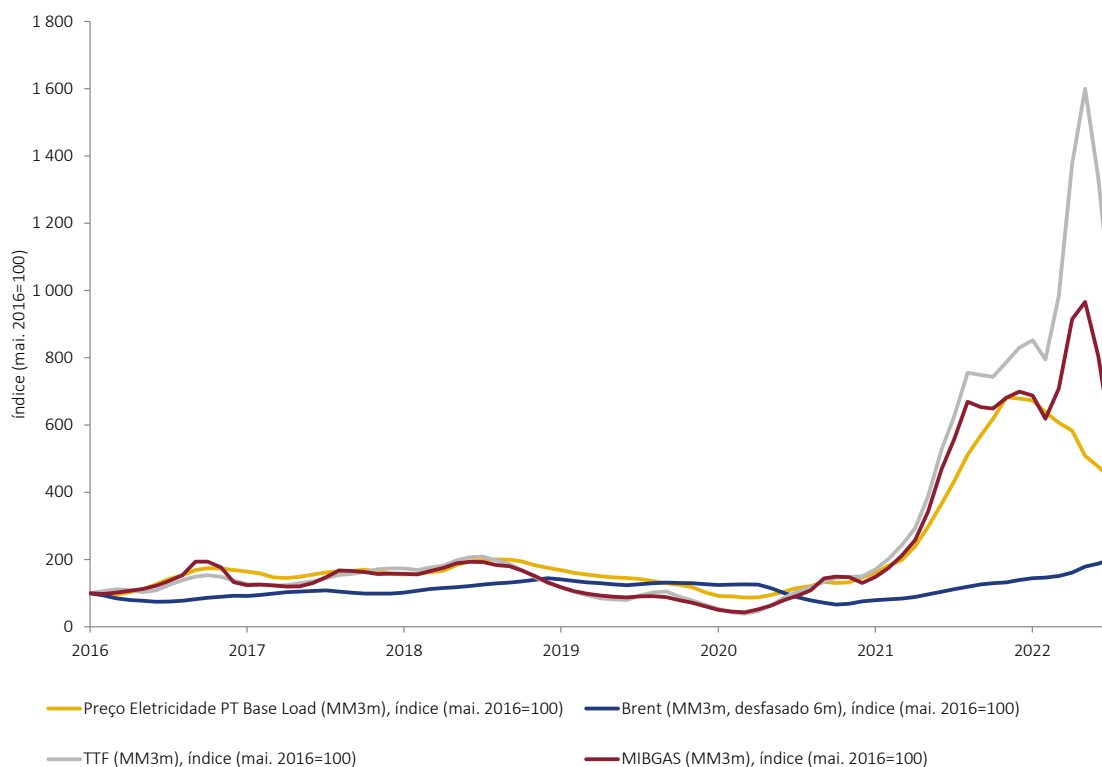
Fonte: ERSE, OMEL

Tendo em consideração que o preço do gás é um dos fatores que também influencia, em grande medida, o preço da eletricidade, nomeadamente no período mais recente, a Figura 3-9 acrescenta a cotação do TTF e do MIBGAS à anterior análise. Na Figura 3-9 pode-se observar o desacoplamento entre o preço da eletricidade e a cotação do *Brent* a partir de 2021 e, em sentido oposto, um reforço do acoplamento entre o preço da eletricidade e o preço do gás entre o início de 2021 e meados de 2022, quer ao nível do TTF,

<sup>41</sup> A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

quer ao nível do MIBGAS. A partir de julho de 2022 observa-se um desacoplamento entre o preço da eletricidade e os preços do gás, decorrente, em grande medida, da implementação do mecanismo ibérico.

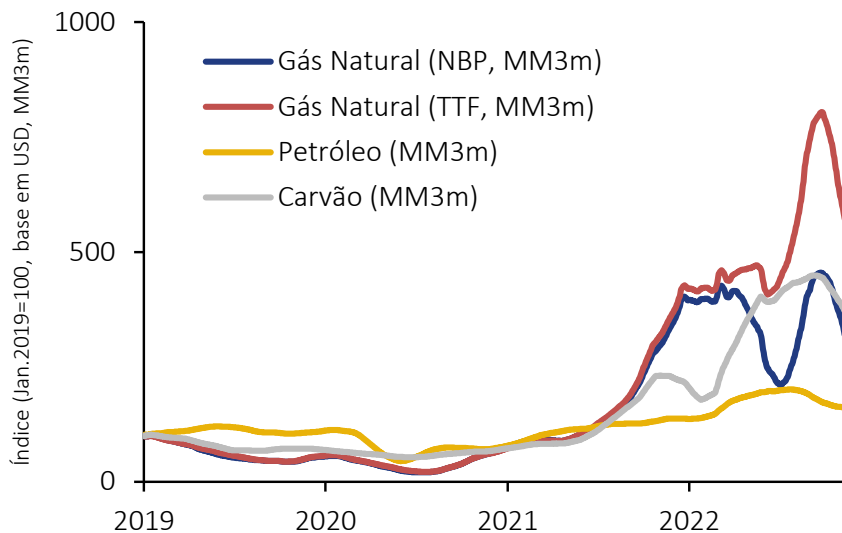
**Figura 3-9 – Média móvel preços *spot* energia elétrica em Portugal, *Brent* (euros), TTF e MIBGAS (índice mai. 2004=100)**



Fonte: ERSE, OMEL, MIBGAS, Refinitiv

A evolução comparativa do preço do carvão, do gás natural e do petróleo constitui também um fator importante para melhor entender a evolução do preço da energia elétrica (Figura 3-10). É de salientar, nesta evolução, que o NBP Inglês regista, pela primeira vez, a partir do início de março de 2022, um desacoplamento substancial dos mercados europeus de referência de gás natural.

Figura 3-10 - Comparação média móvel a 3 meses dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (*Brent*) e do gás natural (NBP e TTF) nos mercados *spot* (base 100)



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

A partir do segundo trimestre de 2022, observa-se um desacoplamento das cotações do *Brent* face às outras *commodities* em análise, registando inclusivamente uma tendência de queda na evolução mais recente, ao contrário da evolução das restantes *commodities*.

Com o início do conflito da Rússia com a Ucrânia em março deste ano, e consequentes restrições de fornecimento de gás natural por gasoduto para o centro da Europa, e também com a recente obrigação Europeia de constituição de reservas de armazenamento, em 80% da capacidade disponível dos armazenamentos subterrâneos, os preços no mercado NBP desacoplaram, pela primeira vez, dos restantes mercados de referência europeus.

A existência de GNL em excesso em Inglaterra, a redução da procura interna devido a uma primavera menos severa e a existência de restrições técnicas nos gasodutos europeus para abastecer o consumo no centro da Europa através desse GNL provocaram uma diminuição significativa nos preços do mercado NBP Inglês, tendo a cotação do NBP registado um valor mínimo de 5,1 USD/MWh, no início de junho de 2022.

A recuperação económica, motivada pelo fim da crise pandémica da COVID 19, contribuiu para os aumentos de preços do gás natural nos mercados europeus anteriormente referidos a partir de 2021. No entanto, o reforço desta tendência até ao final de setembro 2022 decorre em grande parte do conflito da



Rússia com a Ucrânia, iniciado no final de fevereiro de 2022. É de realçar que se verificou, a partir de outubro de 2022, uma redução nos preços das *commodities* energéticas.

Refira-se, contudo, que a grande volatilidade no mercado de GNL, e os valores máximos atingidos, devem-se não apenas a questões conjunturais, como também a uma alteração estrutural no mercado e no setor do gás natural. O mercado global de GNL passou a ter maior peso no abastecimento do consumo final de gás natural, comparativamente com o fornecimento através de gasoduto, que anteriormente era dominante na Europa. Esta forma de abastecimento, que é mais flexível, uma vez que não se rege, de forma tão preponderante, por contratos de longo prazo, possibilita o desenvolvimento de uma maior concorrência a nível global e principalmente entre a Europa e Ásia.

No documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2023” são detalhados este e outros fatores, tais como a evolução do preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, que justificam as previsões para os custos médio de aquisição do CUR.

## PREVISÕES

As previsões para o custo médio de aquisição do CUR consideram os valores reais disponíveis até fim de novembro, as previsões de preços para as entregas de energia elétrica em 2022 e 2023, 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.

Mais precisamente, foram considerados na previsão do custo médio de aquisição do CUR para 2023, os contratos de futuros, acrescido: i) dos custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR, ii) dos outros custos previstos<sup>42</sup> iii) dos resultados do leilão de aprovisionamento do CUR, acima referido, para contratos de carga base e iv) de um prémio de risco, nos termos do artigo 129.º do Regulamento Tarifário em vigor, igual a zero.

O Quadro 3-10 apresenta os valores resultantes deste exercício para 2022 e 2023, comprando-os com os valores constantes das tarifas em vigor.

---

<sup>42</sup> 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

### Quadro 3-10 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR<sup>43</sup> para fornecimento dos clientes

	2022P em T2022 (Dez. 2021)	2022P em T2022 (Jun. 2022)	2022E em T2023	2023P em T2023
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	105,50	136,62	169,20	223,42

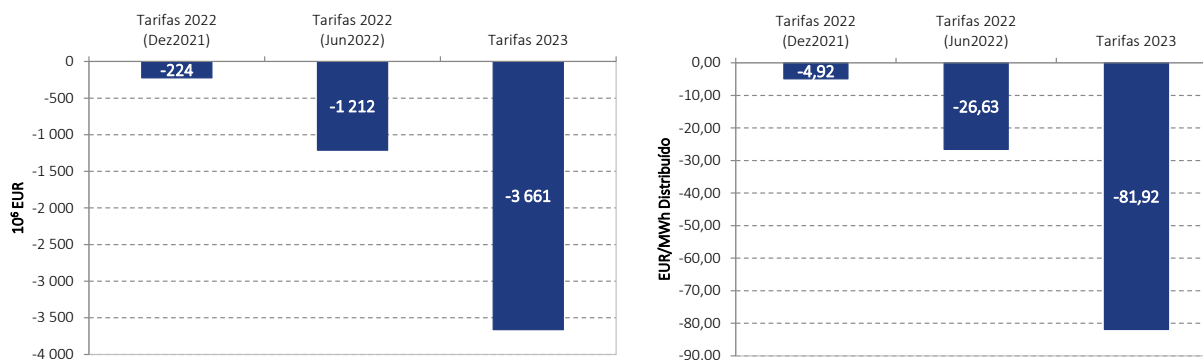
Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN

Assim, observa-se que o custo médio de aquisição previsto para o próximo ano é de 223,42 EUR/MWh, superior ao estimado para 2022, que se situa em torno dos 169,20 EUR/MWh, e acima do valor médio previsto em tarifas de 2022 para 2022, 121,06 EUR/MWh.

### 3.3 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam um decréscimo muito significativo, passando em 2023 para um valor negativo de 3 661 milhões de euros (Figura 3-11).<sup>4</sup>

Figura 3-11 - Proveitos a recuperar com a UGS – Valores absolutos e unitários



Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma das seguintes componentes: (i) custos com a gestão do sistema; (ii) CIEG e (iii) medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária<sup>44</sup>.

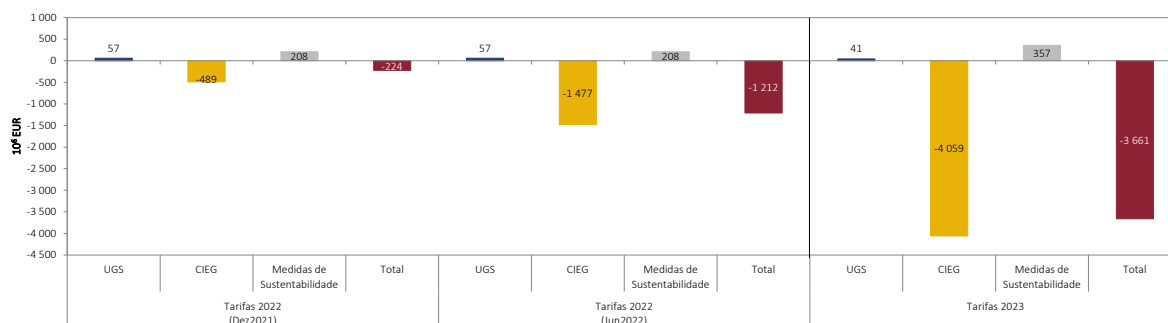
<sup>43</sup> O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado. A propósito dos custos com serviços de sistema a suportar pelo CUR em 2023, assumiu-se que contemplam o mecanismo de Banda de Reserva de Regulação.

<sup>44</sup> Que na prática correspondem aos ajustamentos positivos ou negativos dos proveitos com aquisição de energia pelo CUR que são suportados ao nível da UGS

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 consumos<sup>45</sup>.

A Figura 3-12 permite analisar a evolução destas componentes de 2022 (previstas em dezembro de 2021 e em junho de 2022) para 2023 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS.

Figura 3-12 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente



Pela Figura 3-12 é evidente a redução acentuada dos proveitos a recuperar pela UGS entre tarifas de 2022 e de 2023. Esta redução deve-se essencialmente ao decréscimo substancial 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.

<sup>45</sup> 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.

A Figura 3-13 desagrega a variação na UGS da média das previsões para 2022 efetuadas em dezembro de 2021 e em junho de 2022 para 2023. Como se pode verificar, esta variação foi de -2 868 milhões de euros (última barra da direita), composta pelas seguintes parcelas:

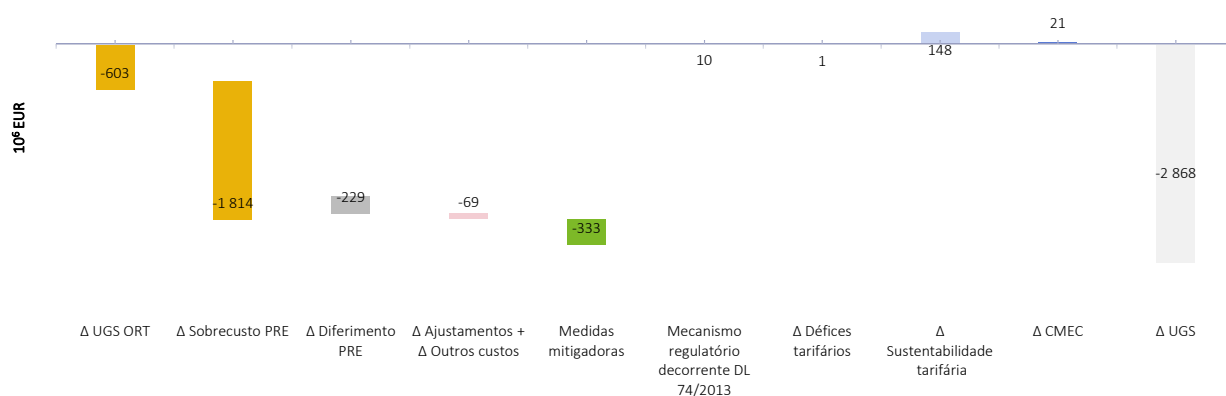
- O efeito da redução de proveitos do operador da rede de transporte, em -603 milhões de euros, resulta das seguintes parcelas:
  - Aumento dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 103,4 milhões de euros;
  - Redução dos custos de gestão do sistema em 16 milhões de euros;
  - Redução dos outros CIEG do ORT em 687,6 milhões de euros;
  - Redução dos custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN de mais de 3 milhões de euros.
- O efeito da redução do diferencial do custo com a aquisição à PRE do ano de cerca de -2 435 milhões de euros;
  - Variação do sobrecusto do ano, no valor de -1 814 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 -229 milhões de euros<sup>46</sup>;
  - 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 -69 milhões de euros;
  - Medidas mitigadoras com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor, no montante de -333 milhões de euros, isto é, os valores destas medidas que abatem às tarifas são 333 milhões de euros superiores aos valores considerados para o ano de 2022, considerando a média dos valores das tarifas de dezembro de 2022 e de junho de 2022, adicionada da transferência do montante total de 150 milhões de euros durante o ano de 2022;
  - Mecanismo regulatório decorrente do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, em cerca de 10 milhões de euros;
- O efeito da sustentabilidade tarifária no valor de 148 milhões de euros resulta das seguintes parcelas:

---

<sup>46</sup> Inclui a variação do ajustamento da UGS do ORD.

- O efeito dos ajustamentos da CVEE, em cerca de 148,7 milhões de euros;
- Variação do montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema (incluído na parcela de diferencial entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização), no valor de -0,4 milhões de euros.
- A variação dos CMEC em cerca de 21 milhões de euros.

**Figura 3-13 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS face à média das previsões para 2022 efetuadas em dezembro de 2021 e em junho de 2022**



### 3.3.2 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Os custos de gestão do sistema diminuem 28%, relativamente aos valores aceites para tarifas de 2022. Para esta variação contribuiu essencialmente a redução ocorrida ao nível dos custos da interruptibilidade (cerca de 17 milhões de euros), decorrente da revogação do respetivo regime legal<sup>47</sup>. A evolução desta rubrica de custos é analisada em detalhe no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2023».

<sup>47</sup> Devido à repercussão de custos com um ano de atraso disposta na Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, a revogação do regime de interruptibilidade, através da Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro, só anula os custos com interruptibilidade nos custos de gestão do sistema em 2023.

### 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 repassam 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 2023 incluem o ajustamento definitivo desses custos, referente ao ano de 2021, e os seus ajustamentos provisórios referentes ao ano de 2022.

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 (iii) 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 2021 e 2022 que foram considerados no cálculo tarifário para 2023.

## Quadro 3-11 - Ajustamentos de 2021 e 2022 a repercutir em tarifas

Unidade: milhões de euros

	Ajustamento 2021	Ajustamento 2022	Total
Valor a recuperar pela Tarifa de energia	31,8	191,5	223,2
Valor a recuperar pela Tarifa UGS	-286,4	-1 347,8	-1 634,1
CMEC+SCAE	-79,3	-373,2	-452,5
SPRE	-207,1	-974,6	-1 181,6
<b>Ajustamento total</b>	<b>-254,6</b>	<b>-1 156,3</b>	<b>-1 410,9</b>

Notas: 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 2021, o custo médio de aquisição de energia por parte do CUR<sup>48</sup> situado nos 112,20 €/MWh, foi superior ao valor considerado em tarifas de 2021 (45,03€/MWh). Contudo, no ajustamento provisório efetuado em tarifas de 2022, já haviam sido considerados cerca de 67,4 milhões de euros a devolver à empresa. Desta forma, o desvio em 2021 líquido desses ajustamentos provisórios foi de cerca de 34 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 2023 atingiu o montante de 2,2 milhões de euros, a devolver pela empresa. Assim os ajustamentos de 2021 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 2023, foram de 31,8 milhões de euros, a devolver à empresa.

Em 2022, o acréscimo do custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, face ao considerado para tarifas 2022, gerou um desvio de cerca de 191,5 milhões de euros a receber pela empresa. Deste modo, o montante de desvios dos custos de energia elétrica do CUR, referentes aos anos de 2021 e 2022 ascende a 223,2 milhões de euros a receber pela empresa<sup>49</sup>.

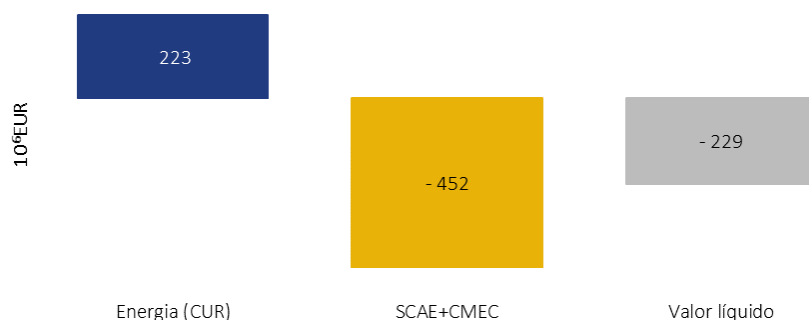
Os ajustamentos relativos ao diferencial de custo CAE e aos CMEC totalizam cerca de 452,5 milhões de euros a receber pelos clientes.

<sup>48</sup> 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

<sup>49</sup> O detalhe dos ajustamentos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes encontra-se no ponto 4.5.1.4 do documento de proveitos

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 229 milhões de euros, valor a devolver aos clientes, conforme mostra a Figura 3-14.

Figura 3-14 - 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 3-15 são apresentados estes custos por unidade prevista produzir em 2022<sup>50</sup>, bem como o CIEG unitário total associado à produção de energia elétrica.

Devido à evolução estimada para 2022 e prevista para 2023 dos preços de energia elétrica no mercado grossista, mantém-se uma situação com valor negativo para os CIEG associados à produção de energia elétrica, como verificado nas tarifas para 2022. O nível atual e previsto do preço de energia elétricas situa-se acima das remunerações unitárias garantidas dos PRE e dos custos variáveis acrescidas dos custos licenças de emissão de CO<sub>2</sub> da central com CAE da Turbogás. Esta evolução dos preços de mercado afeta, por um lado, os ajustamentos de 2022 destes CIEG e, por outro, os diferenciais de custo previstos para o ano 2023, ambos refletidos nesta análise.

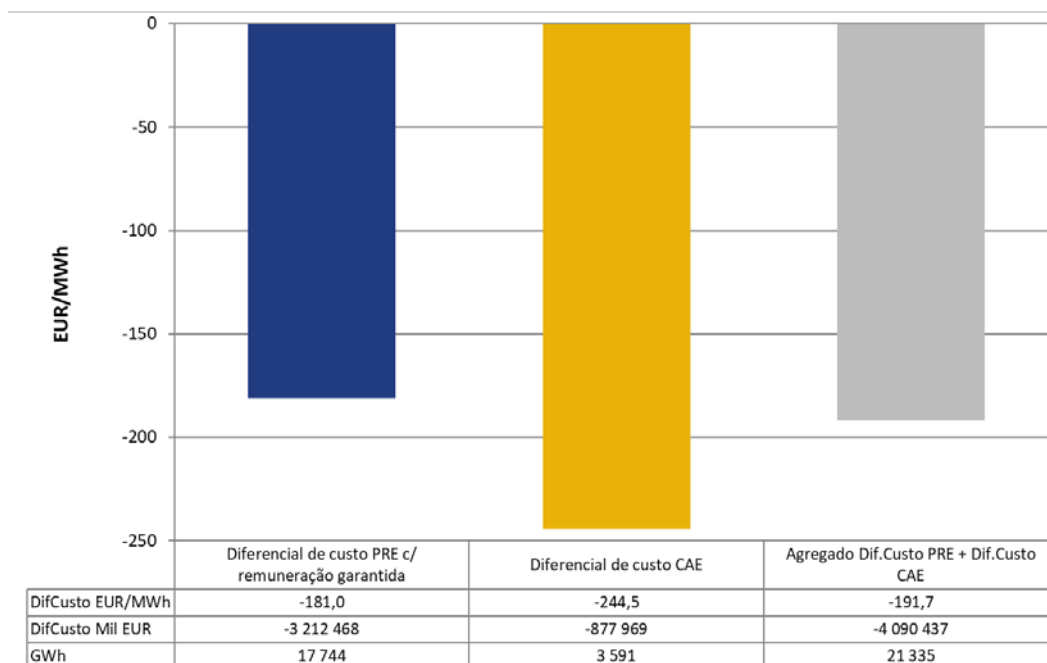
<sup>50</sup> Produções previsionais usadas no cálculo tarifário de 2023 da PRE com remuneração garantida e da central com CAE da Turbogás.



Refira-se que, para esta análise não foram consideradas os montantes definidos em legislação específica que são canalizados para o SEN, designadamente:

- i) montantes a transferir para o SEN resultantes do Despacho dos Gabinetes do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022, que incidem nas tarifas de 2023, nomeadamente:
  - a. receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN;
  - b. transferência para o SEN referentes à contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE);
  - c. as receitas resultantes do Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP);
- ii) o mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- iii) as receitas provenientes da venda de Garantias de Origem;
- iv) montante a transferir para o SEN, proveniente do orçamento do Fundo Ambiental, resultante do Despacho dos Gabinetes do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 9 de dezembro de 2022.

Figura 3-15 - Custos de CIEG previstos para 2023 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. Não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2023, 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 2023, nomeadamente, o que resulta da aquisição da produção previsível para 2023 e dos ajustamentos relativos aos anos de 2021 (t-2) e 2022 (t-1). A quantidade considerada para determinar o valor unitário foi a produção total de PRE com remuneração garantida prevista pela ERSE para 2023.

O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se na previsão de produção para 2023 e respetivas receitas em mercado e custo associados à central Turbogás, tendo presente que o CAE da central da Tejo Energia terminou em novembro de 2021. Incluem-se igualmente, os ajustamentos do sobrecusto CAE referentes às duas centrais no ano de 2021 (t-2) e referente apenas à central da Turbogás no ano de 2022 (t-1).

### 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

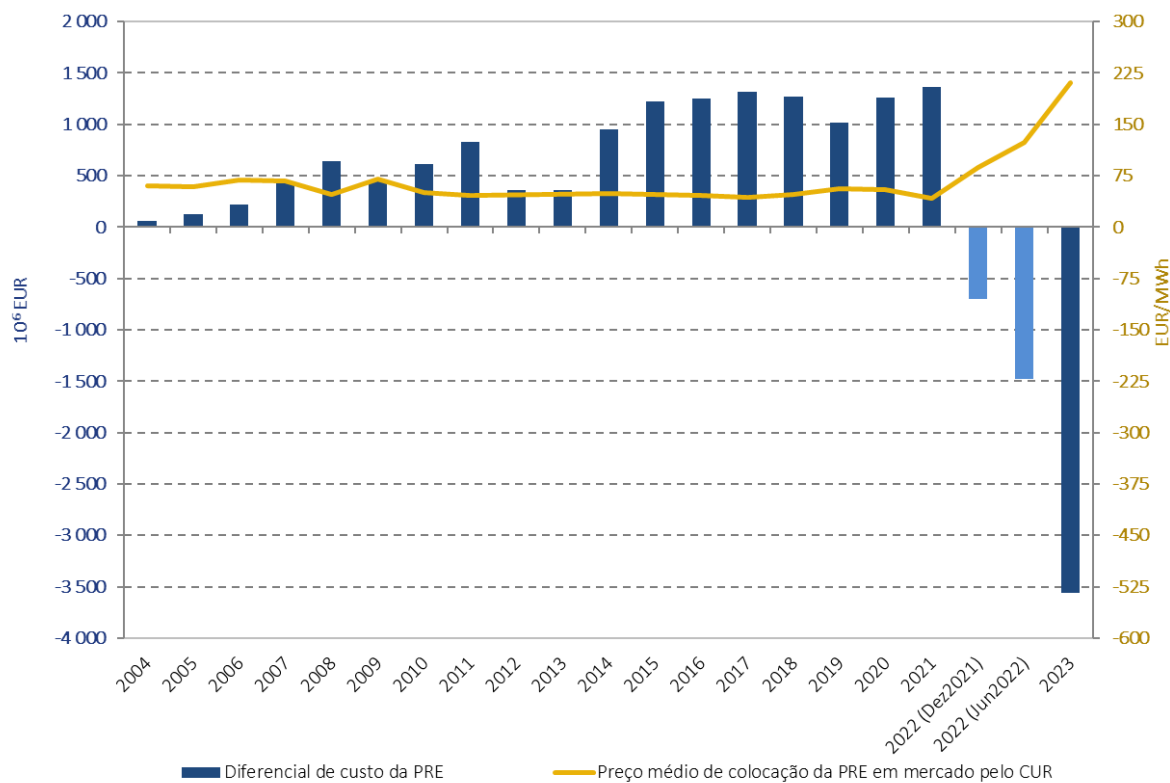
produtores em regime especial, o qual decorre da legislação que define o regime remuneratório destes produtores, e o preço médio a que o CUR coloca esta produção no mercado grossista<sup>51</sup>. A inclusão desta última variável nas figuras seguintes visa evidenciar a relação inversa entre o diferencial de custo da PRE e o preço de referência usado para o determinar.

Na Figura 3-16 apresenta-se a evolução do diferencial de custo com a aquisição da PRE com remuneração garantida no período de 2004 a 2023, previstos recuperar pelas tarifas do ano. Entre 2012 e 2021, estes valores incluem os montantes deduzidos no âmbito do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro. Este diploma foi revogado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o qual mantém a possibilidade de transferência intertemporal de proveitos, embora a mesma não tenha sido aplicada em 2022 e 2023.

---

<sup>51</sup> 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 3-16 - 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.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro. A partir do ano de 2013, além deste efeito, passaram a ser introduzidas medidas de sustentabilidade do SEN com impacto no diferencial de custos da PRE com remuneração garantida, designadamente a dedução das receitas provenientes dos leilões de licenças CO<sub>2</sub> 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. A partir desse ano, as variações observadas decorrem principalmente dos efeitos do serviço da dívida relativo aos diferimentos do diferencial de custo da PRE de anos anteriores e da evolução do preço de energia elétrica.

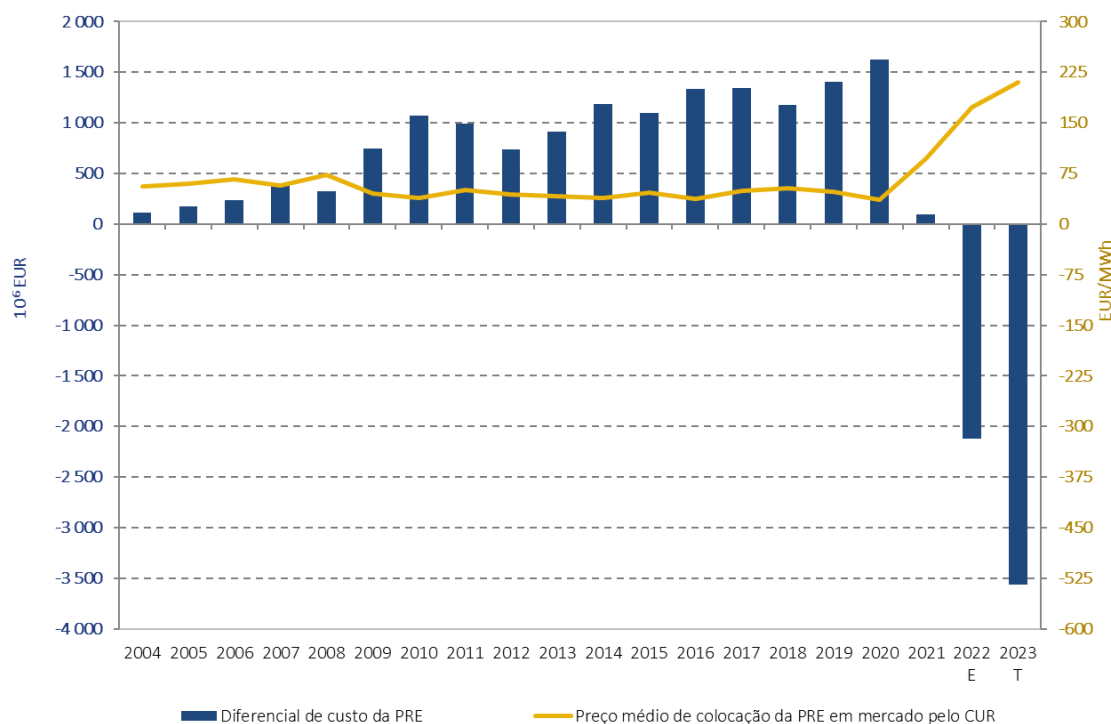
Mais recentemente, no ano de 2022, o significativo aumento do preço no mercado grossistas de eletricidade, que se observa no gráfico, contribui decisivamente para a inversão do sinal do diferencial de

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 CO<sub>2</sub> que justificou na íntegra o desvio ocorrido, tendo presente que as receitas dos leilões revertem parcialmente para o SEN.

As previsões para o ano de 2023 indicam que o preço no mercado grossista da eletricidade continuará a aumentar de forma significativa, observando-se, também, expressivos ajustamentos do ano de 2022 a devolver ao sistema, com medidas mitigadoras de valor próximo do que ocorreu em 2022. Deste modo, aprofunda-se a tendência de inversão do sinal do diferencial de custos da PRE, tal como já ocorrido em 2022.

Na Figura 3-17 apresentam-se os valores efetivamente ocorridos até 2021, quer do diferencial de custo, quer do valor de referência para a sua determinação. Sublinhe-se que estes valores incorporam, igualmente, montantes que foram diferidos ao abrigo do artigo 73.º-A do Decreto Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, entre 2012 e 2021.

Figura 3-17 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas)



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

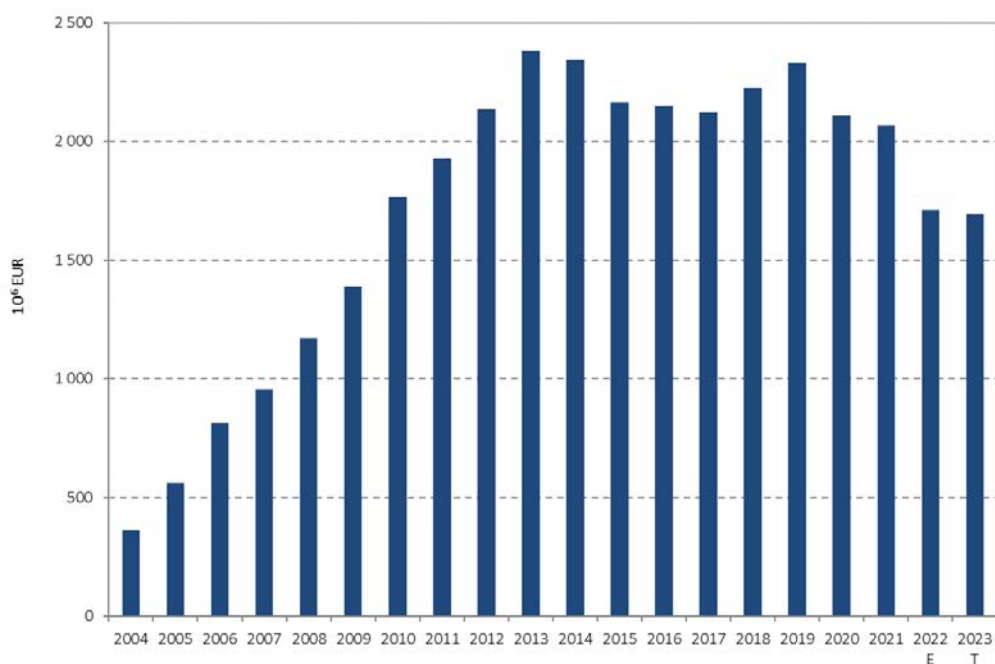
A diferença entre as duas figuras referidas anteriormente resulta, maioritariamente: (i) do desvio no custo de aquisição da PRE, quer por efeito quantidade, quer por efeito preço e (ii) do desvio do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE. A partir de 2013, com a inclusão de medidas de sustentabilidade do SEN com impacto 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 3-18.

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 3-18 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 3-18 - 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, a publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, que alterou o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, mais concretamente o aditamento do artigo 73.º-A, introduziu a possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos de 5 anos seguintes.

O Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, veio alterar o regime de transferência intertemporal estabelecido e, de acordo com o n.º 8 do artigo 73.º-A, prolongando-se até 31 de dezembro de 2020 a sua aplicação. Posteriormente, foi publicado o Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro, que prolongou a

aplicação do mecanismo de alisamento do diferencial de custo com a produção em regime especial num período máximo de cinco anos até 31 de dezembro de 2025.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o mencionado Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro (e alterações subsequentes), foi revogado, mas manteve-se a possibilidade de repercutir os CIEG num período máximo de 5 anos, conforme disposto nos números 8 a 11 do seu artigo 208.º.

No caso dos sobrecustos com a aquisição de energia aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou com outros regimes bonificados de apoio à remuneração, o artigo 290.º do mesmo Decreto-Lei dispõe que os ajustamentos tarifários referentes a estes sobrecustos só podem ser repercutidos até 31 de dezembro de 2025.

Tendo em conta que o diferencial de custos com a aquisição de energia produzida com remuneração garantida apresenta valores negativos para 2023, por ausência do pressuposto de existir um sobrecusto, não foi aplicado o regime de transferência intertemporal previsto no quadro legal em vigor.

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 2019 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 2019 a 2021 nos proveitos permitidos de 2023 a 2025

	Unidade 10 <sup>3</sup> EUR		
	Diferimento PRE		
	T2023	T2024	T2025
<b>PRE 1 <sup>(1)</sup></b>			
Anuidade	545 336	384 915	244 891
Amortização capital <sup>(2)</sup>	538 009	381 444	243 538
Juros	7 327	3 471	1 353
<b>Alisamento quinquenal PRE 1</b>	<b>545 336</b>	<b>384 915</b>	<b>244 891</b>
<b>PRE 2 <sup>(4)</sup></b>			
Anuidade	163 787	87 630	35 108
Amortização capital <sup>(2)</sup>	161 800	86 954	34 914
Juros	1 987	677	194
<b>Alisamento quinquenal PRE 2</b>	<b>163 787</b>	<b>87 630</b>	<b>35 108</b>
<b>Alisamento quinquenal Total</b>	<b>709 123</b>	<b>472 546</b>	<b>279 999</b>

Notas: (1) PRE 1 - Produção em Regime Especial, enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, até ao fim do respetivo prazo de atribuição.

(2) PRE 2 - Produção em Regime Especial, não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, até ao fim do respetivo prazo de atribuição.

No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 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

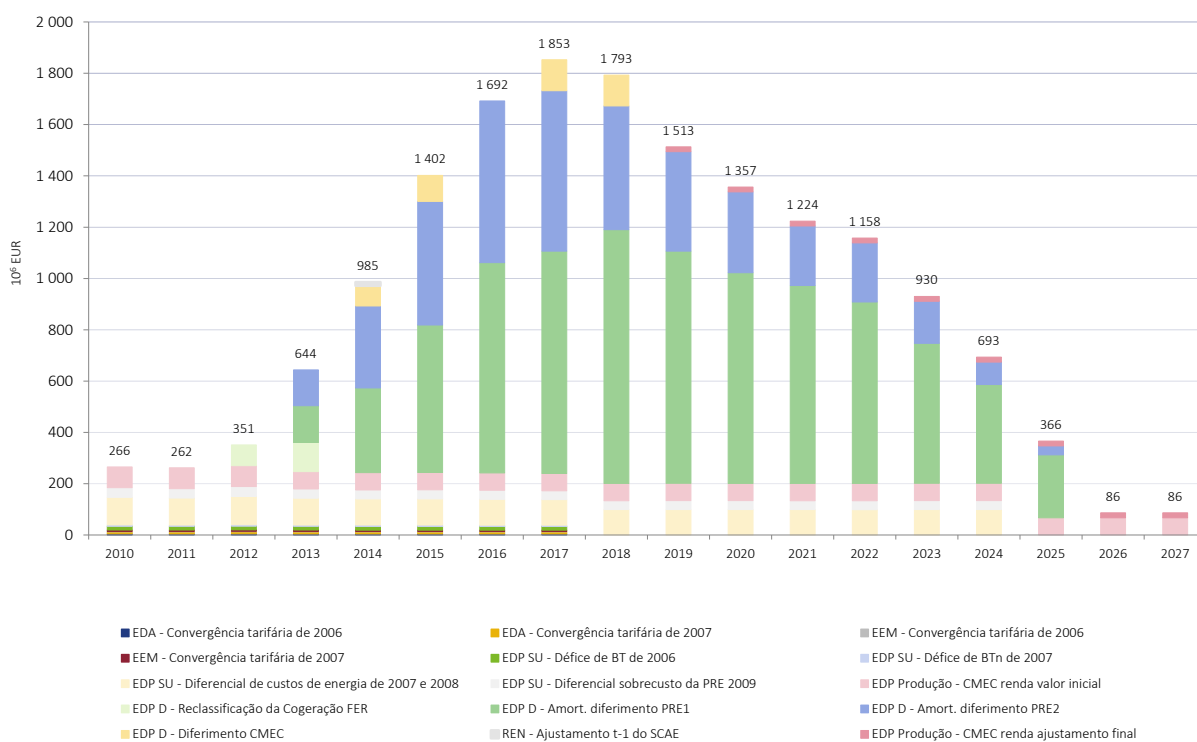
Para o cálculo dos proveitos permitidos de 2023 foram consideradas um conjunto de medidas de sustentabilidade do SEN, que são apresentadas com algum detalhe no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico».

#### 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 3-19 - Proveitos a recuperar

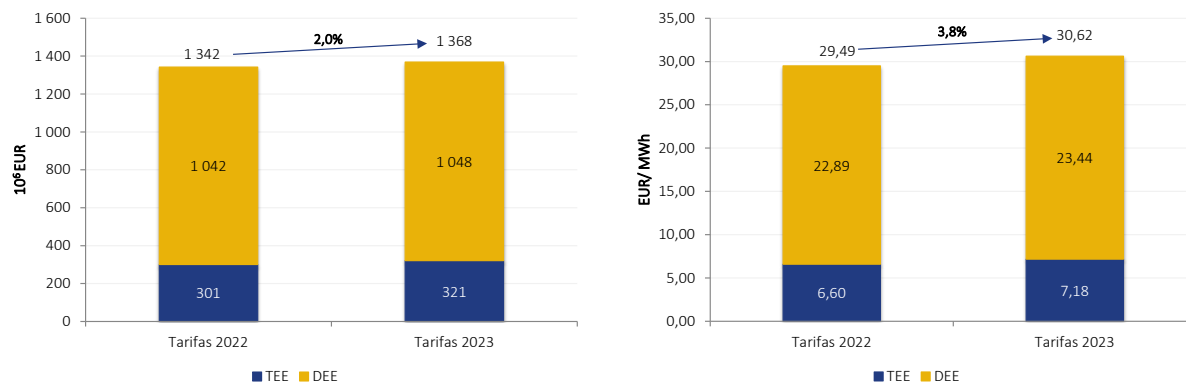


### 3.4 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Da análise da Figura 3-20 verifica-se que os proveitos permitidos, totais e unitários<sup>52</sup>, das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica, previstos para tarifas de 2023, apresentam, respetivamente, um acréscimo de 2,0% e 3,8%. O maior incremento estimado nos custos unitários resulta de uma previsão de redução dos fornecimentos totais em 2023 comparativamente a 2022.

<sup>52</sup> No cálculo do custo unitário consideraram-se os fornecimentos de energia elétrica à saída das redes em todos os níveis de tensão.

Figura 3-20 - Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição – Valores absolutos e unitários



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.

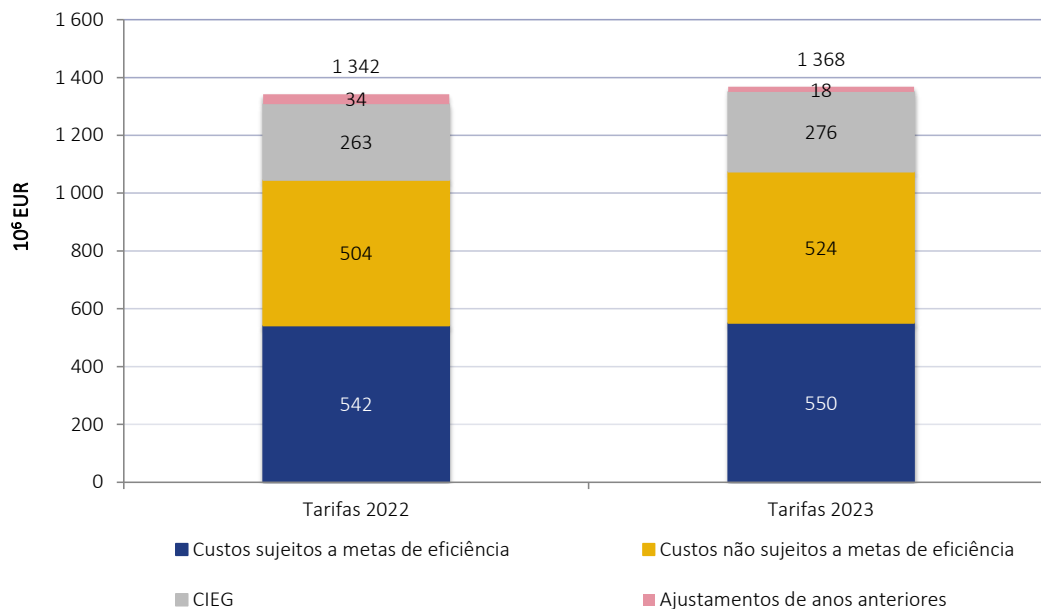
A análise da variação dos proveitos permitidos destas atividades pode ser efetuada tendo em conta os seguintes componentes: (i) custos sujeitos a metas de eficiência impostas, nos quais se incluem determinadas componentes dos custos totais (TOTEX<sup>53</sup>) da atividade de transporte e da atividade de distribuição em AT e MT e em BT<sup>54</sup>, e a aplicação do mecanismo de valorização de investimentos da RNT a custos de referência (que se traduz nos valores de CAPEX<sup>55</sup> 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 3-21.

<sup>53</sup> Do inglês *Total Expenditure*

<sup>54</sup> 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”.

<sup>55</sup> Custos com capital (remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações), do inglês *Capital Expenditure*.

Figura 3-21 - Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente



Em 2023, observa-se que a proporção de custos sujeitos a metas de eficiência (40%) mantém-se estável face a 2022, o que decorre 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. Assim, apenas se encontra sujeita a metas de eficiência uma parte da componente TOTEX dos proveitos permitidos destas atividades, o que justifica que a proporção de custos não sujeitos a metas de eficiência represente 38% dos proveitos permitidos totais destas atividades<sup>56</sup>.

<sup>56</sup> 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.

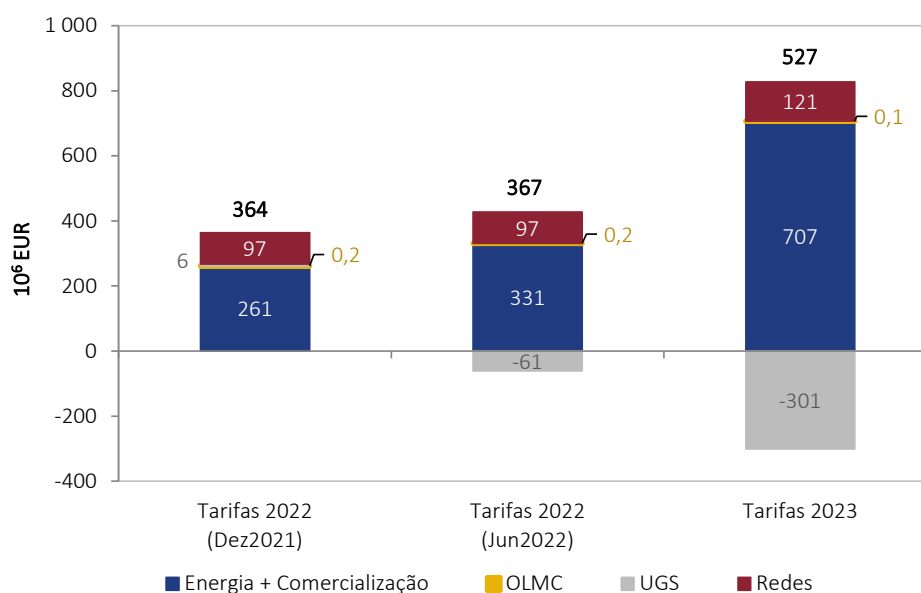
Os custos não sujeitos a metas de eficiência incluem, designadamente, os planos de reestruturação de efetivos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e os ganhos e perdas atuariais das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica.

### 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, apresentam-se os proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais, de 2022 e de 2023.

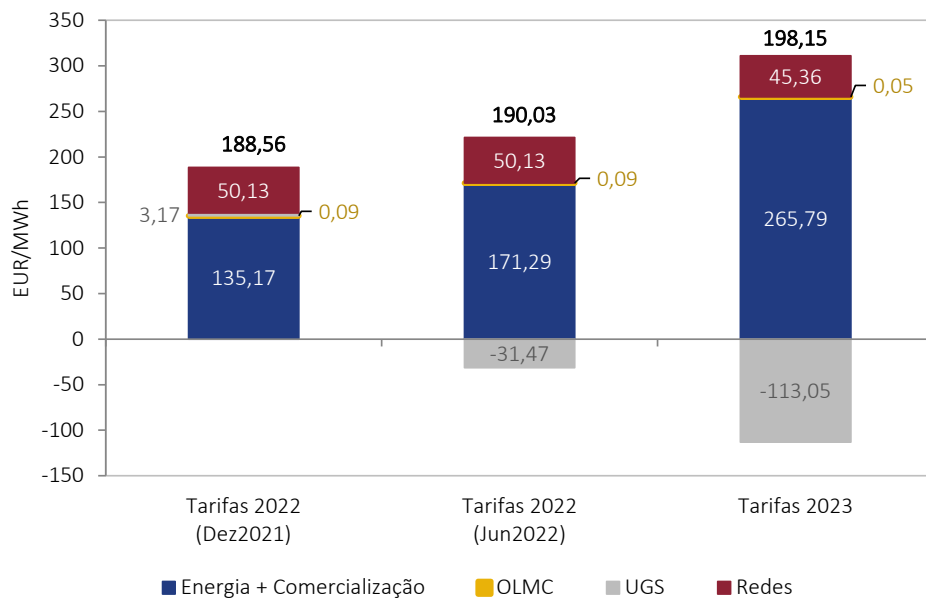
Figura 3-22 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais



A evolução do proveito unitário a recuperar pelas TVCF pode ser decomposta entre o efeito da variação de quantidades e da variação tarifária. Esta análise é apresentada no capítulo 7.

A Figura 3-23 apresenta a decomposição dos proveitos unitários incluídos na tarifa de Venda a Clientes Finais, de 2022 e de 2023.

Figura 3-23 - Decomposição dos proveitos unitários incluídos na TVCF



Observa-se que nas tarifas para 2023, a componente de energia apresentou um aumento substancial. Em sentido oposto, verifica-se uma inversão do sinal dos custos de Uso Global do Sistema por estes incluírem a componente dos proveitos a recuperar num montante negativo na ordem dos 301 milhões de euros.

## 4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2023

### 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 <sub>OLMC</sub>	Operador logístico de mudança de comercializador	Operador da rede de distribuição	Operação logística de mudança de comercializador	
	OLMC <sub>ORD</sub>	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 <sub>ORT</sub>	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 <sub>ORD</sub>	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 <sub>ORT MAT</sub>	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 <sub>ORD MAT</sub>	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 <sub>ORT AT</sub>	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 <sub>ORD AT</sub>	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
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição</i>	URD <sub>AT</sub>	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 <sub>MT</sub>	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 <sub>BT</sub>	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
<i>Tarifa de Energia</i>	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 (BTN, em Portugal continental), nas tarifas de referência aplicadas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo (MAT, AT, MT e BTE, 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
<i>Tarifa de Comercialização</i>	CNT	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 aos CUR a atuar exclusivamente em BT e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (MT, nas Regiões Autónomas)
	CBTE	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 de referência aplicadas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo (BTE, em Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (BTE, nas Regiões Autónomas)
	CBTN	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)
<i>Tarifa de Acesso às Redes</i>	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 nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (BTN, em Portugal continental), nas tarifas de referência aplicadas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo (MAT, AT, MT e BTE, em Portugal continental), nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (MT, BTE e BTN, nas Regiões Autónomas) e nas tarifas de mercado
	TAR <sub>ORD</sub> /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) e nas tarifas aplicadas pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Acesso às Redes (cont.)</i>	TAR <sub>Social</sub>	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
<i>Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP</i>	TAR <sub>AC</sub>	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
<i>Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações autónomas de armazenamento</i>	TAR <sub>IAA</sub>	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, BTE e BTN	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia entregue à instalação autónoma de armazenamento
<i>Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o Estatuto de Cliente Eletrointensivo</i>	TAR <sub>CEI</sub>	Operadores das redes de distribuição	Clientes que obtenham o Estatuto de Cliente Eletrointensivo	Uso das redes e serviços associados	Incluída tarifas de mercado em MAT, AT e MT

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<b>Tarifa de Venda a Clientes Finais</b>	<b>TVCF<sub>CUR PT</sub></b>	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes em BTN 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
	<b>TVCF<sub>CUR RAA</sub></b>	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
	<b>TVCF<sub>CUR RAM</sub></b>	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
	<b>TVCF<sub>Social CUR PT</sub></b>	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
	<b>TVCF<sub>Social CUR RAA</sub></b>	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
	<b>TVCF<sub>Social CUR RAM</sub></b>	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
<i>Tarifa de Venda a Clientes Finais (fornecimento supletivo)</i>	TVCF <sub>CUR MAT, AT, MT, BTE</sub>	Comercializador de último recurso em Portugal continental	Clientes em MAT, AT, MT e BTE 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 <sub>CUR CUR BT</sub>	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 <sub>ME RAA</sub>	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 <sub>ME RAM</sub>	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 <sub>ME MT</sub>	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 da mobilidade elétrica	
<i>Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica em BT</i>	TAR <sub>ME BT</sub>	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 da 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 2023.

**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	0,0020
	BTE	0,0085
	BTN	0,0792

### 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), diferencial de custo do agente comercial relativos à central da Turbogás, custos com a garantia de potência e diferencial de custo 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 2023.



**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	0,0008
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0008
	Horas de super vazio	0,0008

**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	-0,0121
	Horas cheias	-0,0121
	Horas de vazio normal	-0,0121
	Horas de super vazio	-0,0121

No Quadro 4-6 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2023, 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	-0,0113
	Horas cheias	-0,0113
	Horas de vazio normal	-0,0113
	Horas de super vazio	-0,0113

#### 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 2023 proporcionam os proveitos permitidos em 2023, 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 2023 está definida no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2023».

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 respectivos fatores de ajustamento para perdas na rede de transporte e de distribuição.

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 2023.

**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	0,0597
Contratada	0,0047
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0007
Horas cheias	0,0006
Horas de vazio normal	0,0006
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	0,0957
Contratada	0,0127
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0009
Horas cheias	0,0008
Horas de vazio normal	0,0008
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 2023.

**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		0,0019
BTE		0,0082
BTN		0,0762

#### 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	0,0009
	Horas cheias	0,0009
	Horas de vazio normal	0,0009
	Horas de super vazio	0,0009

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	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008
AT	4	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009
MT	4	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009
BTE	4	0,0010	0,0010	0,0010	0,0009
BTN>	3	0,0010	0,0010	0,0009	
BTN< tri-horárias	3	0,0010	0,0010	0,0009	
BTN bi-horárias	2	0,0010		0,0009	
BTN simples	1	0,0010			

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): o diferencial de custo com a produção em regime especial (PRE) com preços garantidos, o diferencial de custo com as centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os CMEC, os encargos com a garantia de potência, o diferencial de custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RA), os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos de sustentabilidade <sup>57</sup>, 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).

<sup>57</sup> 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.

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
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	-77,6	-238,2	-521,3	-126,1	-82,1	-2 421,5	-3 466,7
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	-4,2	-12,8	-28,3	-6,4	-3,5	-39,3	-94,5
Diferencial de custo dos CAE	-61,3	-186,0	-407,7	-90,7	-48,4	-83,9	-878,0
CMEC	1,2	2,6	11,1	3,9	4,2	64,0	87,1
Garantia de potência	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diferencial de custo das RA	0,0	0,0	1,0	1,5	2,6	241,7	246,9
Estabilidade (DL 165/2008)	6,6	20,3	43,7	9,5	4,8	49,4	134,3
Ajust. de aquisição de energia	11,0	33,7	72,6	15,8	7,9	82,1	223,2
Diferencial extinção TVCF	0,0	-0,1	-0,2	0,0	0,0	-0,2	-0,6
Terrenos	0,6	1,8	4,0	0,9	0,4	4,5	12,2
PPEC	0,3	0,8	1,7	0,4	0,2	1,9	5,1
<b>TOTAL</b>	<b>-123,5</b>	<b>-377,7</b>	<b>-823,4</b>	<b>-191,2</b>	<b>-113,8</b>	<b>-2 101,2</b>	<b>-3 730,9</b>

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

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
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	-35,1	-35,1	-35,1	-35,3	-35,3	-35,3	-35,9	-35,9	-35,9	-39,9	-39,9	-39,9	-51,7	-51,7	-51,7	-147,3	-147,3	-147,3
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8
Diferencial de custo dos CAE	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	0,0	0,0	0,0
Garantia de potência	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
Diferencial de custo das RA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5	1,7	1,7	1,7	14,7	14,7	14,7
Estabilidade (DL 165/2008)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Ajust. de aquisição de energia	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
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
Terrenos	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
PPEC	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Total</b>	<b>-55,6</b>	<b>-55,6</b>	<b>-55,6</b>	<b>-55,8</b>	<b>-55,8</b>	<b>-55,8</b>	<b>-56,3</b>	<b>-56,3</b>	<b>-56,3</b>	<b>-59,9</b>	<b>-59,9</b>	<b>-59,9</b>	<b>-70,6</b>	<b>-70,6</b>	<b>-70,6</b>	<b>-126,0</b>	<b>-126,0</b>	<b>-126,0</b>

Unidades: EUR/(kW.dia)	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤
CMEC	0,00477	0,00477	0,00477	0,00477	0,00477	0,00477
Diferencial de custo dos CAE	-0,00625	-0,00625	-0,00625	-0,00625	-0,00625	-0,00625
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	-0,00072	-0,00072	-0,00072	-0,00072	-0,00072	-0,00072
<b>Total</b>	<b>-0,0022</b>	<b>-0,0022</b>	<b>-0,0022</b>	<b>-0,0022</b>	<b>-0,0022</b>	<b>-0,0022</b>



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	-0,0022	-0,0550	-0,0550	-0,0550	-0,0550
AT	4	-0,0022	-0,0552	-0,0552	-0,0552	-0,0552
MT	4	-0,0022	-0,0557	-0,0557	-0,0557	-0,0557
BTE	4	-0,0022	-0,0592	-0,0592	-0,0593	-0,0592
BTN>	3	-0,0022	-0,0699	-0,0699	-0,0699	
BTN< tri-horárias	3	-0,0022	-0,1253	-0,1254	-0,1253	
BTN bi-horárias	2	-0,0022	-0,1254		-0,1253	
BTN simples	1	-0,0022	-0,1254			

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	-0,0022	-0,0542	-0,0542	-0,0542	-0,0542
AT	4	-0,0022	-0,0543	-0,0543	-0,0543	-0,0543
MT	4	-0,0022	-0,0548	-0,0548	-0,0548	-0,0548
BTE	4	-0,0022	-0,0582	-0,0582	-0,0583	-0,0583
BTN>	3	-0,0022	-0,0689	-0,0689	-0,0690	
BTN< tri-horárias	3	-0,0022	-0,1243	-0,1244	-0,1244	
BTN bi-horárias	2	-0,0022	-0,1244		-0,1244	
BTN simples	1	-0,0022	-0,1244			

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
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		
	Renda Anual - valor inicial dos CMEC	Ajustamento	Renda anual - ajustamento final CMEC	Ajustamento	Ajustamento
MAT	0,00369	-0,00008	0,00104	0,00011	0,00001
AT	0,00369	-0,00008	0,00104	0,00011	0,00001
MT	0,00369	-0,00008	0,00104	0,00011	0,00001
BTE	0,00369	-0,00008	0,00104	0,00011	0,00001
BTN>	0,00369	-0,00008	0,00104	0,00011	0,00001
BTN< tri-horárias	0,00369	-0,00008	0,00104	0,00011	0,00001
BTN bi-horárias	0,00369	-0,00008	0,00104	0,00011	0,00001
BTN simples	0,00369	-0,00008	0,00104	0,00011	0,00001

#### 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.

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.

**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	0,0597
	Contratada	0,0047
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0006
	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	0,0955
	Contratada	0,0127
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0008
	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	0,1157	0,0009	0,0008	0,0008	0,0007
MT	4	0,1214	0,0009	0,0009	0,0008	0,0007
BTE	4	0,1343	0,0010	0,0010	0,0009	0,0008
BTN>	3	-	0,0506	0,0010	0,0009	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0506	0,0010	0,0009	
BTN bi-horárias	2	-	0,0118		0,0009	
BTN simples	1	-	0,0081			

#### 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 2023 proporcionam os proveitos permitidos em 2023, 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 2023 é determinada de acordo com o descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2023».

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 respectivos fatores de ajustamento para perdas na rede de Distribuição, em cada nível de tensão.

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	0,0172
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	0,0004
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	0,0855
Contratada	0,0177
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0026
Horas cheias	0,0022
Horas de vazio normal	0,0014
Horas de super vazio	0,0012
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	0,2047
	Contratada	0,0217
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	0,0172	0,0022	0,0009	0,0008	0,0005	0,0004	0,0014	0,0010
MT	4	0,0214	-	0,0009	0,0008	0,0006	0,0005	-	-
BTE	4	0,0237	-	0,0010	0,0009	0,0006	0,0005	-	-
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	0,0855	0,0177	0,0026	0,0022	0,0014	0,0012	0,0015	0,0011
BTE	4	0,1227	-	0,0028	0,0024	0,0016	0,0012	-	-
BTN>	3	-	-	0,0481	0,0024	0,0014		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0481	0,0024	0,0014		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0124		0,0014		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0087				-	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, convertidos para os fornecimentos em BT, apresentam-se no quadro seguinte.

No critério de conversão adotado para 2023, 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	0,2047	0,0217	0,0055	0,0047	0,0035	0,0020	0,0108	0,0083
BTN>	3	-	0,0281	0,0205	0,0197	0,0030		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,0281	0,0140	0,0132	0,0030		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,0281	0,0132		0,0030		-	-
BTN simples	2	-	0,0281	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. 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 2023 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 2023».

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso, no âmbito das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para 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	0,2597
	Horas cheias	0,2452
	Horas de vazio normal	0,2121
	Horas de super vazio	0,1900
Períodos II, III	Horas de ponta	0,2389
	Horas cheias	0,2335
	Horas de vazio normal	0,2066
	Horas de super vazio	0,2009



Os preços da tarifa de Energia convertidas nas várias opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-27.

**Quadro 4-27 - Preços da tarifa de Energia nas várias 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
BTN>	3	0,2969	0,2778	0,2289		0,2969	0,2778	0,2289	
BTN< tri-horárias	3	0,2967	0,2776	0,2290		0,2967	0,2776	0,2290	
BTN bi-horárias	2	0,2829		0,2290		0,2829		0,2290	
BTN simples	1	0,2638				0,2638			

No que se refere aos parâmetros  $\beta_t$  e  $\mu_t$ , previstos no artigo 162.º do Regulamento Tarifário, em 2023 mantêm-se os valores de 2022:

$$\beta_t = 0,5$$

$$\mu_t = 0,01 \text{ €/kWh}$$

A atualização da tarifa de Energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas aplicadas pelo CUR em Portugal continental, nomeadamente das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, da tarifa Social de Venda a Clientes Finais e das tarifas aplicadas no âmbito do fornecimento supletivo.

A atualização da tarifa de Energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas aplicadas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nomeadamente das tarifas de Venda a Clientes Finais, incluindo a tarifa Social, e da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica.

#### 4.5.2 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

A tarifa de Comercialização aplicável pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos em BTN apresenta uma estrutura binómia sendo constituída por um termo fixo e um preço de energia sem diferenciação horária.

Os preços da tarifa de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em 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 2023».

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

**Quadro 4-28 - Preços da tarifa de Comercialização**

COMERCIALIZAÇÃO EM BTN	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	0,0294
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0050

#### 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 2023 é fortemente condicionada pela evolução da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, cujo valor global é negativo em 2023, 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 <sup>58</sup>.

<sup>58</sup> 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.

O Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro, estabelece a afetação global de 493 493 000 euros ao sobrecusto com a produção em regime especial renovável a repercutir na tarifa de UGS de 2023. Esse montante é proveniente da afetação da estimativa da receita a obter em 2022 com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), no valor de 5 053 000 euros, à redução do défice tarifário do SEN; da afetação da estimativa de receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa no ano de 2023, no valor de 363 690 000 euros, a deduzir à tarifa de uso global do SEN; e da afetação do remanescente do produto estimado da CESE no ano de 2022, no valor de 124 750 000 euros, à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN. Estes valores são distribuídos pelos níveis de tensão MAT, AT, MT, BTE e BTN<sup>59</sup>.

Adicionalmente, o Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 9 de dezembro, estabelece a afetação de 500 000 000 euros, provenientes do orçamento do Fundo Ambiental, a deduzir à tarifa de Acesso às Redes de 2023. Estes valores, a repercutir na tarifa de UGS, devem ser distribuídos pelos níveis de tensão MAT, AT, MT, BTE e BTN>, com percentagens idênticas às do despacho de outubro, sendo deduzidos ao diferencial de custo com a PRE renovável.

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 2023, 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, incluindo a aplicação de preços negativos em algumas variáveis de faturação, 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 2023.

---

<sup>59</sup> Para mais informação, consulte ponto 3.1.2 do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2023».

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	0,0597
	Contratada	0,0025
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0535
	Horas cheias	-0,0536
	Horas de vazio normal	-0,0536
	Horas de super vazio	-0,0537
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	0,1329
	Contratada	0,0001
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0525
	Horas cheias	-0,0527
	Horas de vazio normal	-0,0530
	Horas de super vazio	-0,0532
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	0,2284
	Contratada	0,0155
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0504
	Horas cheias	-0,0509
	Horas de vazio normal	-0,0520
	Horas de super vazio	-0,0524
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0015
	Capacitiva	0,0011

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4854
	Contratada	0,0196
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0479
	Horas cheias	-0,0492
	Horas de vazio normal	-0,0517
	Horas de super vazio	-0,0538
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	0,7187
	34,5	0,8983
	41,4	1,0780
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0601
	Horas cheias	-0,0449
	Horas de vazio	-0,0631

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0299
	2,3	0,0599
	3,45	0,0898
	4,6	0,1198
	5,75	0,1497
	6,9	0,1797
	10,35	0,2695
	13,8	0,3593
	17,25	0,4492
20,7	0,5390	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		-0,0958
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazío	-0,0842
	Horas de vazío	-0,1185
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	-0,0018
	Horas cheias	-0,1069
	Horas de vazío	-0,1185

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN ( $IP \leq 41,4$ kVA e $> 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0260
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0601
	Horas cheias	-0,0449
	Horas de vazío	-0,0631

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0260
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		-0,0958
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	-0,0842
	Horas de vazio	-0,1185
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	-0,0018
	Horas cheias	-0,1069
	Horas de vazio	-0,1185

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.

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 2023, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os seguintes:

**Quadro 4-30 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral**

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	108%
AT	118%
MT	155%
BTE	271%
BTN > 20,7 kVA	344%
BTN ≤ 20,7 kVA	151%

#### 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<.

Para este efeito, foi enviado a 15 de julho de 2022 um pedido de informação a cada um dos dez ORD BT, no sentido de se caracterizar a estrutura de consumos das entregas em BT nos anos 2020 e 2021. A cada ORD BT foi solicitada informação detalhada sobre os consumos medidos em contador BT<sup>60</sup>, como também a medição desses consumos nos postos de transformação em que ocorrem as entregas pelo ORD em MT e AT. Até à presente data apenas quatro dos dez ORD BT submeteram a informação solicitada.

Embora ainda subsistam dúvidas pontuais na informação submetida pelos ORD BT que responderam ao pedido de informação, foi possível chegar às seguintes conclusões. Primeiro, quando se avalia a existência de uma margem bruta para os ORD BT, entre a faturação do acesso às redes nas entregas em BT (venda dos ORD BT) e a faturação do acesso às redes pelas entregas do ORD em MT e AT (compra dos ORD BT), a comparação não deve ser realizada em EUR/MWh. Tal comparação iria implicitamente comparar valores

---

<sup>60</sup> Para as diferentes variáveis de faturação da tarifa de Acesso às Redes em BT.



que têm subjacentes quantidades diferentes, em MWh, entre os referenciais de venda e compra, devido ao efeito de perdas na rede <sup>61</sup>. Assim, é preferível conduzir a análise em euros.

Segundo, mesmo que se utilizasse para cada ORD BT uma tarifa de Acesso às Redes individual, a aplicar às entregas do ORD em MT e AT, calculada com a estrutura de fornecimento de cada ORD BT, nos termos do n.º 6 do artigo 28.º do RT, poderiam resultar margens brutas positivas ou negativas. Isso pode acontecer devido às perdas de rede efetivas nas respetivas redes de BT sempre que sejam maiores ou menores que os fatores de perdas considerados pela ERSE na aprovação tarifária. Isto significa que não é suficiente incorporar no cálculo tarifário desta tarifa a estrutura de fornecimentos, entre BTE, BTN> e BTN<, mas seria também necessário incluir o nível de perdas efetivas de cada ORD BT.

Terceiro, a análise dos dados submetidos pelos quatro ORD BT permitiu entender que a existência de margens brutas negativas não será em princípio um problema generalizado de todos os ORD BT. Em função da estrutura de fornecimentos, entre BTE, BTN> e BTN<, e do nível de perdas na rede, poderão coexistir casos com margens positivas ou negativas, tendo por base as tarifas de Acesso às Redes aprovadas na fixação excecional de julho de 2022.

Quarto, quando não se utiliza a regra do n.º 6 do artigo 28.º do RT, que permite individualizar a tarifa para cada ORD BT, a probabilidade de existirem margens brutas positivas ou negativas nos ORD BT é tanto maior quanto maior a diferenciação da tarifa de Uso Global do Sistema por tipo de fornecimento. Efetivamente, para o ano de 2023, a diferenciação da tarifa de Uso Global do Sistema é significativa <sup>62</sup>.

Tendo em conta todos os pontos anteriores, incluindo a resposta incompleta por parte dos ORD BT, e no sentido de mitigar a ocorrência de margens brutas negativas para estes agentes, é utilizado para o ano de 2023 no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT a estrutura de fornecimento indicada no quadro seguinte.

---

<sup>61</sup> Devido ao efeito de perdas na rede, uma margem bruta calculada em EUR/MWh, por diferença entre os valores de compra e de venda, que resulte em zero EUR/MWh, significa em princípio que a margem bruta em euros é negativa, uma vez que o denominador do valor de compra é superior.

<sup>62</sup> A tarifa de Uso Global do Sistema assume valores negativos em todos os fornecimentos, sendo mais negativa em BTN<.

**Quadro 4-31 - Estrutura de fornecimento a utilizar em 2023 no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT**

Tipo de fornecimento	Proporção da procura (% de energia ativa)
BTE	5,0%
BTN>	5,0%
BTN<	90,0%

O valor de 90% adotado em BTN< foi orientado pelos dados dos quatro ORD BT, escolhendo-se o valor mais alto observado nos dados recebidos. Esta escolha mitiga o risco de margens brutas negativas. Para os fornecimentos em BTE e BTN> adotou-se um valor igual de 5%, tendo em conta a diversidade dos pesos relativos observados nos dados recebidos.

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD e CUR exclusivamente em BT, a vigorarem no ano 2023, apresentam-se no quadro seguinte. De referir que o quadro deste ano não inclui os preços de energia reativa, uma vez que os ORD BT estão regulamentarmente isentos desse pagamento <sup>63</sup>.

**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	0,2283
	Contratada	0,0155
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,1025
	Horas cheias	-0,1041
	Horas de vazio normal	-0,1081
	Horas de super vazio	-0,1085

<sup>63</sup> Nos termos do n.º 3 do artigo 47.º do RT, os «pontos de entrega do operador da rede de distribuição em MT aos operadores de rede de distribuição em BT não são objeto de faturação de energia reativa».

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD e CUR 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 ORD e CUR 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			
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
Uso Global do Sistema	4	-	-0,0022	-0,1069	-0,1080	-0,1109	-0,1109
Uso da Rede de Transporte em AT	4	0,1214	-	0,0009	0,0009	0,0008	0,0007
Uso da Rede de Distribuição em AT	4	0,0214	-	0,0009	0,0008	0,0006	0,0005
Uso da Rede de Distribuição em MT	4	0,0855	0,0177	0,0026	0,0022	0,0014	0,0012
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].

No início de 2022, o regime do autoconsumo foi integrado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, tendo o Decreto-Lei n.º 162/2019 sido revogado.

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. Com a recente reformulação do RT, as matérias relativos às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo passaram a constar do RT <sup>64</sup>.

O autoconsumo é definido como «o consumo assegurado por energia elétrica produzida por uma ou mais UPAC [Unidades de Produção para Autoconsumo] e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável» [DL 15/2022, art. 3.º, alínea e)]. O autoconsumidor é um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, nas suas instalações situadas no território nacional, e que pode armazenar ou vender eletricidade com origem renovável de produção própria, desde que, para os autoconsumidores de energia renovável não domésticos, essas atividades não constituam a sua principal atividade comercial ou profissional [art. 3.º, alínea f)].

O autoconsumo pode ser realizado em modo autoconsumo individual, quando o autoconsumo é para consumo numa única instalação elétrica de utilização (IU), ou em autoconsumo coletivo, quando o autoconsumo é para consumo em duas ou mais IU [art. 3.º, alínea f)]. Em qualquer destas opções está subjacente a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo, respeitando as regras estabelecidas [art.º 83.º], com a interligação entre estas a poder ser realizada por intermédio de redes internas, linhas diretas ou mesmo através da rede elétrica de serviço público (RESP) [art.º 3.º, alínea f)].

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 88.º, n.º 2, alínea d)], tendo em consideração o estabelecido no diploma [art.º 212.º]:

- Correspondem às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas, parcial ou totalmente, das tarifas de uso das redes de níveis de tensão a

---

<sup>64</sup> No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

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 custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (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).

#### 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 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 três projetos de autoconsumo que envolvem 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 <sup>65</sup>, a ERSE considera que podem ainda ser consideradas como de significado negligenciável para efeitos de tarifas. Assim, mantém-se para 2023 a opção tomada nos anos anteriores, 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.

---

<sup>65</sup> Sugere-se a consulta do documento com a estrutura tarifária do setor elétrico em 2023, para maior detalhe.

#### 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)].

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.

Em 2023, os CIEG têm sinal negativo em todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN> e BTN<), pelo que não há encargos correspondentes aos CIEG. Consequentemente, as deduções correspondentes às modalidades de isenção previstas nos Despachos mencionados assumem o valor zero, conforme consta no Quadro 4-34 e no Quadro 4-35. Caso contrário, dar-se-ia o caso de os projetos de autoconsumo que beneficiam de isenção pagarem mais do que os projetos sem isenção.

**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	0,0000	0,0000	0,0000	
BTN bi-horárias	0,0000		0,0000	
BTN simples	0,0000			

**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	0,0000	0,0000	0,0000	
BTN bi-horárias	0,0000		0,0000	
BTN simples	0,0000			

#### 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 <sup>66</sup>.

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.

Com exceção dos preços da potência em horas de ponta, os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo têm preços negativos, pelo que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, calculadas a partir das primeiras, também têm preços negativos. Além do mais, a aplicação

---

<sup>66</sup> 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.



da dedução das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante da ligação da UPAC pode tornar mais negativos alguns dos preços.

Convém referir que a existência de preços negativos em 2023, que decorrem dos preços negativos da tarifa de Uso Global do Sistema, não são garante de que, em anos futuros, estas tarifas para o autoconsumo que utiliza a RESP também tenham preços negativos.

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 de autoconsumo coletivo que beneficiem de 100% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG. Os preços destes quadros são idênticos aos do Quadro 4-37, uma vez que não há encargos de CIEG a deduzir, tal como referido acima.

No caso de autoconsumo realizado por instalações de armazenamento (ver secção 4.9), as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP correspondem, sempre, às constantes no Quadro 4-38.

No caso de autoconsumo realizado por instalações com estatuto de cliente eletrointensivo (ver secção 4.10), as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP correspondem, sempre, às constantes no Quadro 4-38.

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) <sup>67</sup>. 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].

---

<sup>67</sup> 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	0,0597	-0,0535	-0,0536	-0,0536	-0,0537
AT	AT	0,0172	-0,0534	-0,0535	-0,0538	-0,0539
	MAT	0,1329	-0,0525	-0,0527	-0,0530	-0,0532
MT	MT	0,0856	-0,0522	-0,0526	-0,0534	-0,0536
	AT	0,1070	-0,0513	-0,0518	-0,0528	-0,0531
	MAT	0,2284	-0,0504	-0,0509	-0,0520	-0,0524
BTE	BT	0,2047	-0,0527	-0,0535	-0,0548	-0,0563
	MT	0,3274	-0,0499	-0,0511	-0,0532	-0,0551
	AT	0,3511	-0,0489	-0,0502	-0,0526	-0,0546
	MAT	0,4854	-0,0479	-0,0492	-0,0517	-0,0538
BTN>	BT	n.a.	-0,0484	-0,0492	-0,0660	
	MT		-0,0003	-0,0468	-0,0646	
	AT		0,0095	-0,0459	-0,0640	
	MAT		0,0601	-0,0449	-0,0631	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	-0,1103	-0,1112	-0,1214	
	MT		-0,0622	-0,1088	-0,1200	
	AT		-0,0524	-0,1079	-0,1194	
	MAT		-0,0018	-0,1069	-0,1185	
BTN bi-horária	BT	n.a.	-0,1112		-0,1214	
	MT		-0,0988		-0,1200	
	AT		-0,0960		-0,1194	
	MAT		-0,0842		-0,1185	
BTN simples	BT	n.a.	-0,1147			
	MT		-0,1060			
	AT		-0,1039			
	MAT		-0,0958			

n.a.: A potência em horas de ponta não é uma variável de faturação na BTN.

**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	0,0597	-0,0535	-0,0536	-0,0536	-0,0537
AT	AT	0,0172	-0,0534	-0,0535	-0,0538	-0,0539
	MAT	0,1329	-0,0525	-0,0527	-0,0530	-0,0532
MT	MT	0,0856	-0,0522	-0,0526	-0,0534	-0,0536
	AT	0,1070	-0,0513	-0,0518	-0,0528	-0,0531
	MAT	0,2284	-0,0504	-0,0509	-0,0520	-0,0524
BTE	BT	0,2047	-0,0527	-0,0535	-0,0548	-0,0563
	MT	0,3274	-0,0499	-0,0511	-0,0532	-0,0551
	AT	0,3511	-0,0489	-0,0502	-0,0526	-0,0546
	MAT	0,4854	-0,0479	-0,0492	-0,0517	-0,0538
BTN>	BT	n.a.	-0,0484	-0,0492	-0,0660	
	MT		-0,0003	-0,0468	-0,0646	
	AT		0,0095	-0,0459	-0,0640	
	MAT		0,0601	-0,0449	-0,0631	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	-0,1103	-0,1112	-0,1214	
	MT		-0,0622	-0,1088	-0,1200	
	AT		-0,0524	-0,1079	-0,1194	
	MAT		-0,0018	-0,1069	-0,1185	
BTN bi-horária	BT	n.a.	-0,1112		-0,1214	
	MT		-0,0988		-0,1200	
	AT		-0,0960		-0,1194	
	MAT		-0,0842		-0,1185	
BTN simples	BT	n.a.	-0,1147			
	MT		-0,1060			
	AT		-0,1039			
	MAT		-0,0958			

**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	0,0597	-0,0535	-0,0536	-0,0536	-0,0537
AT	AT	0,0172	-0,0534	-0,0535	-0,0538	-0,0539
	MAT	0,1329	-0,0525	-0,0527	-0,0530	-0,0532
MT	MT	0,0856	-0,0522	-0,0526	-0,0534	-0,0536
	AT	0,1070	-0,0513	-0,0518	-0,0528	-0,0531
	MAT	0,2284	-0,0504	-0,0509	-0,0520	-0,0524
BTE	BT	0,2047	-0,0527	-0,0535	-0,0548	-0,0563
	MT	0,3274	-0,0499	-0,0511	-0,0532	-0,0551
	AT	0,3511	-0,0489	-0,0502	-0,0526	-0,0546
	MAT	0,4854	-0,0479	-0,0492	-0,0517	-0,0538
BTN>	BT	n.a.	-0,0484	-0,0492	-0,0660	
	MT		-0,0003	-0,0468	-0,0646	
	AT		0,0095	-0,0459	-0,0640	
	MAT		0,0601	-0,0449	-0,0631	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	-0,1103	-0,1112	-0,1214	
	MT		-0,0622	-0,1088	-0,1200	
	AT		-0,0524	-0,1079	-0,1194	
	MAT		-0,0018	-0,1069	-0,1185	
BTN bi-horária	BT	n.a.	-0,1112		-0,1214	
	MT		-0,0988		-0,1200	
	AT		-0,0960		-0,1194	
	MAT		-0,0842		-0,1185	
BTN simples	BT	n.a.	-0,1147			
	MT		-0,1060			
	AT		-0,1039			
	MAT		-0,0958			

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

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, estabelece a figura de «Instalação de armazenamento», que corresponde a uma instalação onde a energia é armazenada, podendo esta ser autónoma quando tenha ligação direta à rede elétrica de serviço público (RESP) e não esteja associada a centro electroprodutor ou unidade de produção para autoconsumo (UPAC), excluindo as instalações de armazenamento que integrem a instalação elétrica da instalação de utilização [art.º 3.º, alínea qq)].

Para aquelas que utilizem a RESP, aplicam-se tarifas de Acesso às Redes, que são específicas, em que as instalações de armazenamento estão isentas do pagamento dos encargos correspondentes aos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) previstos no artigo 208.º do diploma, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema [art.º 213.º, n.º 3].

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].

Em 2023, e para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN> e BTN<), os CIEG têm sinal negativo em termos médios, pelo que não há encargos correspondentes aos CIEG. Consequentemente, as deduções dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica são nulas, conforme consta do Quadro 4-39. Caso contrário, dar-se-ia o caso de as instalações de armazenamento pagarem mais do que as instalações de consumo final.

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

CIEG A DEDUZIR PARA CÁLCULO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DAS INSTALAÇÕES 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	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
BTN bi-horárias	0,0000	0,0000		0,0000	
BTN simples	0,0000	0,0000			

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento são as constantes do Quadro 4-40. Uma vez que não são deduzidos encargos CIEG, as tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento, para todos os 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 de armazenamento**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta		0,0597
Contratada		0,0025
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		-0,0535
Horas cheias		-0,0536
Horas de vazio normal		-0,0536
Horas de super vazio		-0,0537
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0014
Capacitiva		0,0010

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1329
	Contratada	0,0001
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0525
	Horas cheias	-0,0527
	Horas de vazio normal	-0,0530
	Horas de super vazio	-0,0532
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0014
	Capacitiva	0,0010

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2284
	Contratada	0,0155
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0504
	Horas cheias	-0,0509
	Horas de vazio normal	-0,0520
	Horas de super vazio	-0,0524
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0015
	Capacitiva	0,0011

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM BTE		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4854
	Contratada	0,0196
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0479
	Horas cheias	-0,0492
	Horas de vazio normal	-0,0517
	Horas de super vazio	-0,0538
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0108
	Capacitiva	0,0083

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	0,7187
	34,5	0,8983
	41,4	1,0780
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0601
	Horas cheias	-0,0449
	Hora vazio	-0,0631

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM BTN ( $\leq$ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0299
	2,3	0,0599
	3,45	0,0898
	4,6	0,1198
	5,75	0,1497
	6,9	0,1797
	10,35	0,2695
	13,8	0,3593
	17,25	0,4492
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		-0,0958
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	-0,0842
	Horas de vazio	-0,1185
Tarifa tri-horária	Hora ponta	-0,0018
	Horas cheias	-0,1069
	Hora vazio	-0,1185

No caso de autoconsumo realizado por instalações de armazenamento, as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP correspondem, sempre, às constantes no Quadro 4-38.

#### 4.10 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, estabelece o «Estatuto do Cliente Eletrointensivo», que pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia



elétrica que estejam expostas ao comércio internacional e que cumpram determinados requisitos [art.º 192.º, n.º 1].

A obtenção do estatuto depende do cumprimento cumulativo dos requisitos estabelecidos no diploma [art.º 194.º, n.º 2], entre os quais se inclui a existência de ligação à rede de MAT, AT ou MT, assim como de requisitos relativos a limiares mínimos quanto ao consumo médio anual de energia elétrica e ao grau de eletrointensidade, a estabelecer em portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da economia e da energia [art.º 194.º, n.º 1]. A Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, respeita a este último conjunto de requisitos.

A obtenção do estatuto garante o direito a medidas de apoio [art.º 195.º, n.º 2], entre as quais se destacam as seguintes, relativas a tarifas de Acesso às Redes [al. a) e al. b)]:

- no que se refere ao consumo de energia elétrica (através da contratação com um comercializador, por exemplo): redução total ou parcial, com o limite mínimo de 75%, dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º do diploma, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema;
- no que se refere a autoconsumo (proveniente de unidades de produção para autoconsumo, UPAC): isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo previstos no diploma, e isenção total dos encargos correspondentes aos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) previstos no artigo 208.º do diploma, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema.

Adicionalmente, a Portaria n.º 112/2022 vem ainda estabelecer que:

- para o consumo de energia elétrica, os clientes eletrointensivos ficam isentos do pagamento do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável, nos termos a operacionalizar pela ERSE [art.º 9.º, n.º 2];
- para o autoconsumo, aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo, considerando a isenção total estabelecida [art.º 10.º, n.º 1].

Em 2023, e para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN> e BTN<), os CIEG têm sinal negativo em termos médios, pelo que não há encargos correspondentes aos CIEG. Consequentemente, as deduções dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica são nulas, conforme consta no Quadro 4-41. Caso contrário, dar-se-ia o caso de as instalações com estatuto de cliente eletrointensivo pagarem mais do que as restantes instalações de consumo.

**Quadro 4-41 - Montantes de CIEG a deduzir para cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações com estatuto de cliente eletrointensivo**

CIEG A DEDUZIR PARA CÁLCULO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE CONSUMO COM ESTATUTO DE CLIENTE ELETROINTENSIVO					
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

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações com estatuto de cliente eletrointensivo são as constantes do Quadro 4-42. Uma vez que não são deduzidos encargos correspondentes aos CIEG, as tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações com estatuto de cliente eletrointensivo, para todos os níveis de tensão e tipo de fornecimento, são idênticas às tarifas de Acesso às Redes, constantes no ponto 4.6.

**Quadro 4-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações com estatuto de cliente eletrointensivo**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE CONSUMO COM ESTATUTO DE CLIENTE ELETROINTENSIVO EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta		0,0597
Contratada		0,0025
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		-0,0535
Horas cheias		-0,0536
Horas de vazio normal		-0,0536
Horas de super vazio		-0,0537
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0014
Capacitiva		0,0010

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE CONSUMO COM ESTATUTO DE CLIENTE ELETROINTENSIVO EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1329
	Contratada	0,0001
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0525
	Horas cheias	-0,0527
	Horas de vazio normal	-0,0530
	Horas de super vazio	-0,0532
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0014
	Capacitiva	0,0010

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE CONSUMO COM ESTATUTO DE CLIENTE ELETROINTENSIVO EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2284
	Contratada	0,0155
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0504
	Horas cheias	-0,0509
	Horas de vazio normal	-0,0520
	Horas de super vazio	-0,0524
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0015
	Capacitiva	0,0011

No caso de autoconsumo realizado por instalações com estatuto de cliente eletrointensivo, as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP correspondem, sempre, às constantes no Quadro 4-38.

#### 4.11 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 reformulação do RT, as matérias relativas 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 <sup>68</sup>. 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 <sup>69</sup>.

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.

---

<sup>68</sup> 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].

<sup>69</sup> Para o efeito, consultar a página da ERSE dedicada às tarifas da EGME em <https://www.erse.pt/mobilidade-eletrica/tarifas-e-precos/>.

#### 4.11.1 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 elétrico (CSE) que aprovisionem os CEME com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica e aos 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 da 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 da 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 da 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, n.º 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 <sup>70</sup>, a conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa passou a ser feita com diferenciação dos preços de energia por período horário <sup>71</sup>.

#### **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 4-43 e do Quadro 4-44.

---

<sup>70</sup> [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

<sup>71</sup> A análise subjacente encontra-se detalhada no documento com a estrutura tarifária do setor elétrico em 2023.

**Quadro 4-43 - 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		PREÇOS
Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT		
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,0044
	Horas cheias	-0,0999
	Horas de vazio	-0,1160
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	-0,0772
	Horas de vazio	-0,1160

**Quadro 4-44 - 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	0,0189
	Horas cheias	-0,0862
	Horas de vazio	-0,1125
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	-0,0635
	Horas de vazio	-0,1125

As repartições 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 4-45 e no Quadro 4-46.

**Quadro 4-45 - 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	-0,1041	-0,1042	-0,1189
Uso da Rede de Transporte em AT	0,0506	0,0010	0,0009
Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0098	0,0009	0,0006
Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0481	0,0024	0,0014
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0145	0,0137	0,0035
OLMC	0,0000	0,0000	0,0000

**Quadro 4-46 - 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	-0,1042	-0,1189
Uso da Rede de Transporte em AT	0,0118	0,0009
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	0,0137	0,0035
OLMC	0,0000	0,0000

#### 4.11.2 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 <sup>72</sup>.

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.

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 4-47 e a tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM no Quadro 4-48.

**Quadro 4-47 - 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	0,3025
	Horas cheias	0,2835
	Horas de vazio	0,2348
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2888
	Horas de vazio	0,2348

<sup>72</sup> Por exemplo, compra e venda de energia por contrato bilateral.

**Quadro 4-48 - 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	0,3025
	Horas cheias	0,2835
	Horas de vazio	0,2348
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2888
	Horas de vazio	0,2348

#### 4.12 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Em 2023, nos termos previstos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, que consagrou (ao abrigo do regime jurídico existente à data) os prazos de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, as tarifas transitórias apenas se aplicam aos fornecimentos em BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE.

O Comercializador de Último Recurso (CUR) assegura ainda, nos termos da lei, o fornecimento aos clientes que não transitaram para o mercado livre, aos que regressem ao CUR por via do regime equiparado, aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, e pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, bem como nas situações de fornecimento supletivo, previstas nos termos do artigo 140.º, n.º 3, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

As tarifas transitórias em BTN são determinadas pela soma das tarifas de Energia, das tarifas de Acesso às Redes e pela tarifa de Comercialização.

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN a vigorarem a partir de 1 de janeiro de 2023.

## Quadro 4-49 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa de médias utilizações	27,6	1,2414
	34,5	1,5443
	41,4	1,8472
Tarifa de longas utilizações	27,6	2,2908
	34,5	2,8582
	41,4	3,4254
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2881
	Horas cheias	0,1599
	Horas de vazio	0,0951
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2484
	Horas cheias	0,1506
	Horas de vazio	0,0941

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri- horária	3,45	0,1688
	4,6	0,2197
	5,75	0,2703
	6,9	0,3210
	10,35	0,4729
	13,8	0,6249
	17,25	0,7768
	20,7	0,9288
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1624
Tarifa bi- horária	Horas de fora de vazio	0,1956
	Horas de vazio	0,1090
Tarifa tri- horária	Horas de ponta	0,2373
	Horas cheias	0,1737
	Horas de vazio	0,1090

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15		0,0803
	2,3		0,1335
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1578
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1956
	Horas de vazio		0,1090
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2373
	Horas cheias		0,1737
	Horas de vazio		0,1090

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ( $>20,7$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6		1,0292
	34,5		1,2865
	41,4		1,5433
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,3029
	Horas cheias		0,1649
	Horas de vazio		0,0968

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (≤20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			EUR/dia	
Tarifa simples	3,45		0,0815	
	4,6		0,1138	
	5,75		0,1460	
	6,9		0,1782	
	10,35		0,2689	
	13,8		0,3614	
	17,25		0,4517	
	20,7		0,5459	
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45		0,1655
		4,6		0,2112
		5,75		0,2556
		6,9		0,3032
		10,35		0,4047
		13,8		0,4962
17,25			0,5856	
20,7		0,6792		
Energia ativa			EUR/kWh	
Tarifa simples			0,1827	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazío		0,2084	
	Horas de vazío		0,1132	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,3271	
	Horas cheias		0,1788	
	Horas de vazío		0,1132	

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			0,0448
Tarifa de longas utilizações			0,0829
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		0,2881
	Horas cheias		0,1599
	Horas de vazío		0,0951
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		0,2484
	Horas cheias		0,1506
	Horas de vazío		0,0941

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/(kW.dia)
		0,0495
Energia ativa		EUR/kWh
	Tarifa simples	0,1624
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1956
	Horas de vazio	0,1090
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2373
	Horas cheias	0,1737
	Horas de vazio	0,1090

Em 2023, 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.

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

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o Comercializador de Último Recurso assegura o fornecimento aos clientes que não transitaram para o mercado livre, aos que regressem ao CUR por via do regime equiparado, bem como nas demais situações de fornecimento supletivo, previstas nos termos do artigo 140.º, n.º 3, do referido Decreto-Lei.

As situações descritas anteriormente integram o conceito de fornecimento supletivo, nos termos no n.º 6, do artigo 26.º, do Regulamento Tarifário, aplicando-se 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.

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

Os preços da tarifa de Energia, a aplicar pelo CUR a clientes em MAT, AT, MT e BTE, 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 4-50 - 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	0,2586	0,2442	0,2111	0,1892	0,2379	0,2325	0,2056	0,2000
AT	4	0,2641	0,2491	0,2147	0,1921	0,2431	0,2371	0,2091	0,2031
MT	4	0,2772	0,2601	0,2219	0,1976	0,2550	0,2477	0,2161	0,2089
BTE	4	0,3066	0,2848	0,2396	0,2073	0,2821	0,2712	0,2333	0,2192

## 4.13.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO A APLICAR PELO CUR NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Os preços das tarifas de Comercialização, a aplicar pelo CUR a clientes em MAT, AT, MT e BTE, no âmbito do n.º 6, do artigo 26.º do RT, apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 4-51 - Tarifas de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT e MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,2827
Energia ativa		EUR/kWh
		0,0009
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,1340
Energia ativa		EUR/kWh
		0,0004

#### 4.13.3 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, MT e BTE 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.

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

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE 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 4.13.1), da tarifa de Comercialização (ponto 4.13.2) 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, em MAT, AT, MT e BTE, no âmbito do n.º 6 do artigo 26.º do RT, a vigorarem a partir do dia 1 de janeiro de 2023.



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

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MAT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,2827
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0597
	Contratada	0,0025
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2060
	Horas cheias	0,1915
	Horas de vazio normal	0,1584
	Horas de super vazio	0,1364
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1853
	Horas cheias	0,1798
	Horas de vazio normal	0,1529
	Horas de super vazio	0,1472
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0014
Capacitiva		0,0010

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM AT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,2827
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1329
	Contratada	0,0001
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2125
	Horas cheias	0,1973
	Horas de vazio normal	0,1626
	Horas de super vazio	0,1398
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1915
	Horas cheias	0,1853
	Horas de vazio normal	0,1570
	Horas de super vazio	0,1508
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0014
Capacitiva		0,0010

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,2827
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2284
	Contratada	0,0155
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2277
	Horas cheias	0,2101
	Horas de vazio normal	0,1708
	Horas de super vazio	0,1461
Períodos II, III	Horas de ponta	0,2055
	Horas cheias	0,1977
	Horas de vazio normal	0,1650
	Horas de super vazio	0,1574
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0015
Capacitiva		0,0011

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,1340
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4854
	Contratada	0,0196
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2591
	Horas cheias	0,2360
	Horas de vazio normal	0,1883
	Horas de super vazio	0,1539
Períodos II, III	Horas de ponta	0,2346
	Horas cheias	0,2224
	Horas de vazio normal	0,1820
	Horas de super vazio	0,1658
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0108
Capacitiva		0,0083

#### 4.13.5 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 4.13.1), da tarifa de Comercialização em MT (ponto 4.13.2) 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 2023.

**Quadro 4-53 - 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
		0,2827
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2283
	Contratada	0,0155
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1756
	Horas cheias	0,1569
	Horas de vazio normal	0,1147
	Horas de super vazio	0,0900
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1534
	Horas cheias	0,1445
	Horas de vazio normal	0,1089
	Horas de super vazio	0,1013

#### 4.14 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.

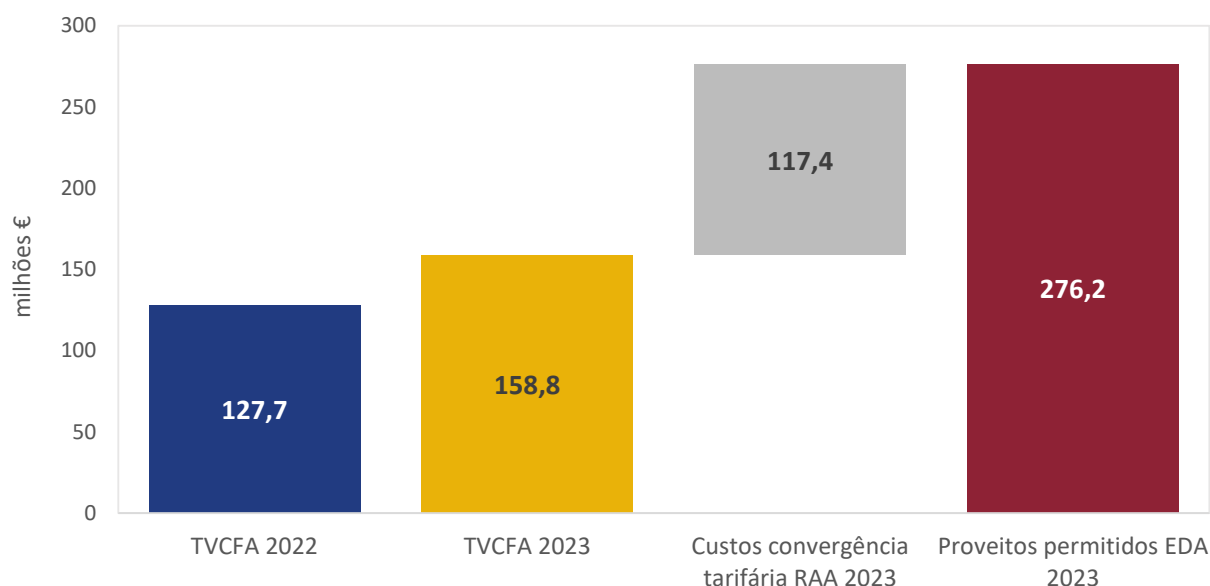
Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de

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 2023 encontra-se descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2023».

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2023 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA evidenciando-se os custos com a convergência tarifária na RAA, a incluir na tarifa de UGS.

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



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

TVCF 2023 - Proveitos obtidos com a aplicação das TVCF da RAA em 2023

A aplicação em 2023 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2022 proporcionaria 127,7 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporcionaria 158,8 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.

## 4.14.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA A VIGORAREM EM 2023

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2023, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-54 - 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
		0,0096
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2922
	Contratada	0,0556
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2315
	Horas cheias	0,1987
	Horas de vazio normal	0,1363
	Horas de super vazio	0,1255
Períodos II, III	Horas de ponta	0,2230
	Horas cheias	0,1916
	Horas de vazio normal	0,1328
	Horas de super vazio	0,1293
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0411
	Capacitiva	0,0308

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,2890
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,7291
	Contratada	0,0632
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2362
	Horas cheias	0,2085
	Horas de vazio normal	0,1390
	Horas de super vazio	0,1247
Períodos II, III	Horas de ponta	0,2355
	Horas cheias	0,2060
	Horas de vazio normal	0,1369
	Horas de super vazio	0,1263
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0452
	Capacitiva	0,0344

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,2830
	34,5	1,5960
	41,4	1,9091
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3038
	Horas cheias	0,1658
	Horas de vazio	0,0975

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	0,1747
	4,6	0,2279
	5,75	0,2784
	6,9	0,3307
	10,35	0,4861
	13,8	0,6413
	17,25	0,7947
20,7	0,9572	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1707
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2031
	Horas de vazio	0,1112
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2439
	Horas cheias	0,1769
	Horas de vazio	0,1112

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	0,0726
	2,3	0,1309
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1665
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2031
	Horas de vazio	0,1112
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2439
	Hora cheias	0,1769
	Hora vazio	0,1112

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ( $IP \leq 41,4$ kVA e $> 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0463
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3038
	Horas cheias	0,1658
	Horas de vazio	0,0975

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0495
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1707
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2031
	Horas de vazio	0,1112
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2439
	Horas cheias	0,1769
	Horas de vazio	0,1112

#### 4.15 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.

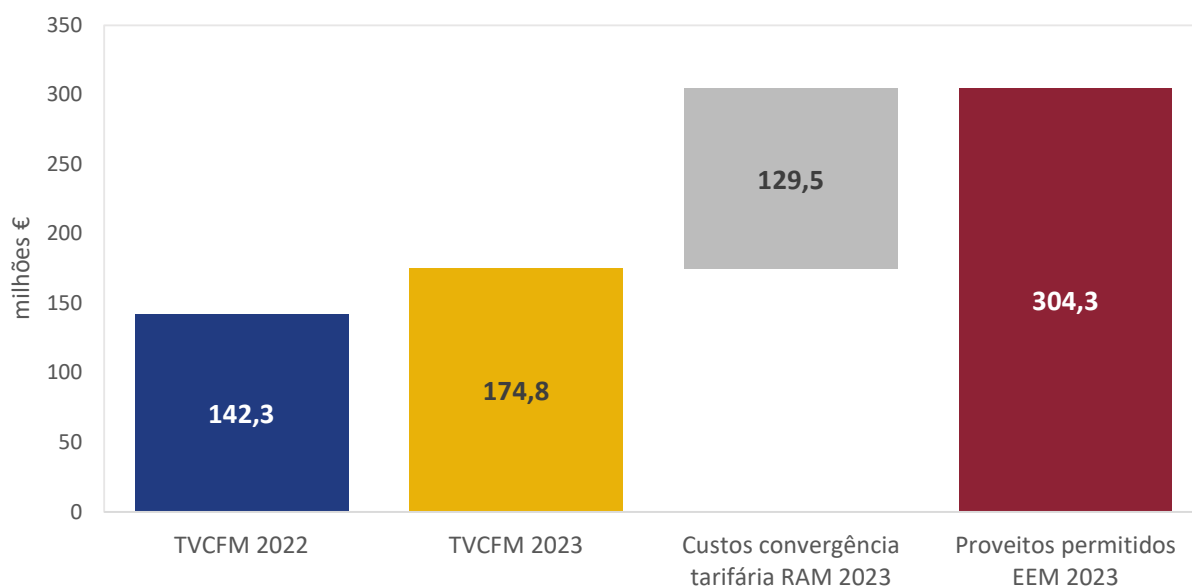
Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção 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 2023 encontra-se descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2023».

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2023 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM evidenciando-se os custos com a convergência tarifária na RAM, a incluir na tarifa de UGS.



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



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

TVCFM 2023 - Proveitos obtidos com a aplicação das TVCF da RAM em 2023

A aplicação em 2023 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2022 proporcionaria 142,3 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporcionaria 174,8 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.

#### 4.15.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM A VIGORAREM EM 2023

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2023, 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 RAM

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,0097
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2952
	Contratada	0,0562
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2336
	Horas cheias	0,2003
	Horas vazio normal	0,1375
	Horas super vazio	0,1265
Períodos II, III	Horas de ponta	0,2252
	Horas cheias	0,1933
	Horas vazio normal	0,1339
	Horas super vazio	0,1303
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0415
	Capacitiva	0,0312

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,2867
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,7281
	Contratada	0,0616
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2369
	Horas cheias	0,2073
	Horas vazio normal	0,1386
	Horas super vazio	0,1241
Períodos II, III	Horas de ponta	0,2354
	Horas cheias	0,2046
	Horas vazio normal	0,1360
	Horas super vazio	0,1257
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0448
	Capacitiva	0,0341

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,1978
	34,5	1,4693
	41,4	1,7404
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3029
	Horas cheias	0,1657
	Horas de vazio	0,0936

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	0,1747
	4,6	0,2277
	5,75	0,2785
	6,9	0,3309
	10,35	0,4879
	13,8	0,6436
	17,25	0,7993
	20,7	0,9549
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1696
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2026
	Horas de vazio	0,1115
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2404
	Horas cheias	0,1781
	Horas vazio	0,1115

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	0,0704
	2,3	0,1256
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1667
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2026
	Horas de vazio	0,1115
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2404
	Horas cheias	0,1781
	Hora vazio	0,1115

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $IP \leq 41,4$ kVA e $> 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0427
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3029
	Horas cheias	0,1657
	Horas de vazio	0,0936

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $IP \leq 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0493
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1696
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2026
	Horas de vazio	0,1115
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2404
	Horas cheias	0,1781
	Horas vazio	0,1115

#### 4.16 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 foi aprovado por Despacho n.º 12461/2022, de 25 de outubro. Para o ano de 2023 foi estabelecido 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 máximo<sup>73</sup>, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

No Quadro 4-56 apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2023 e para o correspondente valor do desconto. O número de clientes beneficiários da tarifa Social de eletricidade em Portugal continental, para o ano de 2023, tem como base a informação recebida dos vários comercializadores, no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira adotam-se as previsões da EDA e da EEM.

**Quadro 4-56 - Clientes tarifa social e valor global do desconto**

	N.º de clientes beneficiários de tarifa social	Desconto (Mil €)
Portugal continental	811 929	122 532
RA Açores	19 587	3 302
RA Madeira	21 229	3 530

#### 4.16.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2023

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 vigorarem em 2023. Para se obter um desconto de 33,8% sobre as tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, conforme Despacho n.º 12461/2022, 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 4-57, verifica-se que a tarifa social de Acesso às Redes resultará num valor negativo no ano de 2023 para os clientes vulneráveis, uma vez que apresenta preços de potência contratada nulos e preços de energia ativa negativos. No entanto, a fatura final dos clientes

<sup>73</sup> Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a (euro) 5 808, acrescido de 50 % por cada elemento do agregado familiar que não afigure qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de 10.

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 4-57 - 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		-0,1434
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	-0,1318
	Horas de vazio	-0,1661
Tarifa tri-horária	Hora ponta	-0,0494
	Hora cheias	-0,1545
	Hora vazio	-0,1661

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis, para o ano de 2023, são os seguintes:

**Quadro 4-58 - 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	0,0299
	2,3	0,0599
	3,45	0,0898
	4,6	0,1198
	5,7	0,1497
	6,9	0,1797
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0476
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0476
	Horas de vazio	0,0476
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0476
	Hora cheias	0,0476
	Hora vazio	0,0476

Os valores indicados no Quadro 4-58 resultam da diferença entre os valores das tarifas de Acesso às Redes em BTN ≤ 6,9 kVA, referidas no Quadro 4-29, e as tarifas sociais de Acesso às Redes, referidas no Quadro 4-57, sendo de aplicação obrigatória a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador.

#### 4.16.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A VIGORAREM EM 2023

Os preços da tarifa Social 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 4-59 - 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 (≤ 6,9 kVA e > 2,3 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,0790
	4,6	0,0999
	5,7	0,1206
	6,9	0,1413
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1148
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1480
	Horas de vazio	0,0614
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1897
	Horas cheias	0,1261
	Horas de vazio	0,0614

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	0,0504
	2,3	0,0736
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1102
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1480
	Horas de vazio	0,0614
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1897
	Horas cheias	0,1261
	Horas de vazio	0,0614

Os preços da tarifa Social 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 4-60 - 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 ( $\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,0849
	4,6	0,1081
	5,75	0,1287
	6,9	0,1510
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1231
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1555
	Horas de vazio	0,0636
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1963
	Horas cheias	0,1293
	Horas de vazio	0,0636

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	0,0427
	2,3	0,0710
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1189
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1555
	Horas de vazio	0,0636
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1963
	Horas cheias	0,1293
	Horas de vazio	0,0636

Os preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis pela concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira são os seguintes:

**Quadro 4-61 - Preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,0849
		4,6	0,1079
		5,75	0,1288
		6,9	0,1512
Energia ativa			EUR/kWh
	Tarifa simples		0,1220
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1550
		Horas de vazio	0,0639
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1928
		Horas cheias	0,1305
		Horas de vazio	0,0639

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS
Potência			EUR/dia
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0405
		2,3	0,0657
Energia ativa			EUR/kWh
	Tarifa simples		0,1191
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1550
		Horas de vazio	0,0639
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1928
		Horas cheias	0,1305
		Horas de vazio	0,0639



## 5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

O ano de 2023 é o segundo ano do período de regulação que se iniciou em 2022. Os parâmetros a aplicar para 2023 foram reavaliados e definidos no âmbito do processo de preparação do 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», de dezembro de 2021.

### 5.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2023

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	4,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, prevista para 2023, em percentagem	Art.º 112.º
$\delta_{t-2}$	0,50%	<i>Spread</i> de 2021, em pontos percentuais	-
$\delta_{t-1}$	0,50%	<i>Spread</i> de 2022, em pontos percentuais	-
-	1 277	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano $t$	Art.º 113.º
$CEE_{GS,t}$	18 060	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência da atividade de gestão global do sistema, no ano $t$	Art.º 115.º
$r_{GS,t}$	4,75%	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
$FC_{URT,t}$	34 342	Componente fixa dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, em milhares de euros	Art.º 118.º
$VC_{iURT,t}$	815,37247	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
$VC_{iURT,t}$	980,88538	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

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{iURT,t}$	121,42379	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
$VC_{iURT,t}$	258,84376	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
$VC_{iURT,t}$	339,10736	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
$VC_{iURT,t}$	570,65054	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
$FC_{URD,NT,t}$	103 023	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 125.º
$VC_{iURD,NT,t}$	1 458,24607	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
$VC_{iURD,NT,t}$	138,06900	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
$VC_{iURD,NT,t}$	250,35578	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
$VC_{iURD,NT,t}$	3 405,95172	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
$VC_{iURD,NT,t}$	303,69286	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
$FC_{URD,BT,t}$	126 231	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 126.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{iURD,BT,t}$	973,44374	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
$VC_{iURD,BT,t}$	93,32439	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
$VC_{iURD,BT,t}$	274,64888	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
$VC_{iURD,BT,t}$	9,84081	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
$r_{CVPRE,t}^{CR}$	5,05%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, prevista para 2023, em percentagem	Art.º 128.º
$r_{CVVEE,t}^{CR}$	5,05%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2023, em percentagem	Art.º 129.º
$r_{C,t}^{CR}$	5,05%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Comercialização, prevista para 2023, em percentagem	Art.º 132.º
$FC_{NT,t}$	24	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 132.º
$V_{C,NT,t}$	104,41717	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
$V_{C,BTE,t}$	87,18531	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
$FC_{BTN,t}$	7 200	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em milhares de euros	Art.º 132.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$V_{C,BTN,t}$	12,84778	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
$\delta_{t-2}$	0,50	<i>Spread</i> de 2021, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
$\delta_{t-1}$	0,50	<i>Spread</i> de 2022, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
$r_t^{AGS}$	4,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2023, em percentagem	Art.º 134.º
$FC_t^{AGS}$	13 569	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
$r_t^D$	5,05%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2023, em percentagem	Art.º 137.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 565	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 137.º
$VC_{iAT/MT,t}^D$	0,00483	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
$VC_{iAT/MT,t}^D$	1,69052	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
$FC_{BT,t}^D$	4 281	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 137.º
$VC_{iBT,t}^D$	0,00473	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
$VC_{iBT,t}^D$	0,01700	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



Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_t^A$	5,05%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2023, em percentagem	Art.º 138.º
$F_{MT,t}^A$	331	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 138.º
$V_{i,MT,t}^A$	0,42828	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
$F_{BT,t}^A$	3 105	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 138.º
$V_{i,BT,t}^A$	0,02418	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
$r_t^{MAGS}$	4,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2023, em percentagem	Art.º 141.º
$FC_t^{MAGS}$	13 077	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
$r_t^M$	5,05%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2023, em percentagem	Art.º 144.º
$FC_{AT/MT,t}^M$	2 485	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 144.º
$VC_{i,AT/MT,t}^M$	0,00569	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

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{iAT/MT,t}^D$	3,80035	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
$FC_{BT,t}^D$	5 804	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 144.º
$VC_{iBT,t}^D$	0,00504	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
$VC_{iBT,t}^D$	0,02052	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
$r_t^C$	5,05%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2023, em percentagem	Art.º 145.º
$F_{MT,t}^C$	230	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 145.º
$V_{MT,t}^C$	0,70176	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
$F_{BT,t}^C$	2 069	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 145.º
$V_{BT,t}^C$	0,01463	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
$V_{p,t-2}$	0,03734	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:

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
$\delta_{URT}^{MOD}$	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
$\delta_{URT}^{EXT}$	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

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$\delta_{URD,BT}^{EXT}$	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
$X_{C,V,NT,t}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos 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 proveitos 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 proveitos 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 proveitos 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 proveitos 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 proveitos 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
$X_{VC,ef,nc,,AT/MT,BT}^D$	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

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{FC, AT/MT e BT}^{M^D}$	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
$X_{VC_i, AT/MT e BT}^{M^D}$	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
$\Delta V$	$0,12 \times END_{REF}$	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

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
SAIDI MT 5% <sub>REF</sub> 2022	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2022, expresso em minutos	Art.º 152.º
SAIDI MT 5% <sub>REF</sub> 2023	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2023, expresso em minutos	Art.º 152.º
SAIDI MT 5% <sub>REF</sub> 2024	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2024, expresso em minutos	Art.º 152.º
SAIDI MT 5% <sub>REF</sub> 2025	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2025, expresso em minutos	Art.º 152.º
$\Delta S$	30,0	Valor de variação do SAIDI MT 5% <sub>REF</sub> , 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 <sub>máx</sub>	3 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 152.º
RQS2 <sub>mín</sub>	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
<b>Componente 1</b>			
P <sub>REF2022</sub>	8,50%	Valor das perdas de referência em 2022 (%), no referencial de entrada	Art.º 149.º
P <sub>REF2023</sub>	8,25%	Valor das perdas de referência em 2023 (%), no referencial de entrada	Art.º 149.º
P <sub>REF2024</sub>	8,00%	Valor das perdas de referência em 2024 (%), no referencial de entrada	Art.º 149.º
P <sub>REF2025</sub>	7,75%	Valor das perdas de referência em 2025 (%) no referencial de entrada	Art.º 149.º
$\Delta Z$	0,75%	Variação da banda morta (%)	Art.º 149.º
$\Delta P$	2,50%	Variação máxima da banda (%)	Art.º 149.º
V <sub>p1</sub>	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

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
IRPmax=-IRPmin	20 000 000	Valor máximo do prémio ou penalidade da componente 1 em euros	Art.º 149.º
<b>Componente 2</b>			
k	25%	Percentagem do montante recuperado a partilhar com o operador da RND (%)	Art.º 149.º
<b>Componente 3</b>			
R <sub>REF 2022</sub>	120 000	Valor de referência da energia a recuperar em 2022, expresso em kWh	Art.º 149.º
R <sub>REF 2023</sub>	126 000	Valor de referência da energia a recuperar em 2023, expresso em kWh	Art.º 149.º
R <sub>REF 2024</sub>	132 300	Valor de referência da energia a recuperar em 2024, expresso em kWh	Art.º 149.º
R <sub>REF 2025</sub>	138 900	Valor de referência da energia a recuperar em 2025, expresso em kWh	Art.º 149.º
V <sub>p3</sub>	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
IRRmax2022=- IRRmin2022	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 <sub>REF</sub> ) e a valorização unitária (V <sub>p3</sub> ) no ano em causa	Art.º 149.º
IRRmax2023=- IRRmin2023	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 <sub>REF</sub> ) e a valorização unitária (V <sub>p3</sub> ) no ano em causa	Art.º 149.º
IRRmax2024=- IRRmin2024	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 <sub>REF</sub> ) e a valorização unitária (V <sub>p3</sub> ) no ano em causa	Art.º 149.º
IRRmax2025=- IRRmin2025	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 <sub>REF</sub> ) e a valorização unitária (V <sub>p3</sub> ) 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 <sub>sup</sub>	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

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
$\alpha_{Tcd}$	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



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 $I_{\text{Interl}}$ , 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 $I_{\text{Interl}}$ , 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 $I_{\text{Interl}}$ , 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 $I_{\text{Interl}}$ , 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 $I_{\text{Interl}}$ , 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 $I_{\text{Interl}}$ , 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

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 <sub>ref 2023</sub>	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 <sub>max 2023</sub>	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 <sub>min 2024</sub>	-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 <sub>ref 2024</sub>	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 <sub>max 2024</sub>	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 <sub>min 2025</sub>	-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 <sub>ref 2025</sub>	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 <sub>max 2025</sub>	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
$\alpha_1$	1	Peso relativo do indicador que avalia a disponibilidade do equipamento da RNT	Art.º 159.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$\alpha_2$	1	Peso relativo do Indicador que avalia os níveis de qualidade de serviço técnica da RNT	Art.º 159.º
$\alpha_3$	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	Art.º 159.º
$I_{Interl}$	[-0,5;+0,5]	Indicador que avalia os níveis de capacidade de interligação disponibilizada aos mercados	Art.º 159.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI)<sup>74</sup> no Continente para o ano de 2023 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Regulamento ERSE n.º 610/2019
$K_w^{OBJ}$	5,29	Parâmetro, em euros, 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	Parâmetro que representa o número de anos de aplicação de $K_w^{OBJ}$	Art.º 40.º

<sup>74</sup> Estes parâmetros são detalhados no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”.

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 2023 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Regulamento ERSE n.º 610/2019
$K_w^{OBJ}$	5,37	Parâmetro, em euros, 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	Parâmetro que representa o número de anos de aplicação de $K_w^{OBJ}$	Art.º 40.º

Os parâmetros previstos no artigo 135.º do Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar na Região Autónoma dos Açores, para cálculo dos custos com o fuelóleo, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Fuel oil 1.0%S 380cst cargo NWE cif, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t", publicado pela Argus	Mercado de referência para cálculo dos custos de combustível (fuelóleo) consumido pelos navios no transporte de fuelóleo	Instrução n.º 9/2022
Cf	15 000	Taxa de frete (USD)	Instrução n.º 9/2022
tv	20	Dias de viagem com origem em Roterdão	Instrução n.º 9/2022
Qt <sub>t</sub>	17 000	Quantidade de referência por viagem (t)	Instrução n.º 9/2022
Consd <sub>t</sub>	20	Consumo diário de fuelóleo dos navios de transporte (t)	Instrução n.º 9/2022
-	16,9	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1% (eur/t)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e Instrução n.º 9/2022

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	16,6	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% (eur/t)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e Instrução n.º 9/2022
-	a) <sup>75</sup>	Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na RAA	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

Os valores dos parâmetros previstos no artigo 135.º do Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar na Região Autónoma dos Açores, para cálculo dos custos com o gasóleo, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Preço Europa <sup>76</sup>	Mercado de referência para aquisição de gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	93,25%	Percentagem de incorporação de gasóleo para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	6,75%	Percentagem de incorporação de biodiesel para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	10,0	Fator de correção para o mercado Português	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	43,68	Transporte + armazenamento (eur/10 <sup>3</sup> l)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

<sup>75</sup> Calculado anualmente, por ilha, em função do tempo de vida útil de cada instalação e da taxa de remuneração dos ativos considerado para cálculo do custo com capital da atividade de AGS.

<sup>76</sup> O Preço Europa diz respeito à média dos preços antes de impostos de 14 países da União Europeia. Estes dados são publicados online no "Oil Bulletin" emitido pela Comissão Europeia e os preços publicados dizem respeito aos preços praticados nas bombas de abastecimento.

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Fuel oil 1.0%S 380cst cargo NWE cif, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t", publicado pela Argus	Mercado de referência para cálculo dos custos de combustível (fuelóleo) consumido pelos navios no transporte de fuelóleo	Instrução n.º 9/2022
Cf	15 000	Taxa de frete (USD)	Instrução n.º 9/2022
tv	12	Dias de viagem com origem em Sines	Instrução n.º 9/2022
Qt <sub>t</sub>	13 500	Quantidade de referência por viagem (t)	Instrução n.º 9/2022
Consd <sub>t</sub>	20	Consumo diário de fuelóleo dos navios de transporte (t)	Instrução n.º 9/2022
-	16,8	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 1% na Madeira (eur/t)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e Instrução n.º 9/2022
-	16,8	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% na Madeira (eur/t)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e Instrução n.º 9/2022
-	6,5	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 1% no Porto Santo (eur/t)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e Instrução n.º 9/2022
-	6,5	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% no Porto Santo (eur/t)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e Instrução n.º 9/2022
-	16,9	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1% na Madeira e Porto Santo (eur/t)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e Instrução n.º 9/2022

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	16,9	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% na Madeira e Porto Santo (eur/t)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e Instrução n.º 9/2022
-	a) <sup>77</sup>	Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na RAM, no ano de 2022 (eur)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	93,25%	Percentagem de incorporação de gasóleo para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	6,75%	Percentagem de incorporação de biodiesel para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

Os valores dos parâmetros previstos no artigo 142.º do Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar na Região Autónoma da Madeira, para cálculo dos custos com o gasóleo, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Preço Europa <sup>78</sup>	Mercado de referência para aquisição de gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	93,25%	Percentagem de incorporação de gasóleo para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	6,75%	Percentagem de incorporação de biodiesel para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	53,72	Transporte + armazenamento (eur/10 <sup>3</sup> l)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

<sup>77</sup> Calculado anualmente, por ilha, em função do tempo de vida útil de cada instalação e da taxa de remuneração dos ativos considerado para cálculo do custo com capital da atividade de AGS.

<sup>78</sup> O Preço Europa diz respeito à média dos preços antes de impostos de 14 países da União Europeia. Estes dados são publicados online no "Oil Bulletin" emitido pela Comissão Europeia e os preços publicados dizem respeito aos preços praticados nas bombas de abastecimento.

Os valores dos parâmetros previstos no artigo 142.º do Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar na Região Autónoma da Madeira, para cálculo dos custos com o gás natural, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	preço do <i>Brent</i> ou outro indexante <sup>79</sup>	Mercado de referência para aquisição de gás natural	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e instrução n.º 9/2022
-	3,605 <sup>80</sup>	Constante a)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e instrução n.º 9/2022
-	0,348 <sup>81</sup>	Constante b)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e instrução n.º 9/2022
-	14,00	Custos de transporte (eur/MWh)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e instrução n.º 9/2022
-	0,6%	Margem de comercialização <sup>82</sup>	Instrução n.º 9/2022
-	a) <sup>83</sup>	Custos de armazenagem de gás natural (eur)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

<sup>79</sup> Poderá igualmente ser considerado outro indexante decorrente de contrato de aquisição de gás natural validado pela ERSE para efeitos tarifários.

<sup>80</sup> A constante a) tem como pressuposto a assinatura de um contrato indexado ao *Brent*. Poderá ser considerada outra constante de ordem de grandeza semelhante, caso seja celebrado um contrato indexado a outra variável e que o mesmo seja validado pela ERSE para efeitos tarifários.

<sup>81</sup> A constante b) tem como pressuposto a assinatura de um contrato indexado ao *Brent*. Poderá ser considerada outra constante de ordem de grandeza semelhante, caso seja celebrado um contrato indexado a outra variável e que o mesmo seja validado pela ERSE para efeitos tarifários.

<sup>82</sup> A margem de comercialização e financeira corresponde ao valor variável do preço do Brent, convertido para MWh, ou de uma ordem de grandeza semelhante, caso seja celebrado um contrato indexado a outra variável e que o mesmo seja validado pela ERSE para efeitos tarifários.

<sup>83</sup> Calculado anualmente, por ilha, em função do tempo de vida útil de cada instalação e da taxa de remuneração dos ativos considerado para cálculo do custo com capital da atividade de AGS.



## 5.2 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA REN

### 5.2.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A REN TRADING

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir entre a REN e a REN Trading, referentes aos proveitos permitidos da atividade de CVEE do Agente Comercial, que totalizam € -877 969 116<sup>84</sup>.

**Quadro 5-1 - Transferências entre a REN e a REN Trading**

Unidade: EUR

Proveitos Permitidos da REN Trading	
Janeiro	-73 164 093
Fevereiro	-73 164 093
Março	-73 164 093
Abril	-73 164 093
Maiο	-73 164 093
Junho	-73 164 093
Julho	-73 164 093
Agosto	-73 164 093
Setembro	-73 164 093
Outubro	-73 164 093
Novembro	-73 164 093
Dezembro	-73 164 093
<b>Total</b>	<b>-877 969 116</b>

Nota: O sinal negativo indica um montante a transferir da REN Trading para a REN

### 5.2.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2023, totalizam € 117 395 767<sup>85</sup>.

<sup>84</sup> Este valor deve ser transferido entre a REN e a REN Trading, em duodécimos.

<sup>85</sup> Este valor deve ser transferido da REN para a EDA, em duodécimos.

## Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

Custo com a  
convergência  
tarifária de 2023

Janeiro	9 782 981
Fevereiro	9 782 981
Março	9 782 981
Abril	9 782 981
Maio	9 782 981
Junho	9 782 981
Julho	9 782 981
Agosto	9 782 981
Setembro	9 782 981
Outubro	9 782 981
Novembro	9 782 981
Dezembro	9 782 981

Total	117 395 767
-------	-------------

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma dos Açores, em 2023, são apresentados no Quadro 5-3. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2023, e os ajustamentos ao valor de descontos para 2021 e 2022.

## Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

**Tarifa social**

Janeiro	338 736
Fevereiro	338 736
Março	338 736
Abril	338 736
Maió	338 736
Junho	338 736
Julho	338 736
Agosto	338 736
Setembro	338 736
Outubro	338 736
Novembro	338 736
Dezembro	338 736
<b>Total</b>	<b>4 064 827</b>

## 5.2.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2023 da Região Autónoma da Madeira, que ascendem a € 129 513 456<sup>86</sup>.

<sup>86</sup> Este valor deve ser transferido da REN para a EEM, em duodécimos.

## Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

Custo com a  
convergência  
tarifária de 2023

Janeiro	10 792 788
Fevereiro	10 792 788
Março	10 792 788
Abril	10 792 788
Mai	10 792 788
Junho	10 792 788
Julho	10 792 788
Agosto	10 792 788
Setembro	10 792 788
Outubro	10 792 788
Novembro	10 792 788
Dezembro	10 792 788
<b>Total</b>	<b>129 513 456</b>

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma da Madeira, em 2023, são apresentados no Quadro 5-5. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2023, e os ajustamentos para 2021 e 2022.

## Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

**Tarifa social**

Janeiro	294 876
Fevereiro	294 876
Março	294 876
Abril	294 876
Maió	294 876
Junho	294 876
Julho	294 876
Agosto	294 876
Setembro	294 876
Outubro	294 876
Novembro	294 876
Dezembro	294 876
<b>Total</b>	<b>3 538 509</b>

## 5.2.4 TRANSFERÊNCIAS PARA A E-REDES

Os custos com a tarifa social em Portugal Continental, em 2023, são apresentados no Quadro 5-6. O montante indicado no quadro abaixo incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2023, e os ajustamentos para 2021 e 2022.

## Quadro 5-6 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

**Tarifa social**

Janeiro	9 356 459
Fevereiro	9 356 459
Março	9 356 459
Abril	9 356 459
Maió	9 356 459
Junho	9 356 459
Julho	9 356 459
Agosto	9 356 459
Setembro	9 356 459
Outubro	9 356 459
Novembro	9 356 459
Dezembro	9 356 459
<b>Total</b>	<b>112 277 510</b>

## 5.2.5 TRANSFERÊNCIAS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

De acordo com o referido no Anexo do documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2023», a Diretiva com os montantes a transferir por cada centro electroprodutor durante o ano de 2023 será aprovada em data posterior à das tarifas e preços de eletricidade para 2023.

## 5.2.6 TRANSFERÊNCIAS PARA A SU ELETRICIDADE AO ABRIGO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013

Os valores transferidos dos produtores sujeitos ao mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, na sua redação atual, 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 entre o operador da rede de distribuição em AT e MT e o comercializador de último recurso.

**Quadro 5-7 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade**

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Devolução de créditos aos consumidores	Sustentabilidade mercados	Total
Janeiro	-355 818 852	-46 558	18 603 417	-337 269 603
Fevereiro	-355 818 852	-46 558	18 603 417	-337 269 603
Março	-355 818 852	-46 558	18 603 417	-337 269 603
Abril	-355 818 852	-46 558	18 603 417	-337 269 603
Maio	-355 818 852	-46 558	18 603 417	-337 269 603
Junho	-355 818 852	-46 558	18 603 417	-337 269 603
Julho	-355 818 852	-46 558	18 603 417	-337 269 603
Agosto	-355 818 852	-46 558	18 603 417	-337 269 603
Setembro	-355 818 852	-46 558	18 603 417	-337 269 603
Outubro	-355 818 852	-46 558	18 603 417	-337 269 603
Novembro	-355 818 852	-46 558	18 603 417	-337 269 603
Dezembro	-355 818 852	-46 558	18 603 417	-337 269 603
<b>Total</b>	<b>-4 269 826 225</b>	<b>-558 702</b>	<b>223 241 007</b>	<b>-4 047 235 237</b>

Nota: O sinal negativo indica um montante a transferir da SU Eletricidade para a E-REDES

Apresentam-se nos quadros seguintes os valores a transferir pelo operador da rede de distribuição às entidades cessionárias dos seguintes créditos:

- a) 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.
- b) 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.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>87</sup>, 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;
- 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.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>88</sup>, 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.
- 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.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>89</sup>, 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.

---

<sup>87</sup> 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).

<sup>88</sup> 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).

<sup>89</sup> 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 e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro).



## 5.3.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A TAGUS – SOCIEDADE DE TITULARIZAÇÃO DE CRÉDITOS, S.A.

Quadro 5-8 - 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	8 291 775
Fevereiro	8 291 775
Março	8 291 775
Abril	8 291 775
Maió	8 291 775
Junho	8 291 775
Julho	8 291 775
Agosto	8 291 775
Setembro	8 291 775
Outubro	8 291 775
Novembro	8 291 775
Dezembro	8 291 775
<b>Total</b>	<b>99 501 297</b>

Quadro 5-9 - 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	2 908 493
Fevereiro	2 908 493
Março	2 908 493
Abril	2 908 493
Mai	2 908 493
Junho	2 908 493
Julho	2 908 493
Agosto	2 908 493
Setembro	2 908 493
Outubro	2 908 493
Novembro	2 908 493
Dezembro	2 908 493
Total	34 901 916

### 5.3.3 TRANSFERÊNCIAS PARA AS ENTIDADES CESSIONÁRIAS REFERENTE AO SOBRECUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA E PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

**Quadro 5-10 - 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 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	2 839 476
Fevereiro	2 335 845	Fevereiro	2 839 476
Março	2 335 845	Março	2 839 476
Abril	2 335 845	Abril	2 839 476
Maio	2 335 845	Maio	2 839 476
Junho	2 335 845	Junho	2 839 476
Julho	2 335 845	Julho	2 839 476
Agosto	2 335 845	Agosto	2 839 476
Setembro	2 335 845	Setembro	2 839 476
Outubro	2 335 845	Outubro	2 839 476
Novembro	2 335 845	Novembro	2 839 476
Dezembro	2 335 845	Dezembro	2 839 476
<b>Total</b>	<b>28 030 140</b>	<b>Total</b>	<b>34 073 712</b>

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2020		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	828 531	Janeiro	659 028
Fevereiro	828 531	Fevereiro	659 028
Março	828 531	Março	659 028
Abril	828 531	Abril	659 028
Maio	828 531	Maio	659 028
Junho	828 531	Junho	659 028
Julho	828 531	Julho	659 028
Agosto	828 531	Agosto	659 028
Setembro	828 531	Setembro	659 028
Outubro	828 531	Outubro	659 028
Novembro	828 531	Novembro	659 028
Dezembro	828 531	Dezembro	659 028
<b>Total</b>	<b>9 942 372</b>	<b>Total</b>	<b>7 908 336</b>

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	1 582 636	Janeiro	1 689 877
Fevereiro	1 582 636	Fevereiro	1 689 877
Março	1 582 636	Março	1 689 877
Abril	1 582 636	Abril	1 689 877
Mai	1 582 636	Mai	1 689 877
Junho	1 582 636	Junho	1 689 877
Julho	1 582 636	Julho	1 689 877
Agosto	1 582 636	Agosto	1 689 877
Setembro	1 582 636	Setembro	1 689 877
Outubro	1 582 636	Outubro	1 689 877
Novembro	1 582 636	Novembro	1 689 877
Dezembro	1 582 636	Dezembro	1 689 877
<b>Total</b>	<b>18 991 632</b>	<b>Total</b>	<b>20 278 524</b>

Quadro 5-11 - 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 2019, 2020 e 2021

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2019		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	2 317 736	Janeiro	2 828 148
Fevereiro	2 317 736	Fevereiro	2 828 148
Março	2 317 736	Março	2 828 148
Abril	2 317 736	Abril	2 828 148
Mai	2 317 736	Mai	2 828 148
Junho	2 317 736	Junho	2 828 148
Julho	2 317 736	Julho	2 828 148
Agosto	2 317 736	Agosto	2 828 148
Setembro	2 317 736	Setembro	2 828 148
Outubro	2 317 736	Outubro	2 828 148
Novembro	2 317 736	Novembro	2 828 148
Dezembro	2 317 736	Dezembro	2 828 148
<b>Total</b>	<b>27 812 832</b>	<b>Total</b>	<b>33 937 776</b>

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2020		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	1 544 227	Janeiro	1 318 056
Fevereiro	1 544 227	Fevereiro	1 318 056
Março	1 544 227	Março	1 318 056
Abril	1 544 227	Abril	1 318 056
Maiο	1 544 227	Maiο	1 318 056
Junho	1 544 227	Junho	1 318 056
Julho	1 544 227	Julho	1 318 056
Agosto	1 544 227	Agosto	1 318 056
Setembro	1 544 227	Setembro	1 318 056
Outubro	1 544 227	Outubro	1 318 056
Novembro	1 544 227	Novembro	1 318 056
Dezembro	1 544 227	Dezembro	1 318 056
<b>Total</b>	<b>18 530 724</b>	<b>Total</b>	<b>15 816 672</b>

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
Maiο	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
<b>Total</b>	<b>18 991 632</b>

Quadro 5-12 - 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 2019

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	8 813 536
Fevereiro	8 813 536
Março	8 813 536
Abril	8 813 536
Mai	8 813 536
Junho	8 813 536
Julho	8 813 536
Agosto	8 813 536
Setembro	8 813 536
Outubro	8 813 536
Novembro	8 813 536
Dezembro	8 813 536
Total	105 762 432

Quadro 5-13 - 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 Renda do sobrecusto da PRE em 2019		Unidade: EUR 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
Mai	2 335 845	Mai	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

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
Mai	467 460	Mai	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
<b>Total</b>	<b>5 609 520</b>	<b>Total</b>	<b>6 563 448</b>

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	1 582 636	Janeiro	1 689 877
Fevereiro	1 582 636	Fevereiro	1 689 877
Março	1 582 636	Março	1 689 877
Abril	1 582 636	Abril	1 689 877
Mai	1 582 636	Mai	1 689 877
Junho	1 582 636	Junho	1 689 877
Julho	1 582 636	Julho	1 689 877
Agosto	1 582 636	Agosto	1 689 877
Setembro	1 582 636	Setembro	1 689 877
Outubro	1 582 636	Outubro	1 689 877
Novembro	1 582 636	Novembro	1 689 877
Dezembro	1 582 636	Dezembro	1 689 877
<b>Total</b>	<b>18 991 632</b>	<b>Total</b>	<b>20 278 524</b>

Quadro 5-14 - 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 2019, 2020 e 2021

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2019		Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	1 629 659	Janeiro	706 186
Fevereiro	1 629 659	Fevereiro	706 186
Março	1 629 659	Março	706 186
Abril	1 629 659	Abril	706 186
Mai	1 629 659	Mai	706 186
Junho	1 629 659	Junho	706 186
Julho	1 629 659	Julho	706 186
Agosto	1 629 659	Agosto	706 186
Setembro	1 629 659	Setembro	706 186
Outubro	1 629 659	Outubro	706 186
Novembro	1 629 659	Novembro	706 186
Dezembro	1 629 659	Dezembro	706 186
<b>Total</b>	<b>19 555 908</b>	<b>Total</b>	<b>8 474 232</b>

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2020		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	1 774 672	Janeiro	1 036 469
Fevereiro	1 774 672	Fevereiro	1 036 469
Março	1 774 672	Março	1 036 469
Abril	1 774 672	Abril	1 036 469
Mai	1 774 672	Mai	1 036 469
Junho	1 774 672	Junho	1 036 469
Julho	1 774 672	Julho	1 036 469
Agosto	1 774 672	Agosto	1 036 469
Setembro	1 774 672	Setembro	1 036 469
Outubro	1 774 672	Outubro	1 036 469
Novembro	1 774 672	Novembro	1 036 469
Dezembro	1 774 672	Dezembro	1 036 469
<b>Total</b>	<b>21 296 064</b>	<b>Total</b>	<b>12 437 628</b>



Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	770 432	Janeiro	1 582 636
Fevereiro	770 432	Fevereiro	1 582 636
Março	770 432	Março	1 582 636
Abril	770 432	Abril	1 582 636
Maió	770 432	Maió	1 582 636
Junho	770 432	Junho	1 582 636
Julho	770 432	Julho	1 582 636
Agosto	770 432	Agosto	1 582 636
Setembro	770 432	Setembro	1 582 636
Outubro	770 432	Outubro	1 582 636
Novembro	770 432	Novembro	1 582 636
Dezembro	770 432	Dezembro	1 582 636
<b>Total</b>	<b>9 245 184</b>	<b>Total</b>	<b>18 991 632</b>

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	6 717 260
Fevereiro	6 717 260
Março	6 717 260
Abril	6 717 260
Maió	6 717 260
Junho	6 717 260
Julho	6 717 260
Agosto	6 717 260
Setembro	6 717 260
Outubro	6 717 260
Novembro	6 717 260
Dezembro	6 717 260
<b>Total</b>	<b>80 607 120</b>

Quadro 5-15 - 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 2019, 2020 e 2021

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2019		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	1 539 122	Janeiro	2 098 965
Fevereiro	1 539 122	Fevereiro	2 098 965
Março	1 539 122	Março	2 098 965
Abril	1 539 122	Abril	2 098 965
Mai	1 539 122	Mai	2 098 965
Junho	1 539 122	Junho	2 098 965
Julho	1 539 122	Julho	2 098 965
Agosto	1 539 122	Agosto	2 098 965
Setembro	1 539 122	Setembro	2 098 965
Outubro	1 539 122	Outubro	2 098 965
Novembro	1 539 122	Novembro	2 098 965
Dezembro	1 539 122	Dezembro	2 098 965
<b>Total</b>	<b>18 469 464</b>	<b>Total</b>	<b>25 187 580</b>
Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2020		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	507 757	Janeiro	1 582 636
Fevereiro	507 757	Fevereiro	1 582 636
Março	507 757	Março	1 582 636
Abril	507 757	Abril	1 582 636
Mai	507 757	Mai	1 582 636
Junho	507 757	Junho	1 582 636
Julho	507 757	Julho	1 582 636
Agosto	507 757	Agosto	1 582 636
Setembro	507 757	Setembro	1 582 636
Outubro	507 757	Outubro	1 582 636
Novembro	507 757	Novembro	1 582 636
Dezembro	507 757	Dezembro	1 582 636
<b>Total</b>	<b>6 093 084</b>	<b>Total</b>	<b>18 991 632</b>

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	329 515	Janeiro	1 689 877
Fevereiro	329 515	Fevereiro	1 689 877
Março	329 515	Março	1 689 877
Abril	329 515	Abril	1 689 877
Mai	329 515	Mai	1 689 877
Junho	329 515	Junho	1 689 877
Julho	329 515	Julho	1 689 877
Agosto	329 515	Agosto	1 689 877
Setembro	329 515	Setembro	1 689 877
Outubro	329 515	Outubro	1 689 877
Novembro	329 515	Novembro	1 689 877
Dezembro	329 515	Dezembro	1 689 877
<b>Total</b>	<b>3 954 180</b>	<b>Total</b>	<b>20 278 524</b>

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

Identificam-se de seguida os montantes globais ainda em dívida ao abrigo do estipulado no n.º 7 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, relativos às tarifas de 2009.

Detalham-se ainda os montantes em dívida resultantes do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente à data de cada diferimento.

No caso dos montantes se encontrarem titularizados, identificam-se os bancos cessionários e respetivas importâncias.

## Quadro 5-16 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2022	Juros 2023	Amortização e regularização 2023	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2023	Saldo em dívida em 2023
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2019</b>	<b>233 998 837</b>	<b>2 578 667</b>	<b>233 998 837</b>	<b>236 577 504</b>	<b>0</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	437 534	4 822	437 534	442 356	0
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	27 724 615	305 525	27 724 615	28 030 140	0
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	27 509 675	303 157	27 509 675	27 812 832	0
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	19 342 751	213 157	19 342 751	19 555 908	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	8 381 864	92 368	8 381 864	8 474 232	0
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	27 724 615	305 525	27 724 615	28 030 140	0
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	18 268 149	201 315	18 268 149	18 469 464	0
<b>Tagus</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	104 609 634	1 152 798	104 609 634	105 762 432	0
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2020</b>	<b>381 908 906</b>	<b>2 120 740</b>	<b>190 425 736</b>	<b>192 546 476</b>	<b>191 483 170</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	45 286	251	22 580	22 832	22 706
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	50 410 090	279 927	25 135 257	25 415 184	25 274 833
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	11 126 278	61 784	5 547 736	5 609 520	5 578 542
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	67 314 340	373 797	33 563 979	33 937 776	33 750 360
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	36 755 015	204 101	18 326 623	18 530 724	18 428 391
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	42 239 965	234 559	21 061 505	21 296 064	21 178 460
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	24 669 581	136 990	12 300 638	12 437 628	12 368 943
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	67 583 964	375 294	33 698 418	34 073 712	33 885 546
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	19 720 332	109 507	9 832 865	9 942 372	9 887 467
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	49 958 645	277 420	24 910 160	25 187 580	25 048 486
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	12 085 410	67 110	6 025 974	6 093 084	6 059 436

## Quadro 5-16 - Amortização e juros da dívida tarifária (cont)

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2022	Juros 2023	Amortização e regularização 2023	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2023	Saldo em dívida em 2023
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2021</b>	830 751 252	4 614 823	275 384 491	279 999 314	555 366 761
<b>SU Eletricidade</b>	328 271	1 824	108 818	110 642	219 453
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	19 473 593	108 176	6 455 272	6 563 448	13 018 321
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	60 165 895	334 222	19 944 302	20 278 524	40 221 592
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	46 927 687	260 683	15 555 989	15 816 672	31 371 698
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	27 430 239	152 375	9 092 809	9 245 184	18 337 430
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	239 159 393	1 328 530	79 278 590	80 607 120	159 880 803
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	23 463 843	130 342	7 777 994	7 908 336	15 685 849
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	60 165 895	334 222	19 944 302	20 278 524	40 221 592
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	11 731 957	65 171	3 889 009	3 954 180	7 842 948
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	60 165 895	334 222	19 944 302	20 278 524	40 221 592
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2022 <sup>(1)</sup></b>					0
<b>Tagus, SA</b>	<b>261 892 124</b>	<b>4 596 207</b>	<b>129 807 006</b>	<b>134 403 212</b>	<b>132 085 119</b>
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	193 883 803	3 402 661	96 098 636	99 501 297	97 785 167
Sobrecusto da PRE 2009	68 008 321	1 193 546	33 708 370	34 901 916	34 299 952
<b>Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008</b>	<b>0</b>	<b>-91 317</b>	<b>0</b>	<b>-91 317</b>	<b>0</b>
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-91 317	0	-91 317	0
<b>Total</b>	<b>1 708 551 118</b>	<b>13 819 120</b>	<b>829 616 069</b>	<b>843 435 188</b>	<b>878 935 050</b>

## 5.5 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2021 E 2022

Dando cumprimento ao estipulado no n.º 5 do artigo 209.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, identificam-se por entidade regulada os montantes de ajustamentos referentes a 2021 e 2022 e respetivos juros.

Quadro 5-17 - Valor dos ajustamentos de 2021 e 2022 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2023	Ajustamento dos proveitos relativos a 2021	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2021	Ajustamento provisório calculado em 2021 e incluído nas tarifas de 2022	Juros do ajustamento provisório calculado em 2021 e incluído nas tarifas de 2022	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	Ajustamento do ano de 2021 a recuperar(-) a devolver (+) em 2023	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2022	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2022	Ajustamento provisório do ano de 2022 a recuperar(-) a devolver (+) em 2023	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2023
	(1)	$(2) = [(1) \times (1 + \text{spread})] \times (1 + \text{spread})$	(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	227 108	3 053	148 437	1 981	0	79 743	368 412	4 918	373 330	453 073
<b>Proveitos permitidos à REN Trading</b>	<b>227 108</b>	<b>3 053</b>	<b>148 437</b>	<b>1 981</b>	<b>0</b>	<b>79 743</b>	<b>368 412</b>	<b>4 918</b>	<b>373 330</b>	<b>453 073</b>

Quadro 5-18 - Valor dos ajustamentos de 2021 incluídos nos proveitos permitidos da ADENE

Tarifas 2023	Ajustamento dos proveitos relativos a 2021	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2021	Ajustamentos de 2021 a recuperar(-) a devolver (+) em 2023
	(1)	$(2) = [(1) \times (1 + \text{spread})] \times (1 + \text{spread})$	$(3) = (1) + (2)$
Operação Logística de Mudança de Comercializador	130	2	132
<b>Proveitos permitidos à ADENE</b>	<b>130</b>	<b>2</b>	<b>132</b>

Nota: A aceitação em definitivo do ajustamento final de 2021 considerado nos proveitos de 2023 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador da ADENE está condicionada à apresentação da auditoria às contas de 2021, prevista nos números 2 e 3 do artigo 189.º do Regulamento Tarifários em vigor, reservando-se a ERSE na possibilidade de alterar os valores em causa em função da apreciação que vier a fazer dos dados fechados que lhe vierem a ser reportados.

Quadro 5-19 - Valor dos ajustamentos de 2021 e 2022 incluídos nos proveitos permitidos da REN

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2023	Ajustamento dos proveitos relativos a 2021	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2021	Ajustamento provisório calculado em 2021 e incluído nas tarifas de 2022	Juros do ajustamento provisório calculado em 2021 e incluído nas tarifas de 2022	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Total dos ajustamentos de 2021 a recuperar(-) a devolver (+) em 2023	Acerto do CAPEX de 2022 em tarifas de 2023	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2023
	(1)	(2) = [(1) x (1+spread) x (1+spread)]	(3)	(4) = [(3) x (1+spread)-1]	(5)	(6)	(7) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)-(6)	(8)	(9) = (7)+(8)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-15 851	-213	-1 567	-21		389	-14 866	187	-14 679
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	-4 372	-59			0	7 595	-12 025	0	-12 025
<b>Proveitos permitidos à REN</b>	<b>-20 223</b>	<b>-272</b>	<b>-1 567</b>	<b>-21</b>	<b>0</b>	<b>7 984</b>	<b>-26 891</b>	<b>187</b>	<b>-26 704</b>

Quadro 5-20 - Valor dos ajustamentos de 2021 e 2022 incluídos nos proveitos permitidos da E-REDES

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2023	Ajustamento dos proveitos relativos a 2021	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2021	Acerto do CAPEX	Ajustamentos de 2021 a recuperar(-) a devolver (+) em 2023	Acerto do CAPEX de 2022 em tarifas de 2023	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2023
	(1)	(2) = [(1) x (1+spread) x (1+spread) - 1]	(3)	(4) = (1)+(2)-(3)	(5)	(6)	(7) = (4)+(5)+(6)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-16 505	-222		-16 727			-16 727
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	-2 938	-40	-5 788	2 810			2 810
<b>Proveitos permitidos à E-Redes</b>	<b>-19 443</b>	<b>-261</b>	<b>-5 788</b>	<b>-13 917</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-13 917</b>

Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2021 e 2022 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2023	Ajustamento dos proveitos relativos a 2021	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2021	Ajustamento provisório calculado em 2021 e incluído nas tarifas de 2022	Juros do ajustamento provisório calculado em 2021 e incluído nas tarifas de 2022	Ajustamento do ano de 2021 a recuperar(-) a devolver (+) em 2023	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2022	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2022	Ajustamento provisório do ano de 2022 a recuperar(-) a devolver (+) em 2023	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2023
	(1)	(2) = [(1) x (1+spread) x (1+spread) - 1]	(3)	(4) = [(3) x (1+spread) - 1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+spread) - 1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 170 779	15 740	997 915	13 321	175 283	772 792	10 316	783 108	958 391
Sobrecusto da PRE	1 269 561	17 068	1 065 348	14 221	207 060	961 734	12 838	974 572	1 181 632
CVEE Fornecimento Clientes	-100 983	-1 358	-67 433	-900	-34 007	-188 942	-2 522	-191 464	-225 471
Ajustamento da aditividade tarifária	2 201	30			2 230				2 230
Comercialização	475	6			481	78	1	79	561
<b>Proveitos permitidos à SU Eletricidade</b>	<b>1 171 253</b>	<b>15 747</b>	<b>997 915</b>	<b>13 321</b>	<b>175 764</b>	<b>772 871</b>	<b>10 317</b>	<b>783 188</b>	<b>958 952</b>

Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2021 e 2022 incluídos nos proveitos permitidos da EDA

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2023	Ajustamento dos proveitos relativos a 2021	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2021	Acerto do CAPEX	Ajustamentos de 2021 a recuperar(-) a devolver (+) em 2023	Acerto do CAPEX de 2022 em tarifas de 2023	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2023
	(1)	(2) = [(1) x (1+spread) x (1+spread) - 1]	(3)	(4) = (1)+(2)+(3)	(5)	(6) = (4)-(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-25 764	-346	-1 630	-27 740	-1 075	-26 665
Distribuição de Energia Elétrica	3 309	44	-2 537	816	457	359
Comercialização de Energia Elétrica	568	8	-188	388	-391	779
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>-21 887</b>	<b>-294</b>	<b>-4 355</b>	<b>-26 536</b>	<b>-1 009</b>	<b>-25 527</b>

Nota: Uma vez que a EDA não facultou informação real e auditada que permitisse validar em definitivo o preço de aquisição de energia eólica e fotovoltaica à Graciólica para 2021 no âmbito do PPA, a ERSE reserva-se na possibilidade de rever o valor ulteriormente.



Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2021 e 2022 incluídos nos proveitos permitidos da EEM

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2023	Ajustamento dos proveitos relativos a 2021	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2021	Acerto do CAPEX	Ajustamentos de 2021 a recuperar(-) a devolver(+) em 2023	Acerto do CAPEX de 2022 em tarifas de 2023	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver(+) em 2023
	(1)	(2) = $\frac{[(1) \times (1 + \text{spread}) \times (1 + \text{spread}) - 1]}{(1 + \text{spread}) - 1}$	(3)	(4) = (1)+(2)+(3)	(5)	(6) = (4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-23 055	-310	-1 216	-24 581	-430	-24 150
Distribuição de Energia Elétrica	2 242	30	-1 004	1 269	613	656
Comercialização de Energia Elétrica	138	2	1	140	31	110
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>-20 674</b>	<b>-278</b>	<b>-2 219</b>	<b>-23 172</b>	<b>213</b>	<b>-23 385</b>



## 6 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

Os serviços regulados são serviços obrigatórios prestados pelos operadores das redes de transporte, pelos operadores das redes de distribuição e pelos comercializadores de último recurso, que são pagos pelos consumidores que os solicitam.

O regime regulamentar que rege a fixação dos preços dos serviços regulados consta de distintas peças regulamentares:

- Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC) <sup>90</sup>:
  - leitura extraordinária,
  - quantia mínima a pagar em caso de mora,
  - interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica,
  - ativação de instalações eventuais,
  - preços suportados pelos produtores em regime especial.
- Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI) <sup>91</sup>:
  - 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.
- Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC) <sup>92</sup>:
  - aquisição de equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores,

---

<sup>90</sup> [Regulamento n.º 1129/2020](#), de 30 de dezembro.

<sup>91</sup> [Regulamento n.º 610/2019](#), de 2 de agosto.

<sup>92</sup> [Regulamento n.º 373/2021](#), de 5 de maio.

- relacionado com o Autoconsumo, embora fora do RAC, o preço para a instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo está previsto pela Diretiva ERSE n.º 19/2022 <sup>93</sup>.

Alguns preços são estabelecidos na sequência da análise de proposta submetida pelas empresas reguladas e outros são atualizados diretamente com o deflator implícito no consumo privado para 2023.

## 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) <sup>94</sup> prevê a publicação anual pela ERSE dos seguintes valores:

- preços de leitura extraordinária <sup>95</sup>,
- quantia mínima a pagar em caso de mora <sup>96</sup>,
- preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica <sup>97</sup>,
- encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais <sup>98</sup>,
- preços suportados pelos produtores em regime especial.

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).

---

<sup>93</sup> [Diretiva n.º 19/2022](#), de 2 de setembro.

<sup>94</sup> [Regulamento n.º 1129/2020](#), de 30 de dezembro.

<sup>95</sup> Art.º 282.º, n.º 1.

<sup>96</sup> Art.º 284.º, n.º 3.

<sup>97</sup> Art.º 285.º, n.º 2.

<sup>98</sup> Art.º 147.º, n.º 3.

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.

### 6.1.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Para efeitos de aprovação dos preços regulados previstos no RRC, para o ano de 2023, a ERSE recebeu propostas por parte da E-REDES, da EDA, da EEM e da SU Eletricidade.

No caso da E-REDES, na qualidade de operador de redes, 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 2023.

Adicionalmente, na sua proposta, e à semelhança dos anos anteriores, a E-REDES refere que os custos com as tarefas executadas pelos PSE são baseados nos preços previstos no contrato de Empreitada Contínua (EC) revisto em 2022 na sequência da realização de um concurso público internacional, ajustados pelo deflator do consumo privado do Programa de Estabilidade 2022-2026 de 28 de março de 2022.

Por seu lado, a SU Eletricidade, na qualidade de comercializador de último recurso apresentou proposta para a quantia mínima a pagar em caso de mora, a qual prevê a manutenção dos valores aprovados para 2022 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, enquanto concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores e concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira, respetivamente, propõem para 2023 a atualização dos preços em vigor em 2022, por aplicação do deflator implícito no

consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2022*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%, com exceção da quantia mínima a pagar em caso de mora, cujas propostas são de manutenção dos valores aprovados para 2022.

#### 6.1.2.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

### E-REDES

A E-REDES apresentou uma proposta para os preços de leitura extraordinária aplicáveis a clientes em baixa tensão normal (BTN) <sup>99</sup>, em 2023, nos termos indicados no Quadro 6-1. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

**Quadro 6-1 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da E-REDES para 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2022	Preços propostos pela E-Redes para 2023	Variação (%)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,15	7,51	5,0%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	28,25	29,66	5,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,25	29,66	5,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-1 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

À semelhança dos anos anteriores, os preços propostos correspondem a 50% dos custos reais de realização da respetiva tarefa. 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.

Conforme referido, as leituras extraordinárias de instalações de clientes em BTN são, em regra, efetuadas por PSE. Os valores negociados para o ano de 2023, aos quais acrescem 20% relativos aos custos

<sup>99</sup> A utilização generalizada da telecontagem em alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (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.

administrativos e de estrutura, apresentam-se no Quadro 6-2, para melhor entendimento da proposta apresentada pela empresa.

**Quadro 6-2 – Valores das tarefas a realizar por PSE ao serviço da E-REDES, em 2023 e 2022**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Tarefa Prestador Serviço 2023	Custo Administrativo 2023	Custo Total 2023	Custo total 2022	variação 23/22
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,82	2,56	15,38	14,30	7,5%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	85,16	17,03	102,19	78,92	29,5%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	85,16	17,03	102,19	78,92	29,5%

Apesar dos custos das tarefas a realizar pelos PSE terem sofrido importantes aumentos (cerca de 30%), nos dias úteis após as 17:00 e fora dos dias úteis, relativamente ao ano anterior, a E-Redes propõe uma limitação da variação de preços de 5%, face aos preços em vigor em 2022.

#### EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Os preços propostos pela EDA para o serviço de leitura extraordinária na Região Autónoma dos Açores em 2023 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 2023. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2022*, no valor de 2,0%.

Quadro 6-3 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2023

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2022	Preços propostos pela EDA para 2023	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,33	11,56	2,0%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,70	23,15	2,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,37	28,94	2,0%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,82	5,94	2,0%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,70	23,15	2,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,37	28,94	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-3 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

#### EEM – EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA

Os preços propostos pela EEM para o serviço de leitura extraordinária na Região Autónoma da Madeira em 2023 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 2023. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2022*, no valor de 2,0%.



Quadro 6-4 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2023

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2022	Preços propostos pela EEM para 2023	Variação (%)
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,33	11,56	2,0%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,69	23,14	2,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,36	28,93	2,0%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,81	7,97	2,0%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,51	21,94	2,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,37	28,94	2,0%

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 2023, 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 2023

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2022	Preços propostos pela SU Eletricidade, pela EDA e pela EEM para 2023	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 INTERRUPTÃO 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 2023 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 2022) ajustada pelo deflator do consumo privado do Programa de Estabilidade 2022-2026, de 28 de março de 2022, acrescidos de encargos administrativos e de estrutura, no valor de 20%.

Embora com a revisão da empreitada contínua em 2022 os preços dos PSE tenham aumentado mais, a E-REDES propõe genericamente aumentos de preço de 5,0%, face a 2022, com as seguintes exceções em que o aumento de custos proposto é inferior ao referido limite de 5,0%:

- o preço do serviço de interrupção e restabelecimento, com intervenções técnicas especiais, em alta tensão (AT), que a empresa propõe que seja aumentado em 0,5%,
- O preço do serviço de interrupção e restabelecimento ao nível do ponto de alimentação em baixa tensão normal (BTN), que a empresa propõe que seja aumentado em 3,5%.

Quadro 6-6 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da E-REDES para 2023

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2022	Preços propostos pela E-Redes para 2023	Variação (%)
AT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	120,48	126,50	5,0%
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	789,31	793,03	0,5%
MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	90,45	94,97	5,0%
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	254,48	267,20	5,0%
BTE	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> Interrupção / Restabelecimento	35,63	37,41	5,0%
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	13,37	14,04	5,0%
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	33,41	35,08	5,0%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	58,16	61,07	5,0%
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	43,30	45,47	5,0%
BTN	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> Interrupção / Restabelecimento	12,12	12,54	3,5%
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	13,37	14,04	5,0%
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	15,79	16,58	5,0%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	58,16	61,07	5,0%
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	33,73	35,42	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 2023 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 2023, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2022*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

Quadro 6-7 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EDA para 2023

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2022	Preços propostos pela EDA para 2023	Varição (%)
MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	68,06	69,42	2,0%
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	226,88	231,42	2,0%
BT	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> Interrupção / Restabelecimento	17,02	17,36	2,0%
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	28,37	28,94	2,0%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	34,04	34,72	2,0%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	63,59	64,86	2,0%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	68,06	69,42	2,0%
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b> Clientes em BTN	23,52	23,57	0,2%
	Clientes em BTE	24,96	25,46	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-7 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

#### **EEM – EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA**

O Quadro 6-8 apresenta os valores propostos pela EEM para a Região Autónoma da Madeira em 2023 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 2023, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2022*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

## Quadro 6-8 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EEM para 2023

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2022	Preços propostos pela EEM para 2023	Variação (%)
AT e MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	68,03	69,39	2,0%
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	226,79	231,33	2,0%
BT	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	12,61	12,86	2,0%
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	17,02	17,36	2,0%
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	28,32	28,89	2,0%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	34,02	34,7	2,0%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	81,90	83,54	2,0%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	85,09	86,79	2,0%
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b> Clientes em BTN	23,47	23,94	2,0%
	Clientes em BTE	24,96	25,46	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-8 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

### 6.1.3 PREÇOS PARA 2023

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 produto interno bruto (PIB) (que agrega outros componentes macroeconómicos não necessariamente alinhados com os serviços em causa).

Integrando, para 2023, 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 2023 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.

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 2023.

Conforme previsto na proposta de tarifas e preços submetida ao Conselho Tarifário, que antecedeu a presente decisão, procede-se à atualização do deflator implícito no consumo privado com a previsão que a Comissão Europeia publicou no *European Economic Forecast, Autumn 2022*<sup>100</sup>, no valor de 3,9%, o que representa um aumento face ao valor constante na referida proposta, 2,0%. O valor agora considerado está em linha com as projeções de outras instituições, nomeadamente, do Ministério das Finanças (3,2%, conforme a Proposta de Orçamento do Estado para 2023, de outubro de 2022<sup>101</sup>), do Conselho de Finanças Públicas (3,8%, conforme as Perspetivas Económicas e Orçamentais 2022-2026, de setembro de 2022<sup>102</sup>) e da OCDE (4%, conforme o *Economic Outlook* No 111, de junho de 2022).

Tendo por base o enquadramento anterior, apresentam-se seguidamente as justificações da ERSE que serviram de base à definição dos preços dos serviços regulados previstos no RRC, para o ano de 2023.

#### 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

---

<sup>100</sup> Publicado em novembro de 2022, página 173. Disponível em [https://economy-finance.ec.europa.eu/system/files/2022-11/ip187\\_en\\_3.pdf](https://economy-finance.ec.europa.eu/system/files/2022-11/ip187_en_3.pdf).

<sup>101</sup> Disponível em <https://www.parlamento.pt/ActividadeParlamentar/Paginas/DetailIniciativa.aspx?BID=152005>

<sup>102</sup> Disponível em <https://www.cfp.pt/pt/publicacoes/perspetivas-economicas-e-orcamentais/perspetivas-economicas-e-orcamentais-2022-2026-actualizacao>



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 2023 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.

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.

Assim, os preços a cobrar em Portugal continental, em 2023, 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 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,51
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	29,66
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,66

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, a ERSE adota como pressuposto de atualização o deflator implícito no consumo privado previsto

para 2023, o que resulta num aumento de 3,9% nos preços face a 2022. Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na Região Autónoma dos Açores em 2023 são os constantes do Quadro 6-10.

**Quadro 6-10 – Preços de leitura extraordinária na RAA para 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,77
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	23,59
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,48
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,05
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	23,59
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,48

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, a ERSE adota como pressuposto de atualização o deflador implícito no consumo privado previsto para 2023, o que resulta num aumento de 3,9% nos preços face a 2022.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na Região Autónoma da Madeira em 2023 são os constantes do Quadro 6-11.

## Quadro 6-11 – Preços de leitura extraordinária na RAM para 2023

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,77
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	23,57
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,47
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	8,11
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,35
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,48

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 ERSE <sup>103</sup>. 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 2022, nem se alteram os fundamentos para os custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas.

<sup>103</sup> Em 2004 foram também adotados nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

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.

**Quadro 6-12 – Quantia mínima a pagar em caso de mora para 2023, 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 deflador implícito no consumo privado que, com os pressupostos adotados pela ERSE, é de 3,9% para 2023.

Deste modo, os preços para 2023 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 2023, em Portugal continental, na RAA e na RAM**

Unidade: EUR

Cliente	Preços
BTE	119,39
BTN	53,85

Aos valores constantes do Quadro 6-13 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

## 6.1.3.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO 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, aplicáveis a clientes em muito alta tensão (MAT).

Deste modo, considera-se adequado manter em 2023 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 2023 (MAT)**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MAT	<b>Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo:</b> Interrupção / Restabelecimento	271,45
	<b>Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação):</b> 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 2023, em Portugal continental, no caso de instalações ligadas às redes de AT, MT e BT são os que constam do Quadro 6-15, traduzindo-se na sua generalidade em aumentos de 5,0%.

**Quadro 6-15 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2023  
(AT, MT e BT)**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	126,50
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	793,03
MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	94,97
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	267,20
BTE	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> Interrupção / Restabelecimento	37,41
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	14,04
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	35,08
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	61,07
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	45,47
BTN	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> Interrupção / Restabelecimento	12,54
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	14,04
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	16,58
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	61,07
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	35,42

Aos valores constantes do Quadro 6-15 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás (RQS) <sup>104</sup>, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas <sup>105</sup>.

#### **REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES**

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados aos custos de prestação do serviço, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em vigor em 2022 foram atualizados pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2023 (no valor de 3,9%), aumento superior ao proposto pela EDA, de 2,0%, já que este considerava uma previsão anterior, mais baixa, de este índice. Deste modo, os preços para a Região Autónoma dos Açores em 2023 são os que constam do Quadro 6-16.

---

<sup>104</sup> [Regulamento n.º 406/2021](#), de 12 de maio.

<sup>105</sup> Artigo n.º 86.º, n.º5.

Quadro 6-16 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA, para 2023

		Unidade: EUR
Cliente	Serviços	Preços
MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	70,71
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	235,73
BT	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> Interrupção / Restabelecimento	17,68
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	29,48
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	35,37
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	66,07
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	70,71
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	
	Clientes em BTN	24,44
Clientes em BTE	25,93	

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, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em vigor em 2022 foram atualizados pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2023 (no valor de 3,9%), aumento superior ao proposto pela EEM, de 2,0%, já que este considerava uma previsão anterior, mais baixa, de este índice. Deste modo, os preços para a Região Autónoma da Madeira em 2023 são os que constam do Quadro 6-17.



Quadro 6-17 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM, para 2023

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	70,68
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	235,63
BT	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	13,10
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	17,68
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	29,42
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	35,35
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	85,09
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	88,41
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	
	Clientes em BTN	24,39
	Clientes em BTE	25,93

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 SUPOSTADOS PELOS PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

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,<sup>106</sup> o valor do parâmetro associado à componente fixa que cobre os encargos gerais de operação, a vigorar em 2023 é de 0,026 euros/kW/mês. Este valor tem em consideração a evolução da potência instalada total representada pela 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)<sup>107</sup> 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.

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

---

<sup>106</sup> Esta matéria está atualmente prevista no Artigo n.º 288, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

<sup>107</sup> [Regulamento n.º 610/2019](#), de 2 de agosto.

das redes de distribuição em baixa tensão, foi revogada pelo Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica<sup>108</sup> 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 2023, do racional adotado nos anos anteriores, de definição de uma intervenção tipo, representativa dos serviços prestados remotamente, com um correspondente preço unitário de 3,13 €, resultante da afetação do preço atualmente em vigor pelo deflator do consumo privado para 2023, como previsto no Programa de Estabilidade 2022-2026, no valor de 2,6%. 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 2023 a atualização dos preços em vigor em 2022, por aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2022*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

### 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:

---

<sup>108</sup> 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 para 1,15 kVA (pedido expresso por parte do comercializador com a indicação do acordo dado pelo cliente),
- Interrupção do fornecimento remoto,
- Restabelecimento do fornecimento remoto,
- Reposição da potência contratada.

Tratando-se de operações remotas no contador, a empresa propõe manter o racional adotado em 2022 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, deverá ser cobrada apenas uma destas intervenções.

Os preços propostos pela E-REDES para a alteração temporária da potência contratada de forma remota para Portugal continental em 2023 são os indicados no Quadro 6-18 e resultam da afetação do preço atualmente em vigor pelo deflador do consumo privado para 2023, como previsto no Programa de Estabilidade 2022-2026, no valor de 2,6%.

**Quadro 6-18 – Preços da alteração temporária da potência contratada de forma remota – Proposta da E-REDES para 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2022	Preços propostos pela E-Redes para 2023	Variação (%)
BTN	<b>Alteração temporária da potência contratada de forma remota:</b>			
	Redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA	3,04	3,13	2,6%
	Interrupção remota do fornecimento	3,04	3,13	2,6%
	Restabelecimento remoto do fornecimento*	3,04	3,13	2,6%
	Reposição da potência contratada inicial	3,04	3,13	2,6%

\* 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 2023 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 2023. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2022*, no valor de 2,0%.

**Quadro 6-19 – Preços da alteração temporária da potência contratada de forma remota – Proposta da EEM para 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2022	Preços propostos pela EEM para 2023	Variação (%)
BTN	<b>Alteração temporária da potência contratada de forma remota:</b>			
	Redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA	3,09	3,15	2,0%
	Interrupção remota do fornecimento	3,09	3,15	2,0%
	Restabelecimento remoto do fornecimento	3,09	3,15	2,0%
	Reposição da potência contratada inicial	3,09	3,15	2,0%

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 2022, e faz uso da referência do preço da tarefa em horário normal, realizada

em regra por prestação de serviços externos (PSE), acrescendo 20% relativamente a encargos administrativos e de estrutura<sup>109</sup>.

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 2023 é o indicado no Quadro 6-20, refletindo um aumento de 5,0% 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 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2022	Preço proposto pela E-Redes para 2023	Variação (%)
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição	14,31	15,03	5,0%

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 2023 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 2023. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2022*, no valor de 2,0%.

<sup>109</sup> Ver Quadro 6-2, custo total em horário normal.

**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 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2022	Preço proposto pela EEM para 2023	Variação (%)
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição	14,43	14,72	2,0%

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 2022, que o preço a considerar por cada operação remota (interrupção ou restabelecimento) corresponda ao preço unitário para a operação remota tipo, 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 2023 são os indicados no Quadro 6-22 e resultam da afetação do preço atualmente em vigor pelo deflator do consumo privado para 2023, como previsto no Programa de Estabilidade 2022-2026, no valor de 2,6%.

Quadro 6-22 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos – Proposta da E-REDES para 2023

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2022	Preços propostos pela E-Redes para 2023	Variação (%)
BTN	Operação remota: Interrupção/Restabelecimento	3,04	3,13	2,6%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RSRI	3,04	3,13	2,6%

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 2023 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 2023. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflador do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2022*, no valor de 2,0%.



Quadro 6-23 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos – Proposta da EEM para 2023

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2022	Preços propostos pela EEM para 2023	Variação (%)
BTN	Operação remota: Interrupção/Restabelecimento	3,09	3,15	2,0%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RSRI	3,09	3,15	2,0%

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 2022, 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 2023 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 2023 é o indicado no Quadro 6-24, refletindo um aumento de 4,8% 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 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2022	Preço proposto pela E-Redes para 2023	Variação (%)
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes	30,32	31,79	4,8%

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 2023 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 2023. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2022*, no valor de 2,0%.

**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 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2022	Preço proposto pela EEM para 2023	Variação (%)
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes	30,47	31,08	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-25 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

### 6.2.3 PREÇOS PARA 2023

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 2023, 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 2023, como previsto no Programa de Estabilidade 2022-2026, no valor de 2,6%.

Uma vez que a fonte utilizada pela empresa para a previsão do indexante não coincide com a adotada pela ERSE<sup>110</sup>, os valores propostos são objeto de ajustamento, resultando num aumento de 3,9% face aos atualmente em vigor.

Assim, os preços a cobrar em Portugal continental durante o ano de 2023 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.

---

<sup>110</sup> De acordo com o previsto no capítulo 6.1.3.

**Quadro 6-26 – Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota em Portugal continental para 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	<b>Alteração temporária da potência contratada de forma remota:</b>	
	Redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA	3,16
	Interrupção remota do fornecimento	3,16
	Restabelecimento remoto do fornecimento*	3,16
	Reposição da potência contratada inicial	3,16

\* 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 2022 através do indexante adotado pela ERSE, o deflator implícito no consumo privado previsto para 2023. A ERSE aceita a proposta da empresa, mas procede à atualização do deflator implícito no consumo privado com a previsão que a Comissão Europeia publicou no *European Economic Forecast, Autumn 2022*<sup>111</sup>, 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 2023 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, observando uma variação de 3,9%.

<sup>111</sup> Publicado em novembro de 2022, página 173. Disponível em [https://economy-finance.ec.europa.eu/system/files/2022-11/jp187\\_en\\_3.pdf](https://economy-finance.ec.europa.eu/system/files/2022-11/jp187_en_3.pdf).

**Quadro 6-27 – Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota na RAA e na RAM para 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	<b>Alteração temporária da potência contratada de forma remota:</b>	
	Redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA	3,21
	Interrupção remota do fornecimento	3,21
	Restabelecimento remoto do fornecimento*	3,21
	Reposição da potência contratada inicial	3,21

\* 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 5,0% face ao preço que vigora em 2022.

Nesta medida, aceitando a ERSE a proposta da empresa, o preço a cobrar em Portugal continental, em 2023, 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 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Operação de desselagem e resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição	15,03

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 assenta na atualização dos valores que vigoram em 2022 através do indexante adotado pela ERSE, o deflator implícito no consumo privado previsto para 2023. A ERSE aceita a proposta da empresa, mas procede à atualização do deflator implícito no consumo privado com a previsão que a Comissão Europeia publicou no *European Economic Forecast, Autumn 2022*, 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 2023 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, observando uma variação de 3,9%.

**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 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Operação de desselagem e resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição	14,99

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 2023, como previsto no Programa de Estabilidade 2022-2026, no valor de 2,6%.

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 3,9% face aos atualmente em vigor.

Assim, os preços a cobrar em Portugal continental durante o ano de 2023 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 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	<b>Operação remota:</b> Interrupção/Restabelecimento	3,16
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RSRI</b>	3,16

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 assenta na atualização dos valores que vigoram em 2022 através do indexante adotado pela ERSE, o deflator implícito no consumo privado previsto para 2023. A ERSE aceita a proposta da empresa, mas procede à atualização do deflator implícito no consumo privado com a previsão

que a Comissão Europeia publicou no *European Economic Forecast, Autumn 2022*, 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, observando uma variação de 3,9%.

**Quadro 6-31 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA e na RAM para 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	<b>Operação remota:</b> Interrupção/Restabelecimento	3,21
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RSRI</b>	3,21

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 para 2023, à semelhança da metodologia adotada para 2022, 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 4,8% face ao preço que vigora em 2022.

Nesta medida, aceitando a ERSE a proposta da empresa, o preço a cobrar em Portugal continental, em 2023, 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 2023**

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	31,79

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 assenta na atualização dos valores que vigoram em 2022 através do indexante adotado pela ERSE, o deflator implícito no consumo privado previsto para 2023. A ERSE aceita a proposta da empresa, mas procede à atualização do deflator implícito no consumo privado com a previsão que a Comissão Europeia publicou no *European Economic Forecast, Autumn 2022*, 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, observando uma variação de 3,9%.

**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 2023**

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	31,66

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 Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC) <sup>112</sup> 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. Estes preços são aprovados pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

Mais recentemente, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio atribuir aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão a responsabilidade pela totalidade dos encargos com a aquisição dos equipamentos de medição das instalações de utilização/consumo e adicionalmente prevê o pagamento pelo autoconsumidor de um preço regulado a definir pela ERSE no caso de este pretender que o prazo máximo para a instalação do equipamento de medição seja de 45 dias (em vez de 4 meses)<sup>113</sup>.

Assim sendo, os preços regulados aprovados pela ERSE para aquisição dos equipamentos de medição na fronteira da instalação de utilização pelos autoconsumidores aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão deixaram de se aplicar desde a data de publicação do referido diploma, sendo substituídos por preços regulados para instalação urgente dos equipamentos de medição no regime de autoconsumo. Apesar de os operadores das redes de distribuição em baixa tensão passarem a suportar os encargos com a instalação dos equipamentos de medição nas instalações de utilização/consumo, este preço continua a aplicar-se nos casos das instalações de produção de eletricidade para autoconsumo e nas instalações de armazenamento participante em autoconsumo, uma vez que estas instalações são também pontos de medição obrigatória, conforme artigo 24.º do RRC.

Refira-se que este preço da instalação urgente só terá aplicação nas regiões autónomas em caso de inexistência de legislação regional. Dado que na Região Autónoma da Madeira foi aprovada legislação regional sobre o autoconsumo, mantém-se a aplicação do preço para aquisição dos equipamentos de medição.

---

<sup>112</sup> Artigo 30.º do [Regulamento n.º 373/2021](#), publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 87, de 5 de maio.

<sup>113</sup> Artigo 95.º, n.º 7 e n.º 11 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Após um processo de consulta de interessados, em 2 de setembro de 2022, a ERSE publicou a Diretiva n.º 19/2022, onde define o preço regulado para instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo para cada sistema elétrico (Portugal continental, Região Autónoma dos Açores e Região Autónoma da Madeira) indexando-o ao preço aplicável à operação de desselagem e posterior resselagem do equipamento de medição para acesso à porta de comunicação.

### 6.3.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

#### 6.3.2.1 PREÇO DE AQUISIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO INTELIGENTES, PELOS AUTOCONSUMIDORES, AOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO

Relativamente aos preços para 2023 do serviço regulado de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, a ERSE recebeu proposta da EEM.

#### **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 2023, constam do Quadro 6-34. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2022*, no valor de 2,0%.

**Quadro 6-34 – Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão – Proposta da EEM para 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2022	Preços propostos pela EEM para 2023	Variação (%)
BTN	<b>Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:</b>			
	Contagem trifásica	117,24	119,58	2,0%
	Contagem monofásica	81,27	82,90	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-34 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

#### 6.3.2.2 PREÇO DE INSTALAÇÃO URGENTE DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO NO REGIME DE AUTOCONSUMO

Relativamente aos preços para 2023 do serviço regulado de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo, a ERSE recebeu proposta da E-Redes.

#### E-REDES

A E-REDES apresentou à ERSE uma proposta para o preço de instalação urgente de equipamento que se equipara ao preço que propõe para o serviço de desselagem e resselagem, nos termos indicados no quadro seguinte.

**Quadro 6-35 – Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo – Proposta da E-REDES para**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2022	Preços propostos pela E-Redes para 2023	Variação (%)
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	14,31	15,03	5,0%

### 6.3.3 PREÇOS PARA 2023

#### 6.3.3.1 PREÇO DE AQUISIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO INTELIGENTES, PELOS AUTOCONSUMIDORES, AOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO

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 2023, a ERSE recebeu proposta 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

Considerando a utilização do indexante do deflator implícito no consumo privado para efeitos de atualização anual, tendo como fonte o relatório *European Economic Forecast – Autumn 2022* da Comissão Europeia, os preços a cobrar pelos operadores das rede de distribuição em baixa tensão, em 2023, 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.

**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 2023**

		Unidade: EUR
Cliente	Serviço	Preços
BTN	<b>Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:</b>	
	Contagem trifásica	102,92
	Contagem monofásica	78,43

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 assenta na atualização dos valores que vigoram em 2022 através do indexante adotado pela ERSE o deflador implícito no consumo privado previsto para 2023. A ERSE aceita a proposta da empresa, mas procede à atualização do deflador implícito no consumo privado com a previsão que a Comissão Europeia publicou no *European Economic Forecast, Autumn 2022*, 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 2023, 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, observando um acréscimo de 3,9%.

**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 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	<b>Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:</b>	
	Contagem trifásica	121,81
	Contagem monofásica	84,44

Aos valores indicados no Quadro 6-37 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

**6.3.3.2 PREÇO DE INSTALAÇÃO URGENTE DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO NO REGIME DE AUTOCONSUMO**

Os preços regulados para a instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

Para efeitos do ano de 2023, a ERSE recebeu proposta da E-REDES.

**PORTUGAL CONTINENTAL**

Considerando que este preço é equiparado ao preço de desselagem e resselagem, o preço a cobrar pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, em 2023, em Portugal continental, pela instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo, consta do quadro seguinte.

**Quadro 6-38 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo em Portugal continental para 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	15,03

Aos valores indicados no Quadro 6-38 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

**REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

Considerando a utilização do indexante do deflator implícito no consumo privado para efeitos de atualização anual, tendo como fonte o relatório *European Economic Forecast – Autumn 2022* da Comissão Europeia, o preço a cobrar pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, em 2023, nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, para a instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo consta do quadro seguinte.

**Quadro 6-39 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo na RAA e na RAM para 2023**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	14,99

Aos valores indicados no Quadro 6-39 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 2023.

Como ponto de partida apresentam-se as receitas a recuperar nas tarifas do setor elétrico (ponto 7.1). Os impactes das decisões tarifárias são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios <sup>114</sup> (pontos 7.2 a 7.8): (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 em Portugal continental, em BTN, e das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, em MAT, AT, MT e BTE; (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 7.9), sobre os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (secção 7.10) e sobre o impacto das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado em BTN (secção 7.11).

Relativamente à evolução dos preços médios nas secções 7.2 até 7.8 importa explicitar os critérios adotados para decompor as variações dos preços médios entre os anos 2022 e 2023, designadamente pela identificação de três estados distintos:

- **«Tarifas 2022 <sup>115</sup>, consumos 2022»:** O primeiro estado corresponde à situação no ano 2022, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2022, conforme o documento «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2022» da ERSE conjugado com o efeito das atualizações trimestrais ocorridas em abril e outubro de 2022 e com o efeito da fixação excecional ocorrida em julho de 2022.
- **«Tarifas 2022, consumos 2023»:** O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos para 2023, conforme o presente documento, assumindo as tarifas do ano 2022, incluindo o efeito das atualizações trimestrais ocorridas em abril e outubro de 2022 e com o efeito da fixação excecional ocorrida em julho de 2022.

---

<sup>114</sup> 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).

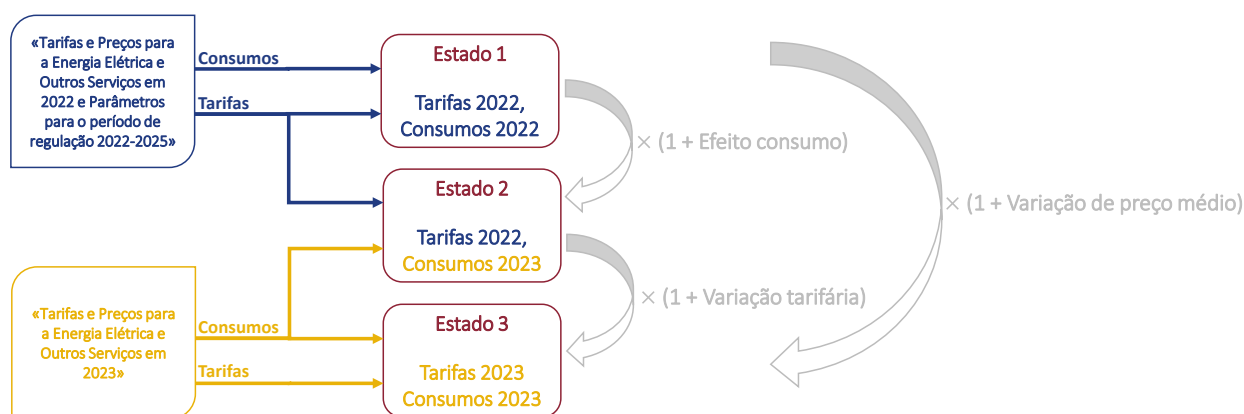
<sup>115</sup> As «Tarifas 2022» consideram o impacto anualizado das atualizações trimestrais ocorridas em abril e outubro de 2022 e da revisão excecional ocorrida em julho de 2022.

- «**Tarifas 2023, consumos 2023**»: O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2023 e as respetivas quantidades para esse ano.

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 2022 (estado 1) e o ano 2023 (estado 3) depende da variação tarifária e do efeito consumo através da seguinte equação <sup>116</sup>:

$$(1+\text{Variação de preço médio})=(1+\text{Variação tarifária})\times(1+\text{Efeito consumo})$$

Figura 7-1 - Decomposição da variação de preço médio



Nota: As «Tarifas 2022» consideram o impacto anualizado das atualizações trimestrais ocorridas em abril e outubro de 2022 e da fixação excecional ocorrida em julho de 2022.

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.

<sup>116</sup> Para variações reduzidas, por exemplo, inferiores a 2%, a equação pode ser aproximada da seguinte forma: Variação de preço médio ≈ 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 2023, 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 no ano 2023, em 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	1 102	1 145		1 102	145
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	320 831		312 092	320 831	19 560
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	41 411		41 411	41 411	2 563
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	-3 702 248		-593 048	-3 702 248	-303 153
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	1 047 663			1 047 663	101 038
Tarifa de Energia	684 960				684 960
Tarifa de Comercialização	21 753				21 753
<b>Sub-total</b>	<b>-1 584 528</b>	<b>1 145</b>	<b>-239 545</b>	<b>-2 291 242</b>	<b>526 867</b>
<b>Outros valores</b>					
Desconto social	-122 532			-122 532	-8 491
<b>Sub-total</b>	<b>-122 532</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-122 532</b>	<b>-8 491</b>
<b>TOTAL</b>	<b>-1 707 061</b>	<b>1 145</b>	<b>-239 545</b>	<b>-2 413 774</b>	<b>518 377</b>

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 <sup>117</sup>.

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 <sup>118</sup>. 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.

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.

### 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).

---

<sup>117</sup> 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.

<sup>118</sup> 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.

Quadro 7-2 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas no ano 2023, nas Regiões Autónomas

	Unidade: milhares de euros		
	Receitas	Receitas, por região	
	Total	RAA	RAM
<b>Tarifas por atividade</b>			
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	50	23	27
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	12 467	6 027	6 441
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	1 523	728	796
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	-148 175	-70 578	-77 596
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	48 879	22 496	26 383
Tarifa de Energia	410 729	196 226	214 504
Tarifa de Comercialização	8 146	3 886	4 260
<b>Sub-total</b>	<b>333 621</b>	<b>158 807</b>	<b>174 813</b>
<b>Outros valores</b>			
Desconto social	-6 832	-3 302	-3 530
<b>Sub-total</b>	<b>-6 832</b>	<b>-3 302</b>	<b>-3 530</b>
<b>TOTAL</b>	<b>326 789</b>	<b>155 505</b>	<b>171 284</b>

As receitas na **RAA**, resultam da aplicação das tarifas reguladas às entregas a clientes finais, designadamente as tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes <sup>119</sup> e as tarifas de Energia e Comercialização. A soma destas tarifas resulta na tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar na RAA (secção 4.14).

As receitas na **RAM**, resultam 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 4.15).

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.

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.

<sup>119</sup> 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

## 7.2 TARIFAS POR ATIVIDADE

### 7.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2022 E 2023

Nesta secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas das atividades reguladas pela ERSE entre os anos 2022 e 2023.

A Figura 7-2 apresenta a variação do preço médio 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 2022 e 2023, com o preço médio a assumir em 2023 um valor ainda mais negativo do que em 2022. Este valor negativo é justificado com os valores negativos do diferencial de custo CAE e dos diferenciais de custo da PRE repercutidos em 2023, incluindo o diferencial de custo da PRE renovável, com as receitas obtidas com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), com os leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa, com o produto da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE) e, com a afetação extraordinária de verbas do Fundo Ambiental para o SEN.

Também a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador regista uma variação negativa do preço médio entre 2022 e 2023.

Em sentido contrário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT apresentam um acréscimo do preço médio entre 2022 e 2023, que se justifica essencialmente pela variação tarifária positiva. A tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT observam uma redução tarifária.

Figura 7-2 - Evolução do preço médio nas parcelas da tarifa de Acesso às Redes

Tarifa	Preço médio 2022	Preço médio 2023	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso Global do Sistema	<b>-0,0174 €/kWh</b> Receitas: -792 781 mil € Quantidades: 45 515 GWh	<b>-0,0819 €/kWh</b> Receitas: -3 660 837 mil € Quantidades: 44 688 GWh	-370,3%	<b>-370,8%</b>	0,1%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	<b>0,00003 €/kWh</b> Receitas: 1 360 mil € Quantidades: 45 515 GWh	<b>0,00002 €/kWh</b> Receitas: 1 102 mil € Quantidades: 44 688 GWh	-17,5%	<b>-20,4%</b>	3,6%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	<b>0,0025 €/kWh</b> Receitas: 6 198 mil € Quantidades: 2 468 GWh	<b>0,0028 €/kWh</b> Receitas: 6 236 mil € Quantidades: 2 210 GWh	12,4%	<b>7,1%</b>	4,9%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	<b>0,0068 €/kWh</b> Receitas: 294 385 mil € Quantidades: 43 047 GWh	<b>0,0074 €/kWh</b> Receitas: 314 595 mil € Quantidades: 42 478 GWh	8,3%	<b>7,6%</b>	0,7%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	<b>0,0019 €/kWh</b> Receitas: 82 134 mil € Quantidades: 43 047 GWh	<b>0,0019 €/kWh</b> Receitas: 81 026 mil € Quantidades: 42 478 GWh	0,0%	<b>-0,5%</b>	0,4%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	<b>0,0089 €/kWh</b> Receitas: 323 080 mil € Quantidades: 36 154 GWh	<b>0,0089 €/kWh</b> Receitas: 318 492 mil € Quantidades: 35 728 GWh	-0,2%	<b>-0,6%</b>	0,4%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	<b>0,0300 €/kWh</b> Receitas: 636 419 mil € Quantidades: 21 247 GWh	<b>0,0306 €/kWh</b> Receitas: 648 144 mil € Quantidades: 21 190 GWh	2,1%	<b>1,1%</b>	1,0%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Na tarifa de Uso Global do Sistema o preço médio de 2022 inclui o efeito da fixação excepcional ocorrida em 2022.

A Figura 7-3 apresenta a variação do preço médio para a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização <sup>120</sup>, 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 +77,5% do preço médio, impulsionado pelo efeito da variação tarifária (+79,2%). No caso da tarifa de Comercialização prevê-se um decréscimo de -25,3% no preço médio entre 2022 e 2023, explicado por uma variação tarifária de -13,5% e por um efeito consumo de -13,7%.

<sup>120</sup> 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.

Figura 7-3 - Evolução do preço médio nas tarifas de Energia e Comercialização

Tarifa	Preço médio 2022	Preço médio 2023	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia	<b>0,1451 €/kWh</b> Receitas: 280 134 mil € Quantidades: 1 930 GWh	<b>0,2576 €/kWh</b> Receitas: 684 960 mil € Quantidades: 2 659 GWh	77,5% 	<b>79,2%</b> 	-1,0% 
Tarifa de Comercialização	<b>0,0110 €/kWh</b> Receitas: 21 146 mil € Quantidades: 1 930 GWh	<b>0,0082 €/kWh</b> Receitas: 21 753 mil € Quantidades: 2 659 GWh	-25,3% 	<b>-13,5%</b> 	-13,7% 

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 2022 inclui o efeito das atualizações trimestrais e da fixação excepcional ocorridas em 2022.

## 7.2.2 EVOLUÇÃO ENTRE 2002 E 2023

O Quadro 7-3 apresenta a evolução nas tarifas das atividades reguladas em termos reais e nominais desde o ano 2002 <sup>121</sup>.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam em 2023 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 diferencial de custo 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 efeitos a partir de 2010. Essa tendência voltou a ser contrariada em 2012, 2019 e mais

<sup>121</sup> Os preços médios apresentados até 2022 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.



recentemente em 2022 e 2023, devido a uma redução dos CIEG, que assumem um valor negativo desde 2022, gerando uma tarifa de Uso Global do Sistema negativa.

A tarifa de Energia observa um acréscimo significativo devido a uma subida de preços sem precedentes no mercado grossista de eletricidade.

**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	2023
Energia	<b>real</b>	<b>100</b>	<b>96</b>	<b>101</b>	<b>103</b>	<b>97</b>	<b>96</b>	<b>88</b>	<b>123</b>	<b>86</b>	<b>81</b>	<b>103</b>	<b>104</b>	<b>101</b>	<b>99</b>	<b>89</b>	<b>83</b>	<b>86</b>	<b>103</b>	<b>91</b>	<b>82</b>	<b>182</b>	<b>314</b>
	nominal	100	100	107	113	110	111	104	148	104	97	123	127	125	125	113	107	114	138	125	115	263	471
OLMC	<b>real</b>																	<b>100</b>	<b>98</b>	<b>95</b>	<b>87</b>	<b>94</b>	<b>72</b>
	nominal																	100	100	99	92	103	82
Uso da Rede Transporte	<b>real</b>	<b>100</b>	<b>93</b>	<b>103</b>	<b>104</b>	<b>101</b>	<b>113</b>	<b>144</b>	<b>144</b>	<b>186</b>	<b>178</b>	<b>172</b>	<b>206</b>	<b>223</b>	<b>172</b>	<b>162</b>	<b>192</b>	<b>172</b>	<b>150</b>	<b>139</b>	<b>142</b>	<b>160</b>	<b>166</b>
	nominal	100	96	109	114	114	131	170	173	223	214	205	251	274	216	207	249	227	201	192	198	232	250
Uso da Rede Distribuição AT	<b>real</b>	<b>100</b>	<b>97</b>	<b>77</b>	<b>70</b>	<b>78</b>	<b>72</b>	<b>148</b>	<b>161</b>	<b>161</b>	<b>142</b>	<b>157</b>	<b>164</b>	<b>165</b>	<b>151</b>	<b>148</b>	<b>156</b>	<b>123</b>	<b>117</b>	<b>103</b>	<b>104</b>	<b>118</b>	<b>113</b>
	nominal	100	101	82	76	88	84	175	193	194	170	188	200	203	190	189	203	163	157	141	144	170	170
Uso da Rede Distribuição MT	<b>real</b>	<b>100</b>	<b>96</b>	<b>91</b>	<b>84</b>	<b>89</b>	<b>91</b>	<b>94</b>	<b>98</b>	<b>98</b>	<b>85</b>	<b>95</b>	<b>100</b>	<b>99</b>	<b>87</b>	<b>85</b>	<b>91</b>	<b>72</b>	<b>67</b>	<b>58</b>	<b>58</b>	<b>68</b>	<b>65</b>
	nominal	100	99	97	92	101	106	111	117	118	102	114	123	122	109	109	118	95	91	79	81	98	98
Uso da Rede Distribuição BT	<b>real</b>	<b>100</b>	<b>95</b>	<b>93</b>	<b>88</b>	<b>87</b>	<b>92</b>	<b>98</b>	<b>89</b>	<b>99</b>	<b>91</b>	<b>92</b>	<b>96</b>	<b>95</b>	<b>91</b>	<b>96</b>	<b>90</b>	<b>82</b>	<b>79</b>	<b>76</b>	<b>75</b>	<b>68</b>	<b>66</b>
	nominal	100	98	98	97	99	106	115	107	119	110	111	118	117	115	122	117	108	106	104	105	99	100
Uso Global do Sistema	<b>real</b>	<b>100</b>	<b>131</b>	<b>138</b>	<b>192</b>	<b>222</b>	<b>268</b>	<b>436</b>	<b>49</b>	<b>473</b>	<b>676</b>	<b>654</b>	<b>638</b>	<b>709</b>	<b>842</b>	<b>904</b>	<b>936</b>	<b>926</b>	<b>726</b>	<b>751</b>	<b>787</b>	<b>-297</b>	<b>-1349</b>
	nominal	100	135	146	210	251	312	515	58	569	811	782	780	873	1058	1155	1214	1223	975	1033	1097	-431	-2027
Comercialização em MAT, AT e MT	<b>real</b>	<b>100</b>	<b>285</b>	<b>436</b>	<b>334</b>	<b>267</b>	<b>238</b>	<b>71</b>	<b>219</b>	<b>126</b>	<b>133</b>	<b>141</b>	<b>146</b>	<b>141</b>	<b>449</b>	<b>448</b>	<b>439</b>	<b>181</b>	<b>373</b>	<b>253</b>	<b>10</b>	<b>440</b>	<b>366</b>
	nominal	100	295	462	365	301	276	84	262	152	160	169	178	173	564	573	569	239	502	348	14	638	550
Comercialização BTE	<b>real</b>	<b>100</b>	<b>165</b>	<b>254</b>	<b>240</b>	<b>194</b>	<b>195</b>	<b>84</b>	<b>107</b>	<b>69</b>	<b>68</b>	<b>72</b>	<b>79</b>	<b>76</b>	<b>103</b>	<b>452</b>	<b>452</b>	<b>44</b>	<b>46</b>	<b>190</b>	<b>229</b>	<b>359</b>	<b>116</b>
	nominal	100	171	269	263	219	227	99	128	83	82	86	96	94	129	578	587	58	61	262	320	521	174
Comercialização BTN	<b>real</b>	<b>100</b>	<b>139</b>	<b>106</b>	<b>87</b>	<b>78</b>	<b>97</b>	<b>107</b>	<b>124</b>	<b>124</b>	<b>106</b>	<b>99</b>	<b>98</b>	<b>98</b>	<b>100</b>	<b>112</b>	<b>110</b>	<b>144</b>	<b>162</b>	<b>177</b>	<b>182</b>	<b>189</b>	<b>159</b>
	nominal	100	144	112	95	88	113	127	149	149	128	118	120	120	126	143	143	190	218	243	253	273	239

Nota: A Comercialização em MAT, AT e MT deixou de incluir a MAT em 2014 e AT em 2022.

Nota: A tarifa OLMC foi introduzida em 2018. Na tarifa de Energia, os preços médios de 2020, 2021 e 2022 incluem o efeito das atualizações trimestrais ocorridas nesses anos. O efeito da fixação excepcional de tarifas em julho de 2022 também foi tido em conta nos valores do ano 2022, nomeadamente na tarifa de Energia e na tarifa de Uso Global do Sistema.

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 <sup>122</sup>.

<sup>122</sup> 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](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

Quadro 7-4 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período de regulação

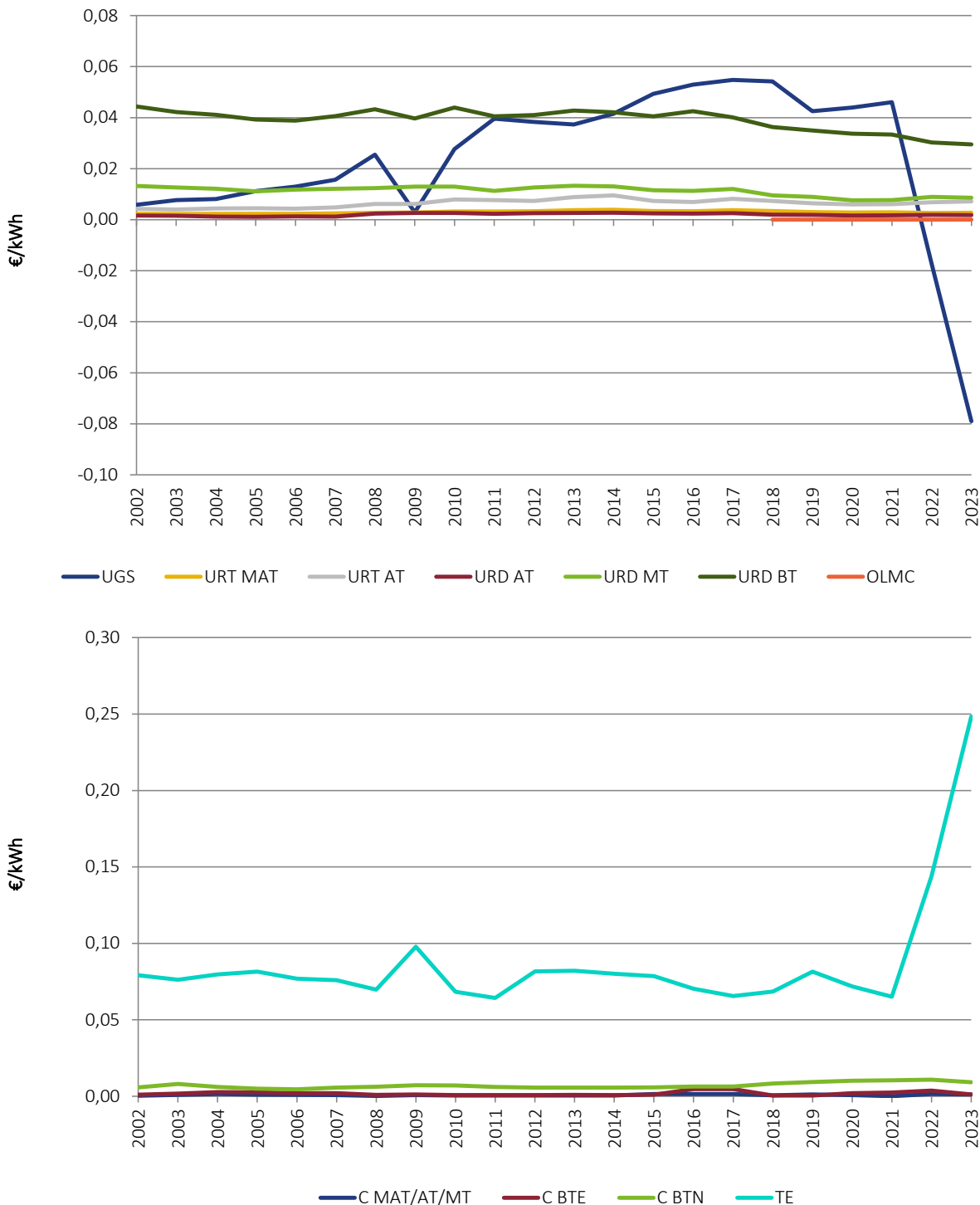
Variação anual média		2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022-2023*
Energia	real	1,0%	-5,1%	-2,7%	7,6%	-6,5%	-0,2%	95,4%
	nominal	4,0%	-2,6%	-2,2%	8,5%	-4,8%	1,6%	102,9%
OLMC	real						-3,5%	-8,8%
	nominal						-2,1%	-5,3%
Uso Rede Transporte	real	1,4%	11,4%	7,4%	7,7%	-4,9%	-7,2%	8,1%
	nominal	4,5%	14,3%	7,9%	8,6%	-3,2%	-5,5%	12,2%
Uso Rede Distribuição AT	real	-11,4%	28,6%	-1,4%	5,2%	-1,9%	-9,8%	4,4%
	nominal	-8,7%	32,0%	-0,9%	6,1%	-0,1%	-8,1%	8,4%
Uso Rede Distribuição MT	real	-5,5%	3,6%	-3,2%	5,2%	-2,8%	-10,5%	5,5%
	nominal	-2,7%	6,3%	-2,7%	6,1%	-1,1%	-8,8%	9,5%
Uso Rede Distribuição BT	real	-4,0%	3,3%	-2,2%	1,2%	-1,6%	-4,5%	-6,0%
	nominal	-1,1%	6,0%	-1,7%	2,1%	0,1%	-2,7%	-2,5%
Uso Global do Sistema	real	24,2%	31,5%	15,8%	1,6%	9,7%	-4,3%	-135,7%
	nominal	28,0%	34,9%	16,3%	2,5%	11,6%	-2,5%	-142,4%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	49,4%	-40,2%	23,1%	1,9%	46,1%	-60,8%	493,8%
	nominal	54,0%	-38,7%	23,7%	2,8%	48,7%	-60,1%	516,4%
Comercialização em BTE	real	34,0%	-29,7%	-6,5%	3,6%	81,2%	-15,6%	-28,9%
	nominal	38,1%	-27,8%	-6,0%	4,5%	84,4%	-14,1%	-26,2%
Comercialização em BTN	real	-4,5%	7,1%	-0,2%	-2,8%	4,0%	13,4%	-6,5%
	nominal	-1,6%	9,9%	0,3%	-1,9%	5,8%	15,5%	-3,0%

Nota: Na tarifa de Energia, os preços médios de 2020, 2021 e 2022 incluem o efeito das atualizações trimestrais ocorridas nesses anos. O efeito da fixação excepcional de tarifas em julho de 2022 também foi tido em conta nos valores do ano 2022, nomeadamente na tarifa de Energia e na tarifa de Uso Global do Sistema.

\* A última coluna não representa o período de regulação completo.

Na Figura 7-4 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade a preços constantes de 2022.

Figura 7-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2022)



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

## 7.3 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

### 7.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2022 E 2023

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 2022 e 2023 <sup>123</sup>. 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 -523,7% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2022 e 2023, é impulsionado fundamentalmente por um decréscimo tarifário de -505,6%. 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**

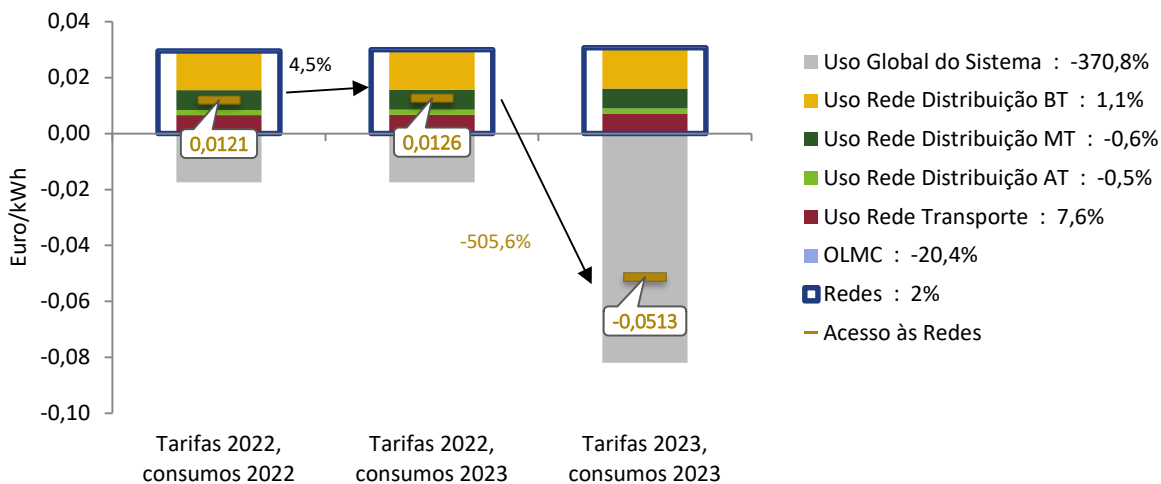
Tarifa	Preço médio 2022	Preço médio 2023	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Acesso às Redes	<b>0,0121 €/kWh</b> Receitas: 550 796 mil € Quantidades: 45 515 GWh	<b>-0,0513 €/kWh</b> Receitas: -2 291 242 mil € Quantidades: 44 688 GWh	-523,7%	<b>-505,6%</b>	4,5%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

Na legenda da Figura 7-6, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: +7,6% para o Uso da Rede de Transporte, -0,5% para o Uso da Rede de Distribuição em AT, -0,6% para o Uso da Rede de Distribuição em MT, +1,1% para o Uso da Rede de Distribuição em BT, -20,4% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador e -370,8% para o Uso Global do Sistema.

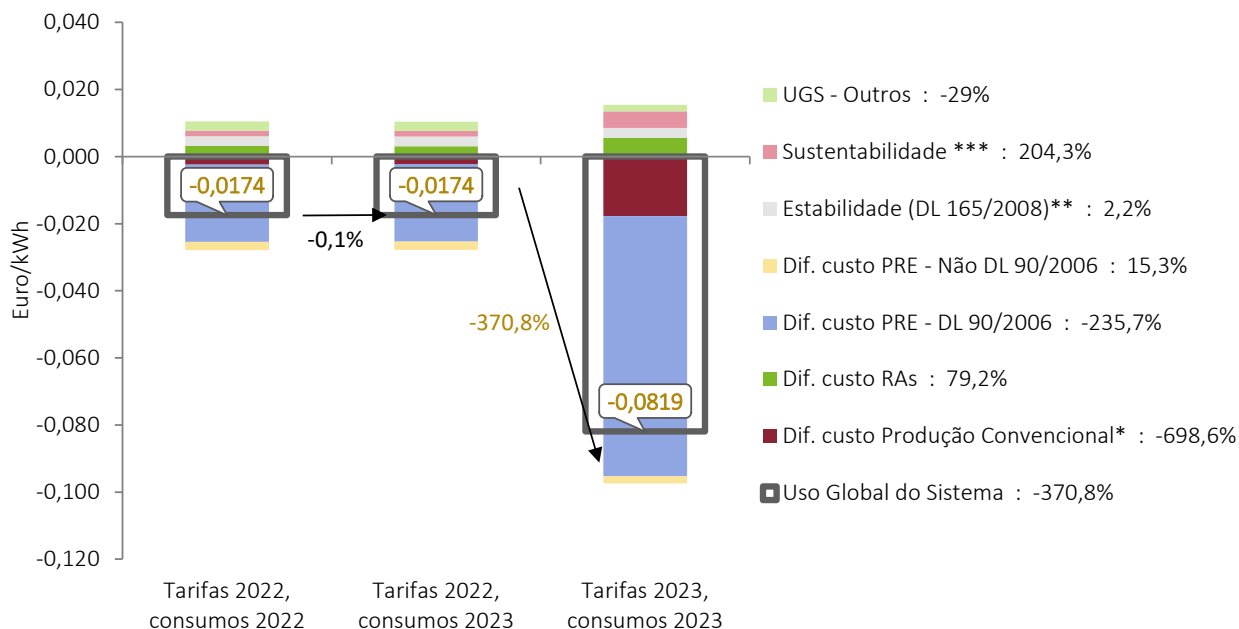
<sup>123</sup> A análise inclui nos valores de tarifas do ano 2022 o efeito da fixação excepcional de tarifas de julho de 2022, nomeadamente na tarifa de Uso Global do Sistema e na tarifa de Acesso às Redes.

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 diferenciais de custos 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 2022 e 2023, para os diferentes níveis de tensão, com discriminação por atividade. Regista-se uma variação tarifária da tarifa de Acesso às Redes de -573,9% em MAT, -521,2% em AT, -511,1% em MT, -182,8% em BTE e de -295,8% em BTN. Em termos médios globais observa-se um decréscimo de -505,6% 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 -428,8% em MAT, -278,6% em AT, -127,7% em MT, -258,2% em BTE e -761,2% 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

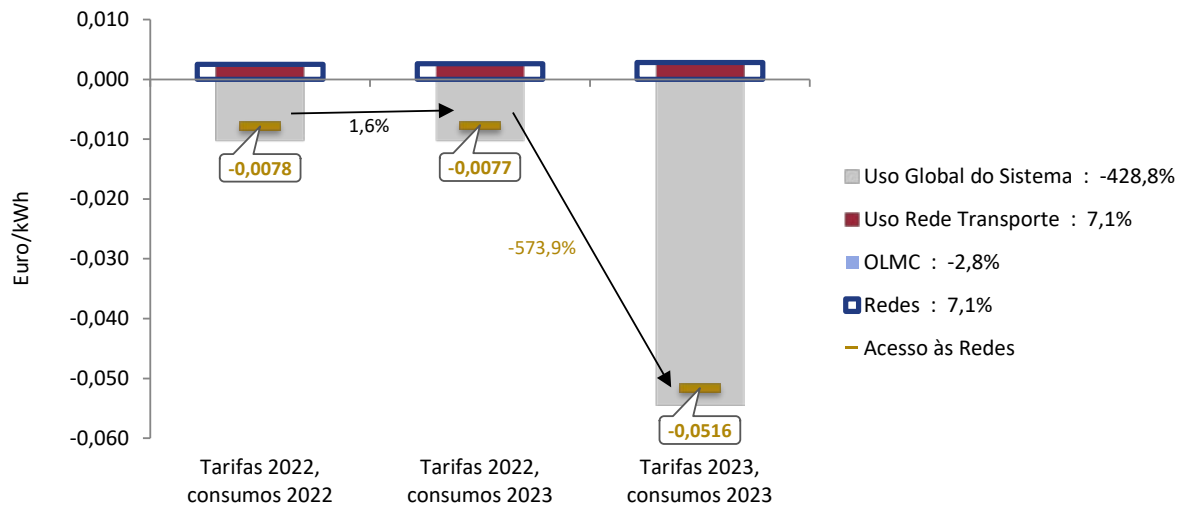


Figura 7-9 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT

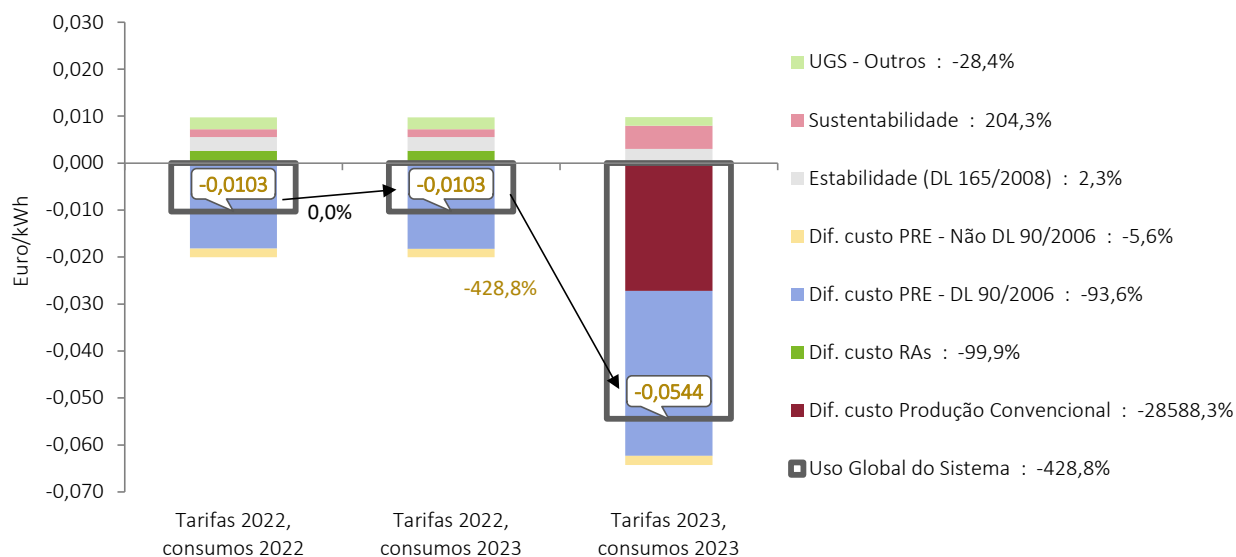


Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT

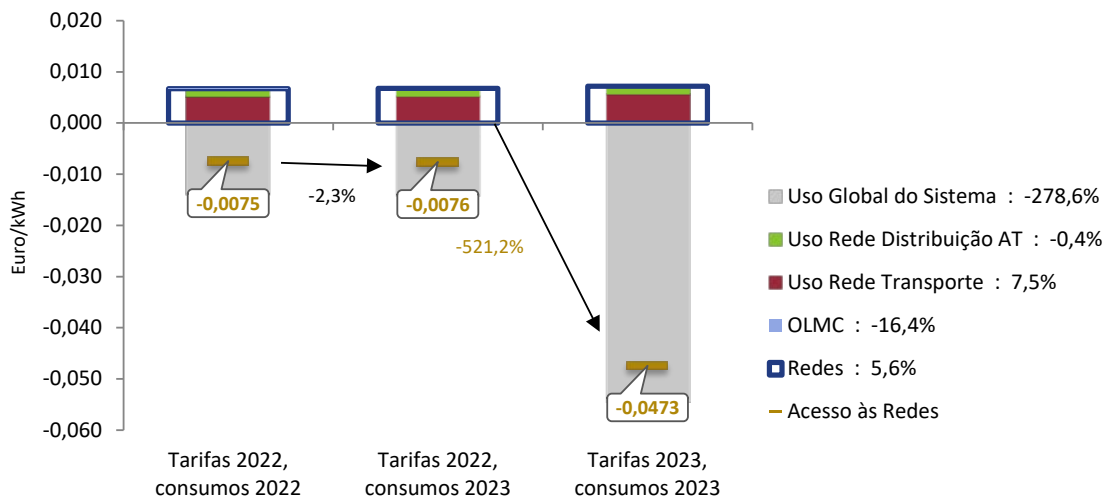


Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT

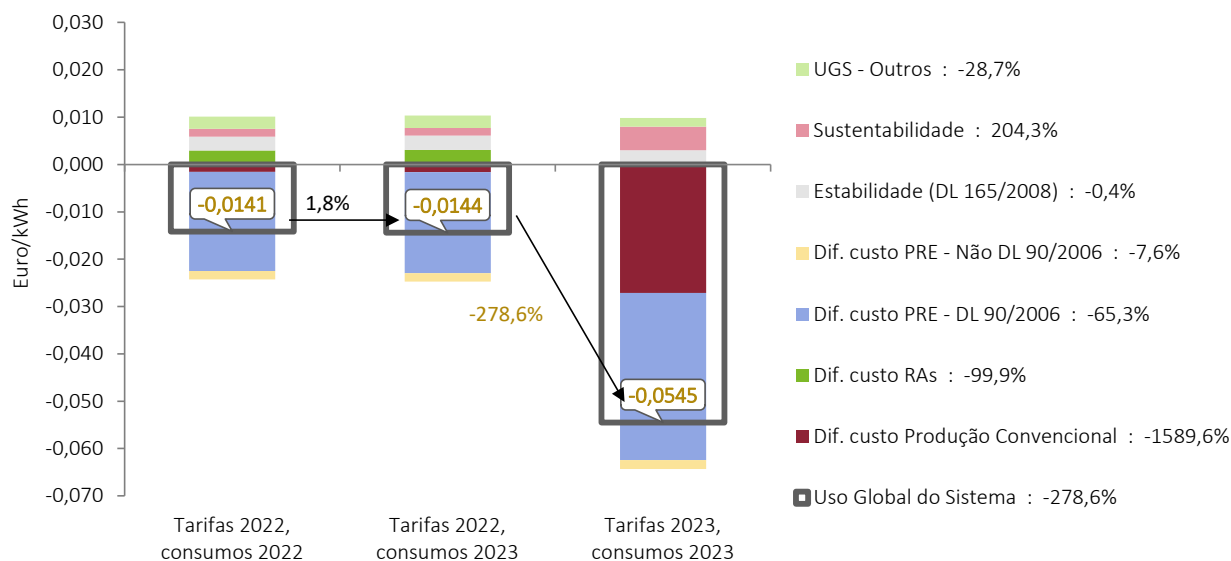


Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT

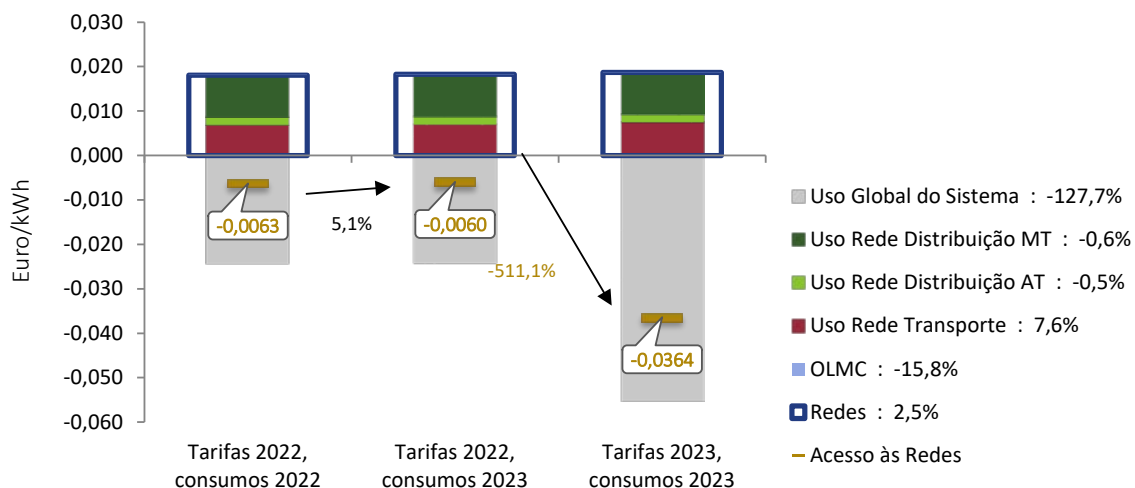




Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT

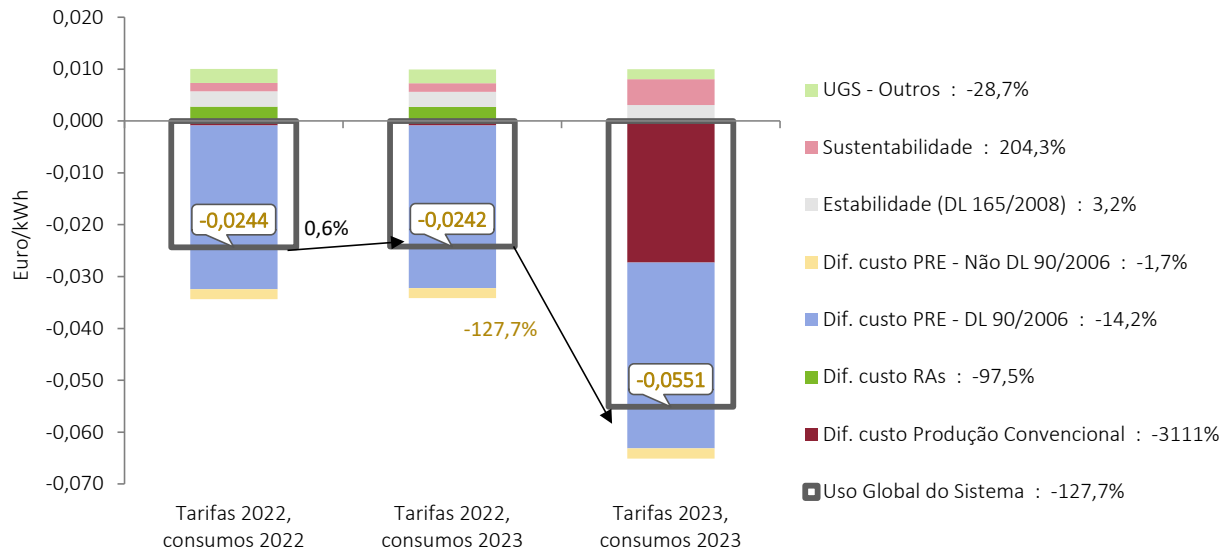


Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE

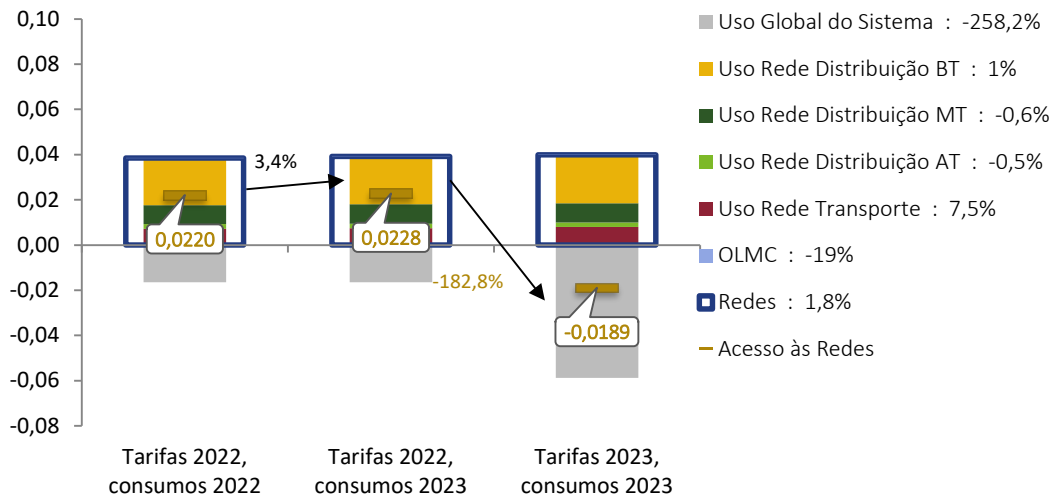


Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE

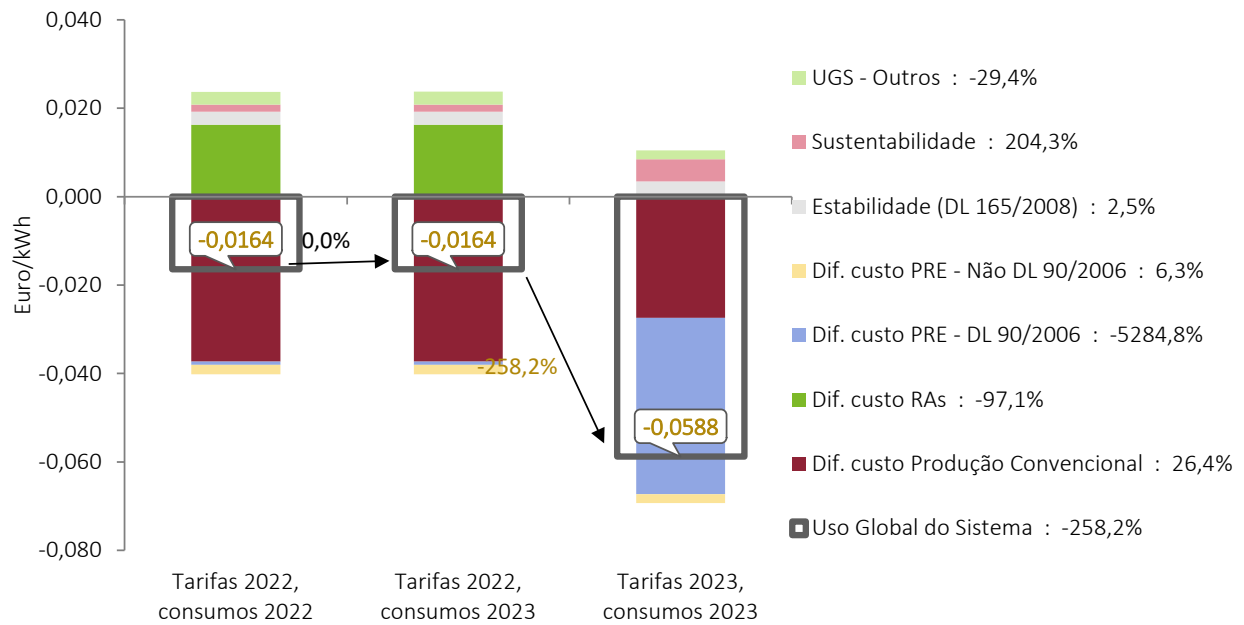


Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN

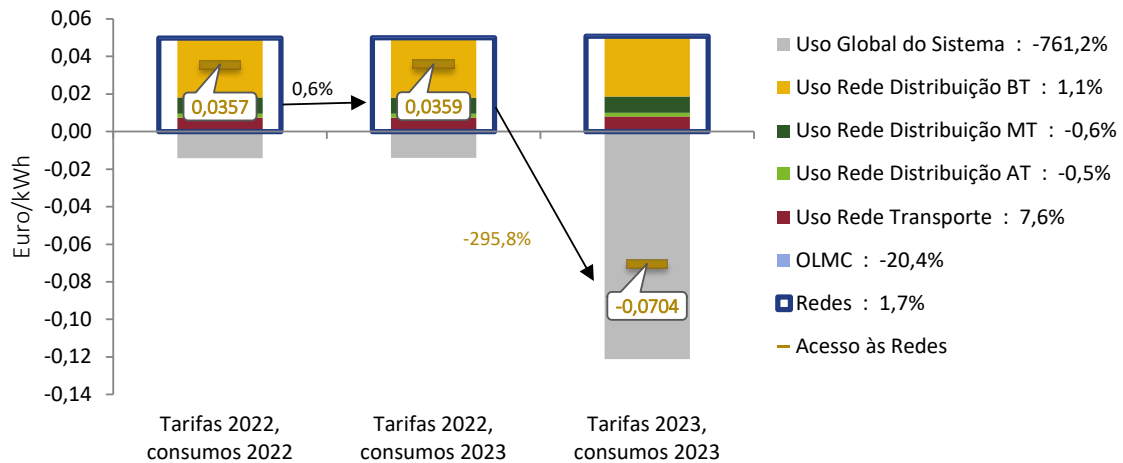
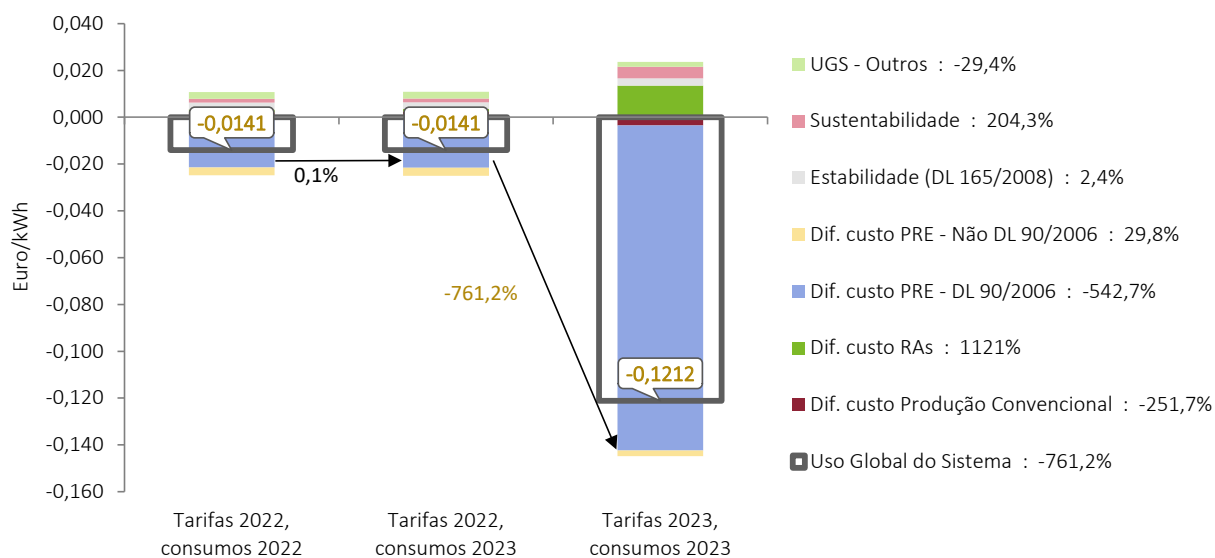


Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN

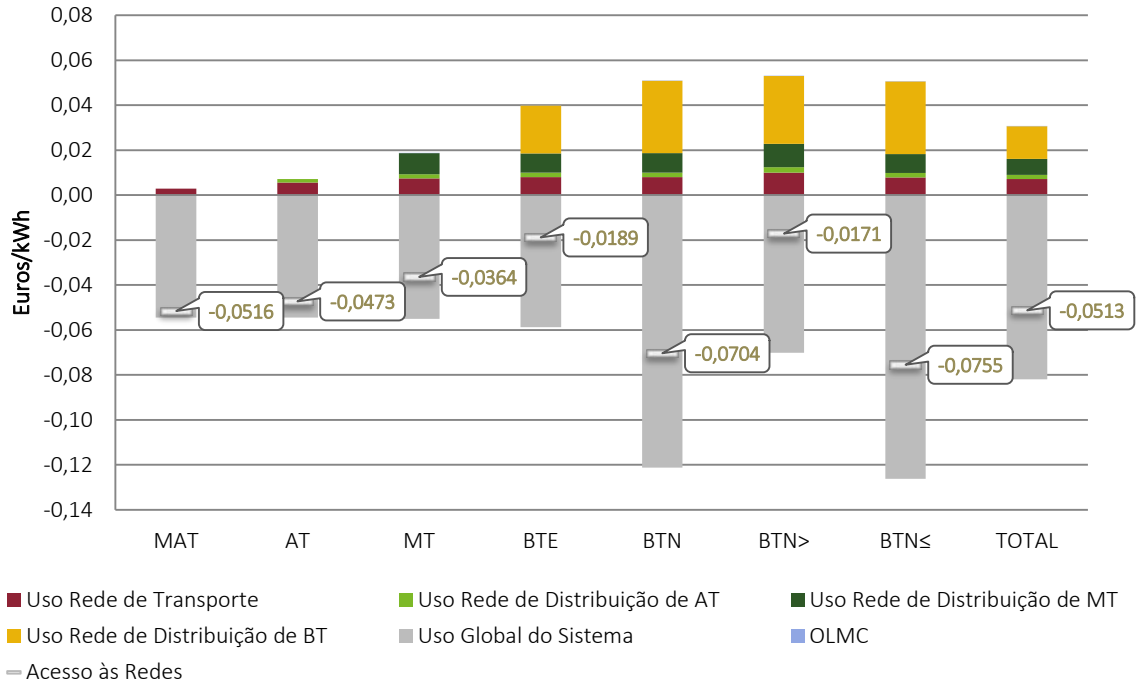


### 7.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2023

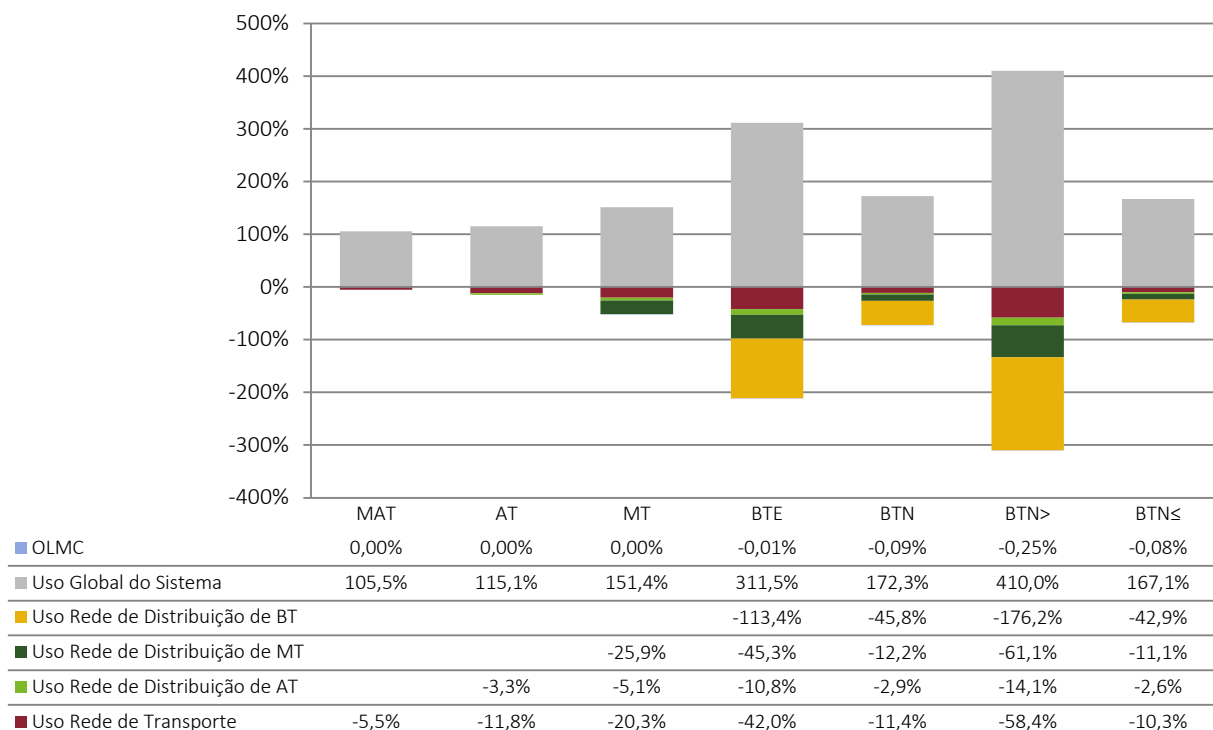
Na Figura 7-18, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2023. O preço médio do acesso às redes na BTN< é inferior ao preço médio dos restantes níveis de tensão, devido ao diferencial de custo da PRE renovável ser imputado essencialmente a estes consumidores.

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 diferencial de custo com os CAE, (ii) os encargos com os CMEC, (iii) os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas, (iv) os diferenciais de custo 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

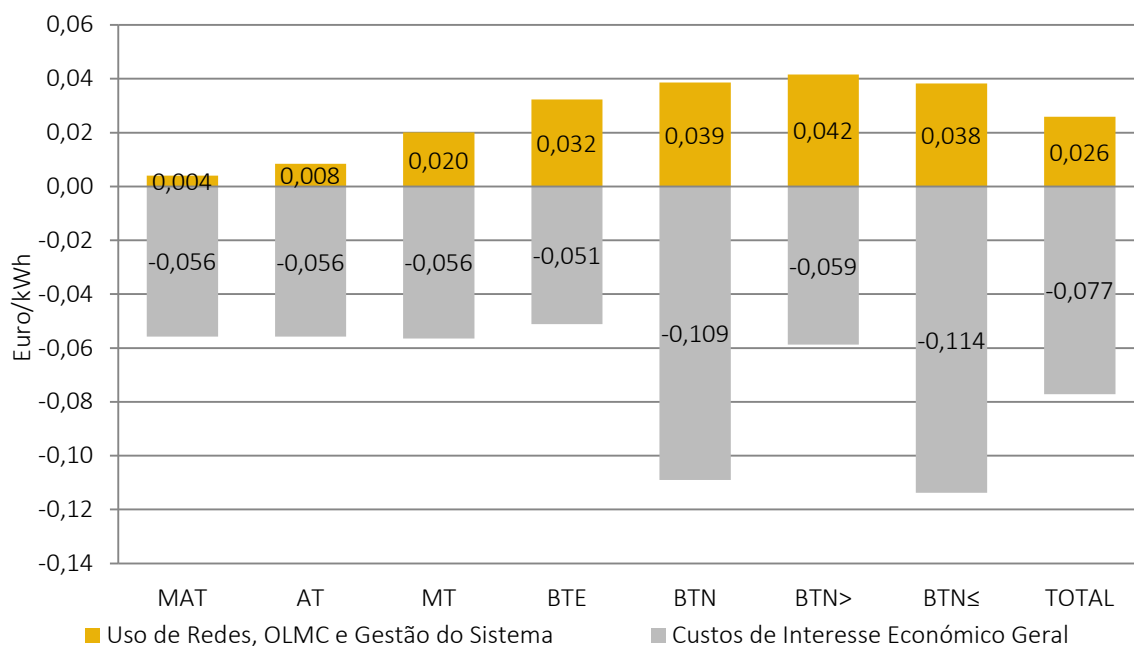
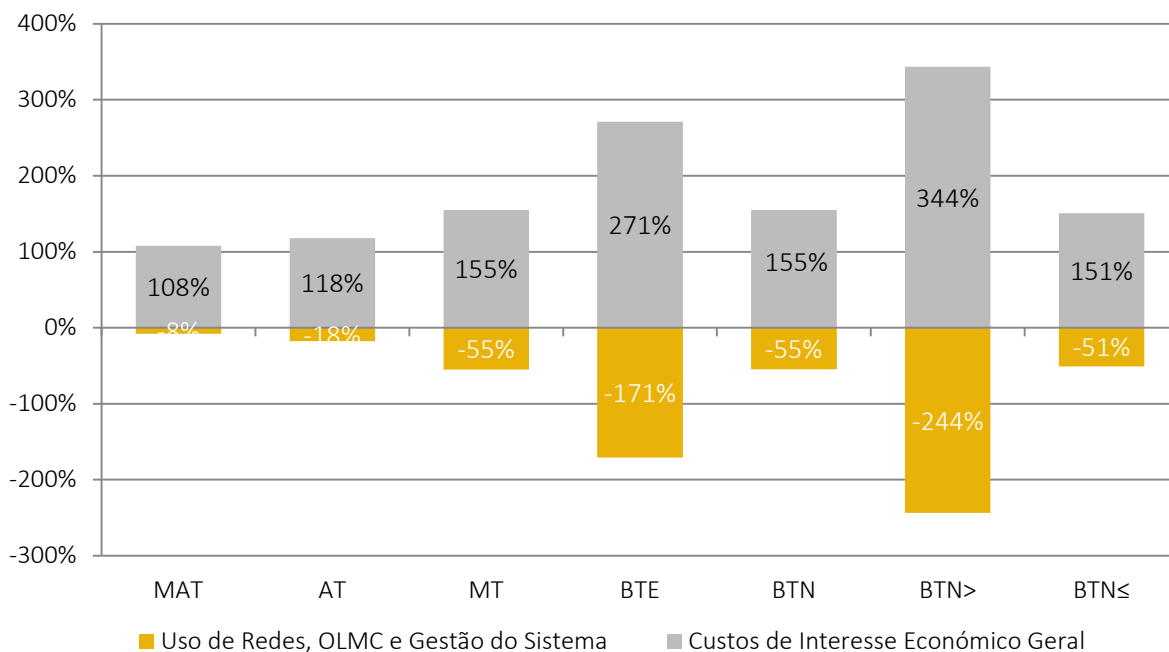


Figura 7-21 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



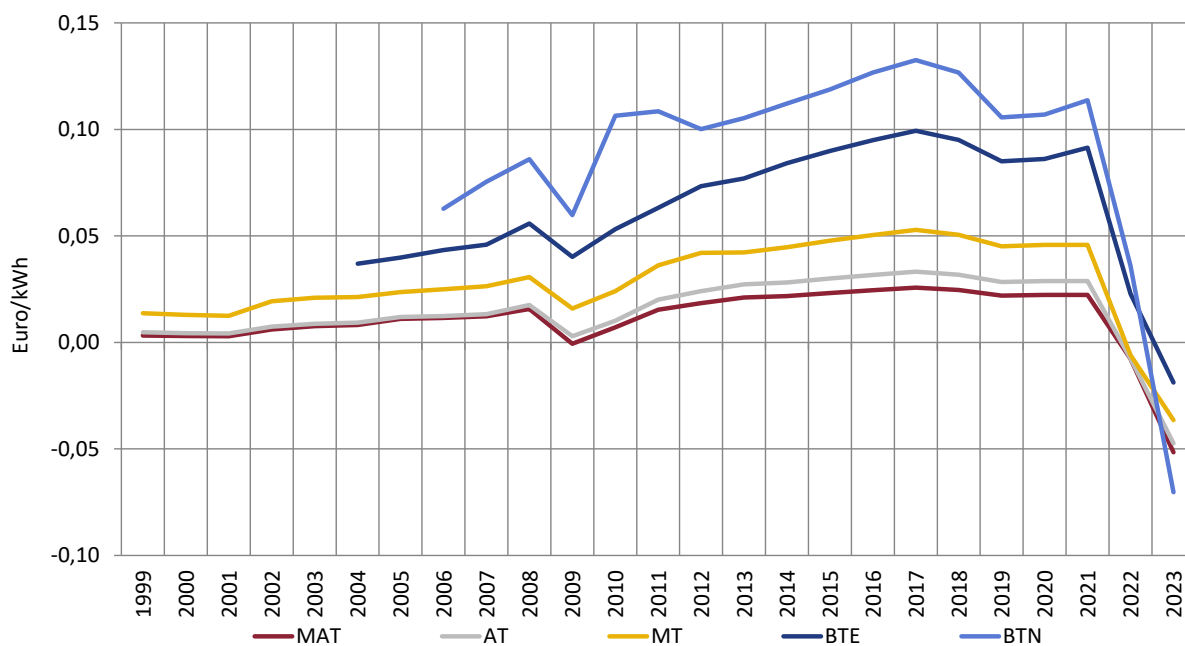
Nota: Quando o preço médio é negativo (positivo), a respetiva estrutura é positiva (negativa).

### 7.3.3 EVOLUÇÃO ENTRE 1999 E 2023

A Figura 7-22 e a Figura 7-23 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes <sup>124</sup>, no período compreendido entre 1999 e 2023, por nível de tensão. As figuras avaliam a evolução a preços correntes e a preços constantes de 2022, respetivamente.

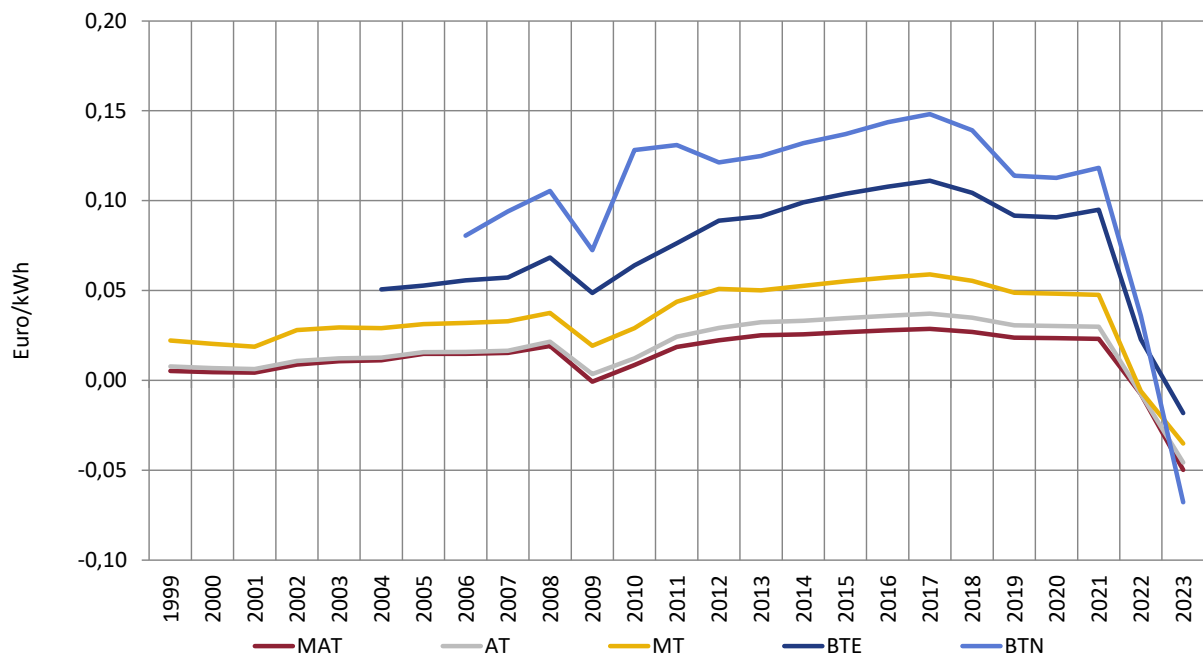
Os preços médios apresentados até 2022 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano. Utiliza-se a estrutura de consumos de 2023 de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos entre anos e analisar apenas as variações tarifárias.

Figura 7-22 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes)



<sup>124</sup> Até ao ano 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 2022)



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	2023
MAT	real	100	88	83	168	204	214	280	280	292	365	-15	162	354	425	477	488	511	530	547	514	452	447	441	-146	-948
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	652	671	717	757	793	758	678	687	687	-236	-1593
AT	real	100	88	82	140	160	165	205	207	215	279	46	159	316	379	420	431	451	468	483	453	399	394	389	-99	-594
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	574	593	633	669	700	669	599	606	606	-161	-998
MT	real	100	91	85	126	133	131	141	144	148	169	87	131	197	230	226	237	248	258	266	250	220	217	214	-27	-158
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	308	326	349	368	385	369	330	334	334	-43	-266
BTE	real	-	-	-	-	-	100	106	111	115	137	99	129	149	168	175	192	204	214	221	209	186	189	198	46	-36
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	228	243	257	269	257	230	233	247	62	-51
BTN	real	-	-	-	-	-	-	-	100	117	130	91	160	158	142	148	158	167	177	182	172	143	145	153	45	-84
	nominal	-	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	179	189	202	211	202	168	170	181	57	-112

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 <sup>125</sup>.

**Quadro 7-6 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período de regulação**

Variação		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018-2021
MAT	real	-8,9%	35,6%	9,2%	-1,0%	11,2%	3,9%	-5,3%
	nominal	-5,6%	40,1%	12,1%	-0,5%	12,2%	5,7%	-3,5%
AT	real	-9,4%	25,7%	10,9%	4,2%	10,9%	3,9%	-5,3%
	nominal	-6,1%	29,8%	13,8%	4,7%	11,8%	5,7%	-3,5%
MT	real	-8,0%	13,6%	6,3%	5,2%	6,4%	3,9%	-5,3%
	nominal	-4,7%	17,4%	9,1%	5,7%	7,3%	5,7%	-3,5%
BTE	real	-	-	8,9%	2,9%	8,9%	4,7%	-2,6%
	nominal	-	-	11,9%	4,2%	10,0%	5,7%	-2,1%
BTN	real	-	-	-	6,6%	0,1%	4,8%	-4,3%
	nominal	-	-	-	8,0%	1,1%	5,7%	-3,8%

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 2022 E 2023

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 2022 e 2023. 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

<sup>125</sup> 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](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

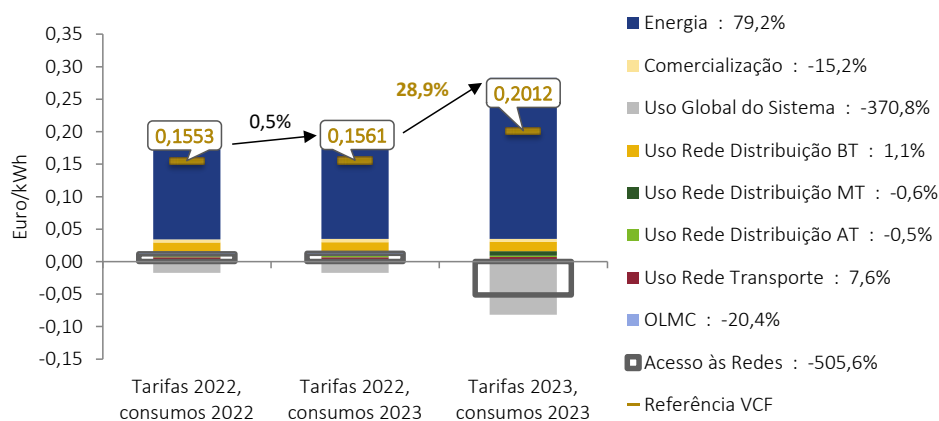
regulado e liberalizado. Assim, os preços médios de referência de venda a clientes finais representam a melhor expectativa dos preços eficientes praticados no mercado retalhista. Apresenta-se igualmente a estrutura destes preços médios por atividade regulada para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

Deve referir-se que as variações tarifárias apresentadas são determinadas face ao preço médio em 2022, tendo em conta as atualizações trimestrais da tarifa de Energia ocorridas em abril e outubro de 2022 e a fixação excecional de tarifas em julho de 2022.

A variação de +29,5% no preço médio de referência de venda a clientes finais, entre 2022 e 2023, decorre de um aumento tarifário de +28,9% e de um acréscimo de +0,5% por efeito consumo (Figura 7-24).

Na legenda da Figura 7-24, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: +7,6% para o Uso da Rede de Transporte, -0,5% para o Uso da Rede de Distribuição em AT, -0,6% para o Uso da Rede de Distribuição em MT, +1,1% para o Uso da Rede de Distribuição em BT, -370,8% para o Uso Global do Sistema, -20,4% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador, -15,2% para a Comercialização e +79,2% 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 2022 e 2023, 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

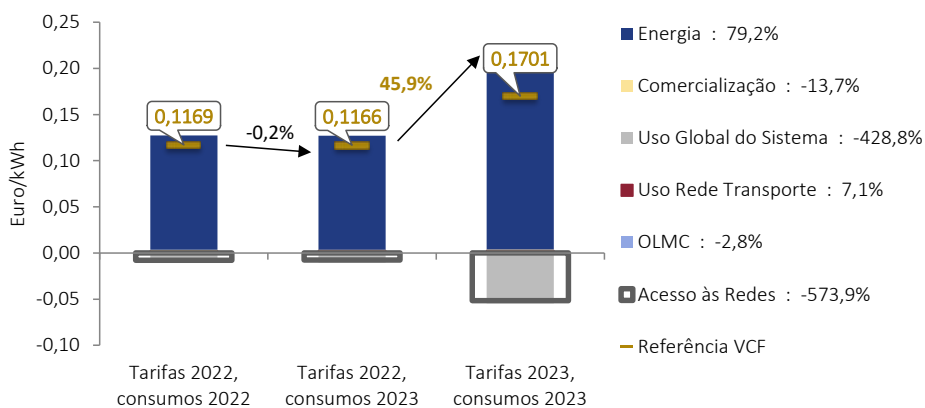


Figura 7-26 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT

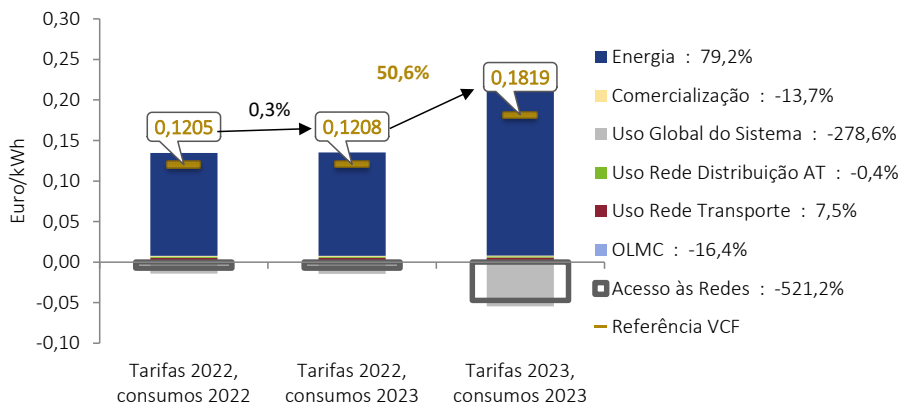


Figura 7-27 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT

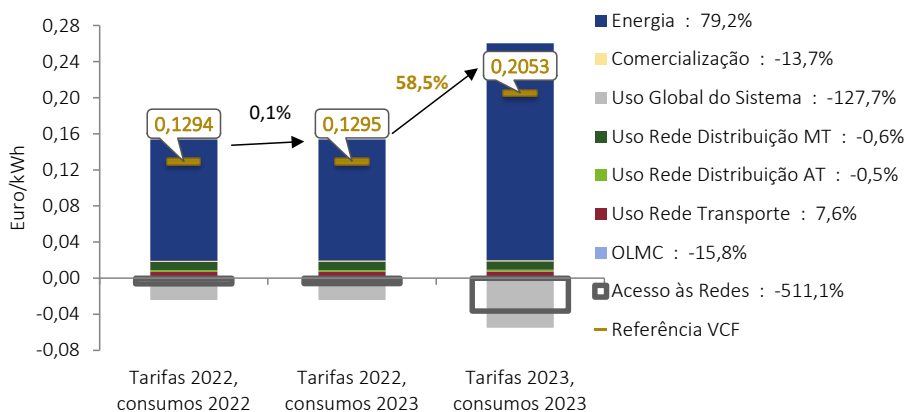
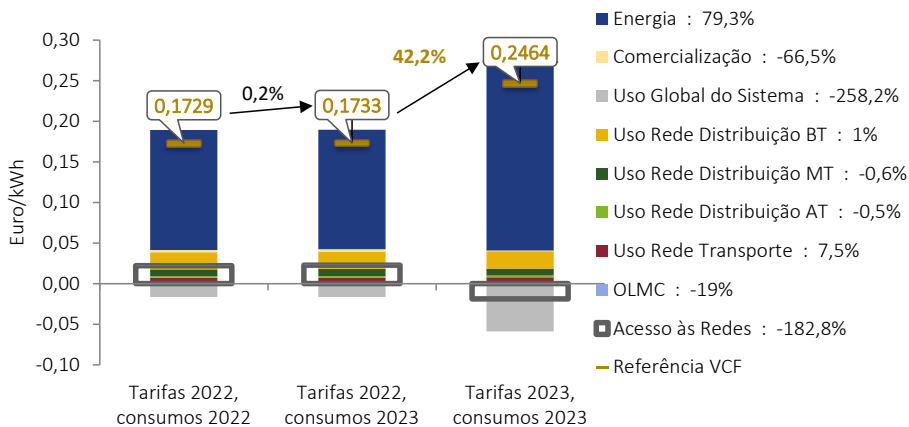
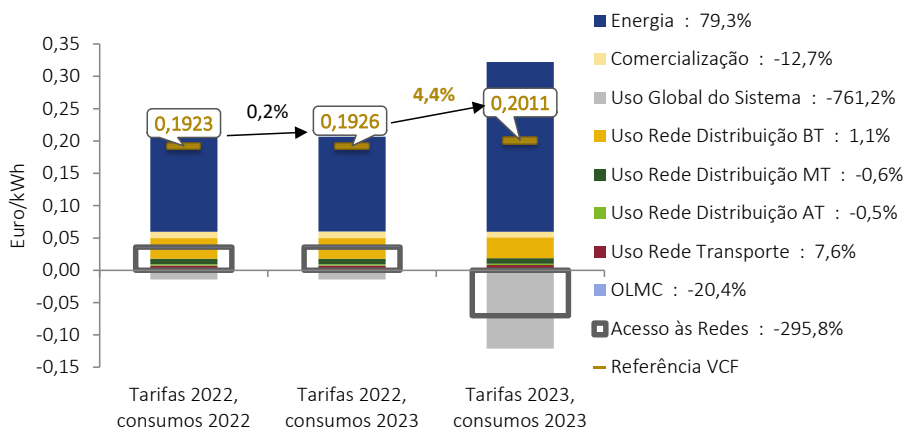


Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE



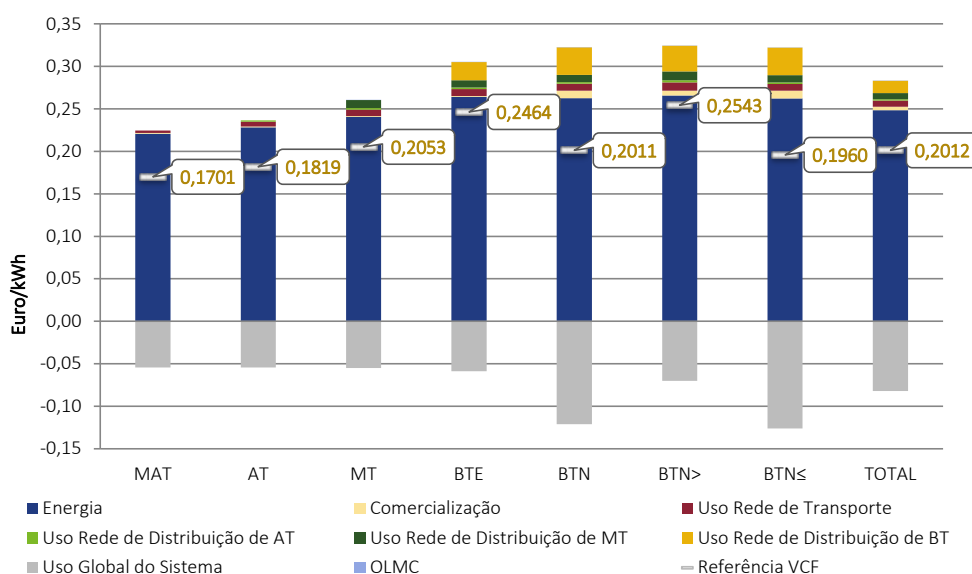
**Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN**



#### 7.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2023

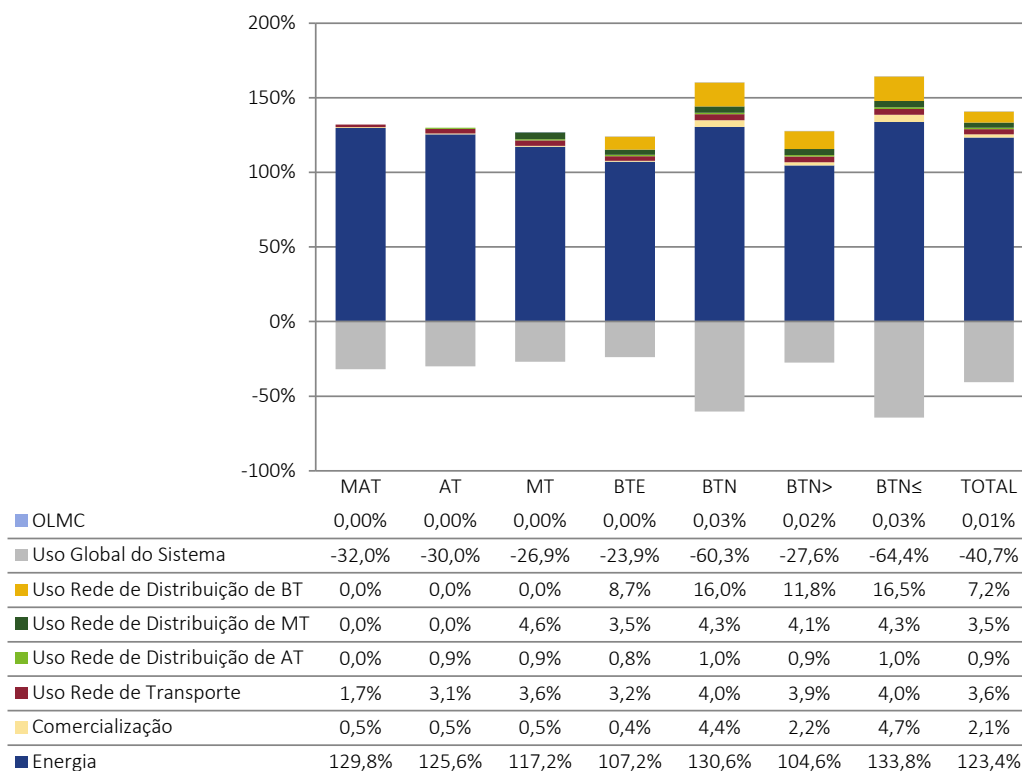
Na Figura 7-30, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2023.

**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

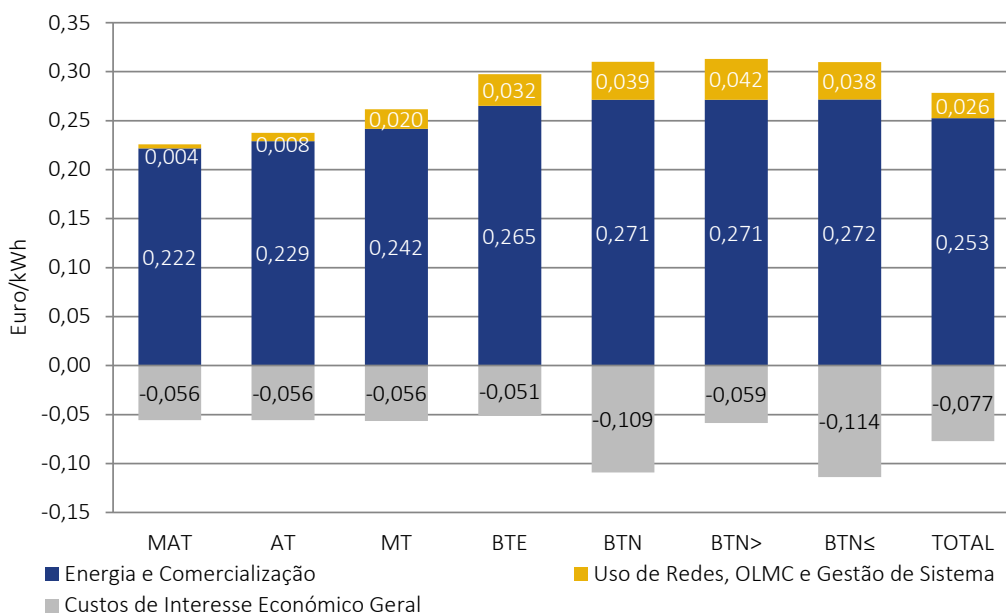
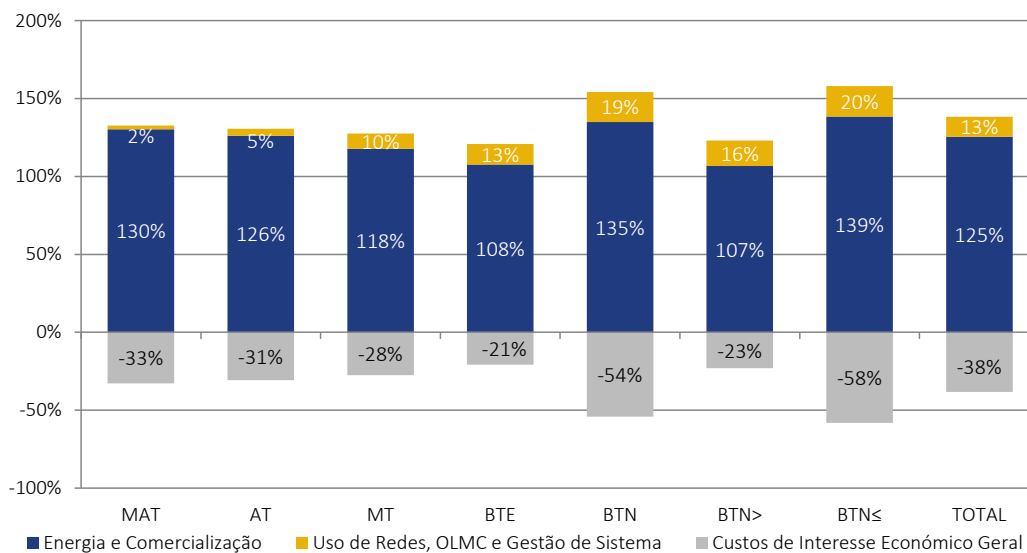


Figura 7-33 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais



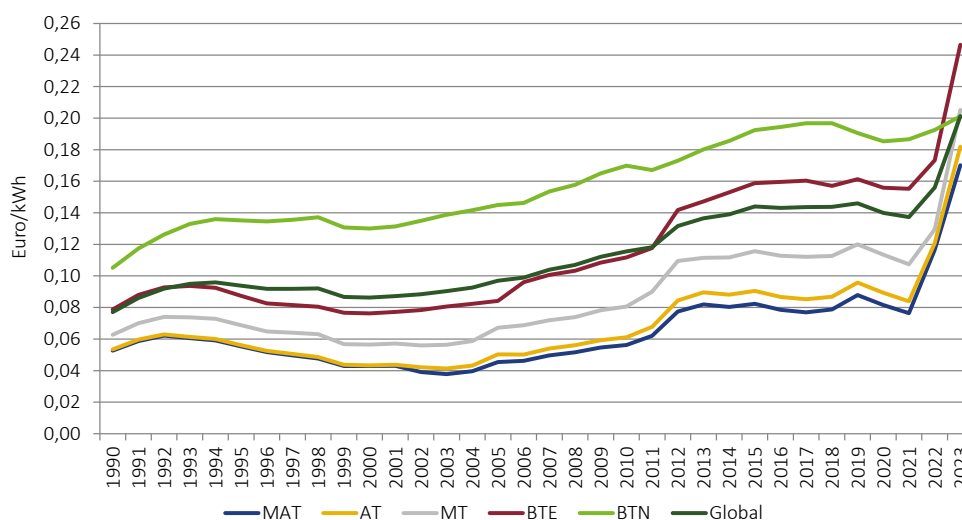


### 7.4.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 1990 E 2023

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 2023, em termos globais e por nível de tensão. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2023 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.

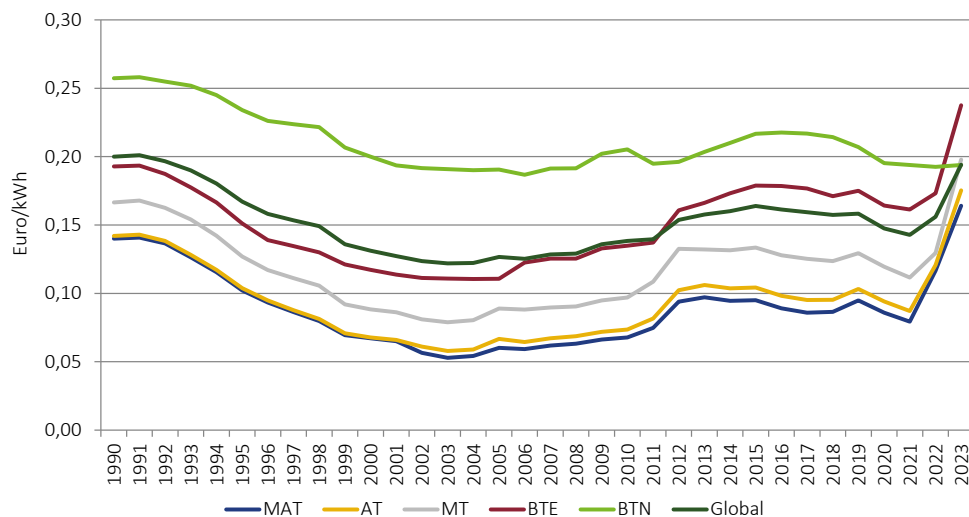
Os preços médios apresentados até 2010 são equivalentes aos das tarifas de Venda a Clientes Finais da comercialização de último recurso. A partir de 2011 iniciou-se o processo de extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais para os fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE. Assim no cálculo dos preços médios 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 2022, o preço médio global registou entre 1990 e 2023 um decréscimo médio anual de -0,1%. Em 2023, o preço médio global é cerca de 97% do verificado em 1990. Em MAT, AT, MT, BTE e BTN, os preços médios em 2023 são 117,2%, 123,5%, 118,8%, 123,2% e 75,4% 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 2022)



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.

Quadro 7-7 - Evolução real e nominal do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão

Tarifas		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	2023	Variação média anual
MAT	real	100	87	84	81	71	66	68	75	74	78	79	83	85	94	118	122	119	119	112	108	108	119	108	100	146	206	2,9%
	nominal	100	90	90	90	82	79	83	95	97	104	108	115	118	130	163	172	169	173	165	161	165	185	171	160	245	357	5,2%
AT	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	126	130	127	128	121	117	117	127	116	107	148	216	3,1%
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	139	174	184	181	186	178	175	179	197	184	172	248	374	5,4%
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	103	126	125	125	126	121	119	117	123	113	106	123	187	2,5%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	143	174	177	177	183	179	178	179	190	180	170	205	325	4,8%
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	97	96	102	104	106	124	128	133	138	137	136	132	135	126	124	133	183	2,4%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	146	176	183	190	197	198	199	195	200	194	193	215	306	4,6%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	93	88	89	92	95	98	98	98	97	93	88	87	87	88	-0,5%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	122	126	131	135	140	142	143	143	139	135	136	140	147	1,5%
Global	real	100	91	88	85	83	82	82	85	84	86	86	91	93	94	103	106	107	110	108	107	105	106	99	96	105	130	1,1%
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	128	143	148	151	156	155	156	156	159	152	149	170	219	3,2%

O Quadro 7-8 resume as variações anuais médias em cada um dos períodos de regulação do setor elétrico <sup>126</sup>.

**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	2022-2023*
MAT	real	-6,6%	-1,9%	1,7%	5,8%	8,1%	-3,2%	-2,0%	106,7%
	nominal	-3,3%	1,3%	4,4%	6,3%	9,1%	-1,5%	-0,2%	122,7%
AT	real	-6,8%	0,3%	1,0%	6,0%	8,3%	-2,8%	-2,2%	101,3%
	nominal	-3,5%	3,6%	3,6%	6,5%	9,2%	-1,1%	-0,4%	116,9%
MT	real	-6,5%	0,8%	0,6%	6,3%	6,6%	-1,6%	-2,9%	77,4%
	nominal	-3,3%	4,1%	3,2%	6,8%	7,5%	0,1%	-1,1%	91,1%
BTE	real	-4,4%	-0,7%	4,2%	3,1%	8,1%	0,7%	-2,3%	47,3%
	nominal	-1,4%	2,2%	7,0%	4,4%	9,1%	1,6%	-0,8%	58,7%
BTN	real	-4,4%	-0,4%	0,2%	0,6%	2,5%	1,1%	-2,8%	0,1%
	nominal	-1,4%	2,5%	2,9%	1,9%	3,6%	2,0%	-1,3%	7,8%
Global	real	-5,1%	-0,1%	0,6%	2,7%	4,7%	-0,2%	-2,7%	36,0%
	nominal	-1,8%	2,7%	3,3%	3,4%	5,6%	1,1%	-1,1%	46,5%

\* A última coluna não representa um período de regulação completo.

## 7.5 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

### 7.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2022 E 2023

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, em BTN entre os anos 2022 e 2023.

A Figura 7-36 apresenta a variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BTN, e o efeito da variação tarifária e o efeito consumo. 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).

<sup>126</sup> 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. 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](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

Para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN verifica-se o ligeiro acréscimo do preço médio (+0,2%) que resulta do efeito conjugado do decréscimo por efeito consumo (-3%) e de um aumento tarifário de +3,3%. Para BTN> assiste-se a um acréscimo do preço médio (+2,6%), resultante do decréscimo por efeito consumo (-0,8%) e do aumento tarifário de +3,4%. Para BTN ≤, verifica-se a manutenção do preço médio entre 2022 e 2023, decorrente da variação por efeito consumo de -3,1% e da variação tarifária de +3,3%.

Figura 7-36 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN

Tarifa	Preço médio 2022	Preço médio 2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN	<b>0,1959 €/kWh</b> Receitas: 359 859 mil € Quantidades: 1 837 GWh	<b>0,1963 €/kWh</b> Receitas: 440 656 mil € Quantidades: 2 245 GWh	0,2% 	<b>3,3%</b> 	-3,0% 
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	<b>0,1856 €/kWh</b> Receitas: 16 925 mil € Quantidades: 91 GWh	<b>0,1904 €/kWh</b> Receitas: 20 363 mil € Quantidades: 107 GWh	2,6% 	<b>3,4%</b> 	-0,8% 
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	<b>0,1965 €/kWh</b> Receitas: 342 934 mil € Quantidades: 1 745 GWh	<b>0,1966 €/kWh</b> Receitas: 420 293 mil € Quantidades: 2 138 GWh	0,0% 	<b>3,3%</b> 	-3,1% 

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 2022 inclui o efeito das revisões trimestrais na tarifa de energia a abril e a outubro de 2022 e o efeito da revisão excepcional ocorrida em julho de 2022.

## 7.5.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2023

Na Figura 7-37 e na Figura 7-38 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, em BTN 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.

Figura 7-37 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2023

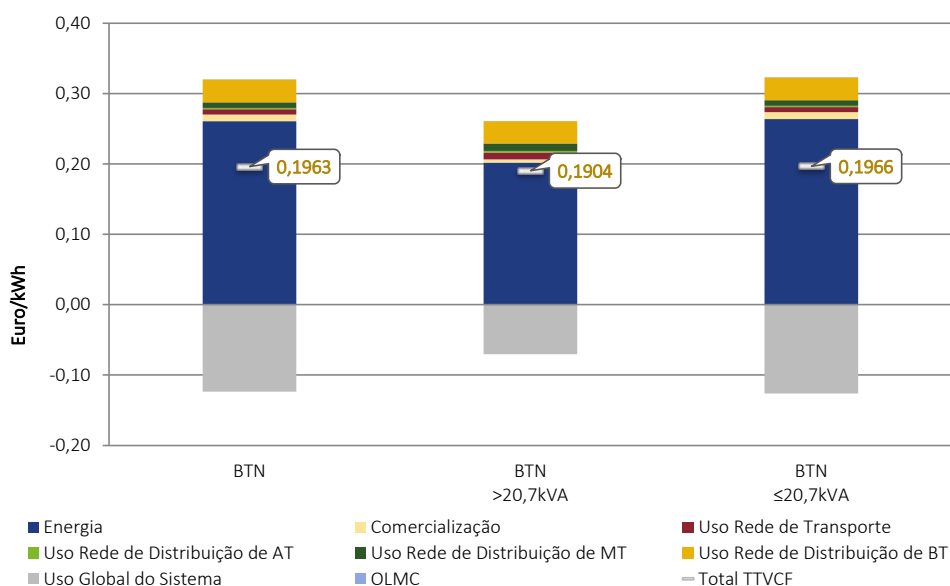
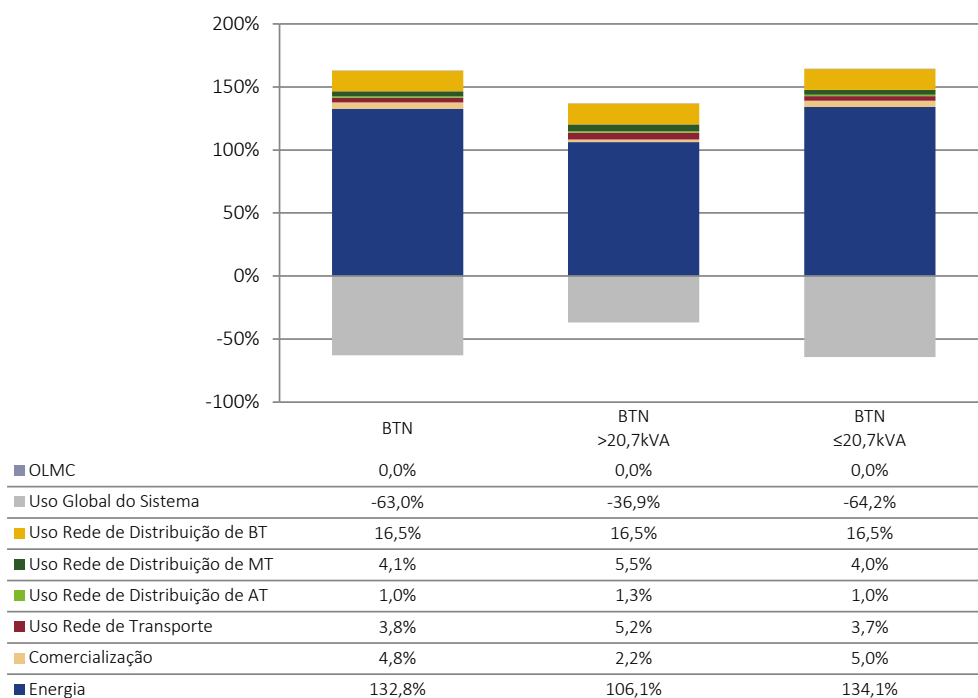


Figura 7-38 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2023



Na Figura 7-39 e na Figura 7-40, apresenta-se a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, 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 7-39 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2023, decomposto por parcelas

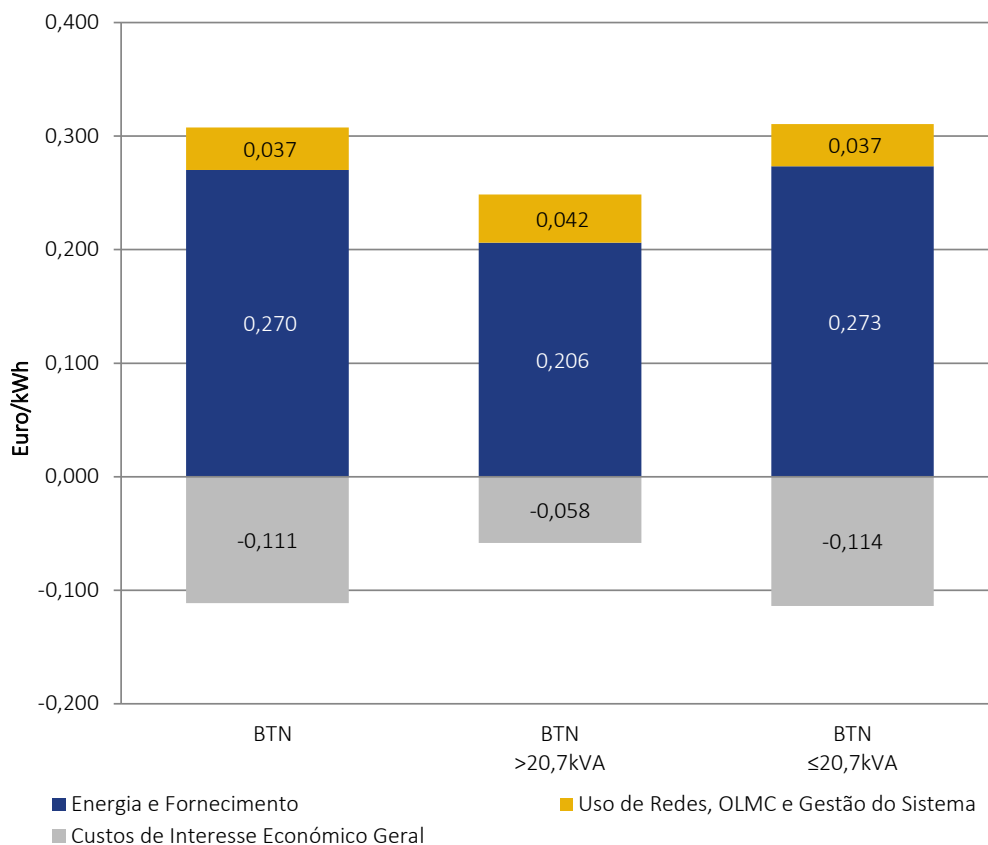
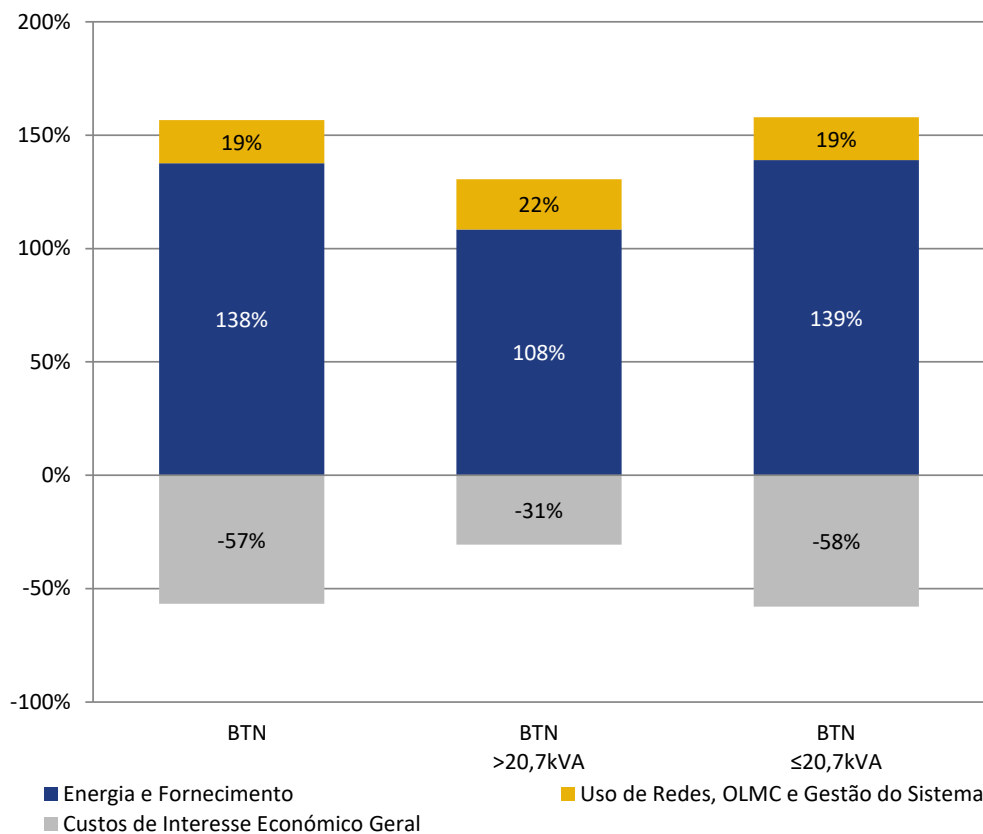


Figura 7-40 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2023, decomposto por parcelas



### 7.5.3 EVOLUÇÃO ENTRE 1990 E 2023

Esta secção apresenta as variações nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do mercado regulado desde 1990 até 2023, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2023 <sup>127</sup>. No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos de regulação, os quais tiveram início em 1998.

<sup>127</sup> 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 <sup>128</sup>. 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 7-41), verifica-se uma trajetória crescente nos vários níveis de tensão, excetuando em 2019 e 2020, anos em que se verificam reduções nas tarifas transitórias. Observa-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.

A preços constantes de 2022 (Figura 7-42), em BTN o preço médio registou desde 1990 até 2023 uma redução média anual de -0,8%. Em BTN o preço médio em 2023 é cerca de 77,2% do respetivo preço médio verificado em 1990.

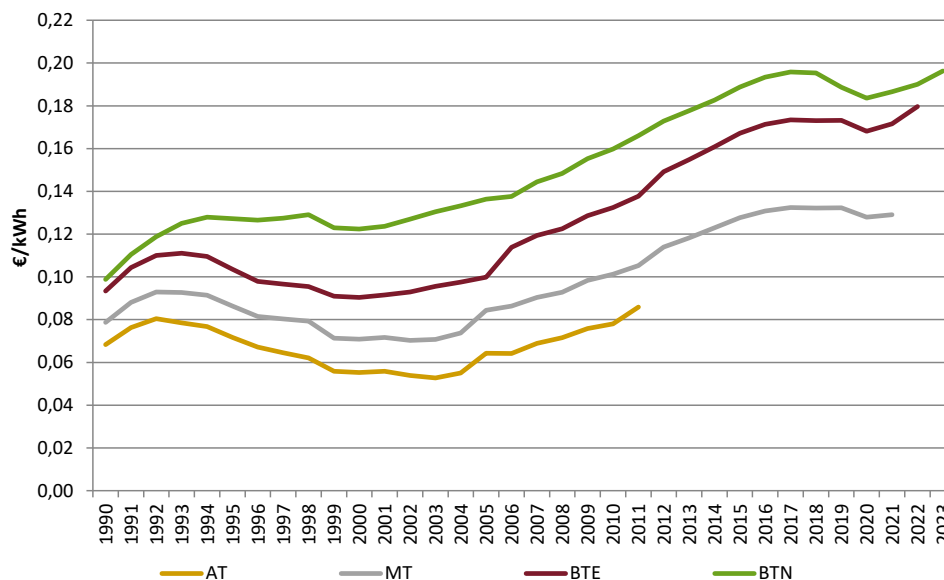
---

<sup>128</sup> 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, 2021 e 2022 incluem o efeito das revisões trimestrais ocorridos nesses anos.

Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excecionais, 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.

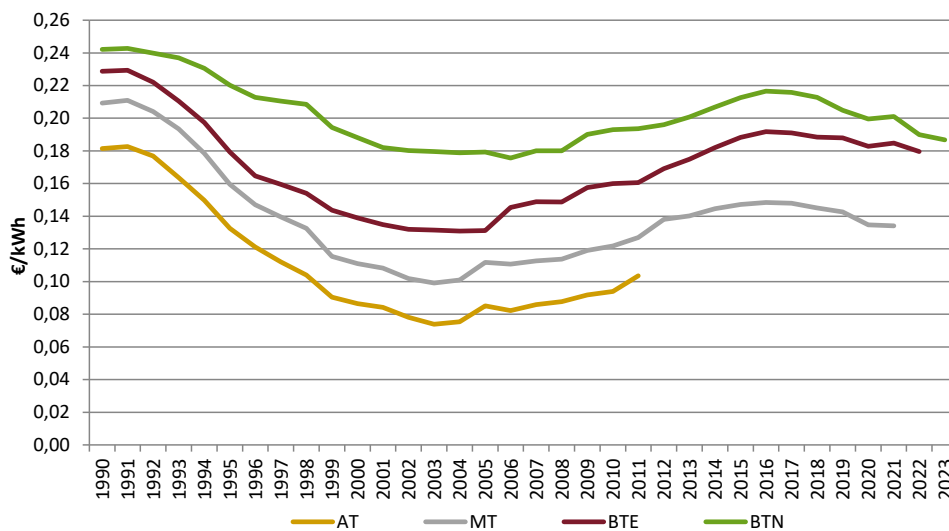
Os preços médios em 2007 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais ponderadas das tarifas fixadas em dezembro de 2006 para vigorar a partir de janeiro de 2007 e das tarifas extraordinárias, aprovadas para vigorarem entre setembro e dezembro de 2007 motivadas pela cessação dos CAE e o início da aplicação dos CMEC.

Figura 7-41 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes)



Nota: Para AT as figuras 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. Em 2022 as tarifas transitórias de MT encontram-se extintas. Em 2023 as tarifas transitórias de BTE encontram-se extintas.

Figura 7-42 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2022)



Nota: Para AT as figuras 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. Em 2022 as tarifas transitórias de MT encontram-se extintas. Em 2023 as tarifas transitórias de BTE 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	2023	
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	101	-	-
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	144	149	155	161	165	167	167	167	161	163	-	-
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	120	117	-
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	156	162	169	175	180	182	181	182	176	180	188	-
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	84	86	86	91	93	93	94	96	99	102	104	103	102	98	96	96	91	90	
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	134	138	142	146	150	152	151	146	142	145	147	152

Nota: \*Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual. As tarifas transitórias em MT e em BTE encontram-se extintas em 2022 e 2023 respetivamente.

O Quadro 7-10 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico <sup>129</sup>. 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	2022-2023**
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%	-2,4%	-
	nominal	-3,3%	4,1%	3,2%	4,3%	5,3%	2,5%	-0,6%	-
BTE	real	-4,4%	-0,7%	4,2%	2,6%	4,3%	1,6%	-0,8%	-1,4%
	nominal	-1,4%	2,2%	7,0%	4,0%	5,3%	2,5%	-0,3%	2,3%
BTN	real	-4,4%	-0,4%	0,2%	2,4%	2,2%	1,4%	-1,8%	-3,6%
	nominal	-1,4%	2,5%	2,9%	3,8%	3,2%	2,3%	-1,2%	2,5%

Nota: \* Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual. \*\* A última coluna não representa um período de regulação completo. Para BTE a última coluna representa apenas a variação anual de 2021 para 2022.

## 7.6 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

### 7.6.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2022 E 2023

Nesta secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, em MAT, AT, MT e BTE entre os anos 2022 e 2023.

A Figura 7-43 apresenta a variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em MAT, AT, MT e BTE, o efeito da variação tarifária e o efeito consumo. O acréscimo do preço médio em todos os níveis de tensão deve-se ao efeito da variação tarifária acentuada, sendo que o efeito consumo tem um peso pouco expressivo na variação do preço médio.

<sup>129</sup> 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. 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](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

**Figura 7-43 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em MAT, AT, MT e BTE**

Tarifa	Preço médio 2022	Preço médio 2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de venda a clientes finais em MAT	<b>0,1169 €/kWh</b> Receitas: 4 223 mil € Quantidades: 36 GWh	<b>0,1702 €/kWh</b> Receitas: 4 502 mil € Quantidades: 26 GWh	45,5%	<b>45,8%</b>	-0,2%
Tarifa de venda a clientes finais em AT	<b>0,1205 €/kWh</b> Receitas: 0 mil € Quantidades: 0 GWh	<b>0,1819 €/kWh</b> Receitas: 3 202 mil € Quantidades: 18 GWh	51,0%	<b>50,6%</b>	0,3%
Tarifa de venda a clientes finais em MT	<b>0,1304 €/kWh</b> Receitas: 4 304 mil € Quantidades: 33 GWh	<b>0,2055 €/kWh</b> Receitas: 55 735 mil € Quantidades: 271 GWh	57,5%	<b>58,4%</b>	-0,5%
Tarifa de venda a clientes finais em BTE	<b>0,1797 €/kWh</b> Receitas: 4 413 mil € Quantidades: 25 GWh	<b>0,2467 €/kWh</b> Receitas: 24 309 mil € Quantidades: 99 GWh	37,3%	<b>37,7%</b>	-0,3%

Nota: Variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2022 inclui o efeito das revisões trimestrais na tarifa de energia a abril e a outubro de 2022 e o efeito da revisão excepcional ocorrida em julho de 2022

## 7.6.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2023

Na Figura 7-44 e na Figura 7-45 apresenta-se para cada nível de tensão a decomposição e a estrutura, por atividade regulada, do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, em MAT, AT, MT e BTE, 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.

Figura 7-44 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2023

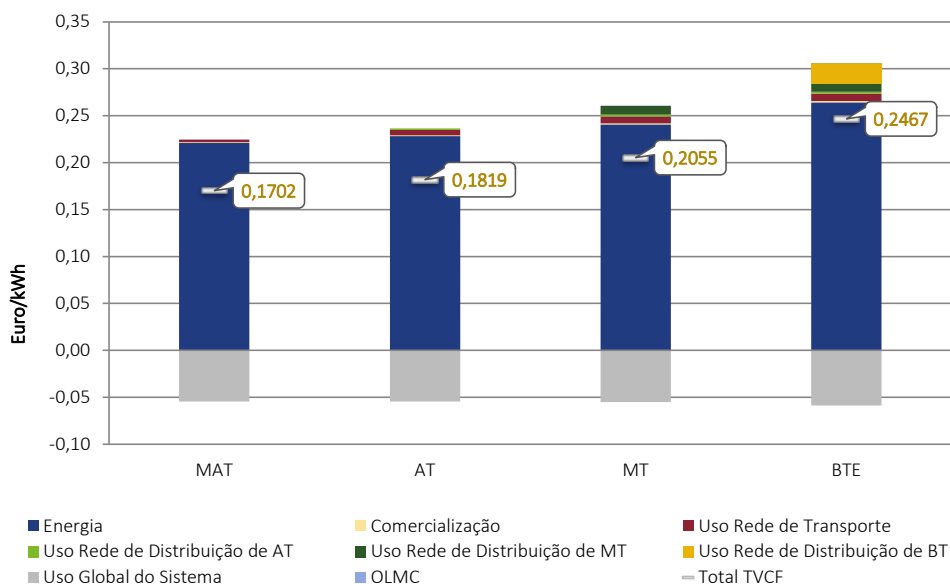
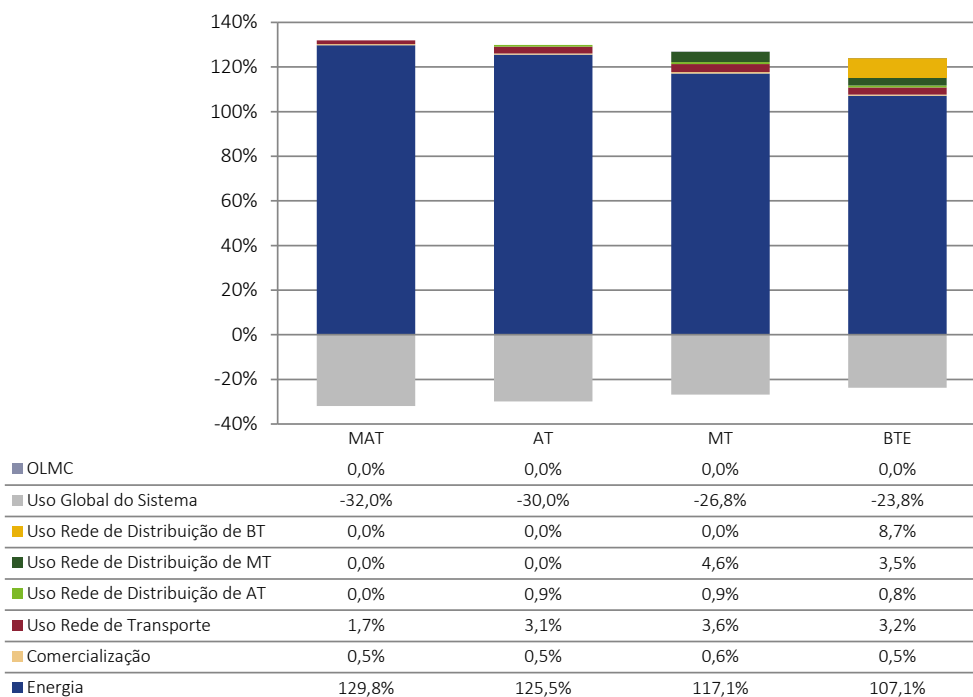


Figura 7-45 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2023



Na Figura 7-45 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, em MAT, AT, MT e BTE, 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 7-46 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2023, decomposto por parcelas**

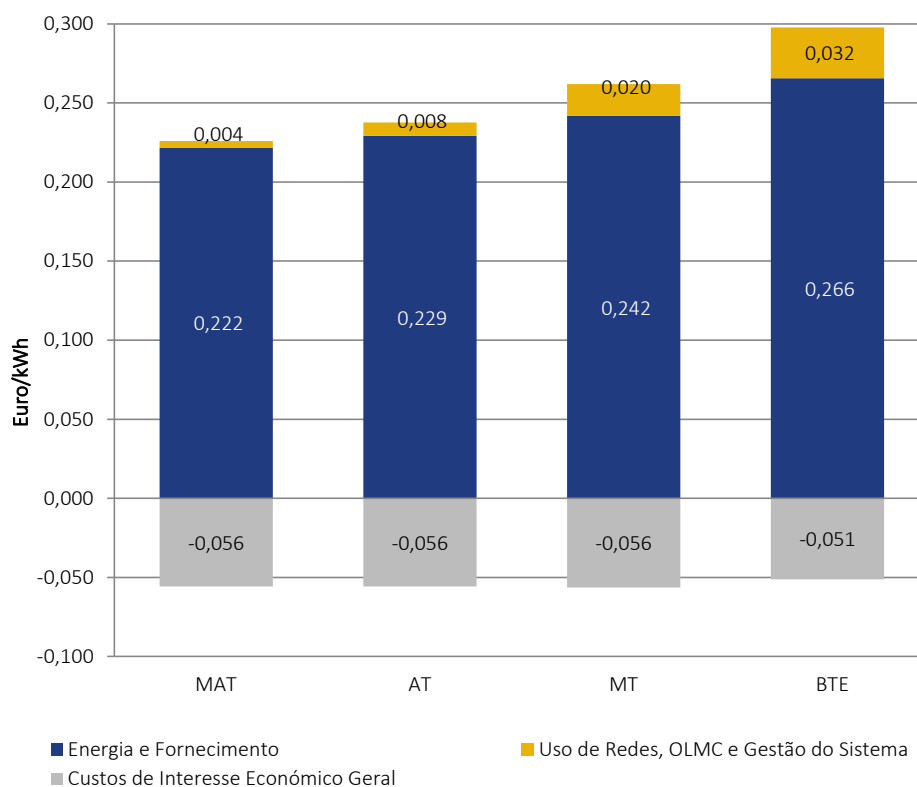
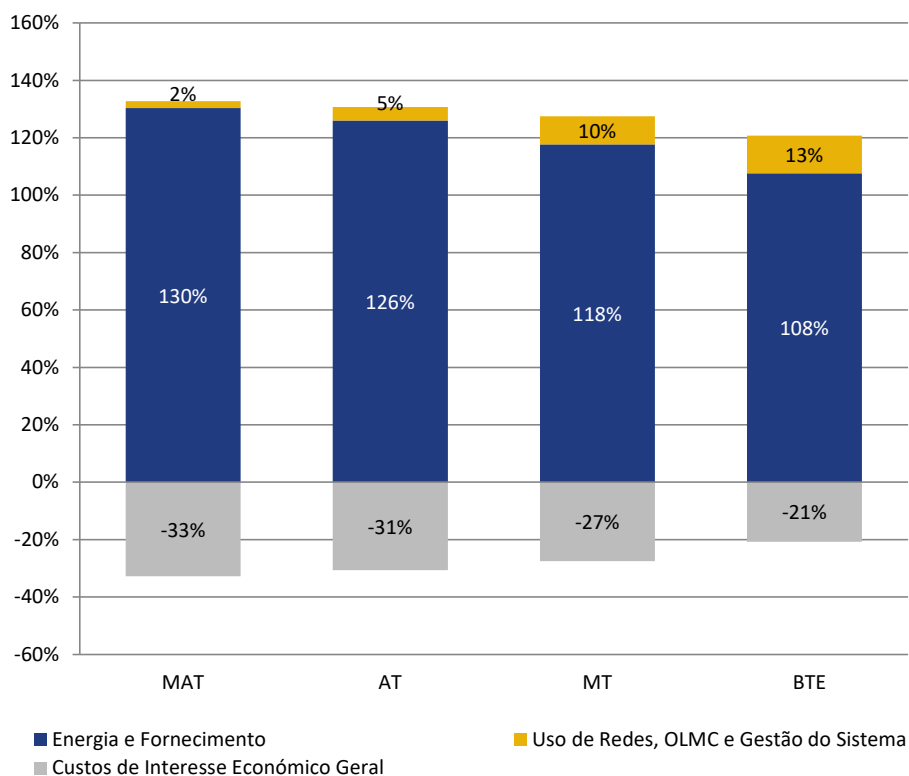




Figura 7-47 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2023, decomposto por parcelas



## 7.7 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

### 7.7.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2022 E 2023

Em 2023, os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam no global uma variação tarifária de +24,3%, relativamente a 2022, conforme se ilustra na Figura 7-48.

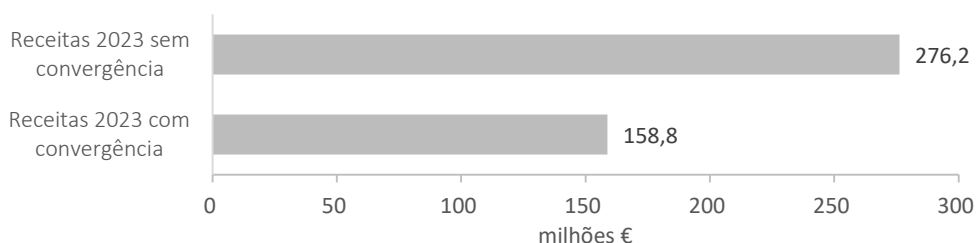
Figura 7-48 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA

Tarifa	Preço médio 2022	Preço médio 2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA (total)	<b>0,1659 €/kWh</b> Receitas: 123 877 mil € Quantidades: 747 GWh	<b>0,2067 €/kWh</b> Receitas: 158 807 mil € Quantidades: 768 GWh	24,6%	<b>24,3%</b>	0,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	<b>0,1255 €/kWh</b> Receitas: 35 706 mil € Quantidades: 285 GWh	<b>0,2059 €/kWh</b> Receitas: 58 770 mil € Quantidades: 285 GWh	64,1%	<b>64,8%</b>	-0,5%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	<b>0,1697 €/kWh</b> Receitas: 10 481 mil € Quantidades: 62 GWh	<b>0,2460 €/kWh</b> Receitas: 15 096 mil € Quantidades: 61 GWh	45,0%	<b>44,6%</b>	0,3%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	<b>0,1857 €/kWh</b> Receitas: 8 625 mil € Quantidades: 46 GWh	<b>0,1946 €/kWh</b> Receitas: 9 013 mil € Quantidades: 46 GWh	4,8%	<b>4,1%</b>	0,6%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	<b>0,1952 €/kWh</b> Receitas: 69 065 mil € Quantidades: 354 GWh	<b>0,2024 €/kWh</b> Receitas: 75 928 mil € Quantidades: 375 GWh	3,7%	<b>4,0%</b>	-0,3%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2022 inclui o efeito das revisões trimestrais na tarifa de energia a abril e a outubro de 2022 e o efeito da revisão excecional ocorrida em julho de 2022.

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 7-49 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAA em 2023 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 2023.

Figura 7-49 - 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 2023.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAA em 2023. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2023, isso resultaria numa variação tarifária de +116,2% entre 2022 e 2023, o que compara com uma variação tarifária global de +24,3% para a RAA.

### 7.7.2 EVOLUÇÃO ENTRE 1990 E 2023

A Figura 7-50 e a Figura 7-51 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2023, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2023 <sup>130</sup>. 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.

Para 2023, verifica-se para MT e BTE um acréscimo acentuado nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

A preços correntes (Figura 7-50), no período compreendido entre 1990 e 2023, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de +2,3%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de +2,1%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos anuais de +2,5% e +2,4%, respetivamente.

A preços constantes de 2022 (Figura 7-51), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2004, em 2023 verifica-se um acréscimo muito acentuado em MT e BTE. Entre 1990 e 2023, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de -0,6%, sendo que a BTN registou

---

<sup>130</sup> 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.

reduções médias anuais de -0,7%. Ainda a preços constantes de 2022, os preços médios em MT são cerca de 82% dos preços verificados em 1990 e em BTE os preços médios são cerca de 89% dos preços verificados em 1990. Em BTN, os preços médios são cerca de 79% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-50 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)

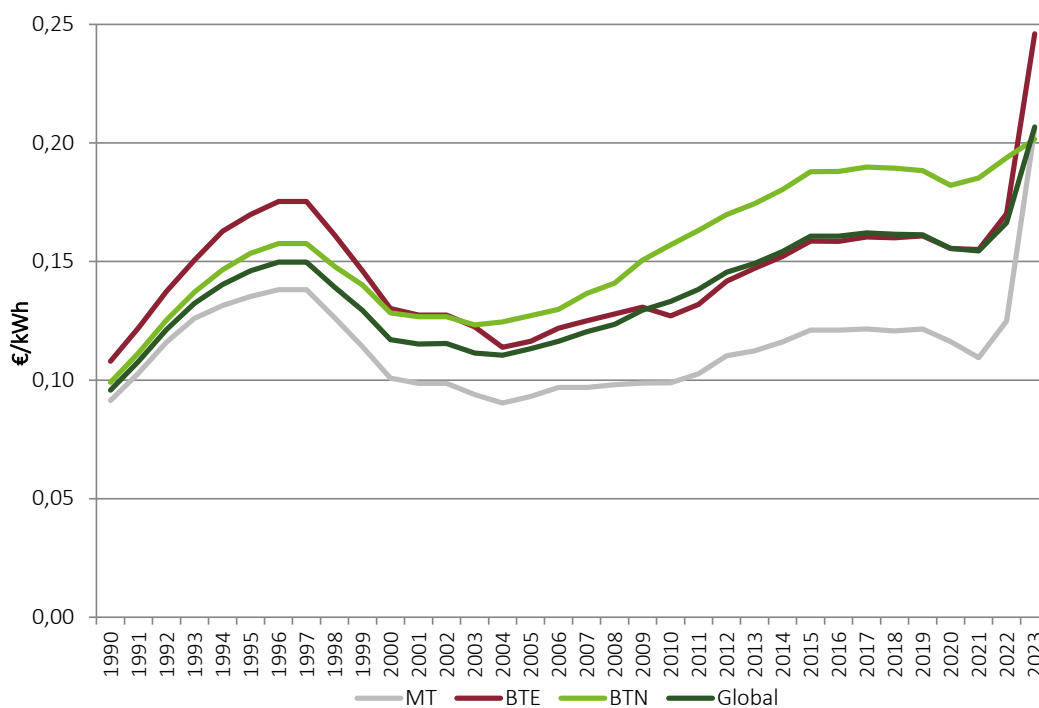
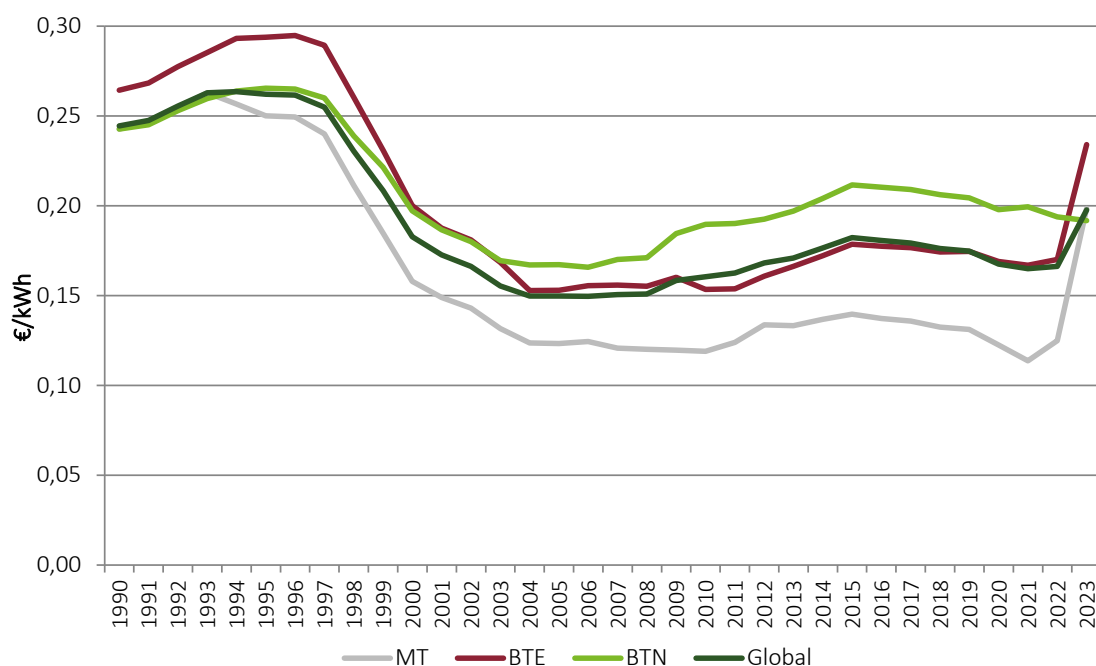


Figura 7-51 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2022)



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 bastante superiores 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	2023	
MT	real	100	92	86	86	87	84	84	83	87	94	93	96	98	96	95	93	92	86	80	87	139	
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	114	118	123	123	123	122	123	118	111	127	209
BTE	real	100	93	84	85	86	86	86	89	85	85	89	92	95	99	98	98	96	97	93	92	94	129
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	115	119	124	124	126	126	126	122	122	134	193
BTN	real	100	94	93	93	92	95	95	102	105	106	107	109	113	118	117	116	115	114	110	111	108	107
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	138	142	148	148	150	149	149	144	146	153	159

O Quadro 7-12 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico <sup>131</sup>. Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por

<sup>131</sup> 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. A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter uma

reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais de MT, BTE e BTN <sup>132</sup> 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	2022-2023*
MT	real	<b>-4,8%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>1,0%</b>	<b>3,4%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-4,3%</b>	<b>32,2%</b>
	nominal	-1,9%	1,7%	1,5%	4,2%	1,5%	-2,6%	37,2%
BTE	real	<b>-5,4%</b>	<b>0,5%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>3,8%</b>	<b>0,9%</b>	<b>-1,4%</b>	<b>18,4%</b>
	nominal	-3,0%	3,2%	1,0%	4,9%	1,8%	-0,9%	26,0%
BTN	real	<b>-2,4%</b>	<b>0,7%</b>	<b>3,6%</b>	<b>2,4%</b>	<b>0,8%</b>	<b>-1,2%</b>	<b>-1,9%</b>
	nominal	0,1%	3,5%	5,0%	3,4%	1,7%	-0,6%	4,3%

\* A última coluna não representa um período de regulação completo.

## 7.8 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

### 7.8.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2022 E 2023

Em 2023, os preços da Tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam no global uma variação tarifária de +22,9%, relativamente a 2022, conforme se ilustra na Figura 7-52.

duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

<sup>132</sup> Com exceção da evolução nominal em BTN no período de 2003-2005, que foi de 0,1%.

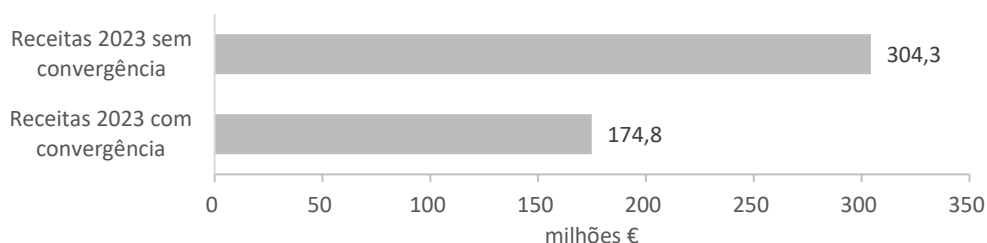
Figura 7-52 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM

Tarifa	Preço médio 2022	Preço médio 2023	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM (total)	<b>0,1709 €/kWh</b> Receitas: 135 615 mil € Quantidades: 793 GWh	<b>0,2100 €/kWh</b> Receitas: 174 813 mil € Quantidades: 833 GWh	22,9%	<b>22,9%</b>	0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	<b>0,1243 €/kWh</b> Receitas: 27 154 mil € Quantidades: 218 GWh	<b>0,2043 €/kWh</b> Receitas: 44 659 mil € Quantidades: 219 GWh	64,3%	<b>64,0%</b>	0,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	<b>0,1704 €/kWh</b> Receitas: 24 068 mil € Quantidades: 141 GWh	<b>0,2470 €/kWh</b> Receitas: 33 954 mil € Quantidades: 137 GWh	45,0%	<b>44,7%</b>	0,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	<b>0,1882 €/kWh</b> Receitas: 9 311 mil € Quantidades: 49 GWh	<b>0,1940 €/kWh</b> Receitas: 11 717 mil € Quantidades: 60 GWh	3,1%	<b>5,2%</b>	-2,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	<b>0,1954 €/kWh</b> Receitas: 75 082 mil € Quantidades: 384 GWh	<b>0,2031 €/kWh</b> Receitas: 84 483 mil € Quantidades: 416 GWh	3,9%	<b>5,0%</b>	-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 de Venda a Clientes Finais de 2022 inclui o efeito das revisões trimestrais na tarifa de energia a abril e a outubro de 2022 e o efeito da revisão excepcional ocorrida em julho de 2022.

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência com as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 7-53 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAM em 2023 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 2023.

Figura 7-53 - 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 2023.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAM. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2023, isso resultaria numa variação tarifária de +113,9% entre 2022 e 2023, o que compara com uma variação tarifária global de +22,9% para a RAM.

### 7.8.2 EVOLUÇÃO ENTRE 1990 E 2023

A Figura 7-54 e a Figura 7-55 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2023, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2023 <sup>133</sup>. 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.

A preços correntes (Figura 7-54), no período compreendido entre 1990 e 2023, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,9%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de +1,5%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de +2,3% e de +2,7% ao ano, respetivamente. Verifica-se que em 2023 existe um acréscimo significativo nas tarifas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE.

A preços constantes de 2022 (Figura 7-55), entre 1990 e 2023, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de -0,9%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de -1,3%. Ainda em preços constantes, os preços médios em MT em 2023 são cerca de 88,4% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2023 são cerca de 84,5% e 64,7% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

---

<sup>133</sup> 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 7-54 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM  
(preços correntes)

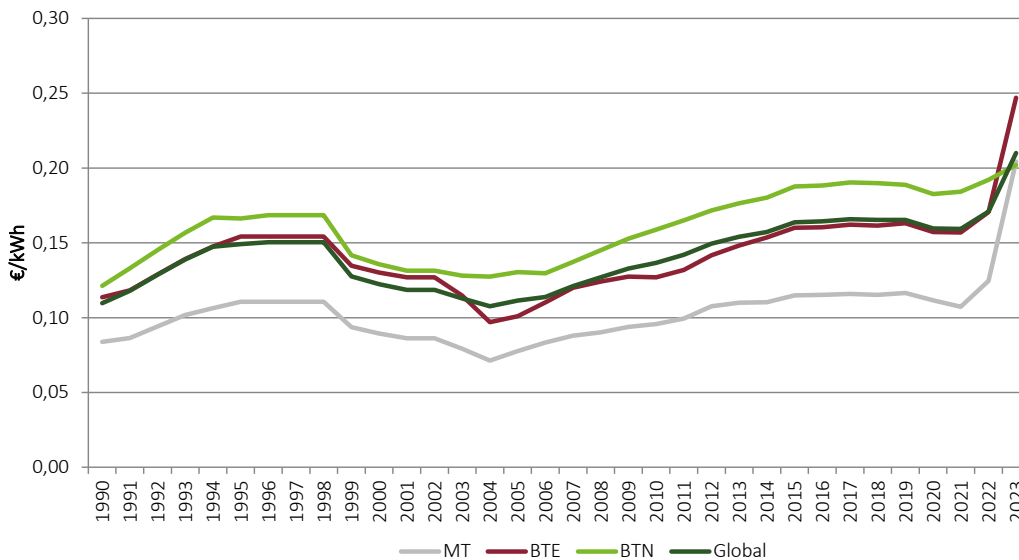
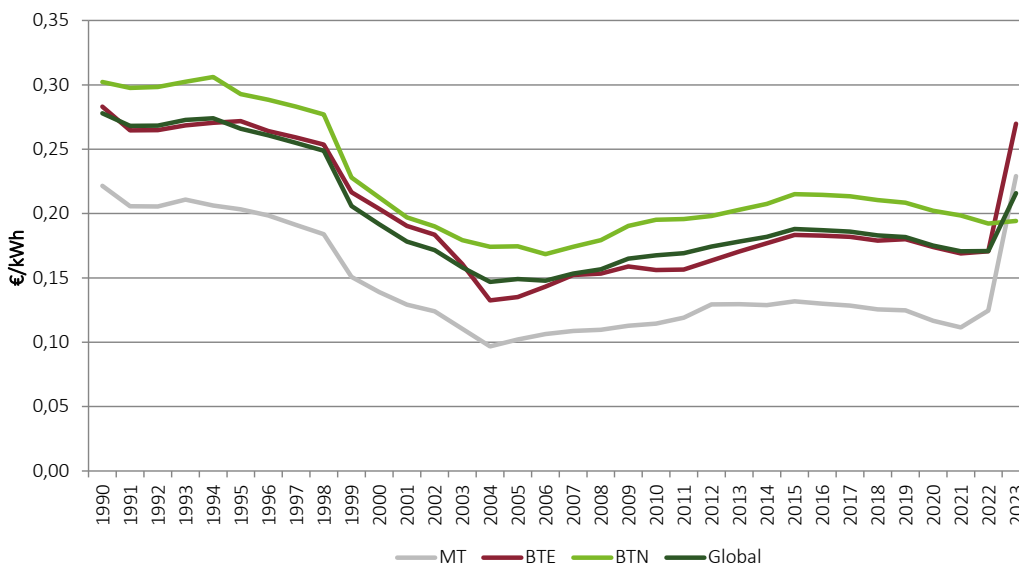


Figura 7-55 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM  
(preços constantes de 2022)



O Quadro 7-13 apresenta a evolução na tarifa de Venda a Clientes Finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002. Para MT e BTE verificam-se que em termos nominais os preços médios da Tarifa

de Venda a Clientes Finais duplicaram face a 2002. É de salientar que em termos reais registam-se atualmente valores reais para BTN 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	2023	
MT	real	100	89	78	82	86	88	88	91	92	96	104	104	104	106	105	104	101	101	94	89	100	158
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	128	128	133	134	134	134	135	129	124	144	237
BTE	real	100	88	72	74	78	83	84	87	85	85	89	93	96	100	100	99	98	98	95	94	95	130
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	117	121	126	126	128	127	128	124	124	134	195
BTN	real	100	94	92	92	89	92	94	100	103	103	104	107	109	113	113	112	111	110	106	106	103	103
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	134	137	143	143	145	144	144	139	140	146	154

O Quadro 7-14 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico<sup>134</sup>. 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 verificado no anterior período de regulação a mesma situação. De salientar que, em MT e BTE, para os anos 2022 e 2023 prevê-se acréscimos muito significativos, quer em termos reais, quer em termos nominais.

**Quadro 7-14 - Variações anuais médias da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, por período de regulação**

Varição anual média	2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022-2023*
MT	real	-6,3%	2,4%	2,8%	2,7%	-0,1%	33,0%
	nominal	-3,4%	5,1%	3,3%	3,5%	1,6%	38,0%
BTE	real	-9,7%	4,3%	0,7%	4,2%	0,9%	17,9%
	nominal	-7,3%	7,1%	2,0%	5,2%	1,8%	25,4%
BTN	real	-2,8%	0,9%	3,0%	2,0%	0,9%	-1,6%
	nominal	-0,3%	3,6%	4,4%	3,0%	1,8%	4,7%

\* A última coluna não representa um período regulatório completo.

<sup>134</sup> 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. A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico..

## 7.9 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 <sup>135</sup>, 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 convergir. O processo de convergência não é imediato uma vez que iria exigir aumentos elevados em alguns preços individuais, o que poderia causar impactes tarifários significativos nos clientes finais, dependendo do seu perfil de utilização. Para mitigar os impactes 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.

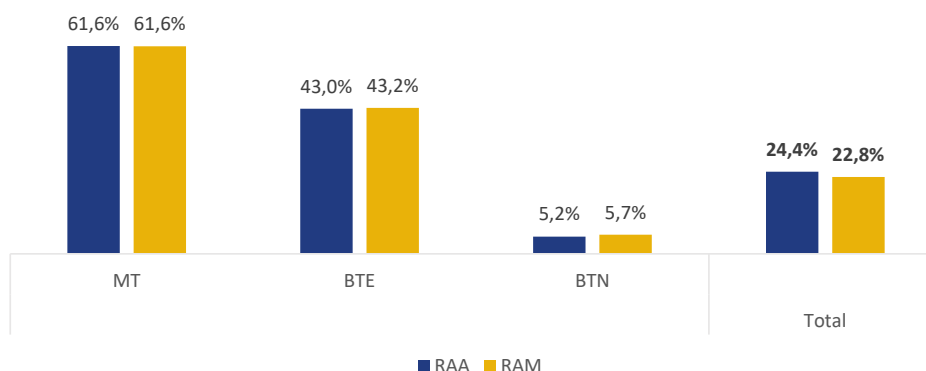
Isto significa que a variação tarifária em cada região depende da variação tarifária que resultaria da tarifa Aditiva, nomeadamente para Portugal continental e para as Regiões Autónomas. Dito de outra forma, o nível tarifário em cada região é determinado pela tarifa Aditiva, enquanto a estrutura preço-a-preço é determinada pela conjugação da tarifa aditiva com os mecanismos de convergência.

As variações tarifárias que resultam da tarifa aditiva nas RA para os anos 2022 e 2023, incluindo a discriminação pelos níveis de MT, BTE e BTN, encontram-se na figura seguinte.

---

<sup>135</sup> Este custo também é designado por diferencial de custo das Regiões Autónomas.

Figura 7-56 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2022 e 2023



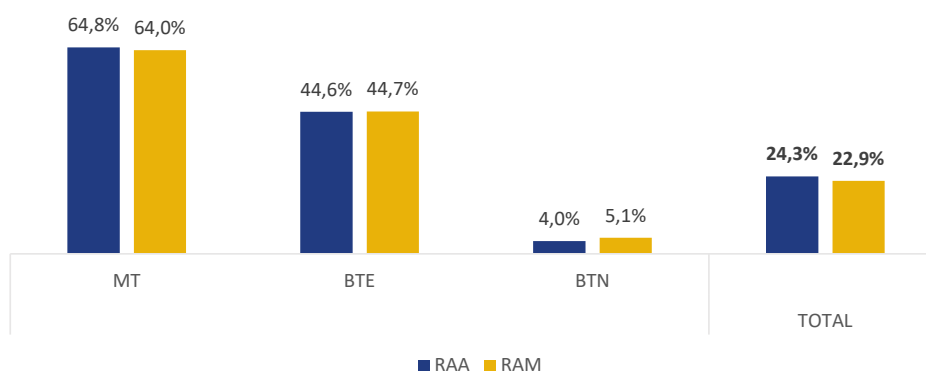
Nota: A variação apresentada considera o efeito das atualizações trimestrais e da fixação excecional ocorridas ao longo do ano de 2022.

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. Observam-se, em particular em MT e BTE, variações tarifárias mais expressivas que em anos anteriores, e que resultam sobretudo do aumento da tarifa de Energia subjacente, mesmo que parcialmente compensado por uma tarifa de Acesso às Redes negativa nos vários níveis de tensão. No caso de BTN, a variação tarifária registada é superior nas Regiões Autónomas quando comparado com o preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN para Portugal continental (secção 7.4) e com a tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BTN para Portugal continental (secção 7.5) por uma questão de estrutura de consumo. Nas Regiões Autónomas o peso do consumo em BTN<sup>></sup> é maior que o peso correspondente em Portugal continental <sup>136</sup>, sendo que a tarifa Aditiva observa maiores aumentos para os fornecimentos em BTN<sup>></sup> do que em BTN<sup><</sup>.

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 7-57.

<sup>136</sup> Em Portugal continental, os consumos do mercado regulado em BTN<sup><</sup>, previstos para 2023, têm um peso de aproximadamente 5% do total em BTN. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira esse valor é de 11% e 13%, respetivamente.

Figura 7-57 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2022 e 2023



Nota: A variação apresentada considera o efeito das atualizações trimestrais e da fixação excecional ocorridas ao longo do ano de 2022.

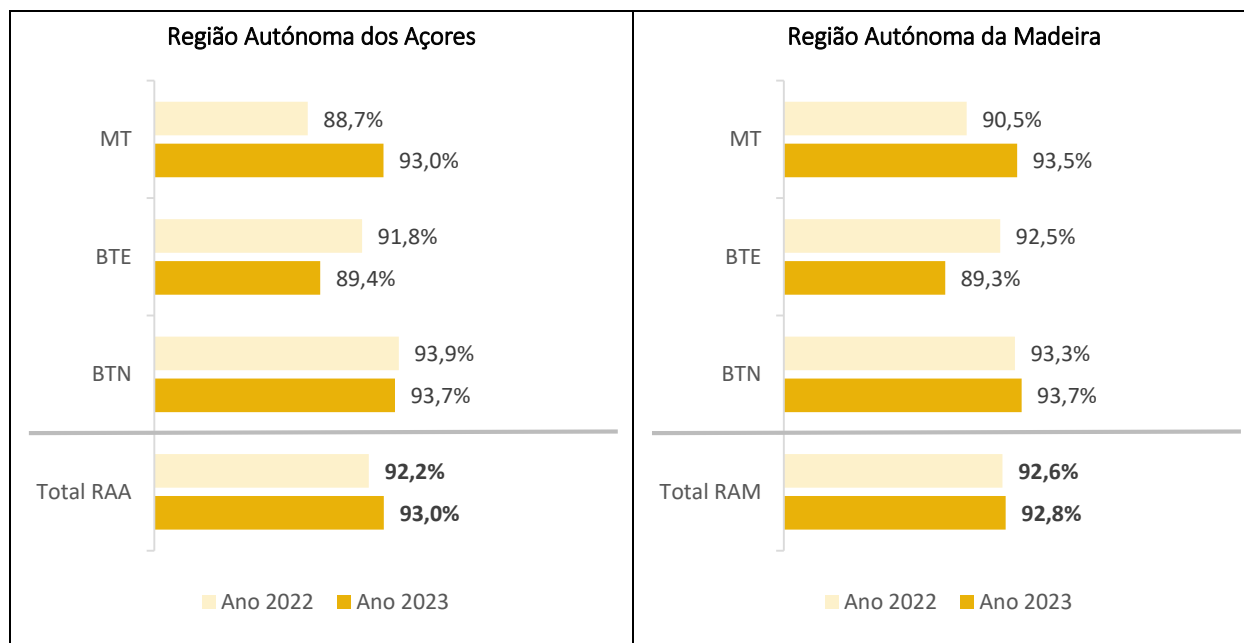
Na comparação entre a Figura 7-56 e a Figura 7-57 podem existir diferenças, pelo facto de ainda não se ter atingido a convergência tarifária preço-a-preço, mas apenas a convergência em termos médios <sup>137</sup>. No caso da variação tarifária entre os anos 2022 e 2023, as diferenças entre as duas figuras são sobretudo explicadas pela decisão tarifária aquando da fixação excecional de tarifas em 2022, com efeitos a partir de 1 de julho de 2022. Nessa ocasião, assumiram-se nas Regiões Autónomas variações tarifárias médias, diferenciadas por nível de tensão e tipo de fornecimento, que evitassem demasiada pressão tarifária sobre os fornecimentos em BTE e MT, mas mantendo as variações tarifárias na BTN próximas das registadas em Portugal continental. Isto explica que na Figura 7-57 as variações em MT e BTE são maiores do que o observado na Figura 7-56, verificando-se o oposto em BTN.

Apesar de globalmente, e em cada nível de MT, BTE e BTN, estar assegurada no ano 2023 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

<sup>137</sup> A variação tarifária da tarifa Aditiva, na Figura 7-56, 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 7-57, 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.

no referencial dos preços da tarifa Aditiva <sup>138</sup>. Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência tarifária preço-a-preço.

Figura 7-58 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva



No geral, constata-se que o ano 2023 representa uma melhoria na convergência tarifária preço-a-preço nos valores totais da RAA e da RAM. Contudo, por nível de tensão e tipo de fornecimento, as alterações não são uniformes. Ambas as Regiões Autónomas verificam melhorias em MT e agravamentos em BTE. Em contraste, em BTN regista-se um agravamento do indicador na RAA, e uma melhoria na RAM.

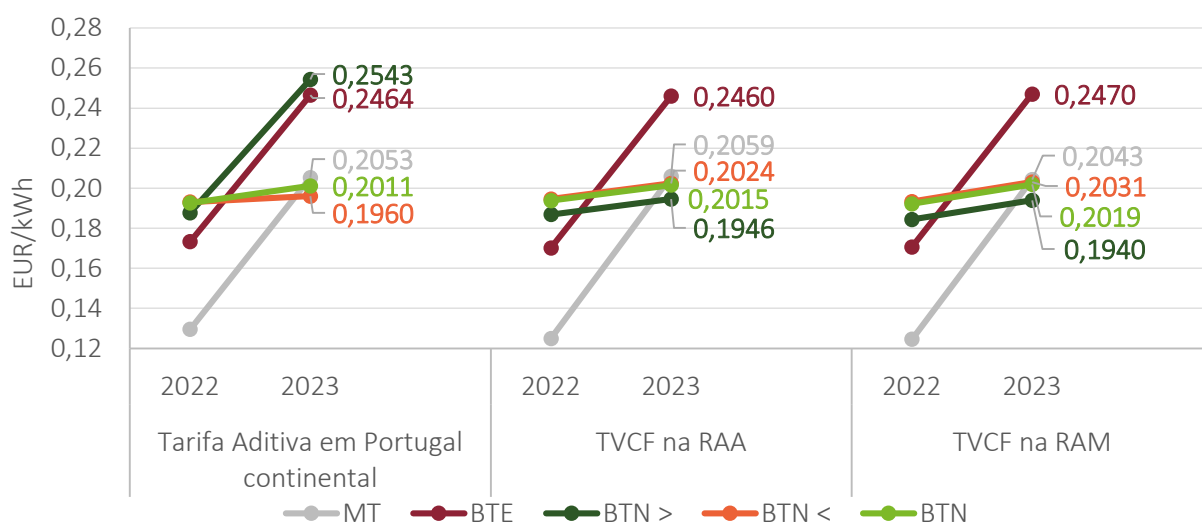
Estas evoluções são uma consequência direta da estrutura de preços atípica na tarifa de Acesso às Redes, que decorre sobretudo da evolução da tarifa de Uso Global do Sistema. Por esse motivo, e para efeitos do ano de 2023, a ERSE estipulou nos mecanismos de convergência tarifária a aplicação de variações

<sup>138</sup> 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).

uniformes de todos os preços, por nível de tensão e tipo de fornecimento <sup>139</sup>. A existência de variações uniformes em 2023 é a opção que melhor garante um bom nível de convergência tarifária preço-a-preço, tendo em vista a eventual normalização das tarifas num futuro próximo.

Por fim, na Figura 7-59 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental <sup>140</sup> e das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM de 2022 e 2023, em EUR/kWh. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2023. Assim, a evolução entre 2022 e 2023 corresponde à variação tarifária em cada região.

Figura 7-59 - 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 2022 incluem o efeito das atualizações trimestrais e da fixação excecional ocorridas ao longo do ano de 2022.

Salienta-se que os preços médios em MT, BTE e BTN > revelam aumentos significativos na tarifa Aditiva, aplicada às quantidades em Portugal continental <sup>141</sup>, ao ponto de ultrapassarem os preços médios em BTN < e na totalidade de BTN. Este comportamento é um reflexo direto das alterações ao nível das tarifas de Acesso às Redes, que por sua vez dependem em grande medida das alterações estruturais na tarifa de Uso

<sup>139</sup> 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 2023”.

<sup>140</sup> Adotam-se para Portugal continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de acesso com os preços de energia e comercialização.

<sup>141</sup> É este aumento expressivo em BTN > na tarifa Aditiva, conjugado com a maior preponderância destes fornecimentos nas Regiões Autónomas (ver nota de rodapé 136), que explicam as observações feitas relativamente à Figura 7-56.

Global do Sistema. Como as TVCF nas Regiões Autónomas são orientadas pela tarifa Aditiva, os preços médios da RAA e da RAM revelam o mesmo comportamento, com exceção dos fornecimentos em BTN>. Isto acontece porque as variações preço-a-preço aplicadas nas Regiões Autónomas são uniformes em toda a BTN, incluindo assim os fornecimentos em BTN> e BTN<.

Como última nota é de lembrar que, mesmo que já se tivesse atingido a convergência tarifária preço-a-preço nas Regiões Autónomas, poderiam resultar na Figura 7-59 ligeiras diferenças nos preços médios, em EUR/kWh, entre a tarifa Aditiva e as TVCF das RA, devido às diferenças nas estruturas de consumo.

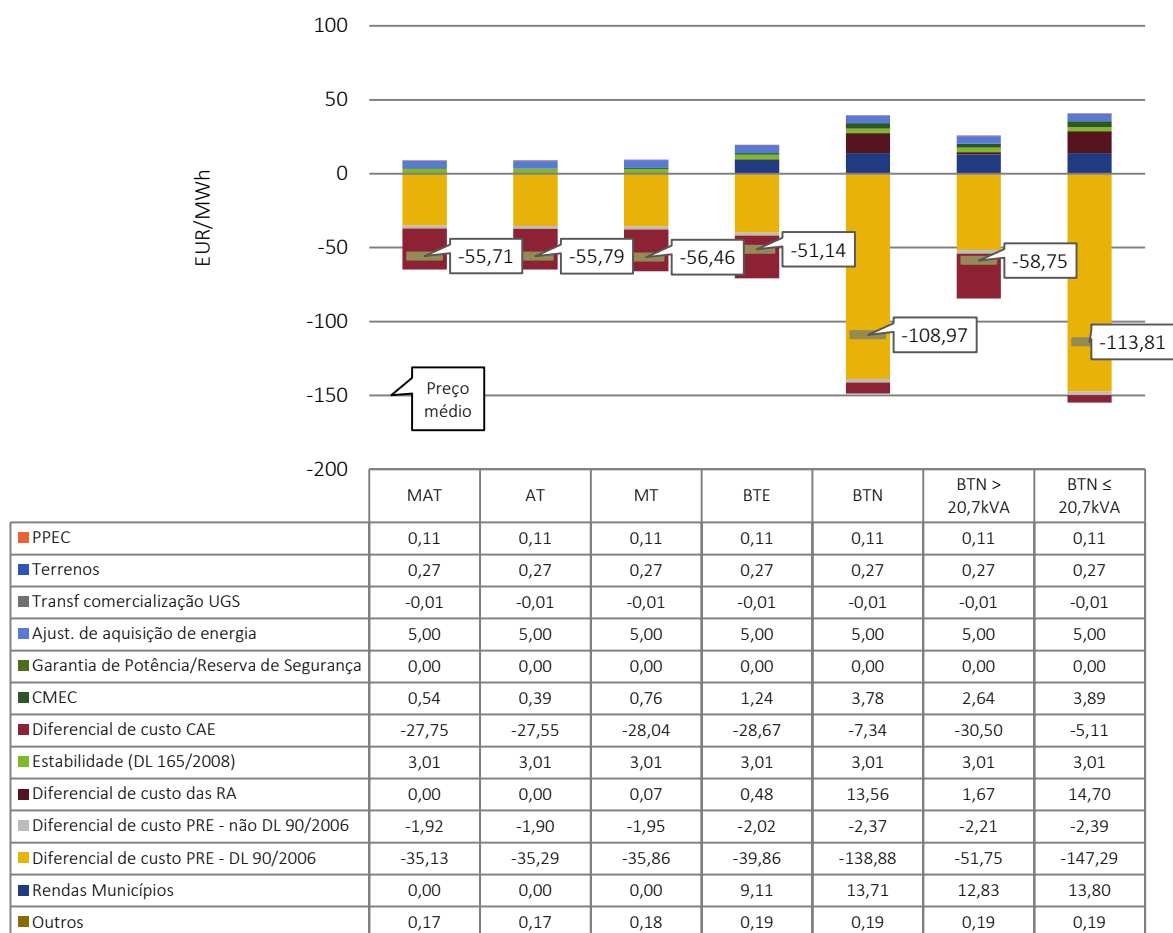
### **7.10 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL**

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 7-60 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2023, destaca-se, em particular, a existência de parcelas que assumem valores negativos, com impacto significativo no preço médio dos CIEG. É o caso do diferencial de custo da produção em regime especial e do diferencial de custo dos CAE. De entre as parcelas sem valores negativos destacam-se o ajustamento de aquisição de energia, os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), as anuidades dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, o diferencial de custos das RA e as rendas pagas aos Municípios.



Figura 7-60 - Preço médio dos CIEG em 2023, por componente



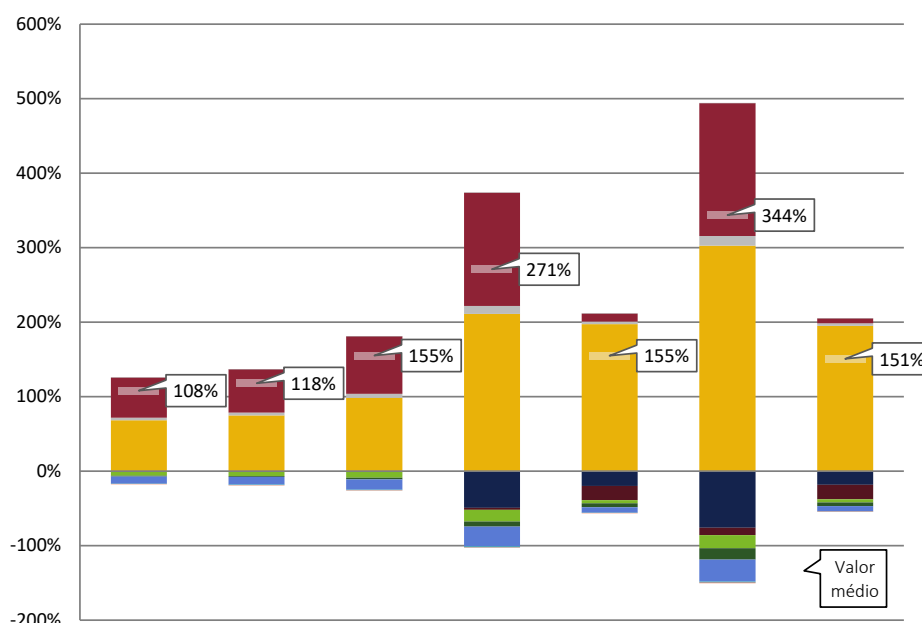
**Legenda:** PPEC – Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia; **Terrenos** – Custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico; **Transf. Comercialização UGS** – Diferencial de receitas na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de 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/Reserva de Segurança** – Custos com o mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos produtores ao Sistema Elétrico Nacional & Custos com a Remuneração da Reserva de Segurança do SEN; **CMEC** – Custos para a manutenção do equilíbrio contratual; **Diferencial de custo CAE** – Diferencial de custo 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; **Diferencial de custo das RA** – Diferencial de custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira; **Diferencial de custo PRE-não DL 90/2006** – Diferencial de custo da cogeração, da microprodução e da miniprodução; **Diferencial de custo 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 7-61 e na Figura 7-62, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente.

O peso dos CIEG nas tarifas de Acesso às Redes varia entre valores de 108% em MAT e 344% em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA. De referir que as percentagens apresentadas, para o valor total dos CIEG, são positivas para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, num contexto em que tanto

o numerador (CIEG) como também o denominador (tarifa de Acesso às Redes), são negativos em preço médio, medido em EUR/MWh. Refira-se ainda que o valor global de CIEG é negativo, devido essencialmente a três fatores: (i) diferencial de custo com a PRE negativo, que se traduz num benefício para o sistema elétrico; (ii) diferencial de custo CAE negativo, que se traduz num benefício para o sistema elétrico; e (iii) receitas provenientes do ISP, dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, da CESE e de transferências adicionais do Fundo Ambiental para o SEN, que estão a ser imputadas ao diferencial de custo com a PRE renovável.

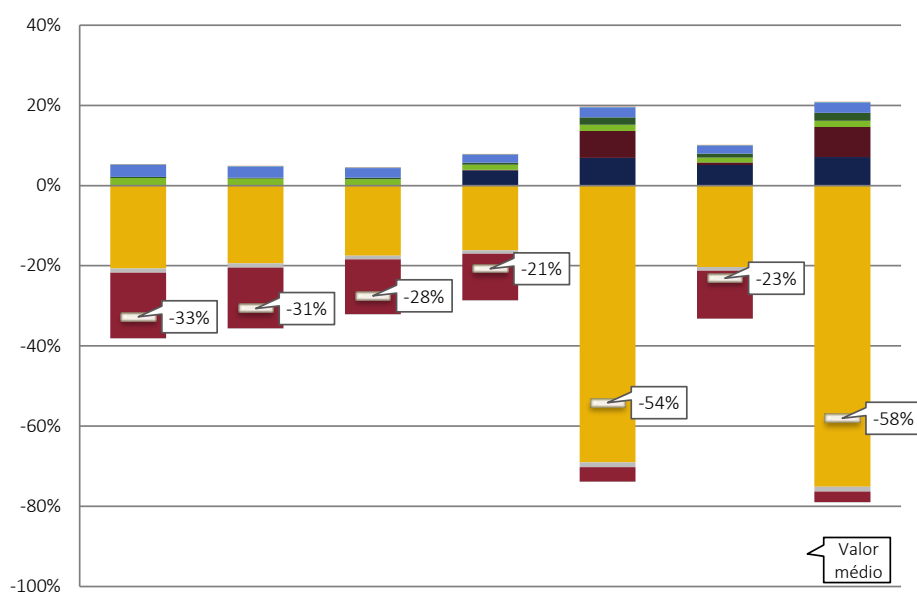
Figura 7-61 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes em 2023



	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN > 20,7kVA	BTN ≤ 20,7kVA
■ PPEC	-0,2%	-0,2%	-0,3%	-0,6%	-0,2%	-0,7%	-0,2%
■ Terrenos	-0,5%	-0,6%	-0,8%	-1,4%	-0,4%	-1,6%	-0,4%
■ Transf comercialização UGS	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%	0,0%
■ Ajust. de aquisição de energia	-9,7%	-10,6%	-13,7%	-26,5%	-7,1%	-29,2%	-6,6%
■ Garantia de Potência/Reserva de Segurança	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ CMEC	-1,0%	-0,8%	-2,1%	-6,6%	-5,4%	-15,4%	-5,2%
■ Diferencial de custo CAE	53,8%	58,2%	77,0%	151,9%	10,4%	178,4%	6,8%
■ Estabilidade (DL 165/2008)	-5,8%	-6,3%	-8,3%	-15,9%	-4,3%	-17,6%	-4,0%
■ Diferencial de custo das RA	0,0%	0,0%	-0,2%	-2,5%	-19,3%	-9,8%	-19,5%
■ Diferencial de custo PRE - não DL 90/2006	3,7%	4,0%	5,3%	10,7%	3,4%	12,9%	3,2%
■ Diferencial de custo PRE - DL 90/2006	68,0%	74,5%	98,5%	211,2%	197,4%	302,6%	195,1%
■ Rendas Municípios	0,0%	0,0%	0,0%	-48,3%	-19,5%	-75,0%	-18,3%
■ Outros	-0,3%	-0,4%	-0,5%	-1,0%	-0,3%	-1,1%	-0,3%

Nos preços totais pagos em 2023 pelos clientes, estima-se que os CIEG apresentem um peso entre -58% em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA e -21% em BTE. As percentagens apresentadas, para o valor total dos CIEG, são negativas para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, num contexto em que o numerador (CIEG) é negativo e o denominador (preço total) é positivo em preço médio, medido em EUR/MWh. Os preços totais pagos pelos clientes equivalem ao preço médio de referência de venda a clientes finais, conforme a secção 7.4.

Figura 7-62 - Peso dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes em 2023



	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN > 20,7kVA	BTN ≤ 20,7kVA
■ PPEC	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%
■ Terrenos	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
■ Transf comercialização UGS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ Ajust. de aquisição de energia	2,9%	2,7%	2,4%	2,0%	2,5%	2,0%	2,5%
■ Garantia de Potência/Reserva de Segurança	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ CMEC	0,3%	0,2%	0,4%	0,5%	1,9%	1,0%	2,0%
■ Diferencial de custo CAE	-16,3%	-15,1%	-13,7%	-11,6%	-3,6%	-12,0%	-2,6%
■ Estabilidade (DL 165/2008)	1,8%	1,7%	1,5%	1,2%	1,5%	1,2%	1,5%
■ Diferencial de custo das RA	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	6,7%	0,7%	7,5%
■ Diferencial de custo PRE - não DL 90/2006	-1,1%	-1,0%	-0,9%	-0,8%	-1,2%	-0,9%	-1,2%
■ Diferencial de custo PRE - DL 90/2006	-20,6%	-19,4%	-17,5%	-16,2%	-69,1%	-20,4%	-75,1%
■ Rendas Municípios	0,0%	0,0%	0,0%	3,7%	6,8%	5,0%	7,0%
■ Outros	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%

Nota: Preços totais não incluem taxas e impostos.

## 7.11 OFERTAS DO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN

Esta secção apresenta o impacto das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado para os clientes domésticos ligados em BTN. A análise avalia o impacto da variação da tarifa de Acesso às Redes na fatura total anual das ofertas de mercado (Quadro 7-16). A análise quantifica assim o efeito na fatura dos clientes exclusivamente por via da tarifa de Acesso às Redes, cujo valor é aprovado pela ERSE. Por isso, não são internalizados na análise as eventuais alterações de preço na componente de energia, cujo valor é determinado individualmente por cada comercializador no mercado liberalizado, e que habitualmente são decididas durante o mês de janeiro.

A análise utiliza a informação das ofertas comerciais incluídas no [simulador de preços de energia da ERSE](#) <sup>142</sup>, adotando para o cálculo os três consumidores tipo <sup>143</sup> 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)

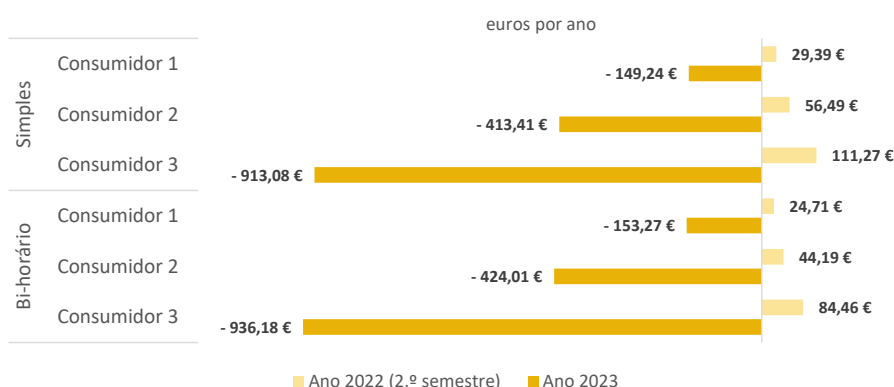
Tendo por base os consumidores tipo do Quadro 7-15, a Figura 7-63 apresenta o montante da tarifa de Acesso às Redes nas opções horárias simples e bi-horária para o segundo semestre do ano 2022 e para o ano 2023, antes da aplicação do IVA. Na opção horária simples, a tarifa de Acesso às Redes apresenta reduções anuais de 179€, 470€ e 1 024€ para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente <sup>144</sup>. Estas reduções significativas traduzem o facto de a tarifa de Acesso às Redes em BTN passar de um valor positivo no segundo semestre de 2022 para um valor negativo em 2023.

<sup>142</sup> Informação recolhida do simulador da ERSE a 11 de dezembro de 2022. A análise exclui ofertas condicionadas, ofertas com fidelização, ofertas com preços indexados e ofertas com serviços adicionais obrigatórios.

<sup>143</sup> Os consumidores tipo são clientes residenciais.

<sup>144</sup> Na opção bi-horária, as reduções anuais são de 178€, 468€ e 1 021€, respetivamente.

Figura 7-63 - Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo



Nota: Valores sem IVA. Valores do ano 2022 referem-se aos valores em vigor desde 1 de julho de 2022.

A fatura total pelo fornecimento de eletricidade inclui, para além da tarifa de Acesso às Redes, também a componente de energia <sup>145</sup> e a componente de taxas e impostos <sup>146</sup>. O Quadro 7-16 apresenta a fatura total anual para o ano 2023, admitindo que os comercializadores atualizam, a 1 de janeiro, 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 referidos na nota de rodapé 142.

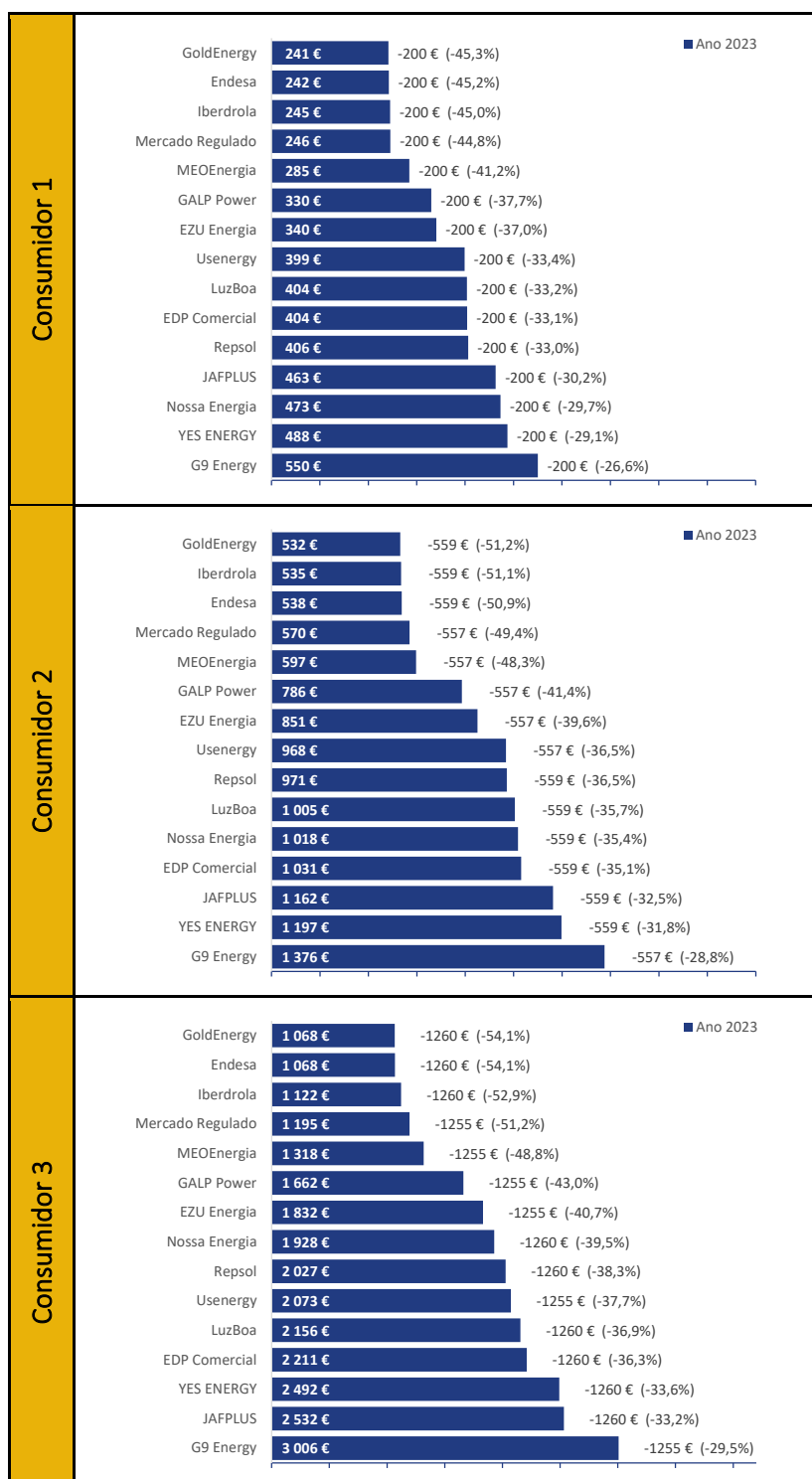
As figuras, divididas pelos três consumidores tipo, apresentam a fatura total e indicam também o impacto absoluto e percentual por via da variação da tarifa de Acesso às Redes a verificar no ano 2023, incluindo o efeito da taxa do IVA <sup>147</sup>.

<sup>145</sup> Por componente de «energia» deve entender-se o valor cobrado pelo comercializador pela energia consumida, incluindo a margem pela atividade de comercialização.

<sup>146</sup> 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.

<sup>147</sup> A análise desta secção considera o regime de IVA aplicável a partir de 1 de outubro de 2022. Para mais informações sobre o novo regime de IVA consulte o folheto ERSE explica «[Aplicação do IVA na fatura de eletricidade](#)» (novembro 2022).

Quadro 7-16 - Fatura anual no ano 2023 com o impacto da tarifa de Acesso às Redes



Nota: Utilizaram-se como ponto de partida as melhores ofertas comerciais de cada comercializador, a 11 de dezembro de 2022, adicionadas do impacto da tarifa Acesso às Redes para o ano 2023 (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 142 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 <sup>148</sup>. O impacto 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 impacto 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 <sup>149</sup>. A razão está no facto de o mesmo aumento absoluto na tarifa de Acesso às Redes, em euros, resultar num aumento percentual mais baixo quando o valor da fatura total é mais alto.

Terceiro, o valor apresentado para o total da fatura anual no mercado regulado não corresponde ao valor definitivo em 2023, uma vez que não integra ainda a variação nas tarifas de energia e da comercialização, e que afetam a tarifa transitória a aplicar no mercado regulado.

Face aos valores no Quadro 7-16, o impacto médio da alteração da tarifa de Acesso às Redes no mercado liberalizado resulta em reduções na fatura para todos os consumidores tipo. Nos valores apresentados para o mercado liberalizado, a redução média é de -34,7%, -38,3% e -39,9% para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente. Este impacto não inclui as alterações cumulativas na componente de energia, a decidir individualmente por cada comercializador em mercado liberalizado.

---

<sup>148</sup> A análise apresentada não considera ofertas com opção tri-horária.

<sup>149</sup> Poderá ocorrer um padrão oposto entre ofertas adjacentes caso as opções horárias em causa sejam diferentes.





## ANEXOS



ANEXO I  
PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES



## PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

O cálculo de tarifas de eletricidade para 2023 tem em conta, designadamente, os seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
Diretiva (extrato) n.º 1/2022, de 7 de janeiro	Aprova os perfis de consumo, de produção e de autoconsumo aplicáveis em 2022
Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro	Aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação de 2022-2025
Portaria n.º 28/2022, de 10 de janeiro	Regulamenta o conteúdo e os critérios de avaliação dos exames a realizar para acesso e exercício da atividade dos técnicos do Sistema de Certificação Energética dos Edifícios
Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro	Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001
Despacho n.º 890/2022, de 21 de janeiro	Estabelece os objetivos e as metas da área governativa do ambiente e ação climática para o triénio 2022-2024, no âmbito do Programa de Eficiência de Recursos na Administração Pública (ECO.AP 2030)
Diretiva n.º 4/2022, de 21 de janeiro	Aprova a nova inscrição de unidades físicas nas áreas de balanço «Tâmega» e «Tâmega (Bombagem)»
Despacho n.º 1033/2022, de 26 de janeiro	Procede à segunda alteração ao regulamento de atribuição de incentivos da 2.ª fase do Programa de Apoio a Edifícios Mais Sustentáveis
Diretiva (extrato) n.º 5/2022, de 26 de janeiro	Aprova os perfis de perdas aplicáveis em 2022
Despacho n.º 1322/2022, de 1 de fevereiro	Define o parâmetro correspondente ao impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação de preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal, a aplicar entre 1 de janeiro e 31 de março de 2022

Diploma	Assunto
Despacho n.º 1424/2022, de 3 de fevereiro	Reconhece como ação de relevante interesse público o projeto de instalação das centrais fotovoltaicas FFV UPP Louriçal Alhais, sito na freguesia de Carriço, concelho de Pombal
Despacho n.º 1874/2022, de 11 de fevereiro	Declara de imprescindível utilidade pública a central fotovoltaica a instalar no prédio rústico designado Mato do Conde, localizado no lugar de São João, freguesia de São João de Ver, concelho de Santa Maria da Feira
Despacho n.º 1873/2022, de 11 de fevereiro	Declara de imprescindível utilidade pública a central fotovoltaica a instalar pela P2K Renováveis, Lda., nos prédios rústicos localizados na freguesia de Penamacor, concelho de Penamacor
Despacho n.º 2021/2022, de 15 de fevereiro	Declara de imprescindível utilidade pública a central fotovoltaica a instalar pela Amargilha, Unipessoal, Lda., nos prédios rústicos sítos em Margalha, Lamarancha, Perna do Arneiro e Vale da Vinha, localizados nas freguesias de Margem e União das Freguesias de Gavião e Atalaia, concelho de Gavião
Diretiva n.º 6/2022, 25 de fevereiro	Aprova a atualização do registo do ponto de entrega
Diretiva n.º 7/2022, de 28 de fevereiro	Aprova os procedimentos para reporte dos preços das ofertas comerciais e dos preços médios faturados na rede de mobilidade elétrica
Declaração de Retificação n.º 11-A/2022, de 14 de março	Retifica o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001
Portaria n.º 112/2022, de 14 de março	Regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo
Diretiva n.º 5/2022, de 31 de março	Prorrogação do fornecimento supletivo nos termos do Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro
Diretiva n.º 8/2022, de 11 de abril	Aprova a atualização da tarifa de energia do setor elétrico a vigorar a partir de 1 de abril de 2022

Diploma	Assunto
Diretiva n.º 10/2022, de 19 de abril	Aprova a prorrogação do fornecimento supletivo nos termos do Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro
Diretiva n.º 11/2022, de 14 de maio	Aprova as obrigações declarativas no âmbito do mecanismo de ajustamento de custos no Mercado Ibérico da Eletricidade
Diretiva n.º 12/2022, de 19 de maio	Aprova as condições gerais dos contratos de uso das redes para o autoconsumo através da RESP
Resolução da Assembleia Legislativa da Região Autónoma dos Açores n.º 21/2022/A, de 6 de junho	Recomenda ao Governo Regional a negociação da taxa de juro a aplicar ao pagamento de juros de mora relativo a dívidas referentes ao fornecimento de energia elétrica
Diretiva n.º 13-A/2022, de 21 de junho	Aprova a implementação do mecanismo excecional de ajuste dos custos de produção de energia elétrica
Lei n.º 12/2022, de 27 de junho	Orçamento do Estado para 2022
Portaria n.º 167-A/2022, de 30 de junho	Suspende a atualização da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO2 até 31 de agosto de 2022
Diretiva n.º 17/2022, de 6 de julho	Aprova as tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 - fixação excecional
Diretiva n.º 18/2022, de 11 de julho	Aprova a alteração extraordinária no âmbito da gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional
Despacho n.º 9501-A/2022, de 2 de agosto	Condiciona o pagamento de faturas emitidas pela ENDESA pelos serviços da administração direta e indireta do Estado

Diploma	Assunto
Despacho n.º 9799-B/2022, de 8 de agosto	Estabelece o procedimento de validação prévia de faturas determinado pelo Despacho n.º 9501-A/2022, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 148, suplemento, de 2 de agosto de 2022
Despacho n.º 9838/2022, de 9 de agosto	Define o parâmetro correspondente ao impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação de preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal, a aplicar entre 1 de julho e 31 de dezembro de 2022
Aviso (extrato) n.º 15715/2022, de 9 de agosto	Consulta pública à proposta de atualização do plano de desenvolvimento e investimento da rede nacional de distribuição de eletricidade para o período 2021-2025 (PDIRD-E 2020 - atualização 2022)
Diretiva n.º 19/2022, de 2 de setembro	Preço regulado para instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo
Resolução do Conselho de Ministros n.º 74-A/2022, de 6 de setembro	Estabelece medidas excecionais de apoio às famílias para mitigação dos efeitos da inflação
Decreto-Lei n.º 57-C/2022, de 6 de setembro	Estabelece medidas excecionais de apoio às famílias para mitigação dos efeitos da inflação
Decreto Regulamentar Regional n.º 17/2022/A, de 8 de setembro	Regulamenta a atribuição de incentivos financeiros para a aquisição e instalação de sistemas solares fotovoltaicos a instalar na Região Autónoma dos Açores, no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência, designado por «SOLENERGE»
Diretiva n.º 20/2022, de 21 de setembro	Aprova a nova inscrição de Unidades Físicas nas Áreas de Balanço «Guadiana» e «Guadiana (Bombagem)»
Diretiva 21/2022, de 26 de setembro	Aprova a atualização da tarifa de energia do setor elétrico a vigorar a partir de 1 de outubro de 2022



Diploma	Assunto
Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro	Procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à atual situação e a eventuais disrupções futuras, tendo sempre em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia
Despacho dos Ministros das Finanças e do Ambiente e Ação Climática, de 12 de outubro	Alocação das medidas mitigadoras por níveis de tensão
Decreto-Lei n.º 71/2022, de 14 de outubro	Completa a transposição da Diretiva (UE) 2018/2002, alterando disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração
Decreto-Lei n.º 72/2022, de 19 de outubro	Altera as medidas excecionais para a implementação de projetos e iniciativas de produção e armazenamento de energia de fontes renováveis
Diretiva n.º 22/2022, de 20 de outubro	Implementação do Despacho n.º 9799-B/2022, de 8 de agosto, que estabelece o procedimento de validação prévia de faturas
Despacho n.º 12461/2022, de 25 de outubro	Fixa a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2023
Declaração de Retificação n.º 6/2022/A, de 4 de novembro	Retifica o Decreto Regulamentar Regional n.º 17/2022/A, de 8 de setembro, que regulamenta a atribuição de incentivos financeiros para a aquisição e instalação de sistemas solares fotovoltaicos a instalar na Região Autónoma dos Açores, no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência, designado por «SOLENERGE»
Declaração de Retificação n.º 29/2022, de 15 de novembro	Retifica a Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, que procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à atual situação e a eventuais disrupções futuras, tendo sempre em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia
Despacho n.º 14064/2022, de 6 de dezembro	Aprova o cronograma de instalação dos contadores inteligentes e a sua integração nas infraestruturas das redes inteligentes

<b>Diploma</b>	<b>Assunto</b>
Decreto-Lei n.º 84/2022, de 9 de dezembro	Estabelece metas relativas ao consumo de energia proveniente de fontes renováveis, transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001
Despacho dos Ministros das Finanças e do Ambiente e Ação Climática, de 9 de dezembro	Alocação de verbas do Fundo Ambiental ao SEN
Diretiva n.º 23/2022, de 13 de dezembro	Aprova o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico

ANEXO II  
SIGLAS



<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
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.

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
EDIA	Empresa de Desenvolvimento de Infraestruturas do Alqueva, S.A.
EDP Distribuição	EDP Distribuição - Energia, S.A.
EEM	EEM - Empresa de Eletricidade 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

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
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

---

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
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**



- Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico
- Estrutura tarifária do setor elétrico em 2023
- Caracterização da procura de energia elétrica em 2023