

**TARIFAS E PREÇOS PARA A
ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2023**

- FIXAÇÃO EXCECIONAL -

Junho 2023

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
0.1	Evolução das tarifas para a energia elétrica	4
0.2	Proveitos permitidos	12
1	INTRODUÇÃO.....	21
2	PRESSUPOSTOS.....	25
2.1	Evolução dos preços das <i>commodities</i>	26
2.2	Previsões para 2023	36
3	PROVEITOS PERMITIDOS.....	39
3.1	Síntese dos proveitos permitidos e ajustamentos de 2022.....	39
3.2	Atividade desenvolvida pelo agente comercial (diferencial de custo CAE)	45
3.2.1	Proveitos permitidos	45
3.2.2	Ajustamento provisório de 2022	48
3.3	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT.....	51
3.3.1	Atividade de Gestão Global do Sistema.....	51
3.4	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição.....	54
3.4.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	54
3.5	Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso	58
3.5.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	59
3.5.1.1	Proveitos e Ajustamentos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE.....	59
3.5.1.2	Proveitos e Ajustamentos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes.....	65
3.5.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	68
3.6	Atividades desenvolvidas pelas entidades concessionárias do transporte e distribuição das Regiões Autónomas.....	69
3.6.1	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da região autónoma dos Açores (RAA)	70
3.6.2	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da região autónoma da Madeira (RAM)	74
4	TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE 1 DE JULHO DE 2023	79
4.1	Descrição das tarifas reguladas	79
4.2	Tarifa do operador logístico de mudança de comercializador.....	87
4.3	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT	87
4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	87
4.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	89
4.4	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição	89
4.4.1	Tarifa de operação logística de mudança de comercializador.....	89

4.4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	89
4.4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte	97
4.4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	97
4.5	Tarifas por atividade do Comercializador de último recurso	98
4.5.1	Tarifa de Energia	98
4.5.2	Tarifas de Comercialização	100
4.6	Tarifas de Acesso às Redes	100
4.7	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT	105
4.8	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo	107
4.8.1	Inversão de fluxo nas redes a montante da UPAC	109
4.8.2	Isenção de CIEG	109
4.8.3	Tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo	111
4.9	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de armazenamento	117
4.10	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo	120
4.11	Tarifas aplicáveis à Mobilidade Elétrica	123
4.11.1	Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica	124
4.11.2	Tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica nas RA	128
4.12	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental	129
4.13	Tarifas a aplicar pelo comercializador de último recurso no âmbito do fornecimento supletivo	133
4.13.1	Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	134
4.13.2	Tarifa de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	134
4.13.3	Tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	134
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	135
4.13.5	Tarifa a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT	137
4.14	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	138
4.15	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	143
4.16	Tarifa social	148
4.16.1	Tarifa Social de Acesso às Redes	149
4.16.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso	151
5	TRANSFERÊNCIAS ENTRE AGENTES DO SEN E VALOR GLOBAL DOS AJUSTAMENTOS	155
5.1	Valores mensais a transferir pela REN	155
5.1.1	Transferências para REN Trading	155
5.1.2	Transferências para a Região Autónoma dos Açores	156
5.1.3	Transferências para a Região Autónoma da Madeira	157

5.1.4	Transferências para a E-Redes.....	158
5.2	Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade.....	158
5.3	Ajustamentos tarifários de 2021 e 2022	159
6	ANÁLISE DO IMPACTO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS	162
6.1	Tarifas por Atividade.....	163
6.1.1	Evolução do preço médio entre 2022 e 2023.....	163
6.2	Tarifa de Acesso às Redes.....	166
6.2.1	Evolução do preço médio entre 2022 e 2023.....	166
6.2.2	Estrutura do preço médio em 2023.....	170
6.3	Preço médio de referência de venda a clientes finais	176
6.3.1	Evolução do preço médio entre 2022 e 2023.....	176
6.3.2	Estrutura do preço médio em 2023.....	180
6.4	Tarifas transitórias de venda a clientes finais	184
6.4.1	Evolução do preço médio entre 2022 e 2023.....	184
6.4.2	Estrutura do preço médio em 2023.....	185
6.5	Tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo	190
6.5.1	Evolução do preço médio entre 2022 e 2023.....	190
6.5.2	Estrutura do preço médio em 2023.....	190
6.6	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	197
6.6.1	Evolução do preço médio entre 2022 e 2023.....	197
6.7	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	198
6.7.1	Evolução do preço médio entre 2022 e 2023.....	198
6.8	Convergência para a tarifa aditiva	199
6.9	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral.....	207

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.....	8
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 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2001	18
Figura 2-1 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent.....	27
Figura 2-2 - Evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais.....	28
Figura 2-3 - Evolução do preço do Brent, CO ₂ e MIBGAS.....	29
Figura 2-4 - Evolução dos preços do <i>Brent</i> , CO ₂ , MIBGAS e carvão (API2 CIF), do petróleo (<i>Brent</i>) nos mercados <i>spot</i> (índice base 100).....	30
Figura 2-5 Preço mensal MIBGAS	31
Figura 2-6 - Evolução dos preços futuros do MIBGAS.....	32
Figura 2-7 - Evolução dos futuros do <i>Brent</i>	33
Figura 2-8 - Evolução dos futuros do CO ₂	34
Figura 2-9 - Evolução preço energia elétrica	35
Figura 2-10 - Evolução da cotação de futuros de energia elétrica	36
Figura 3-1 - Desvios em 2022 do <i>mark-up</i> das centrais com CAE (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)	51
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	139
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	144
Figura 6-1 - Decomposição da variação de preço médio	163
Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de Acesso às Redes ...	165
Figura 6-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de Energia e de Comercialização	166
Figura 6-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes.....	167
Figura 6-5 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	167
Figura 6-6 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema.....	168
Figura 6-7 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MAT	168
Figura 6-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT	169
Figura 6-9 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT	169
Figura 6-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE	170
Figura 6-11 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTN.....	170

Figura 6-12 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade	171
Figura 6-13 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade	173
Figura 6-14 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes	175
Figura 6-15 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	176
Figura 6-16 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais	177
Figura 6-17 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT	178
Figura 6-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT ..	178
Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT	179
Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE	179
Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN	180
Figura 6-22 - Preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade	181
Figura 6-23 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade	182
Figura 6-24 - Preço médio de referência de venda a clientes finais	183
Figura 6-25 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais.....	184
Figura 6-26 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN	185
Figura 6-27 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.....	186
Figura 6-28 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.....	187
Figura 6-29 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, decomposto por parcelas.....	188
Figura 6-30 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, decomposto por parcelas	189
Figura 6-31 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em MAT, AT, MT e BTE	190
Figura 6-32 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2023	192
Figura 6-33 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2023.....	193
Figura 6-34 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2023, decomposto por parcelas.....	195
Figura 6-35 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, decomposto por parcelas	196
Figura 6-36 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA	197

Figura 6-37 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM	198
Figura 6-38 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais.....	199
Figura 6-39 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2022 e 2023	203
Figura 6-40 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2022 e 2023	204
Figura 6-41 – Distância da TVCF face à tarifa Aditiva	205
Figura 6-42 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva	206
Figura 6-43 - Preços médios da TVCF nas Regiões Autônomas, por comparação com a tarifa Aditiva	207
Figura 6-44 - Preço médio dos CIEG nas tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2023, por componente	208
Figura 6-45 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes.....	210

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental	6
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores	7
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira	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	10
Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2023	12
Quadro 0-7 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas em Portugal continental (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	16
Quadro 0-8 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2023 (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	17
Quadro 0-9 - Proveitos por atividade em Portugal continental (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	19
Quadro 0-10 - Proveitos por atividade e custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	20
Quadro 2-1 –Previsões para a energia elétrica para o 2.º semestre de 2023	36
Quadro 2-2 –Previsões de CO ₂ , Brent e MIBGAS para o 2.º semestre de 2023	37
Quadro 2-3 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	37
Quadro 3-1 - Proveitos por atividade no Continente (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	40
Quadro 3-2 - Proveitos por atividade nas Regiões Autónomas (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	41
Quadro 3-3 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	42
Quadro 3-4 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2022 a refletir em 2023, no Continente	44
Quadro 3-5 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)	46
Quadro 3-6 - Comparação dos pressupostos alterados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2023	47
Quadro 3-7 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)	47

Quadro 3-8 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2022 (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)	48
Quadro 3-9 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2022 (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)	49
Quadro 3-10 - Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2022 (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)	50
Quadro 3-11 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema (valores publicados em dezembro de 2022 e revisão para publicação em junho de 2023)	53
Quadro 3-12 - Previsão dos custos com os descontos da tarifa social em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	55
Quadro 3-13 - Montantes globais dos custos com a tarifa social para 2023 e ajustamentos de 2021 e 2022 a financiar em 2023	56
Quadro 3-14 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	58
Quadro 3-15 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	61
Quadro 3-16 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração garantida (valores publicados em dezembro de 2022 e revisão para publicação em junho de 2023)	63
Quadro 3-17 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	65
Quadro 3-18 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	66
Quadro 3-19 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	67
Quadro 3-20 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	68
Quadro 3-21 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)	69
Quadro 3-22 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2023 (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)	70

Quadro 3-23 - Determinação do preço de gásóleo implícito no cálculo das tarifas de 2023 (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023).....	71
Quadro 3-24 - Proveitos permitidos da atividade Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023).....	72
Quadro 3-25 - Custo com a convergência tarifária na RAA (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)	73
Quadro 3-26 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2023 (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023).....	74
Quadro 3-27 - Determinação do preço de gásóleo implícito no cálculo para tarifas de 2023 (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023).....	74
Quadro 3-28 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2023 (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023).....	75
Quadro 3-29 - Proveitos permitidos da atividade Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023).....	76
Quadro 3-30 - Custo com a convergência tarifária na RAM (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)	77
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas do Setor Elétrico	80
Quadro 4-2 - Tarifas Reguladas do Setor da Mobilidade Elétrica	86
Quadro 4-3 - 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.....	88
Quadro 4-4 - 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.....	88
Quadro 4-5 - 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.....	88
Quadro 4-6 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	90
Quadro 4-7 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	90
Quadro 4-8 - Imputação das receitas a deduzir ao diferencial de custo com a PRE renovável, desde 1 de janeiro de 2023	92
Quadro 4-9 - Imputação do diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autônomas e do diferencial de custo com os CAE.....	92
Quadro 4-10 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário	93
Quadro 4-11 - Parâmetros α	93
Quadro 4-12 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento	94
Quadro 4-13 - Preços dos CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema.....	95

Quadro 4-14 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	96
Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	96
Quadro 4-16 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema	97
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Energia.....	99
Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Energia por tipo de fornecimento e nas várias opções tarifárias.....	99
Quadro 4-19 - Preços das tarifas de Acesso às Redes.....	101
Quadro 4-20 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral	104
Quadro 4-21 - Estrutura de fornecimento a utilizar no segundo semestre de 2023 no cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT.....	106
Quadro 4-22 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	106
Quadro 4-23 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	107
Quadro 4-24 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 50%	110
Quadro 4-25 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 100%	111
Quadro 4-26 - 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.....	114
Quadro 4-27 - 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.....	115
Quadro 4-28 - 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.....	116
Quadro 4-29 - Montantes de CIEG a deduzir para cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações de armazenamento	118
Quadro 4-30 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento	118
Quadro 4-31 - Montantes de CIEG a deduzir para cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações com estatuto de cliente eletrointensivo.....	122
Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações com estatuto de cliente eletrointensivo	122
Quadro 4-33 - 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	126

Quadro 4-34 - 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.....	127
Quadro 4-35 - 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	127
Quadro 4-36 - 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	128
Quadro 4-37 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA	129
Quadro 4-38 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM	129
Quadro 4-39 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	130
Quadro 4-40 - Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	134
Quadro 4-41 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR, no âmbito do fornecimento supletivo	135
Quadro 4-42 - Tarifa a aplicar pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo.....	138
Quadro 4-43 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	140
Quadro 4-44 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	145
Quadro 4-45 - Clientes beneficiários da tarifa social e valor global do desconto	149
Quadro 4-46 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes	150
Quadro 4-47 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes	151
Quadro 4-48 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental	152
Quadro 4-49 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	153
Quadro 4-50 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira....	154
Quadro 5-1 - Transferências da REN para a REN Trading no 2.º semestre de 2023	155
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA relativas à convergência tarifária no 2.º semestre de 2023	156
Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EDA relativas à tarifa social no 2.º semestre de 2023.....	156
Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM relativas à convergência tarifária no 2.º semestre de 2023	157
Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EEM relativas à tarifa social no 2.º semestre de 2023	157
Quadro 5-6 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à tarifa social no 2.º semestre de 2023	158
Quadro 5-7 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade no 2.º semestre de 2023	159

Quadro 5-8 - Valor dos ajustamentos de 2021 e 2022 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading	160
Quadro 5-9 - Valor dos ajustamentos de 2021 e 2022 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade	160
Quadro 6-1 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência	201

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023» fundamenta a fixação excecional de tarifas de energia elétrica a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, ao abrigo do artigo 217.º do Regulamento Tarifário ¹ (RT). Os proveitos permitidos e as tarifas e preços, constantes do presente documento, foram determinados no mesmo contexto regulamentar do exercício tarifário publicado a 15 de dezembro de 2022 e devem ser analisados no quadro regulatório definido para o período de regulação 2022-2025.

MOTIVAÇÃO PARA A FIXAÇÃO EXCECIONAL

O atual contexto de incerteza, decorrente do conflito militar entre a Ucrânia e a Rússia e de constrangimentos nas cadeias de abastecimento no período pós-COVID, dificultam qualquer exercício de previsão da evolução dos preços nos mercados grossistas, em particular das *commodities*. Ciente desta situação, no documento de tarifas para 2023, de dezembro 2022, a ERSE comprometeu-se a acompanhar de perto as alterações das circunstâncias em que assentavam os pressupostos do cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas, dando nota que as mesmas poderiam justificar uma revisão excecional das tarifas de 2023, à semelhança do ocorrido em julho de 2022.

As tarifas de energia elétrica para 2023 foram definidas tendo em conta a informação recolhida até ao final do mês de novembro de 2022, considerando um preço estimado de energia elétrica de cerca de 213 EUR/MWh, que se tem revelado muito acima do verificado nos primeiros meses já fechados de 2023 e do que se perspectiva para o resto do ano. O impacto do desvio do preço de energia elétrica face ao estimado em 2022 extravasa a tarifa de Energia, pelo que a sua revisão em -5 EUR/MWh, a 1 de abril do corrente ano ², no âmbito do mecanismo de adequação da tarifa de energia ao custo de aquisição de energia elétrica previsto para o comercializador de último recurso (CUR), para além de ser insuficiente em termos de magnitude, também o é em termos de âmbito tarifário.

A forte redução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas nos primeiros meses de 2023 justifica, assim, esta fixação excecional da tarifa de Energia e da tarifa de Uso Global do Sistema e das restantes tarifas que incorporam estas duas tarifas.

¹ Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021.

² [Diretiva n.º 9/2023](#), de 3 de abril.

Esta revisão permite adequar as tarifas de Acesso às Redes às atuais condições de mercado, evitando a distorção dos sinais de preço, nomeadamente através da atualização dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) associados à produção de eletricidade, que são recuperados através destas tarifas. Em particular, o diferencial de custo com aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE) com remuneração garantida e o diferencial de custo com os Contratos de Aquisição de Energia (CAE ³) não cessados terão benefícios inferiores ao inicialmente previsto na fixação das tarifas de 2023 em vigor. Nos termos da legislação em vigor, estes diferenciais de custos são calculados pela diferença entre os custos de aquisição aos PRE ou aos produtores com CAE e as receitas de venda da energia elétrica produzida por esses produtores no mercado grossista. Deste modo, uma diminuição dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas terá um efeito em sentido contrário nos montantes destes CIEG e, consequentemente, nas tarifas de Acesso às Redes, dada a semelhança entre estes mecanismos e os contratos por diferença.

Tendo em conta que entre 40% e 50% da energia elétrica consumida em Portugal ainda tem origem nestes produtores com remuneração garantida (PRE, incluindo produtores fotovoltaicos com capacidade atribuída em leilão, e produtores com CAE), estes mecanismos têm uma capacidade relevante para amortecer os impactes das variações dos preços de energia elétrica na fatura dos consumidores, nomeadamente nos consumidores de Baixa Tensão em que a componente de Acesso às Redes tem um maior peso na fatura total.

Contudo, intrinsecamente, estes mecanismos podem ter um desfasamento temporal devido à periodicidade anual de fixação das tarifas de Acesso às Redes. Na ausência de uma revisão excecional dos proveitos a recuperar pelas tarifas de Acesso às Redes em 2023, a redução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas que se observa atualmente provocaria ajustamentos muito avultados nos proveitos permitidos das atividades que suportam os diferenciais de custo da PRE e dos CAE, a devolver às empresas, com o consequente acréscimo dos proveitos a recuperar pelas tarifas de Acesso às Redes em 2024.

Adicionalmente, esta revisão excecional das tarifas contribui para o equilíbrio financeiro das atividades reguladas, cujos proveitos integram os CIEG associados à produção de eletricidade, minimizando as

³ O diferencial com CAE diz respeito aos custos deduzidos de receitas relativos a dois contratos celebrados entre a REN e produtores de energia elétrica, que não foram cessados após a liberalização do setor elétrico verificada em 2007. Estes custos são refletidos nas tarifas através dos proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia do agente comercial. Atualmente apenas se mantém em vigor o CAE da central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás.

oscilações dos níveis de proveitos dessas atividades que resultariam da repercussão dos ajustamentos calculados em base anual neste contexto de volatilidade de preços de energia.

Finalmente, sublinha-se que, apesar de esta revisão ser efetuada em sentido contrário à revisão excecional de julho de 2022, tal não significa que o caminho para o regresso à normalização tarifária relativamente aos níveis verificados no passado esteja assegurado. Subsistem vários fatores de incerteza, designadamente: (i) a invasão da Ucrânia pela Federação Russa, com potenciais impactes não apenas na área da energia, mas igualmente de forma transversal na economia global; (ii) a evolução económica na União Europeia, em resultado da sua atuação em várias frentes, como seja no conflito da Ucrânia, na contenção dos preços da energia e no controlo da crise inflacionista; ou (iii) as medidas específicas adotadas a nível europeu e nacional para acelerar a transição energética e reduzir a dependência de fontes de energia fósseis.

PROCEDIMENTOS PARA A FIXAÇÃO EXCECIONAL E APLICAÇÃO A PARTIR DE 1 DE JULHO

A fixação excecional das tarifas do setor elétrico está prevista no artigo 217.º do RT, que prevê a possibilidade de a ERSE iniciar, em qualquer momento e por sua iniciativa, um processo de alteração das tarifas. Sem ser condição determinante, refere o mesmo artigo que uma possível motivação para iniciar um processo de alteração das tarifas, fora do período normal previsto no artigo 215.º, é a existência de desvios significativos dos montantes de proveitos previstos com a aplicação de uma ou mais tarifas reguladas, designadamente se colocar em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

A redução dos preços nos mercados grossistas de eletricidade tem um forte impacto nos proveitos permitidos de algumas atividades reguladas e provoca desvios significativos relativamente aos valores anteriormente publicados, na sequência das decisões tarifárias de 15 de dezembro de 2022 ⁴, que aprovou os preços das tarifas a vigorarem a partir de 1 de janeiro de 2023, e de 15 de março de 2023 ⁵, que atualizou os preços da tarifa de Energia a vigorarem a partir de 1 de abril de 2023.

⁴ Disponível em «[Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023](#)» e aprovadas através da [Diretiva n.º 3/2023](#), de 11 de janeiro.

⁵ Disponível em «[Documento justificativo da Atualização da Tarifa de Energia do Setor Elétrico](#)» e aprovadas através da [Diretiva n.º 9/2023](#), de 3 de abril.

De acordo com os procedimentos do RT, o Conselho de Administração da ERSE submeteu, a 28 de abril de 2023, à apreciação do Conselho Tarifário para emissão de parecer no prazo de 30 dias, e à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, o documento «Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação excecional». Tendo em conta o parecer não vinculativo do Conselho Tarifário, emitido em 29 de maio de 2023, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços para a energia elétrica para o Continente e para as Regiões Autónomas, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023.

As tarifas a aprovar no presente processo de fixação excecional são as seguintes: (i) tarifas por atividade regulada (Uso Global do Sistema e Energia); (ii) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes e pagas por todos os comercializadores de energia elétrica; (iii) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão (BT); (iv) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo; (v) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações de armazenamento; (vi) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações com Estatuto do Cliente Eletrointensivo; (vii) tarifas aplicáveis à 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.

0.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA

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 de Venda a Clientes Finais apenas se aplicam aos fornecimentos em baixa tensão normal (BTN), encontrando-se extintas as tarifas transitórias em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (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.

Para efeitos de aplicação nas situações de fornecimento supletivo asseguradas pelo comercializador de último recurso, bem como para efeitos de fornecimento aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, são ainda publicadas as respetivas tarifas em MAT, AT, MT e BTE, nos termos do n.º 6 do artigo 26.º do RT.

Em janeiro de 2023 entraram em vigor as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023, através da [Diretiva n.º 3/2023](#), de 11 de janeiro. Com a publicação da [Diretiva n.º 9/2023](#), de 3 de abril, foi efetuada 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 2023.

Com esta revisão excecional das tarifas do setor elétrico, com efeitos a partir de 1 de julho de 2023, para além de uma segunda atualização da tarifa de Energia, procede-se também a uma fixação excecional das tarifas de Acesso às Redes.

Nos quadros seguintes é apresentada a evolução de preços, incorporando as várias atualizações tarifárias que ocorreram em 2022 e 2023.

- A evolução entre os anos de 2022 ⁶ e 2023 ⁷ tem em consideração a totalidade das atualizações em cada um dos anos.
- A evolução entre junho de 2023 e julho de 2023, considera em junho de 2023 as tarifas atualmente em vigor (com a atualização da tarifa de Energia de abril de 2023) e em julho de 2023 as tarifas em vigor a partir de 1 de julho de 2023 (com a segunda atualização da tarifa de Energia e a fixação excecional das tarifas de Acesso às Redes).

⁶ O preço médio de 2022 inclui o efeito das atualizações trimestrais na tarifa de energia ocorridas em abril e outubro de 2022 e da fixação excecional de tarifas ocorrida em julho de 2022.

⁷ O preço médio de 2023 inclui o efeito da atualização trimestral na tarifa de energia ocorrida em abril de 2023 e da fixação excecional de tarifas em julho de 2023.

Apresenta-se no Quadro 0-1 a variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, aplicáveis aos clientes em BTN. A tarifa de Venda a Clientes Finais de cada ano corresponde ao valor médio do ano (consideram-se todas as atualizações de tarifas ocorridas em 2022 e em 2023).

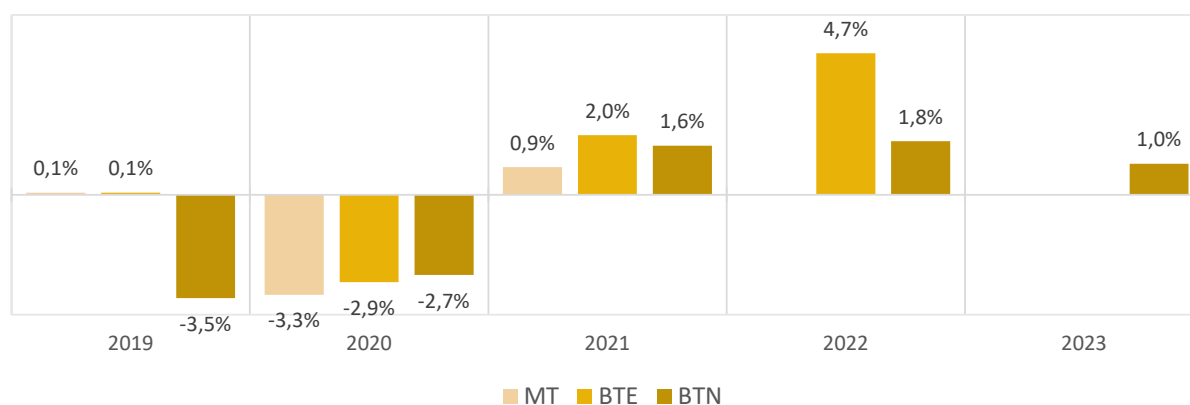
Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental

	Variação anual 2023 / 2022	Variação Jul 2023/Jun 2023
BTN	1,0%	0,0%

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, em BTN, observam uma variação nula (0,0%) entre junho e julho de 2023. Em termos médios, entre o ano de 2023 e o ano de 2022, verifica-se uma variação de 1,0%.

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. Em cada ano, considera-se os valores médios anuais das tarifas, caso tenham ocorrido atualizações trimestrais ou fixações excecionais de tarifas.

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 por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia ([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 BTN, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo ⁸, 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 pelo comercializador de último recurso de cada uma das regiões.

No Quadro 0-2 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores entre 2022 e 2023. A tarifa de Venda a Clientes Finais de cada ano corresponde ao valor médio do ano (consideram-se todas as atualizações de tarifas ocorridas em 2022 e em 2023).

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

	Variação anual 2023 / 2022	Variação Jul 2023/Jun 2023
MT	46,6%	-18,7%
BTE	27,6%	-20,4%
BTN	0,9%	-1,9%

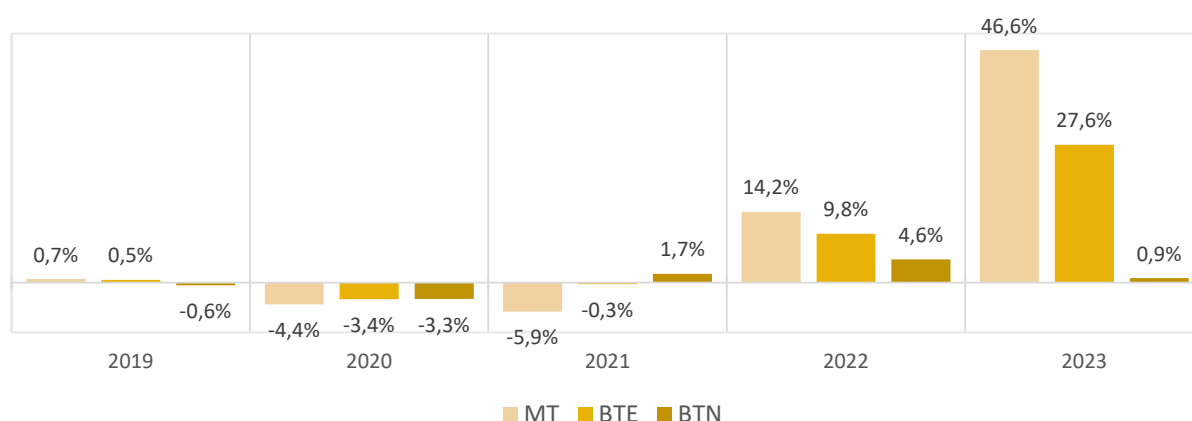
A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores, considerando os preços em vigor em junho de 2023, corresponde a reduções de -18,7% para os clientes em MT, de -20,4% para os

⁸ Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a 6 272,64 euros, acrescido de 50 % por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de 10.

clientes em BTE e de -1,9% para os clientes em BTN. Em termos médios, entre o ano de 2023 e o ano de 2022, verifica-se uma variação de 46,6%, 27,6% e 0,9% para os clientes em 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. Em cada ano consideram-se os valores médios anuais das tarifas, em caso de atualizações trimestrais ou fixações excecionais de tarifas.

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. A tarifa de Venda a Clientes Finais de cada ano corresponde ao valor médio do ano (consideram-se todas as atualizações de tarifas ocorridas em 2022 e em 2023).

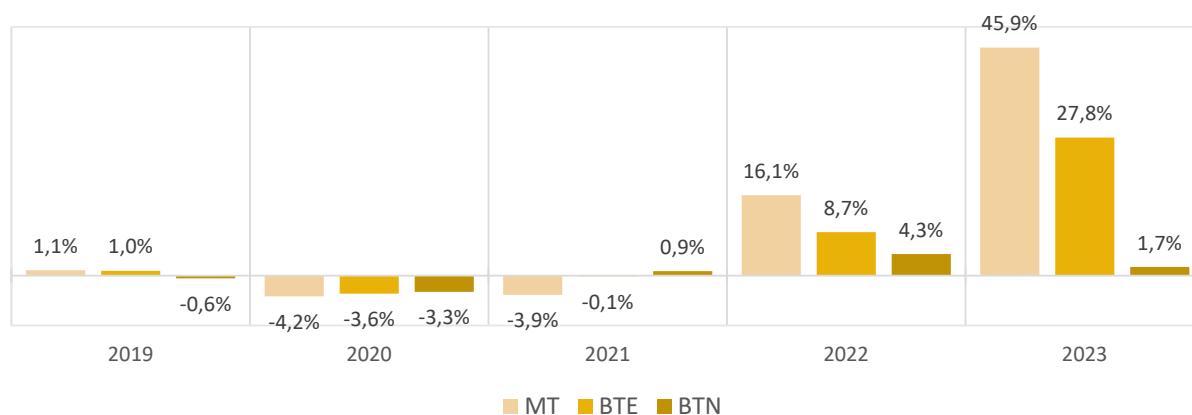
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira

	Variação anual 2023 / 2022	Variação Jul 2023/Jun 2023
MT	45,9%	-18,8%
BTE	27,8%	-20,4%
BTN	1,7%	-2,2%

A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira, considerando os preços em vigor em junho de 2023, corresponde a reduções de -18,8% para os clientes em MT, de -20,4% para os clientes em BTE e de -2,2% para os clientes em BTN. Em termos médios, entre o ano de 2023 e o ano de 2022, verifica-se uma variação de 45,9%, 27,8% e 1,7% para os clientes em 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. Em cada ano consideram-se os valores médios anuais das tarifas, em caso de atualizações trimestrais ou fixações excecionais de tarifas.

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 por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia ([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 publicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas. Ou seja, caso não existissem pagamentos entre os consumidores do Continente e os consumidores dos Açores e da Madeira, seria necessário que as tarifas das Regiões Autónomas assegurassem a cobertura dos custos em cada área geográfica, situação que seria muito impactante em termos de acréscimos tarifários nas tarifas aplicáveis nas Regiões Autónomas.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Região Autónoma dos Açores	112,5%	15,8%
Região Autónoma da Madeira	105,8%	14,5%

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes, independentemente dos seus comercializadores. 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, entre 2023 e 2022, é apresentada no Quadro 0-5, integrando a fixação excecional ocorrida em julho de 2022 e a fixação excecional com efeitos a partir de 1 de julho de 2023.

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

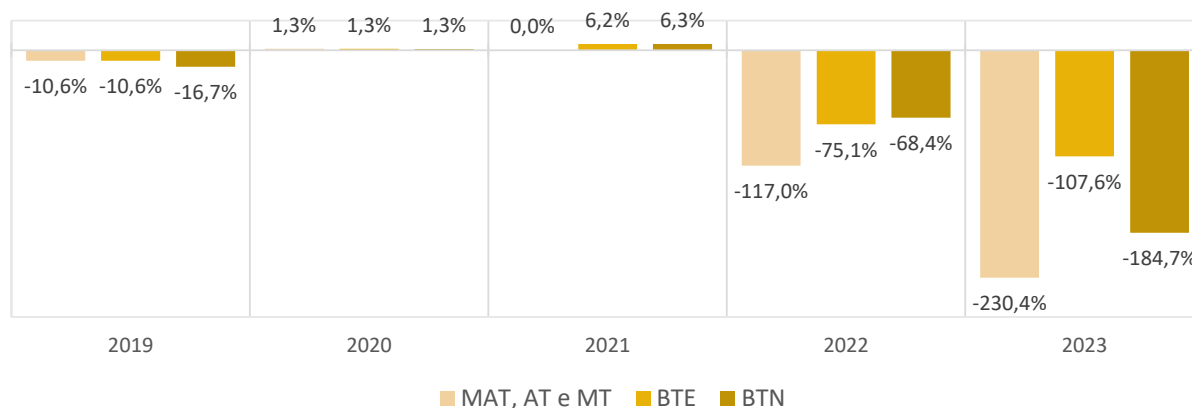
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas de Acesso às Redes	-324,8%	-270,8%	-187,9%	-107,6%	-184,7%

A variação das tarifas de Acesso às Redes depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição, a operação logística de mudança de comercializador e a gestão global do

sistema que integra os 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 superior ao 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. Nos anos 2022 e 2023 consideram-se os valores médios anuais das tarifas (integram a fixação excecional de tarifas de julho de 2022 e a fixação excecional para julho de 2023).

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, entre 2023 e 2022. Conforme referido anteriormente, esta fixação excecional das tarifas a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, afeta apenas a tarifa de Energia e a tarifa de Uso Global do Sistema, não alterando as tarifas das restantes atividades reguladas.

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2023

	Variação 2023/2022
Tarifa de Energia	48,2%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	-20,4%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-213,2%
Tarifas de Uso de Redes	2,0%
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%
Tarifas de Comercialização	-13,5%

Em termos médios anuais, é de destacar o aumento da tarifa de Energia, resultado do aumento dos custos de aprovisionamento de eletricidade nos diferentes mercados de energia. Este acréscimo está abaixo do previsto aquando da decisão de dezembro de 2022. 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, embora aqui também essa redução esteja atenuada face ao publicado em dezembro de 2022.

0.2 PROVEITOS PERMITIDOS

ENQUADRAMENTO DA REVISÃO EXCECIONAL

A redução do preço de energia elétrica nos mercados grossistas tem um impacto muito relevante nos diferenciais de custo da PRE e dos CAE. A dependência entre o preço grossista de eletricidade e os preços de outras *commodities*, designadamente o petróleo, as licenças de emissão de CO₂ e, principalmente, o gás natural, reforçada com o mecanismo ibérico de controlo de preços⁹, justifica que esta revisão excecional reflita igualmente a atualização desses preços.

⁹ Mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), estabelecido no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio alterado pelo Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março.

Neste contexto, a revisão excecional dos proveitos permitidos abrange as seguintes atividades: i) Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (REN Trading); ii) Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR (SU Eletricidade), quer para a função de Compra e Venda da PRE com remuneração garantida, quer para a função de Compra e Venda para fornecimento a clientes; e, finalmente, iii) Aquisição de Energia elétrica e Gestão do Sistema (AGS) das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (desenvolvidas pela Eletricidade dos Açores (EDA) e pela Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM)).

Com exceção das atividades *pass-through*, cujos proveitos são impactados pelas atividades mencionadas, nas restantes atividades reguladas os proveitos permitidos mantêm-se inalterados face à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

Entre o envio da presente proposta ao Conselho Tarifário, a 28 de abril, e a publicação destas tarifas excecionais a vigorar a partir de 1 de julho de 2023, a ERSE prosseguiu à monitorização dos mercados de energia, em particular dos preços grossistas de eletricidade e de gás na Península Ibérica, quer os ocorridos, quer os futuros. Face à consolidação das tendências observadas nos preços das principais *commodities*, a ERSE optou por atualizá-los até 31 de maio e, consequentemente, rever os proveitos permitidos e as tarifas de acesso para 2023 publicados a 15 de junho, face ao apresentado na proposta.

Deste modo, esta revisão excecional teve em consideração os dados reais verificados até 31 de maio de 2023 e a média dos preços futuros verificados nos últimos 60 dias terminados nessa data. Decorrente deste pressuposto, o preço anual de base no mercado grossista de eletricidade subjacente ao cálculo tarifário de 2023 foi revisto em baixa em cerca de 102 EUR/MWh (de 213,3 EUR/MWh para 111,1 EUR/MWh). No caso das restantes *commodities*, refira-se uma redução das previsões do preço médio anual do Mercado Ibérico do Gás (MIBGAS) de 68 EUR/MWh (de 108,5 EUR/MWh para 40,9 EUR/MWh) e do preço médio anual do TTF ¹⁰ de 86 EUR/MWh (de 127,0 EUR/MWh para 41,0 EUR/MWh), enquanto nas licenças de CO₂ se observa uma subida de cerca de 10 EUR/ton (de 77,8 EUR/ton para 87,9 EUR/ton) comparativamente ao preço médio considerado nas tarifas de 2023 em vigor.

Paralelamente, foram analisados os dados mais recentes disponíveis para o ano de 2023 da energia produzida pela PRE com remuneração garantida, pelo produtor com CAE, bem como a evolução do consumo, que revelam evoluções que não se desviam significativamente face ao inicialmente previsto para 2023 e cujos impactos estimados nos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso são pouco relevantes

¹⁰ Refere-se ao *hub* de negociação de gás natural dos Países Baixos, que é umas das referências para a Europa, sendo a sigla referente a *Title Transfer Facility*.

face ao efeito de alteração do preço grossista de eletricidade e das restantes *commodities*, nomeadamente do gás natural, pelo que não foram tidos em conta. Esta opção permitiu assegurar a eficácia e a tempestividade deste processo.

Assinala-se, ainda, a alteração do mecanismo de controlo de preços do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), através do Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março. Este diploma prorrogou a aplicação do mecanismo até dezembro de 2023 e procedeu à revisão de algumas regras para a sua aplicação, em particular, dos preços de referência do gás natural usados para o cálculo das compensações aos produtores. Analisaram-se conjuntamente os efeitos desta alteração legal e da evolução dos preços do gás natural no MIBGAS no montante de compensações previstas para a central com CAE (Turbogás), que está incorporado nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial. Concluiu-se que, por força da diminuição do preço do gás natural, os valores de compensações deverão ser muito inferiores aos montantes subjacentes às tarifas em vigor e, no que respeita à prorrogação do mecanismo até ao final de 2023, o impacto deverá ser nulo, uma vez que os preços futuros do MIBGAS se situam abaixo dos preços de referência usados no mecanismo, que dessa forma não é ativado.

No que respeita às medidas de contenção tarifária, nomeadamente as transferências de receitas geradas com os leilões de CO₂ para o setor elétrico nacional (SEN) ao abrigo do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, o montante considerado nas tarifas de 2023 em vigor foi fixado pelo Despacho dos Gabinetes do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022 (363,7 milhões de euros). Na ausência de novo Despacho de afetação de verbas adicionais do Fundo Ambiental ao SEN no ano de 2023, este montante manteve-se inalterado nesta revisão tarifária excecional, pelo que o aumento dos preços das licenças de emissão de CO₂, resultante da atualização de dados até 31 de maio, não tem impacto nas medidas de contenção tarifária.

Refira-se, ainda, que a tendência de descida dos preços grossistas de eletricidade no MIBEL se notou desde o mês dezembro de 2022, com impacto nos ajustamentos provisórios de 2022 das atividades de compra e venda de energia elétrica do Agente Comercial e do CUR, repercutidos nas tarifas de 2023. Em sentido contrário, no mesmo mês, observou-se uma subida de preços no MIBGAS, com impacto nos ajustamentos provisórios de 2022 da atividade de compra e venda de energia elétrica do Agente Comercial, por via das compensações atribuídas à central da Turbogás pelo mecanismo de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do MIBEL. Por estes motivos, nesta revisão excecional de tarifas, optou-se por

recalcular os ajustamentos provisórios de 2022 das atividades do CUR e do Agente Comercial acima referidas.

EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Apesar dos proveitos permitidos terem sido recalculados numa base anual, como as novas tarifas serão aplicadas durante seis meses a partir de 1 de julho de 2023, estas recuperarão apenas metade da diferença entre os novos proveitos permitidos e os proveitos inicialmente publicados a 15 de dezembro de 2022. A determinação dos ajustamentos de 2023, a repercutir nas tarifas de 2024 e 2025, terá em conta este recálculo dos proveitos para 2023, que caso não ocorresse levaria a um avolumar dos ajustamentos a repercutir nos exercícios tarifários dos anos seguintes, com impacto na estabilidade tarifária.

Adicionalmente, nesta revisão excecional das tarifas de 2023 foi efetuado o recálculo do ajustamento provisório de 2022, que contempla a atualização dos preços das *commodities* até 31 de dezembro de 2022. Tal opção decorre, principalmente, do facto das maiores descidas dos preços no mercado *spot* de eletricidade se terem iniciado em meados de dezembro de 2022.

O quadro seguinte sintetiza os proveitos anuais para 2023, recalculados na presente revisão tarifária excecional, que são recuperados pelas diferentes tarifas, bem como a sua comparação com os proveitos subjacentes às tarifas que vigoraram a partir de 1 de janeiro de 2023.

Quadro 0-7 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas em Portugal continental
(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

Unidade: Milhares de euros

	T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)
Gestão Global do Sistema			
Proveitos permitidos do ORT	-551 637	-43 463	508 174
Custos gestão do sistema	41 411	41 411	0
Custos de interesse geral	-593 048	-84 874	508 174
Custos a recuperar pelo ORD	-3 331 882	-1 369 306	1 962 577
Sustentabilidade de mercados e coexistência	223 241	202 672	-20 569
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	-559	-559	0
Proveitos a recuperar com a UGS	-3 660 837	-1 210 655	2 450 182
Operador Logístico de Mudança de Comercializador			
OLMC	1 145	1 145	0
Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE	-43	-43	0
Proveitos a recuperar com a tarifa de OLMC	1 102	1 102	0
Transporte de energia elétrica			
Proveitos permitidos do ORT	312 092	312 092	0
Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à REN	8 738	8 738	0
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	320 831	320 831	0
Distribuição de energia elétrica			
Total dos proveitos em AT/MT	399 519	399 519	0
Total dos proveitos em BT	648 144	648 144	0
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 047 663	1 047 663	0
Comercialização regulada			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	380	380	0
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	124	124	0
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	21 249	21 249	0
Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização	21 753	21 753	0
Aquisição em mercado (incluindo serviços de sistema e desvios)	-3 140 076	-2 102 136	1 037 940
Aquisição aos PRE (exclui sobrecurso)	3 822 634	2 554 692	-1 267 941
Custos de funcionamento	2 402	2 402	0
Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia	684 960	454 959	-230 001
Proveitos a recuperar com as tarifas	-1 584 528	635 653	2 220 181
Tarifa Social	-122 532	-118 985	3 547
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	-1 707 061	516 668	2 223 729

Tal como referido, a presente revisão tarifária excecional decorre principalmente da revisão dos preços do mercado grossista de eletricidade, que afetam os diferenciais de custos da produção com remuneração garantida e com os CAE. O Quadro 0-8 compara os valores das parcelas de custos que compõem os CIEG,

adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados, que foram considerados nesta revisão tarifária para o ano de 2023, com os valores implícitos nas tarifas que vigoraram desde 1 de janeiro de 2023.

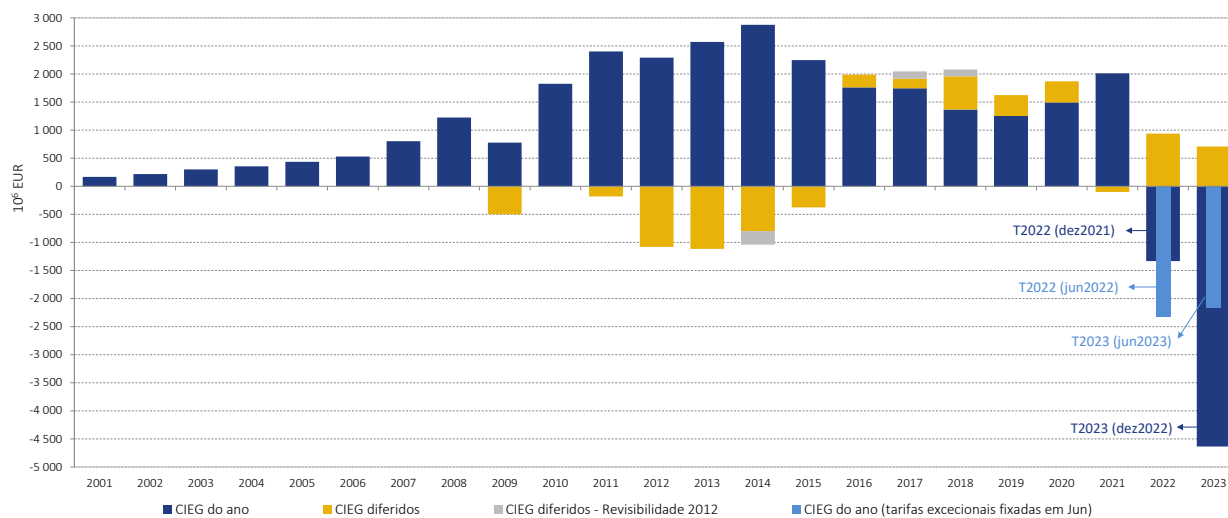
Quadro 0-8 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2023
(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

Unidade: Milhares de euros			
	T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	-4 635 295	-2 160 997	2 474 298
Diferencial de custo da PRE	-4 270 402	-2 307 826	1 962 577
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	87 053	87 053	0
Diferencial de custo dos CAE	-877 969	-378 419	499 550
Rendas de concessão da distribuição em BT	276 051	276 051	0
Sobrecusto da RAA e da RAM	246 909	255 533	8 624
Terrenos das centrais	12 220	12 220	0
Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	0	0	0
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	5 139	5 139	0
ERSE	7 354	7 354	0
Custos com a concessionária da Zona Piloto	436	436	0
Autoridade da Concorrência	447	447	0
Tarifa Social	-122 532	-118 985	3 547
Alisamento dos custos da PRE	709 123	709 123	0
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	-3 926 172	-1 451 873	2 474 298
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 312	134 312	0
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	34 811	34 811	0
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	99 501	99 501	0
Medidas de sustentabilidade de mercados	223 241	202 672	-20 569
Diferencial extinção TVCF	-559	-559	0
Sobreproveito	0	0	0
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	356 994	336 425	-20 569
Total CIEG e Sustentabilidade	-3 569 178	-1 115 448	2 453 730

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

A figura seguinte apresenta a evolução dos CIEG desde 2000, que ilustra o carácter excecional dos últimos 2 anos, quer em valor dos CIEG, quer no seu sinal, bem como na amplitude das variações dos valores dos CIEG ocorridas nas revisões de tarifas para o 2.º semestre.

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2001



No Quadro 0-9 e no Quadro 0-10 apresentam-se os proveitos para o ano de 2023 por atividade em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, recalculados em base anual nesta revisão tarifária, bem como a sua comparação com os proveitos publicados a 15 de dezembro de 2022.

Quadro 0-9 - Proveitos por atividade em Portugal continental
(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos por actividade	Custos transferidos entre atividades	Proveitos a proporcionar em 2023, previstos em Jun de 2023 (c/ ajustamento)	Sustentabilidade e coexistência de mercados	Tarifa social	T2023 (Jun 2023)	T2023 (Dez 2022)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)	(4)	(5)	(6) = (3) - (4) + (5)	(7)	(8) = (6) - (7)
REN Trading	-378 419		0	0	0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	-378 419	378 419 (GGS)	0			0	0	0
ADENE	1 145		0			0	0	0
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 145	-1 145 (CVAT)	0			0	0	0
REN	647 048		268 630	0	0	268 630	-239 545	508 174
Gestão Global do Sistema (GGS)	334 956	-378 419 (CVEEAC)	-43 463			-43 463	-551 637	508 174
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	312 092		312 092			312 092	312 092	0
E-Redes	-44 318	-267 485	-311 803	-202 114		-228 674	-2 174 229	1 945 555
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 047 663		1 047 663			1 047 663	1 047 663	0
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) (incl. Ajust. tarifa OLMC)	-1 091 980	-267 485 (OLMC + GGS + TEE)	-1 359 465	-202 114		-1 157 352	-3 099 360	1 942 008
Tarifa Social					-118 985	-118 985	-122 532	3 547
SU Eletricidade	-901 025	1 579 851	678 826	202 114	0	476 712	706 714	-230 001
Compra e Venda de Energia Eléctrica	-941 071	1 598 702	657 631	202 672		454 959	684 960	-230 001
Compra e Venda de Energia Eléctrica PRE (CVEE PRE)	-1 598 702	1 598 702 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	657 631		657 631	202 672		454 959	684 960	-230 001
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	18 851	-18 851 (DEE + CVAT)	0			0	0	0
Comercialização (C)	21 195		21 195	-559		21 753	21 753	0
Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória				0		0	0	0
			635 653	0	-118 985	516 668	-1 707 061	2 223 729

Quadro 0-10 - Proveitos por atividade e custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas

(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos permitidos por atividade (Dez 2022)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (Dez 2022)	T2023 (Dez 2022)	Proveitos permitidos por atividade (Jun 2023)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (Jun 2023)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
	(1)	(2)	(3) = (1) - (2)	(4)	(5)	(6) = (4) - (5)	(7) = (6) - (3)
EDA	276 203	117 396	158 807	266 797	127 517	139 280	-19 528
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	224 084	91 682	132 402	214 678	101 804	112 874	-19 528
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	44 950	22 431	22 519	44 950	22 431	22 519	0
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 169	3 282	3 886	7 169	3 282	3 886	0
EEM	304 327	129 513	174 813	281 198	128 016	153 182	-21 631
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	249 997	105 854	144 144	226 869	104 357	122 512	-21 631
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 142	22 732	26 410	49 142	22 732	26 410	0
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 188	927	4 260	5 188	927	4 260	0
Total nas Regiões Autónomas	580 530	246 909	333 621	547 995	255 533	292 462	-41 159
Tarifa Social na Região Autónoma dos Açores			3 302			3 203	-99
Tarifa Social na Região Autónoma da Madeira			3 530			3 431	-99
Tarifa Social nas Regiões Autónomas			6 832			6 634	-197

1 INTRODUÇÃO

O contexto de volatilidade e incerteza dos mercados de energia, que se tem verificado desde o final de 2021 e que se intensificou com o início da guerra na Ucrânia, justificou a necessidade de uma revisão excecional das tarifas do setor elétrico em 2022, determinada essencialmente pela subida vertiginosa do preço de eletricidade nos mercados grossistas. Em sentido oposto, observa-se em 2023 uma redução substancial dos preços grossistas de eletricidade, que se desviaram de modo significativo em relação às previsões subjacentes às tarifas de 2023 em vigor.

A fixação excecional das tarifas do setor elétrico está prevista no artigo 217.º do RT, que prevê a possibilidade de a ERSE iniciar, em qualquer momento e por sua iniciativa, um processo de alteração das tarifas. Sem ser condição determinante, refere o mesmo artigo que uma possível motivação para iniciar um processo de alteração das tarifas fora do período normal, previsto no artigo 215.º, é a existência de desvios significativos dos montantes de proveitos previstos com a aplicação de uma ou mais tarifas reguladas, designadamente se colocar em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

Com efeito, a redução dos preços grossistas de eletricidade tem um forte impacto nos proveitos permitidos de algumas atividades reguladas e provocará desvios significativos relativamente aos valores anteriormente publicados na decisão anual que aprovou os preços das tarifas a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2023 ¹¹ e na decisão que atualizou a tarifa de energia a vigorar a partir de 1 de abril de 2023 ¹².

De acordo com os procedimentos de fixação excecional de tarifas estabelecidos na secção IX do capítulo VI do RT, o Conselho de Administração da ERSE submeteu, a 28 de abril de 2023, à apreciação do Conselho Tarifário para emissão de parecer no prazo de 30 dias, à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, o documento «Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023».

Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário, emitido em 29 de maio de 2023, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços para a energia elétrica para o Continente e para as Regiões Autónomas, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023.

¹¹ Aprovada pela [Diretiva n.º 3/2023](#), de 11 de janeiro.

¹² Aprovada pela [Diretiva n.º 9/2023](#), de 3 de abril.

A presente decisão tarifária foi preparada de acordo com o disposto no RT em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, embora a sua abrangência seja limitada às atividades impactadas pela alteração dos preços de eletricidade nos mercados grossistas e dos preços do petróleo, do gás natural e das licenças de emissão de CO₂, nomeadamente as seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (REN Trading);
- Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial (PRE) e para fornecimento a clientes, desenvolvida pelo comercializador de último recurso (SU Eletricidade);
- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, desenvolvida pela EDA e EEM.

Nas restantes atividades reguladas, os proveitos permitidos e as tarifas que os recuperam mantêm-se inalterados face à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022. Não obstante, em atividades que recuperam os proveitos permitidos de atividades impactadas pelo preço grossista de eletricidade, os correspondentes proveitos permitidos foram revistos em conformidade na presente revisão tarifária, nomeadamente nas atividades de:

- Gestão Global do Sistema, desenvolvida pela entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (REN), que recupera os proveitos permitidos da atividade do Agente Comercial e os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;
- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, desenvolvida pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição em AT e MT (E-REDES), que recupera o diferencial de custo da Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE com remuneração garantida;
- Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, desenvolvida pelo comercializador de último recurso (SU Eletricidade).

No capítulo 2 encontram-se descritas e justificadas as alterações dos principais pressupostos que conduziram a esta fixação excecional de tarifas e preços a vigorar a partir de 1 de julho de 2023.

Os proveitos permitidos para 2023 resultantes dos pressupostos subjacentes a esta proposta, são apresentados no capítulo 3, desagregados por atividade regulada.

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 a partir de 1 de julho de 2023.

No capítulo 5 apresentam-se os novos valores das transferências entre agentes do SEN a vigorarem de julho a dezembro de 2023.

Por fim, no capítulo 6 apresenta-se a análise do impacto das decisões tomadas.

2 PRESSUPOSTOS

Neste capítulo apresentam-se as alterações nos pressupostos do cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas do Continente e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira para 2023, que justificam a revisão das tarifas para o segundo semestre de 2023. Como se verá mais adiante, as alterações nos pressupostos decorrem em particular da redução não expetável e significativa dos preços nos mercados grossistas da energia elétrica e de outras *commodities*, face ao nível de preços projetado em 2022, para as tarifas de 2023.

Foram também analisados os dados mais recentes relativos à evolução do consumo e à evolução da produção com remuneração garantida (PRE e CAE), cujos impactos são substancialmente inferiores aos decorrentes da redução dos preços de eletricidade nos mercados grossistas e dos preços das outras *commodities*, motivo pelo qual não foram considerados nesta revisão excecional.

Assinala-se, ainda, a alteração do mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade, através do Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março. Este diploma prorrogou a aplicação do mecanismo até dezembro de 2023 e procedeu à revisão de regras de cálculo, ajuste e liquidação dos custos de produção de energia elétrica no respetivo mercado grossista para, por um lado, continuar a assegurar a compensação dos produtores de energia elétrica a partir do gás natural e, por outro, garantir a proteção dos consumidores de eletricidade. Em particular, foram atualizados os preços de referência do gás natural usados no mecanismo para o cálculo das compensações aos produtores. Na preparação desta revisão tarifária, esta alteração, foi analisada conjuntamente com a atualização dos preços do gás natural no MIBGAS, que é o fator determinante para a alteração do montante de compensações relativas a este mecanismo para a central com CAE (Turbogás) no 1.º semestre de 2023 e cujo montante está integrado nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial subjacentes às tarifas em vigor (vide ponto 3.2). No que respeita à prorrogação do mecanismo para o 2.º semestre de 2023, esta não tem impacto nos proveitos permitidos desta atividade, uma vez que os preços futuros do MIBGAS para esse período se situam, com os dados mais atuais, abaixo dos mencionados preços de referência do gás natural usados no mecanismo, que dessa forma não é ativado.

No que respeita às medidas de contenção tarifária, nomeadamente as transferências de receitas geradas com os leilões de CO₂ para o SEN¹³, o montante, considerado nas tarifas de 2023 em vigor, foi fixado em 363,7 milhões de euros¹⁴. Na ausência de novo Despacho de afetação de verbas adicionais do Fundo Ambiental ao SEN no ano de 2023, este montante mantém-se na presente revisão tarifária excecional, pelo que o aumento dos preços das licenças de emissão de CO₂ resultante da atualização de dados até 31 de maio, não tem impacto nas medidas de contenção tarifária.

Finalmente, na presente revisão de tarifas, todos os pressupostos macroeconómicos que sustentaram a definição das tarifas para 2023 não foram revistos. Mantêm-se, igualmente, as opções tomadas pela ERSE relativamente aos parâmetros para o período de regulação 2022-2025 e às atividades não contempladas neste documento.

Nos documentos “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2023”, “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2023”, de dezembro de 2022, e no documento “Parâmetros de regulação para o período 2022-2025”, de dezembro de 2021, encontram-se explicitados todos os pressupostos subjacentes à definição dos proveitos permitidos e tarifas para o ano de 2023, assim como as opções tomadas pela ERSE.

2.1 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DAS *COMMODITIES*

Na secção seguinte são apresentadas as evoluções das *commodities* relevantes, que condicionam as tarifas em vigor do ano 2023.

PREÇOS NOS MERCADOS *SPOT*

A conjuntura atual de incerteza decorrente do conflito na Ucrânia e da instabilidade económica europeia e mundial tem consequências nos mercados de energia. Desde o início do ano de 2023 que se observa uma redução dos preços de eletricidade nos mercados grossistas europeus, assim como uma maior volatilidade decorrente de fatores não controláveis, como seja o volume de produção de origem renovável (hídrica, eólica e fotovoltaica).

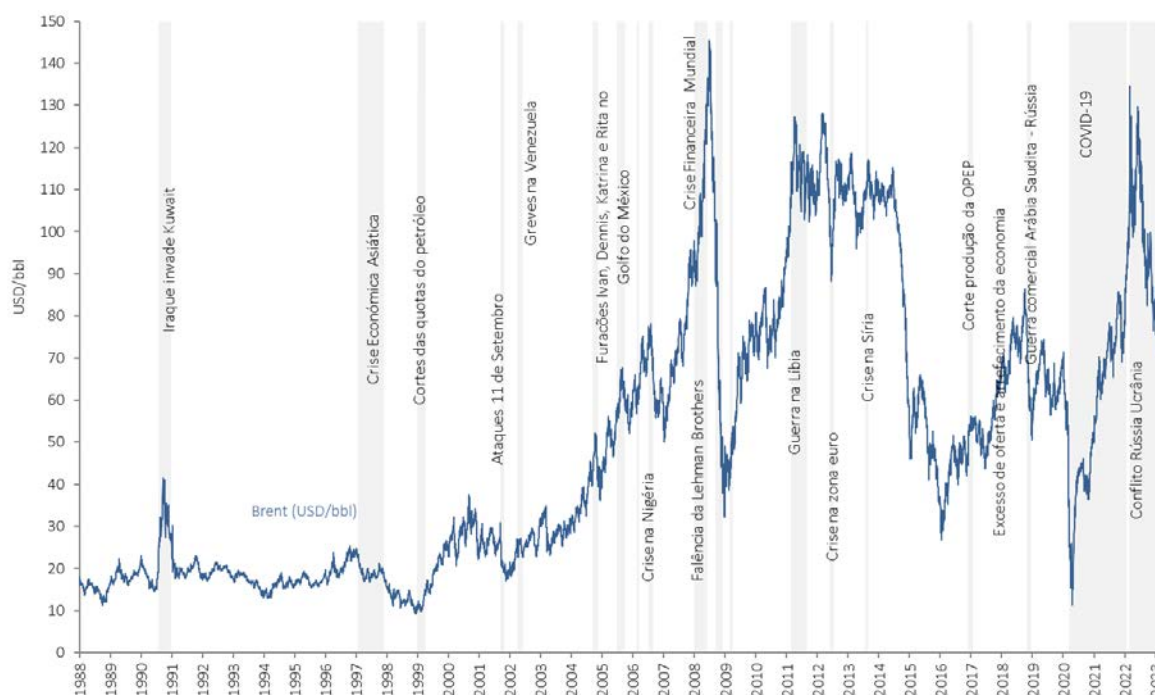
¹³ Ao abrigo do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril.

¹⁴ No Despacho dos Gabinetes do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022.

Por este motivo, os preços de eletricidade ocorridos nos mercados grossistas em 2023 situam-se consideravelmente abaixo do valor implícito na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, que fixou as tarifas de acesso às redes atualmente em vigor.

A Figura 2-1 apresenta os principais eventos que condicionaram a evolução do preço do petróleo (representado, no caso particular, pela cotação do *Brent*). Após o início do conflito entre a Rússia e a Ucrânia, a cotação do *Brent* registou um aumento acentuado, tendo atingido os 135 USD/bbl no início de março de 2022, próximo da cotação máxima histórica de 141 USD/bbl, atingida em 2008. Assim, em 2023, com dados até final de maio, o *Brent* tem registado desde o final do ano de 2022 uma redução na sua cotação média, apresentando um valor médio em maio de 76 USD/bbl.

Figura 2-1 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent

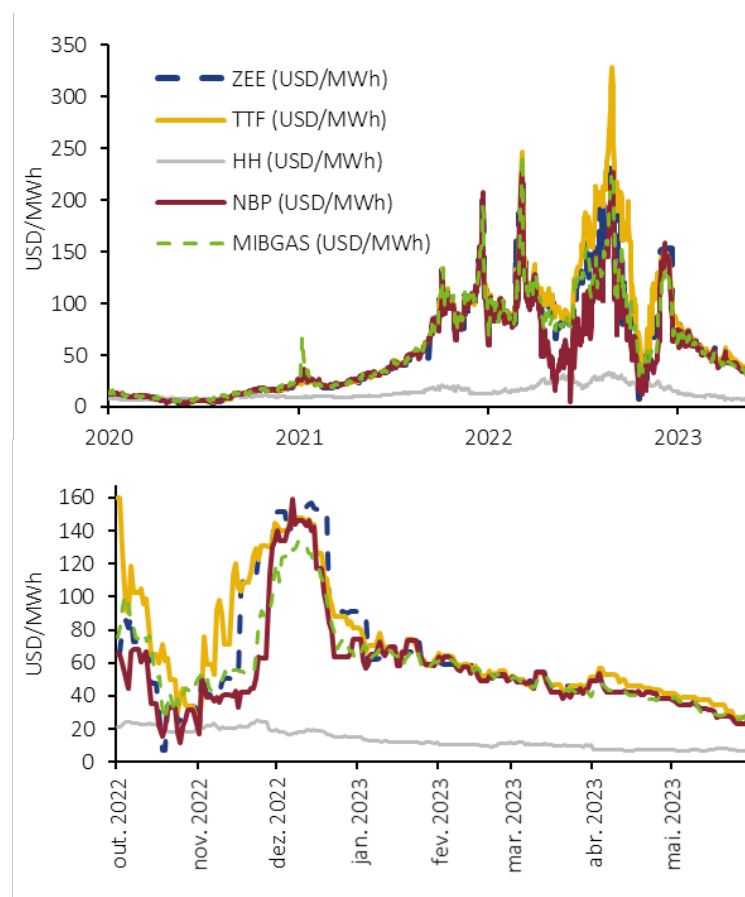


Fonte: ERSE, Bloomberg, EIA

No caso do gás natural, cuja evolução é apresentada na Figura 2-2, observa-se igualmente uma redução significativa de preço nos mercados internacionais, desde dezembro de 2022. O preço do gás natural no Henry Hub (HH) registou em maio de 2023 um valor médio de 7 USD/MWh, o que representa uma redução de 59%, face aos valores verificados em dezembro de 2022 (17 USD/MWh). Os preços nos restantes mercados internacionais, apesar de apresentarem um nível de valores mais elevados, no mês de maio de

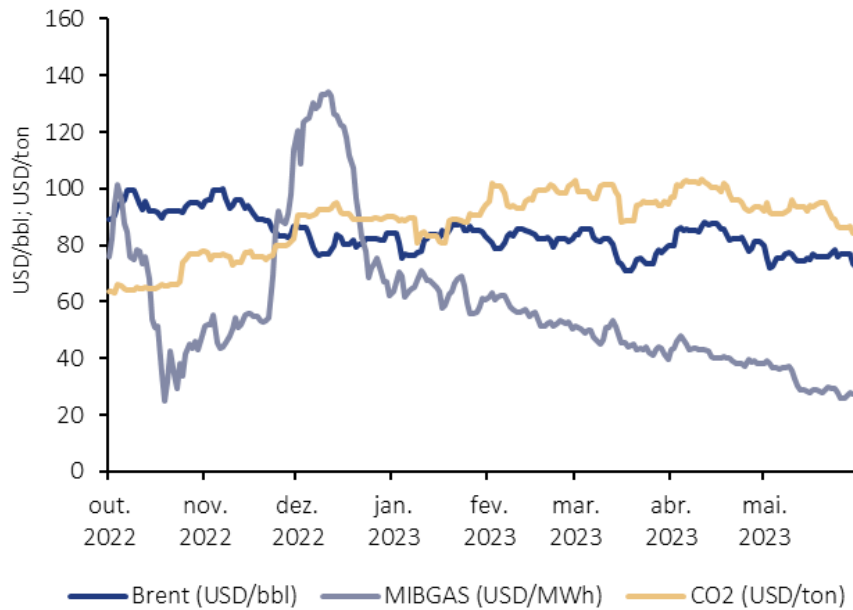
2023 registaram um valor médio de 32 USD/MWh, o que representa uma redução de 73% face aos valores verificados em dezembro de 2022 (117 USD/MWh).

Figura 2-2 - Evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais



Fonte: ERSE, Bloomberg

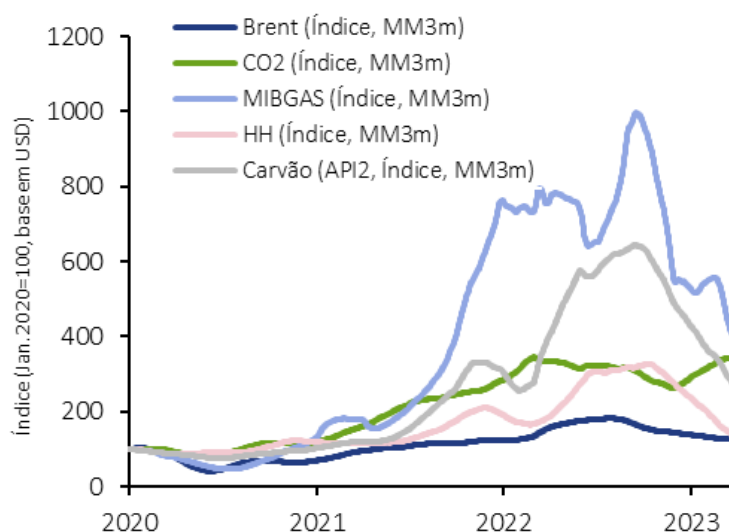
A evolução nos últimos dois trimestres das cotações do *Brent*, CO₂ e gás natural no MIBGAS, é apresentada na Figura 2-3. Entre o início de outubro de 2022 e o final de maio de 2023, observa-se uma redução de 19% e 64% no *Brent* e no MIBGAS, respetivamente. Em outubro de 2022, o *Brent* registou um valor médio de 94 USD/bbl e em maio de 2023 de 76 USD/bbl. O preço médio do gás natural no MIBGAS foi de 59 USD/MWh em outubro de 2022 e de 31 USD/MWh em maio de 2023. No que respeita às cotações das licenças de CO₂ verifica-se um aumento de 35% entre outubro de 2022 (68 USD/ton) e maio de 2023 (91 USD/ton).

Figura 2-3 - Evolução do preço do Brent, CO₂ e MIBGAS

Fonte: ERSE, Bloomberg

Comparando a evolução das *commodities* anteriormente analisadas e adicionando a cotação do carvão, observa-se a evolução das mesmas, numa base 100, na Figura 2-4, verificando-se claramente que os preços do gás natural e do carvão apresentam reduções significativas nas suas cotações comparativamente aos valores observados no final do ano de 2022.

Figura 2-4 - Evolução dos preços do *Brent*, CO₂, MIBGAS e carvão (API2 CIF), do petróleo (*Brent*) nos mercados *spot* (índice base 100)



Nota: MM3m – média móvel de 3 meses.

Fonte: ERSE, Bloomberg

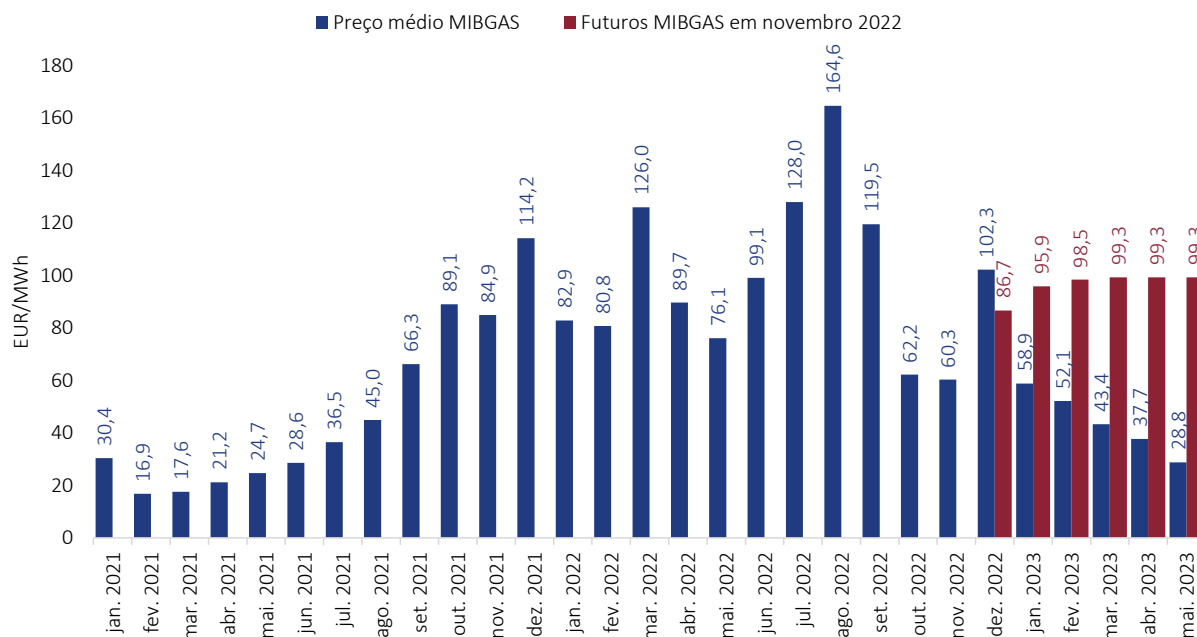
COMPARAÇÃO DA INFORMAÇÃO DISPONÍVEL EM NOVEMBRO DE 2022 E EM MAIO DE 2023

De seguida são comparados os dados de mercado disponíveis a 30 de novembro de 2022, que suportaram a definição das tarifas para 2023 publicadas em dezembro 2022, e os recolhidos até 31 de maio de 2023, em que se baseia a atual proposta de revisão excecional das tarifas.

A Figura 2-5 apresenta a evolução do preço médio mensal do gás natural transacionado no MIBGAS entre janeiro 2021 e maio 2023, incluindo a média dos preços dos futuros a 30 de novembro de 2022¹⁵, para o período compreendido entre dezembro de 2022 e maio 2023.

¹⁵ Os valores dos futuros apresentados são calculados com base na média dos dados recolhidos nos últimos 60 dias, a 30 de novembro de 2022.

Figura 2-5 Preço mensal MIBGAS

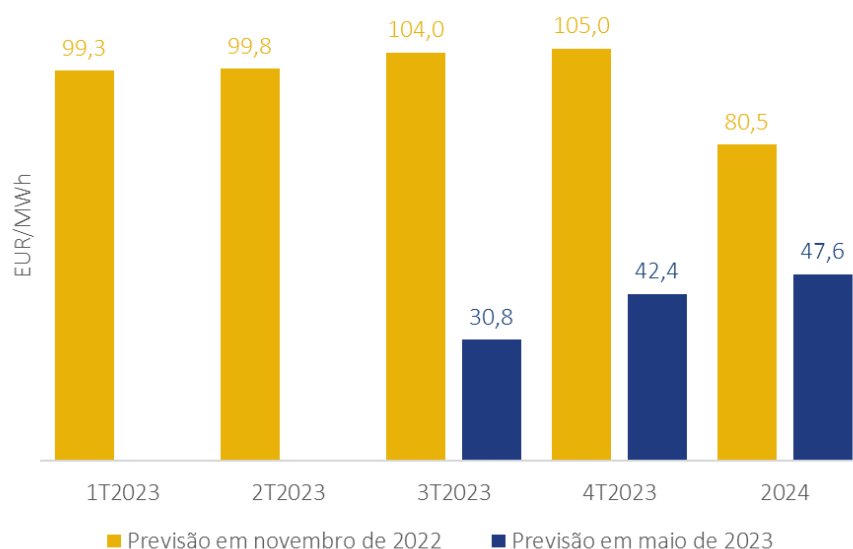


Fonte: ERSE, MIBGAS

Verifica-se que o preço no MIBGAS registou um valor médio em agosto de 2022 de 164,6 EUR/MWh, um máximo histórico. Entre janeiro e maio de 2023, após registar uma tendência de descida, o valor médio das cotações do MIBGAS foi de 43,6 EUR/MWh. Observa-se, igualmente, que os preços de futuros dos produtos para entrega no período de janeiro a maio de 2023, que se verificavam em novembro de 2022, eram muito mais altos do que o que se veio a verificar. Em contrapartida, o preço médio do índice MIBGAS de dezembro de 2022 foi mais elevado do que os preços dos futuros para esse mês, com os dados recolhidos a 30 de novembro de 2022.

A Figura 2-6 mostra a evolução dos preços dos futuros dos produtos trimestrais e anuais no MIBGAS a 30 de novembro de 2022 e os preços para os mesmos produtos atualizados em maio de 2023.

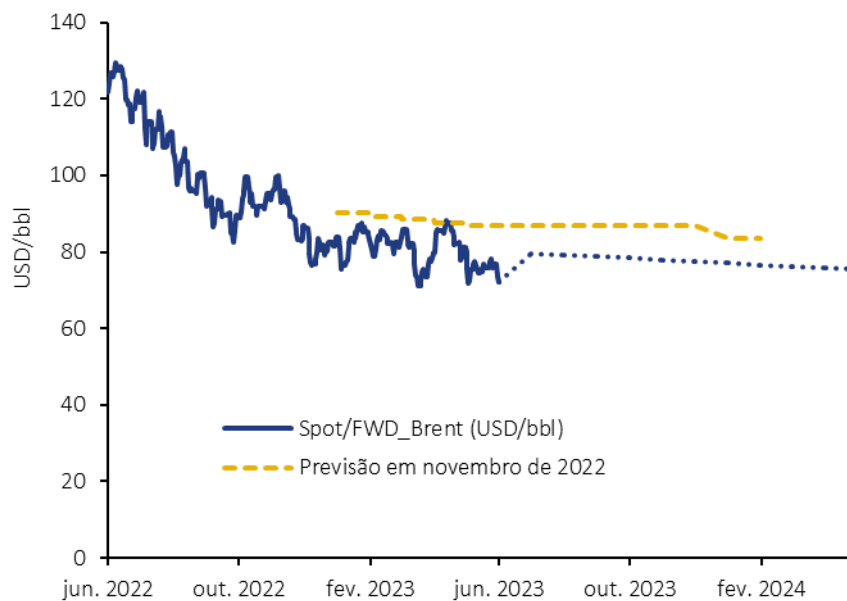
Figura 2-6 - Evolução dos preços futuros do MIBGAS



Fonte: ERSE, MIBGAS

No final de novembro de 2022, o preço médio no MIBGAS dos produtos trimestrais para entrega no 3.º trimestre e 4.º trimestre de 2023 apresentava um valor de 104,5 EUR/MWh. No final de maio de 2023, o preço médio reduz-se para 36,6 EUR/MWh, representando uma diminuição de 65%.

A Figura 2-7 mostra a evolução dos preços do *Brent* nos mercados *spot* e futuros até fevereiro de 2024, seguindo a metodologia referida anteriormente. Novamente, a curva a amarelo representa a compra em final de novembro de 2022 e a curva a azul tracejado representa os preços de compra para o mesmo período, com dados atualizados até ao final de maio de 2023. Verifica-se que em novembro de 2022 o preço médio entre janeiro e maio de 2023 era de 87 USD/MWh e em maio de 2023 o preço médio é de 76 USD/bbl, o que representa uma redução de 13%.

Figura 2-7 - Evolução dos futuros do *Brent*

Fonte: ERSE, Bloomberg

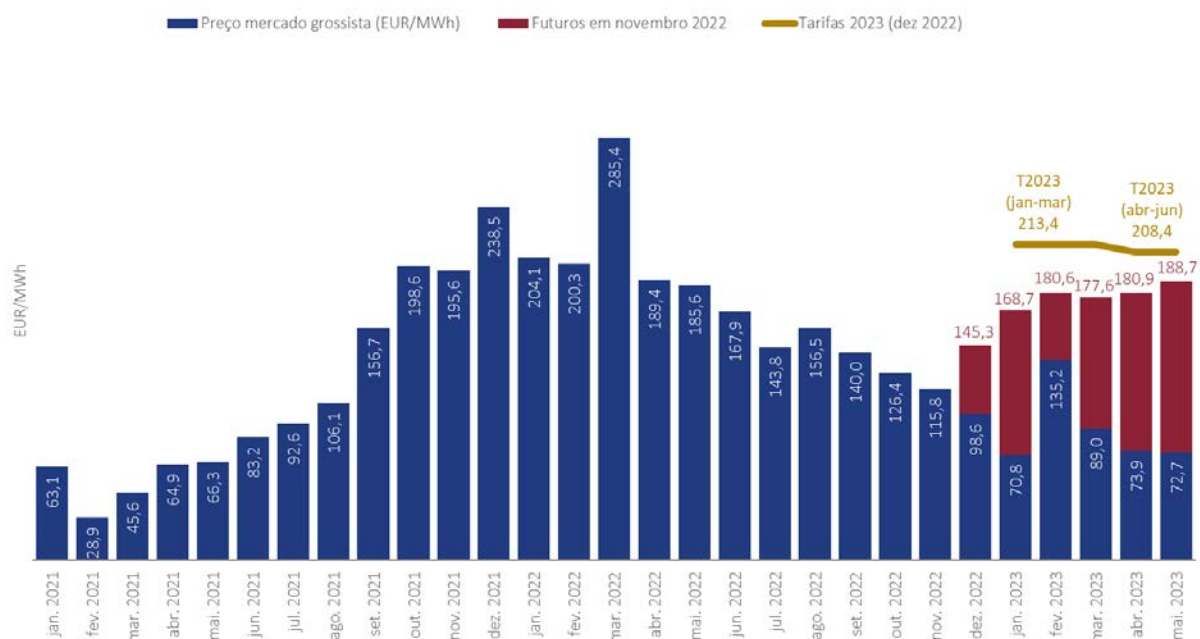
A Figura 2-8 mostra a evolução dos preços das licenças de CO₂ no mercado *spot* e de futuros até dezembro de 2026, seguindo a mesma metodologia. A curva a amarelo representa os preços da compra em novembro de 2022 e a curva a azul tracejado representa os preços de compra para o mesmo período com dados atualizados até ao final de maio de 2023. No final de novembro de 2022, o preço médio dos futuros para entrega em dezembro de 2023 era de 91,0 EUR/ton, enquanto em maio de 2023 o preço médio dos futuros para entrega nesse mês foi de 84,0 EUR/ton, representando uma redução de 8%.

Figura 2-8 - Evolução dos futuros do CO₂

Fonte: ERSE, Bloomberg

A evolução do preço das *commodities* analisadas foi determinante para a evolução do preço da energia elétrica em Portugal, que é apresentada na Figura 2-9. Nesta figura observa-se que o valor médio de março de 2022 atingiu o máximo histórico de 285,4 EUR/MWh. Desde então, verifica-se uma tendência decrescente. O preço de energia elétrica para o ano 2023 implícito nas tarifas publicadas em dezembro de 2022 corresponde a 213,4 EUR/MWh (assinalado na figura pela linha amarela).

Figura 2-9 - Evolução preço energia elétrica



Fonte: ERSE, OMIE

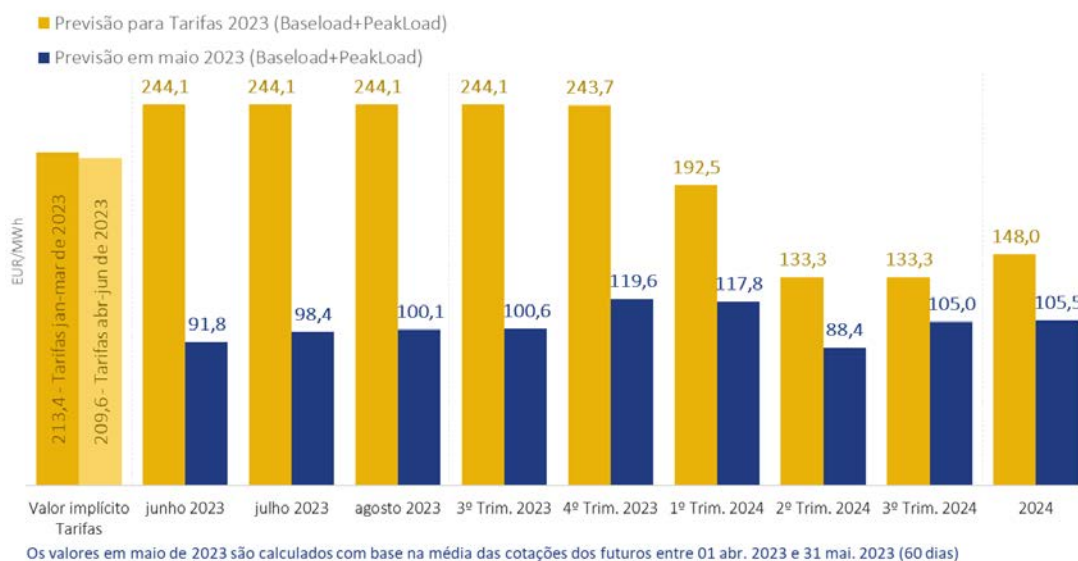
No entanto, o preço médio de energia elétrica em maio de 2023 correspondeu a 72,7 EUR/MWh, o que implica uma diminuição de 65% comparativamente ao implícito nas tarifas em vigor nesse mês¹⁶.

Observa-se igualmente que os futuros em novembro de 2022 para o período compreendido de dezembro a maio eram substancialmente superiores aos valores que se verificaram de facto nesse período. Esta discrepância observa-se a partir o mês de dezembro de 2022, o que justificou a revisão do cálculo do ajustamento provisório de 2022 para todas as atividades onde o preço de energia elétrica no mercado grossista é uma variável relevante.

A Figura 2-10 ilustra a evolução dos preços médios dos futuros a 30 novembro de 2022 e os preços médios dos futuros atualizados a 31 de maio de 2023. Tal como para as análises anteriores, os valores são calculados com base na média dos últimos 60 dias. A 30 de novembro de 2022, o preço médio para o 3.º e 4.º trimestres de 2023 correspondia a 243,9 EUR/MWh. Com valores atualizados até ao final de maio de 2023, o preço médio nesse período reduz-se para 110,1 EUR/MWh, representando uma redução de 57%.

¹⁶ É de realçar que a ERSE procedeu, com a aprovação da Diretiva n.º 9/2023, de 3 de abril, à atualização da tarifa de Energia aplicável pelo CUR, em -5 EUR/MWh, com efeitos nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais e tarifa Social de Venda a Clientes Finais, aplicáveis a partir de 1 de abril de 2023.

Figura 2-10 - Evolução da cotação de futuros de energia elétrica



Fonte: ERSE, OMIP

2.2 PREVISÕES PARA 2023

PREVISÕES PREÇOS DAS *COMMODITIES*

Decorrente das análises efetuadas anteriormente, a ERSE atualizou o preço de energia elétrica e das restantes *commodities* com base nos valores reais ocorridos até 31 de maio e nos valores futuros para os restantes trimestres do ano de 2023. O Quadro 2-1 apresenta as previsões para a energia elétrica e o Quadro 2-2 apresenta as previsões para as restantes *commodities*.

Quadro 2-1 –Previsões para a energia elétrica para o 2.º semestre de 2023

	T2023 (Dez.2022)	T2023 (Jun.2023) Proposta CT	Real (Jan-31 Mai)	Futuros até 3 Trim.	4 Trim. (Futuros)	T2023 (Jun-Dez 2023)
Eletricidade (EUR/MWh)	213,28	128,09	88,96	117,43	138,40	111,07

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP

Nesta revisão tarifária extraordinária o preço de energia elétrica é atualizado para 111,07 EUR/MWh e os preços de CO₂, *Brent* e gás natural no MIBGAS para 87,91 EUR/MWh, 79,68 USD/bbl e 40,85 EUR/MWh, respetivamente.

Quadro 2-2 –Previsões de CO₂, Brent e MIBGAS para o 2.º semestre de 2023

	T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023) Proposta CT	Real (Jan-31 Mai)	Futuros até 3 Trim.	4 Trim. (Futuros)	T2023 (Jun-Dez 2023)
CO ₂ (EUR/ton)	77,84	90,42	87,16	88,41	88,47	87,91
Brent (USD/bbl)	86,54	80,42	80,43	78,86	79,55	79,68
MIBGAS (EUR/MWh)	108,49	49,12	43,59	34,02	45,39	40,85

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP

PREVISÕES PARA O APROVISIONAMENTO DO CUR

Considerando os valores reais disponíveis até 31 de maio de 2023, os valores dos futuros para os restantes trimestres do ano de 2023 e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR¹⁷, o custo médio de aquisição definido para o segundo semestre de 2023 passa a ser de 148,14 EUR/MWh¹⁸ (Quadro 2-3), inferior ao previsto inicialmente para 2023 (223,42 EUR/MWh).

Quadro 2-3 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR¹⁹ para fornecimento dos clientes
(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

	T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	223,42	148,14	-75,29
Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	216,00	213,14	-2,86
% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	14,3%	30,8%	16,5 p.p

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP

¹⁷ Em dezembro de 2022 e em abril de 2023 ocorreram novos leilões de energia elétrica cujos resultados foram incluídos nesta revisão tarifária.

¹⁸ 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.

¹⁹ 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.

É de realçar que, no âmbito do mecanismo de atualização da tarifa de Energia, estabelecido regulamentarmente, a ERSE continuará a monitorizar, em base trimestral, a adequação da tarifa de Energia do mercado regulado, o que poderá levar a uma nova atualização da mesma²⁰, caso se verifique um desvio em valor absoluto igual ou superior a 10 EUR/MWh, como previsto pelo mecanismo.

²⁰ Situação que ocorreu com a aprovação da Diretiva n.º 9/2023, de 3 de abril, com a atualização da tarifa de Energia aplicável pelo CUR, em -5 EUR/MWh, com efeitos nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais e tarifa Social de Venda a Clientes Finais, aplicáveis a partir de 1 de abril de 2023.

3 PROVEITOS PERMITIDOS

Neste capítulo são apresentados os proveitos permitidos e os ajustamentos provisórios de 2022 (ano t-1), das atividades impactadas pela alteração dos preços de energia elétrica no mercado grossista e de outras *commodities*, designadamente:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (REN Trading);
- Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso (SU Eletricidade), desagregada pela função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE com remuneração garantida e pela função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes;
- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (EDA e EEM).

Adicionalmente, apresentam-se também os proveitos das atividades que recuperam os proveitos permitidos das atividades anteriores, por aplicação das tarifas de acesso às redes:

- Gestão Global do Sistema, desenvolvida pela entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), que recupera os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;
- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, desenvolvida pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição em AT e MT, que recupera os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE com remuneração garantida;
- Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, desenvolvida pelo CUR.

3.1 SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS DE 2022

SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O Quadro 3-1 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas no Continente, que resultam desta fixação excecional de tarifas e da decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

Quadro 3-1 - Proveitos por atividade no Continente
 (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos por actividade	Custos transferidos entre atividades	Proveitos a proporcionar em 2023, previstos em Jun de 2023 (c/ ajustamento)	Sustentabilidade e coexistência de mercados	Tarifa social	T2023 (Jun 2023)	T2023 (Dez 2022)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)	(4)	(5)	(6) = (3) - (4) + (5)	(7)	(8) = (6) - (7)
REN Trading	-378 419		0	0	0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	-378 419	378 419 (GGS)	0			0	0	0
ADENE	1 145		0			0	0	0
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 145	-1 145 (CVAT)	0			0	0	0
REN	647 048		268 630	0	0	268 630	-239 545	508 174
Gestão Global do Sistema (GGS)	334 956	-378 419 (CVEEAC)	-43 463			-43 463	-551 637	508 174
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	312 092		312 092			312 092	312 092	0
E-Redes	-44 318	-267 485	-311 803	-202 114		-228 674	-2 174 229	1 945 555
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 047 663		1 047 663			1 047 663	1 047 663	0
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) (incl. Ajust. tarifa OLMC)	-1 091 980	-267 485 (OLMC + GGS + TEE)	-1 359 465	-202 114		-1 157 352	-3 099 360	1 942 008
Tarifa Social					-118 985	-118 985	-122 532	3 547
SU Eletricidade	-901 025	1 579 851	678 826	202 114	0	476 712	706 714	-230 001
Compra e Venda de Energia Eléctrica	-941 071	1 598 702	657 631	202 672		454 959	684 960	-230 001
Compra e Venda de Energia Eléctrica PRE (CVEE PRE)	-1 598 702	1 598 702 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	657 631		657 631	202 672		454 959	684 960	-230 001
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	18 851	-18 851 (DEE + CVAT)	0			0	0	0
Comercialização (C)	21 195		21 195	-559		21 753	21 753	0
Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória				0		0	0	0
			635 653	0	-118 985	516 668	-1 707 061	2 223 729

O Quadro 3-2 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que resultam desta fixação excecional de tarifas e da decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

Quadro 3-2 - Proveitos por atividade nas Regiões Autónomas
(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos permitidos por atividade (Dez 2022)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (Dez 2022)	T2023 (Dez 2022)	Proveitos permitidos por atividade (Jun 2023)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (Jun 2023)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
	(1)	(2)	(3) = (1) - (2)	(4)	(5)	(6) = (4) - (5)	(7) = (6) - (3)
EDA	276 203	117 396	158 807	266 797	127 517	139 280	-19 528
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	224 084	91 682	132 402	214 678	101 804	112 874	-19 528
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	44 950	22 431	22 519	44 950	22 431	22 519	0
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 169	3 282	3 886	7 169	3 282	3 886	0
EEM	304 327	129 513	174 813	281 198	128 016	153 182	-21 631
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	249 997	105 854	144 144	226 869	104 357	122 512	-21 631
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 142	22 732	26 410	49 142	22 732	26 410	0
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 188	927	4 260	5 188	927	4 260	0
Total nas Regiões Autónomas	580 530	246 909	333 621	547 995	255 533	292 462	-41 159
Tarifa Social na Região Autónoma dos Açores			3 302			3 203	-99
Tarifa Social na Região Autónoma da Madeira			3 530			3 431	-99
Tarifa Social nas Regiões Autónomas			6 832			6 634	-197

No quadro seguinte apresenta-se o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental considerado nesta fixação excecional de tarifas e na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

Quadro 3-3 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental
(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

Unidade: Milhares de euros

	T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)
Gestão Global do Sistema			
Proveitos permitidos do ORT	-551 637	-43 463	508 174
Custos gestão do sistema	41 411	41 411	0
Custos de interesse geral	-593 048	-84 874	508 174
Custos a recuperar pelo ORD	-3 331 882	-1 369 306	1 962 577
Sustentabilidade de mercados e coexistência	223 241	202 672	-20 569
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	-559	-559	0
Proveitos a recuperar com a UGS	-3 660 837	-1 210 655	2 450 182
Operador Logístico de Mudança de Comercializador			
OLMC	1 145	1 145	0
Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE	-43	-43	0
Proveitos a recuperar com a tarifa de OLMC	1 102	1 102	0
Transporte de energia elétrica			
Proveitos permitidos do ORT	312 092	312 092	0
Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à REN	8 738	8 738	0
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	320 831	320 831	0
Distribuição de energia elétrica			
Total dos proveitos em AT/MT	399 519	399 519	0
Total dos proveitos em BT	648 144	648 144	0
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 047 663	1 047 663	0
Comercialização regulada			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	380	380	0
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	124	124	0
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	21 249	21 249	0
Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização	21 753	21 753	0
Aquisição em mercado (incluindo serviços de sistema e desvios)	-3 140 076	-2 102 136	1 037 940
Aquisição aos PRE (exclui sobrecusto)	3 822 634	2 554 692	-1 267 941
Custos de funcionamento	2 402	2 402	0
Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia	684 960	454 959	-230 001
Proveitos a recuperar com as tarifas	-1 584 528	635 653	2 220 181
Tarifa Social	-122 532	-118 985	3 547
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	-1 707 061	516 668	2 223 729

Nota: A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das TVCF recupera o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema tarifário.

SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2022

O Quadro 3-4 evidencia os novos ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2022 a repercutir nas tarifas de 2023 resultantes da presente revisão excecional, bem como os ajustamentos calculados em dezembro de 2022 e a diferença entre ambos. Neste âmbito, devido às determinantes de proveitos que foram atualizadas, isto é, o preço grossista de eletricidade e os preços das outras *commodities*, as atividades em que os ajustamentos provisórios de 2022 sofreram alterações foram:

- atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial;
- atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso.

Os ajustamentos provisórios ao CAPEX²¹ determinados em dezembro de 2022 mantêm-se, uma vez que não foram atualizadas as variáveis que impactam estes custos.

Os ajustamentos definitivos referentes a 2022 serão calculados no exercício tarifário de 2024, com base em valores ocorridos, e serão repercutidos nas tarifas de 2024. Nesse cálculo, serão considerados na mesma proporção os montantes de ajustamentos provisórios de 2022 constantes nas tarifas de 2023 publicadas em dezembro de 2022 e os ajustamentos provisórios de 2022 recalculados em junho de 2023.

Os novos ajustamentos provisórios de 2022 a refletir nas tarifas de 2023 recalculadas, referentes às várias atividades reguladas do Continente, encontram-se na coluna (7) do Quadro 3-4.

²¹ Do inglês *Capital Expenditure*, corresponde à remuneração do ativo líquido de subsídios e participações adicionada das amortizações desse ativo.

Quadro 3-4 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2022 a refletir em 2023, no Continente

Unidade: Milhares de euros									
Proveitos a proporcionar em 2022 (tarifas 2022 Dez2021)	Proveitos a proporcionar em 2022 (tarifas 2022 Jun2022)	Proveitos estimados a faturar em 2022 (tarifas 2023 Dez2022)	Proveitos estimados a proporcionar em 2022, definidos em 2022 (tarifas 2023 Jun2023)	Desvio	Desvio actualizado para 2023	Acerto do CAPEX actualizado para 2023	Ajustamento provisório a repercutir em 2023 (Jun2023)	Ajustamento provisório a repercutir em 2023 (Dez2022)	Diferença Ajustamento (Jun2023) - Ajustamento (Dez2022)
(1)	(1')	(2)	(3)	(4) = (2)-{3}	(5)=(4) x (1+i+spread)	(6)	(7) = (5) + (6)	(7')	(8) = (7) - (7')
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-77 659	-275 329	-176 494	-558 043	381 550	386 643	386 643	373 330	13 313
Proveitos permitidos à REN Trading	-77 659	-275 329	-176 494	-558 043	381 550	386 643	0	373 330	13 313
Gestão Global do Sistema (GGS)						187	187	187	0
Transporte de Energia Elétrica (TEE)									
Proveitos permitidos à REN			0	0	0	0	187	187	0
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)									
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)									
Proveitos permitidos à EDP Distribuição			0	0	0	0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Elétrica	-699 249	-1 475 209	-807 674	-1 423 592	645 378	653 993	653 993	783 108	-129 115
Produção em regime especial (PRE)	-699 249	-1 475 209	-1 162 229	-1 946 791	814 022	824 889	824 889	974 572	-149 684
Fornecimento a clientes (FC)			354 555	523 199	-168 644	-170 895	-170 895	-191 464	20 569
Ajustamento da aditividade tarifária									
Comercialização (C)							-79	-79	0
Proveitos permitidos à EDP SU	-699 249	-1 475 209	-807 674	-1 423 592	645 378	653 993	-79	783 029	-129 115
Total no Continente					1 026 928	1 040 636	108	1 040 744	-115 802

3.2 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL (DIFERENCIAL DE CUSTO CAE)

Como foi referido nos capítulos 0 e 2, as condições de mercado alteraram-se substancialmente relativamente ao previsto nas tarifas de 2023 em vigor, quer para o final de 2022, quer mormente para o ano de 2023. Neste sentido, foram revistos os valores para o diferencial do custo com os CAE para ambos os anos, considerando a atualização do preço grossista de eletricidade dos preços de outras *commodities* exposta no ponto 2.1. Com o cessar do contrato da Tejo Energia no final de novembro de 2021, as análises para os anos de 2022 e 2023 apenas consideram a central da Turbogás, cujo contrato de aquisição de energia (CAE) termina no final do primeiro trimestre de 2024. A compensação paga nos termos conjugados da alínea a) do n.º 1 do artigo 2.º e do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, foi também refletida no cálculo do sobrecusto CAE dos anos de 2022 e 2023, contribuindo para a diminuição do diferencial de custo dos CAE (ou, noutra perspetiva, para o acréscimo do seu benefício) repercutido nas tarifas de acesso de 2023, conforme se pode verificar nas análises posteriores.

3.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

No quadro seguinte apresentam-se os valores do diferencial de custo com os CAE previsto pela ERSE para 2023, nesta revisão das tarifas a vigorar a partir de 1 de julho e na definição das tarifas em 15 de dezembro de 2022.

Quadro 3-5 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE
 (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

		Unidade: 10 ³ EUR		
		T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
Encargo de Potência				
(1a)	Tejo Energia	0	0	0
(1b)	Turbogás	148 233	148 233	0
(1)=(1a)+(1b)	Total	148 233	148 233	0
Encargo de Energia				
(2a)	Tejo Energia	0	0	0
(2b)	Turbogás	291 748	274 322	-17 427
(2)=(2a)+(2b)	Total	291 748	274 322	-17 427
Licenças de CO₂				
(3a)	Tejo Energia	0	0	0
(3b)	Turbogás	104 066	117 533	13 467
(3c)	Custos decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	0	0
(3)=(3a)+(3b)+(3c)	Total	104 066	117 533	13 467
Receitas com mecanismo ibérico de controlo de preços				
(4a)	Tejo Energia	0	0	0
(4b)	Turbogás	109 189	5 138	-104 051
(4)=(4a)+(4b)	Total	109 189	5 138	-104 051
Receitas sem serviços de sistema				
(5a)	Tejo Energia	0	0	0
(5b)	Turbogás	861 355	448 582	-412 773
(5)=(5a)+(5b)	Total	861 355	448 582	-412 773
Receitas com reserva e regulação terciária				
(6a)	Tejo Energia	0	0	0
(6b)	Turbogás	1 200	1 200	0
(6)=(6a)+(6b)	Total	1 200	1 200	0
Saldo VPP				
(7a)	Tejo Energia	0	0	0
(7b)	Turbogás	0	0	0
(7)=(7a)+(7b)	Total	0	0	0
Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE				
(8a)	Tejo Energia	0	0	0
(8b)	Turbogás	1 800	1 800	0
(8)=(8a)+(8b)	Total	1 800	1 800	0
Outros Custos				
(9a)	Tejo Energia	0	0	0
(9b)	Turbogás	0	0	0
(9)=(9a)+(9b)	Total	0	0	0
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)				
(10a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)+(9a)	Tejo Energia	0	0	0
(10b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)+(9b)	Turbogás	-425 896	86 967	512 863
(10c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	0	0
(11)=(10a)+(10b)+(10c)	Total	-425 896	86 967	512 863

Como se pode verificar, o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica à Turbogás aumenta substancialmente nesta proposta de revisão das tarifas de 2023 relativamente ao previsto em dezembro de 2022, em cerca de 513 milhões de euros. Por um lado, existe um ligeiro decréscimo dos encargos variáveis (-3,9 milhões de euros), uma vez que os custos com a aquisição de licenças de CO₂ (+13,5 milhões de euros) aumentam menos do que o encargo de energia desce (-17,4 milhões de euros). Por outro lado,

as receitas da central, quer de mercado (-412,8 milhões de euros) quer com o mecanismo ibérico de controlo de preços (-104 milhões de euros), sofrem uma queda considerável devido à descida dos preços de energia elétrica e do preço do gás natural no mercado ibérico.

No Quadro 3-6 podem-se observar os principais pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2023.

Quadro 3-6 - Comparação dos pressupostos alterados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2023

		T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
Turbogás	Preço médio do mercado em Portugal	213,3	111,1	-102,2
	Receita unitária (com serviços sistema)	240,2	125,3	-114,9
	Custo variável sem CO ₂	81,2	76,4	-4,9
	Custo com licenças CO ₂	29,0	32,7	3,8
	Custo variável total	110,2	109,1	-1,1

O montante de proveitos permitidos ao Agente Comercial na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida de acordo com o n.º 1 do artigo 112.º do RT em vigor. O Quadro 3-7 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos novos proveitos permitidos de 2023, decorrentes desta revisão tarifária excecional.

Quadro 3-7 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica
(valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

		T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
		Unidade: 10³ EUR		
A = 1 + 2 - 3	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	-425 896	86 967	512 863
1	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	544 047	540 087	-3 960
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica	1 800	1 800	0
3	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	971 743	454 920	-516 823
B = 4 + 5 + 6*7	Custos de funcionamento da actividade de CVEE AC	1 000	1 000	0
4	Custos de exploração da actividade de CVEE AC (valor líquido)	980	980	0
5	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de CVEE AC	19	19	0
6	Valor médio do activo fixo afecto à actividade CVEE AC, líquido de amortizações e participações	25	25	0
7	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de CVEE AC	4,75%	4,75%	0,00%
C	Valor estimado para o ajustamento do ano t-1	373 330	386 643	13 313
D	Ajustamento do ano t-2	79 743	79 743	0
F = A + B - C - D	Proveitos permitidos da actividade de CVEE AC a transferir para a GGS	-877 969	-378 419	499 550

3.2.2 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO DE 2022

O recálculo do desvio provisório de 2022 é apresentado no Quadro 3-8. Neste recálculo, para além dos preços das *commodities*, foi também atualizada a produção da central da Turbogás em 2022, cujo valor consta no reporte periódico de informação feito pela REN Trading. A conjugação dos efeitos da atualização das variáveis referidas resultou num novo ajustamento provisório de 2022 superior em 13,3 milhões de euros ao calculado em dezembro de 2022, o que significa um valor superior a devolver pela empresa²².

Quadro 3-8 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2022

(valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

		Unidade 10 ³ EUR		
		2022 (Dez 2022)	2022 (Jun 2023)	Diferença 2022 (Jun 2023) - 2022 (Dez 2022)
1	Sobrecusto recuperado pela GGS (Dez2021)	-77 659	-77 659	0
1'	Sobrecusto recuperado pela GGS (Jun2022)	-275 329	-275 329	0
1'' = (1 + 1') / 2	Sobrecusto recuperado pela GGS em t-1	-176 494	-176 494	0
2	Sobrecusto com a aquisição de energia previsional	-405 839	-418 977	-13 138
3	Ajustamento t-1	148 437	148 437	0
4	Ajustamento t-2	-8 344	-8 344	0
5	Incentivos CAE e CO2 t-1	1 026	1 026	0
A = 1'' - (2-3-4+5)	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC	368 412	381 550	13 138
i_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-1 acrescida de <i>spread</i>	1,335%	1,335%	0,000%
B = A * (1+i_{t-1})	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t	373 330	386 643	13 313

Nos pontos seguintes será analisado o novo ajustamento entre os valores previstos e estimados para 2022 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE.

²² Contudo, e considerando os dados enviados pela REN Trading a 1 de maio, já no âmbito do processo de definição de tarifas para o ano de 2024, este ajustamento provisório seria cerca de 39 milhões de euros superior. Com esses dados, e tendo presente os ajustamentos provisórios de 2022 determinados nos dois exercícios tarifários de 2023, indicados no quadro abaixo, estima-se que em tarifas de 2024 a empresa terá que devolver um ajustamento relativo a 2022 de 45,7 milhões de euros. Porém, este valor não considera ainda as taxas de juro a aplicar de 2023 para 2024 e foi obtido sem o escrutínio detalhado das contas reguladas e auditadas do ano 2022.

Análise do diferencial de custo

O Quadro 3-9 apresenta os montantes do diferencial de custo estimado para 2022 pela ERSE em dezembro de 2022, com base em dados verificados até novembro de 2022, comparando-os com os valores mais atualizados utilizados nesta definição excecional de tarifas para 2023.

Quadro 3-9 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2022

(valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2022 (Dez 2022)	2022 (Jun 2023)	Diferença entre ajustamentos de 2022
		(1)	(2)	(2) - (1)
Encargo de Potência				
(1a)	Tejo Energia	0	0	0
(1b)	Turbogás	141 077	141 077	0
(1)=(1a)+(1b)	Total	141 077	141 077	0
Encargo de Energia				
(2a)	Tejo Energia	0	0	0
(2b)	Turbogás	340 729	324 332	-16 396
(2)=(2a)+(2b)	Total	340 729	324 332	-16 396
Licenças de CO₂				
(3a)	Tejo Energia	0	0	0
(3b)	Turbogás	116 009	114 788	-1 221
(3)=(3a)+(3b)	Total	116 009	114 788	-1 221
Receitas com mecanismo ibérico de controlo de preços				
(4a)	Tejo Energia	0	0	0
(4b)	Turbogás	243 480	259 514	16 034
(4)=(4a)+(4b)	Total	243 480	259 514	16 034
Receitas sem serviços de sistema				
(5a)	Tejo Energia	0	0	0
(5b)	Turbogás	758 962	738 447	-20 514
(5)=(5a)+(5b)	Total	758 962	738 447	-20 514
Receitas com reserva e regulação terciária				
(6a)	Tejo Energia	0	0	0
(6b)	Turbogás	2 618	2 618	0
(6)=(6a)+(6b)	Total	2 618	2 618	0
Saldo VPP				
(7a)	Tejo Energia			
(7b)	Turbogás			
(7)=(7a)+(7b)	Total	0	0	0
Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE				
(8a)	Tejo Energia	0	0	0
(8b)	Turbogás	1 405	1 405	0
(8)=(8a)+(8b)	Total	1 405	1 405	0
Outros Custos				
(9a)	Tejo Energia			
(9b)	Turbogás			
(9)=(9a)+(9b)	Total	0	0	0
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)				
(10a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)-(7a)+(8a)+(9a)	Tejo Energia	0	0	0
(10b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)-(7b)+(8b)+(9b)	Turbogás	-405 839	-418 977	-13 138
(11)=(10a)+(10b)	Total	-405 839	-418 977	-13 138

Estima-se que o diferencial de custos com os CAE seja inferior ao considerado em dezembro de 2022. Os principais contributos para este desvio foram o acréscimo para as receitas de mercado com o mecanismo

ibérico e o decréscimo dos encargos variáveis com energia e licenças de CO₂, pese embora as receitas com a venda de energia elétrica em mercado tenham diminuído.

O Quadro 3-10 apresenta as diferenças entre os valores para esse ano implícitos na estimativa de dezembro de 2022 e os correspondentes valores atualizados nesta proposta de revisão excecional das tarifas de 2023, para os principais pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE no ano 2022.

Destaca-se a diminuição da produção da central, bem como o ligeiro decréscimo do custo unitário de produção sem as licenças de CO₂. Por outro lado, verifica-se o aumento da receita unitária com serviços de sistema e dos custos com a aquisição das licenças de CO₂.

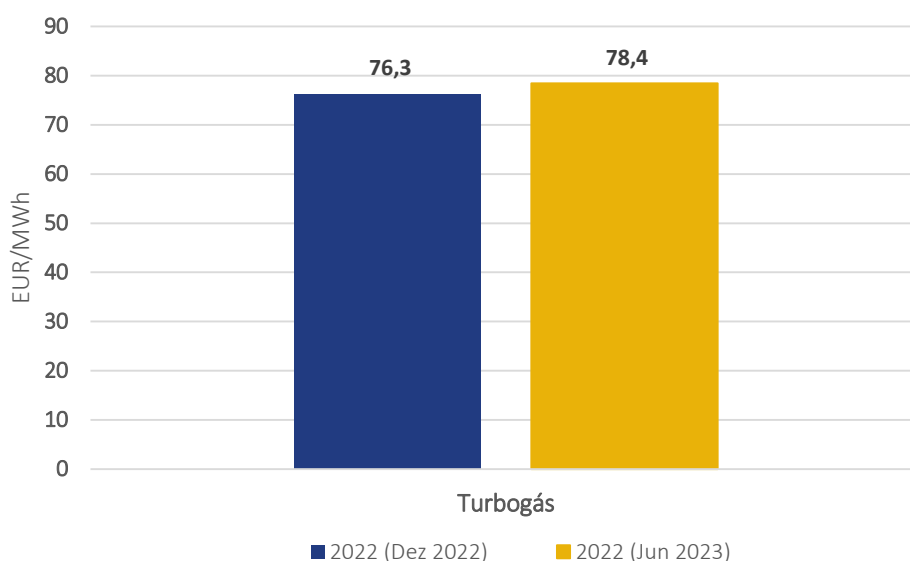
Quadro 3-10 - Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2022

(valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

		2022 (Dez 2022)	2022 (Jun 2023)	Diferença 2022 (Jun 2023) - 2022 (Dez 2022)
Turbogás	Preço médio do mercado em Portugal	176,4	167,7	-8,7
	Receita unitária (com serviços sistema)	190,6	192,5	1,9
	Custo variável sem CO ₂ EUR/MWh	85,3	84,2	-1,0
	Custo com licenças CO ₂	29,0	29,8	0,8
	Custo variável total	114,3	114,1	-0,2
	Produção GWh	3 997	3 850	-147

Conjugando todos os efeitos da atualização das variáveis que impactam o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE, verifica-se que o *mark-up* da Turbogás em 2022 sobe ligeiramente face ao que havia sido estimado em dezembro de 2022, conforme se ilustra na Figura 3-1.

Figura 3-1 - Desvios em 2022 do *mark-up* das centrais com CAE
 (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)



3.3 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

A REN, S.A., enquanto entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), desenvolve duas atividades: Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Elétrica.

Na presente revisão tarifária os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica não sofrem alterações, não sendo, por isso, apresentados. Sendo a atividade de Gestão Global do Sistema uma atividade de *pass-through*, isto é, que recupera proveitos permitidos de outras atividades que se encontram a montante da cadeia de valor, os seus proveitos permitidos são impactados devido a alterações nas rubricas referentes à convergência tarifária das Regiões Autónomas e na rubrica dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEE AC).

3.3.1 ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

No Quadro 3-11 são apresentados os proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema da presente revisão tarifária excecional, com alteração das seguintes rubricas, mantendo-se as demais inalteradas:

- a) custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores, que aumentaram 10,1 milhões de euros (ver ponto 3.6.1);

- b) custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira, que diminuiram 1,5 milhões de euros (ver ponto 3.6.2);
- c) proveitos permitidos da atividade de CVEEAC, que aumentaram 500 milhões de euros (ver ponto 3.2.1).

Quadro 3-11 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema
(valores publicados em dezembro de 2022 e revisão para publicação em junho de 2023)

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)	T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
A = 1 + 2 + 7 + 8 + 9 + 10 - 11	Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)	41 411	41 411	0
1	Componente fixa OPEX GGS do ORT	18 060	18 060	0
2 = 3 + 4*(5)-6	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	10 583	10 583	0
3	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	8 422	8 422	0
4	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	49 467	49 467	0
5	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	4,746%	4,746%	0,0 p.p
6	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	187	187	0
7	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 772	2 772	0
8	Custos com o serviço de interruptibilidade no regime base (Portaria n.º 592/2010, alterada pela Portaria n.º 1308/2010 e pela Portaria n.º 221/2015), reconhecidos para efeitos de regulação	0	0	0
9	Proveitos para recuperação dos custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 1309/2010	0	0	0
10	Proveitos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	7 026	7 026	0
	<i>Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013</i>	-7 026	-7 026	0
11	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-2 969	-2 969	0
B = 1' + 5' - 6' + 7' + 14' + 15' + 16' + 17' + 18' + 19' + 20' - 21'	Custos (C/ ajustamentos) decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, a recuperar pela aplicação da tarifa de UGS do ORT	-593 048	-84 874	508 174
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Déficit tarifário RAA+RAM (inclui dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)	247 429	256 053	8 624
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo déficit tarifário)	117 396	127 517	10 121
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo déficit tarifário)	129 513	128 016	-1 497
4'	Valor previsto do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1	-520	-520	0
5'	Proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC	-877 969	-378 419	499 550
6'	Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor	0	0	0
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 220	12 220	0
8' = 9' + 10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	11 671	11 671	0
9'	Taxa de remuneração dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	0,00%	0,00%	0,0 p.p
10'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH), líquido de amortizações e participações	173 028	173 028	0
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 671	11 671	0
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hídrica (ZPH)	549	549	0
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	549	549	0
14'	Custo com a ERSE	7 354	7 354	0
15'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	447	447	0
16'	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	0	0	0
17'	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG	0	0	0
18'	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	5 139	5 139	0
19'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	436	436	0
20'	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	0	0	0
21'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-11 897	-11 897	0
C = A+B	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)	-551 637	-43 463	508 174
D	Proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC	-877 969	-378 419	499 550
E = C - D + 6'	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	326 332	334 956	8 624
F	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	187	187	0
G	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	-7 026	-7 026	0
H	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-2 969	-2 969	0
I	Valor previsto do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1	-520	-520	0
J	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-11 897	-11 897	0
K = E + F + G + H + I + J	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)	304 107	312 731	8 624

3.4 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

As atividades reguladas desenvolvidas pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição (E-REDES) são a Distribuição de Energia Elétrica e a Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte.

Na presente revisão tarifária os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica não sofrem alterações. Em sentido contrário, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte, que é uma atividade de *pass-through*, isto é, que recupera proveitos permitidos de outras atividades, são impactados devido a alterações nos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema.

3.4.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

Nos termos do RT em vigor aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte corresponde à aquisição ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte, para prestação destes serviços aos clientes.

No cálculo dos proveitos permitidos desta atividade são ainda incorporados outros custos e proveitos, de forma a serem refletidos nas tarifas de acesso pagas por todos os consumidores de energia elétrica, das quais sofrem alterações na presente revisão tarifária as seguintes:

- diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a PRE com remuneração garantida;
- custos decorrentes da sustentabilidade de mercados;
- desconto respeitante à tarifa social.

DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

O detalhe de cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração garantida subjacente à presente revisão excecional de tarifas é apresentado no ponto 3.5.1.1 deste documento.

CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, revogou o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, mantendo, contudo, o regime de apoio aos clientes finais economicamente vulneráveis através da tarifa Social nos artigos 196.º e seguintes. A tarifa social continua a ser calculada através de um desconto na tarifa de acesso às redes em BTN, determinado por despacho do membro do Governo responsável pela energia, nos termos do artigo 198.º do mesmo diploma. De acordo com o previsto neste regime legal, foi publicado o Despacho n.º 12461/2022, de 25 de outubro, do Secretário de Estado do Ambiente e da Energia, que definiu o desconto a aplicar no ano de 2023²³.

Com a presente revisão tarifária, a previsão dos custos totais com a tarifa social em 2023, em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e Madeira, reduziu-se em cerca de 3,7 milhões de euros, passando de 129,4 milhões de euros para 125,6 milhões de euros. No Quadro 3-12 apresenta-se a atualização dos valores previsionais dos custos com a tarifa social para cada região.

Quadro 3-12 - Previsão dos custos com os descontos da tarifa social em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira
(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

Unidade: 10³ EUR

	T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
Desconto previsto por aplicação da tarifa social	129 364	125 619	-3 745
Portugal Continental	122 532	118 985	-3 547
Região Autónoma dos Açores	3 302	3 203	-99
Região Autónoma da Madeira	3 530	3 431	-99

²³ De acordo com este despacho, o desconto referente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2023 deve corresponder a um valor que permita um desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis.

Os montantes dos custos com a tarifa social a financiar durante o ano de 2023 alteram-se devido à nova previsão dos custos com a tarifa social referentes ao próprio ano de 2023, decorrentes da presente proposta de revisão excecional das tarifas. Para efeitos do financiamento e atendendo aos períodos em que as tarifas são aplicadas, o valor a considerar entre janeiro e junho de 2023 deverá ser metade do previsto na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, enquanto entre julho e dezembro de 2023 o valor a considerar deverá ser metade do previsto na presente proposta. Quanto aos ajustamentos de 2021 e 2022 do financiamento dos custos com a tarifa social, anteriormente determinados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, não sofrem alterações, encontrando-se os mesmos incorporados nos montantes a financiar de janeiro a dezembro de 2023 abaixo apresentados. O Quadro 3-13 apresenta os valores correspondentes ao atrás exposto.

Quadro 3-13 - Montantes globais dos custos com a tarifa social para 2023 e ajustamentos de 2021 e 2022 a financiar em 2023

Unidade: 10³ EUR

		Continente	RA Açores	RA Madeira	Total
(1a)	Custos previsionais tarifa social de Jan-Jun 2023 (Dez 2022)	61 266	1 651	1 765	64 682
(1b)	Custos previsionais tarifa social de Jul-Dez 2023 (Jun 2023)	59 492	1 602	1 716	62 810
(1) = (1a) + (1b)	Custos previsionais tarifa social de 2023	120 759	3 253	3 480	127 492
(2)	Ajustamento custos tarifa social de 2021	-7 409	556	51	-6 802
(3)	Ajustamento custos tarifa social de 2022	-2 846	207	-43	-2 681
(1) + (2) + (3)	TOTAL custos com tarifa social a financiar em 2023	110 504	4 015	3 489	118 008

De acordo com o artigo 199.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, o custo com a tarifa social de eletricidade é financiado pelos centros electroprodutores do Continente, incidindo sobre todos os titulares de centros eletroprodutores com fonte de energia primária não renovável e os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, na proporção da potência instalada de cada centro eletroprodutor.

Contudo, refira-se que esta proposta de revisão excecional das tarifas de 2023 não contempla a alocação dos valores do financiamento da tarifa social, nomeadamente os decorrentes da Consulta de Interessados n.º 9/2022, por este regime se encontrar em revisão, pelo que a ERSE aguarda pela definição do novo regime para poder, em definitivo, aprovar e publicar esses valores.

CUSTOS DECORRENTES DA SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

No âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, a repercussão do valor líquido dos ajustamentos referente aos custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes do CUR é efetuada, nos termos do RT em vigor, através da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, paga por todos os clientes.

Nesta fixação excecional de tarifas, o ajustamento provisório do ano 2022 da referida função do CUR altera-se, em resultado da atualização do custo de aquisição de energia elétrica para fornecimento a clientes, quer devido à atualização do preço grossista de energia elétrica com os dados reais até dezembro de 2022, quer devido à atualização dos preços e quantidades transacionadas nos leilões de aprovisionamento do CUR.

O recálculo dos custos decorrentes da sustentabilidade de mercados é discriminados na função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR, apresentada no capítulo 3.5.1.2.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

Os proveitos permitidos à entidade concessionária da RND na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte são determinados de acordo com os artigos 119.º a 124.º do RT em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto. No quadro seguinte apresenta-se o detalhe do cálculo destes proveitos permitidos com desagregação por rubricas, tendo em conta os pressupostos da presente revisão tarifária excecional, bem como a sua comparação com os valores publicados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

Quadro 3-14 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte
(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

Unidade: 10³ EUR

			T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
A		Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS	-3 660 837	-1 210 655	2 450 182
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	-551 637	-43 463	508 174
(+)		Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	-3 561 279	-1 598 702	1 962 577
	SPRE _t ¹	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	-3 466 743	-1 673 610	1 793 133
	SPRE _t ²	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	-94 535	74 908	169 443
(+)		CMEC	87 053	87 053	0
	PF _{CMEC,t}	Parcela Fixa dos CMEC	66 027	66 027	0
		Renda anual - valor inicial	67 532	67 532	0
		Ajustamentos	-1 504	-1 504	0
	PA _{CMEC,t}	Parcela de Acerto dos CMEC	20 905	20 905	0
		Renda anual - ajustamento final	18 948	18 948	0
		Ajustamentos	1 956	1 956	0
	CP _{CMEC,t}	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0	0
	PA _{CMEC,t}	Componente de alinhamento dos CMEC	122	122	0
		Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-99	-99	0
		Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	221	221	0
(-)		Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-8 031	-8 031	0
(+)	EST _{pol,t}	Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da sustentabilidade dos mercados	357 553	336 984	-20 569
	C _{CVEE,t} ³⁰⁰	Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	223 241	202 672	-20 569
	EST _t ⁴	Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea a) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	34 811	34 811	0
	EST _{POH,t} ⁵	Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea b) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	99 501	99 501	0
(+)		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 (AT, MT) e BTE	-559	-559	0
		em NT	-23	-23	0
		em BTE	-26	-26	0
		em BT	-510	-510	0
B		Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT	320 831	320 831	0
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	312 092	312 092	0
(-)		Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	-8 738	-8 738	0
C		Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC	1 102	1 102	0
(+)		Proveitos permitidos à ADENE no âmbito da atividade OLMC	1 145	1 145	0
(-)		Diferença entre os valores facturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE por aplicação da tarifa OLMC, em t-2	43	43	0
D	A + B + C	Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	-3 338 904	-888 722	2 450 182
		Desconto previsto com a aplicação da tarifa social em Portugal Continental	-122 532	-118 985	3 547

3.5 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O comercializador de último recurso (CUR) exerce as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica, de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição e de Comercialização.

Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição são impactados por esta revisão tarifária.

Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização não sofrem alterações em relação à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, não sendo por isso apresentados neste documento.

3.5.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR comporta duas funções:

- a função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial (PRE) com remuneração garantida fixada administrativamente, através da qual o CUR adquire a energia elétrica produzida por este tipo de produtores e procede à sua venda;
- a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, através da qual o CUR assegura a aquisição da energia elétrica necessária para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes.

A presente revisão tarifária impacta ambas as funções, por via da revisão do preço da energia elétrica nos mercados grossistas (ver ponto 2.1).

3.5.1.1 PROVEITOS E AJUSTAMENTOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DA PRE

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, eliminou a distinção entre produção em regime ordinário e produção em regime especial e os regimes de remuneração garantida. Este diploma revogou também o Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, que estabelecia os princípios de alocação dos custos resultantes de regimes de remuneração garantida à produção de eletricidade.

No entanto, em sede de disposições transitórias, o artigo 278.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, determina a manutenção dos regimes remuneratórios nas condições de atribuição até ao decurso dos respetivos prazos, nos termos em que foram estabelecidos. Por outro lado, no que respeita à alocação de custos, os n.ºs 5 a 7 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, determinam que os critérios de repercussão de custos de interesse económico geral podem ser definidos até 15 de setembro de cada ano mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE, e que, na ausência do referido despacho, a referida repercussão é efetuada por regulamentação da ERSE, em função do nível de tensão ou do tipo de fornecimento e seguindo critérios que assegurem a estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas.

À semelhança do que ocorreu na preparação dos documentos tarifários publicados a 15 de dezembro de 2022, para efeitos da elaboração do presente documento, mantém-se o anteriormente estatuído, com a referência às PRE com remuneração garantida, enquadradas e diferenciadas nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, e a distinção entre PRE 1 e PRE 2, tendo também presente que, até à presente

data, não houve despacho do membro do Governo responsável pela área da energia que indique outro critério de repercussão, sendo que as proposta de revisão de regulamentação da ERSE sobre este tema levadas a consulta pública²⁴, ainda não se encontram em vigor.

AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA À PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA

Como referido no preâmbulo do capítulo 2, foram analisados os dados mais recentes relativos à evolução da PRE com remuneração garantida, sem contudo ser introduzida qualquer alteração face à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, porque os impactos são substancialmente inferiores aos decorrentes da redução dos preços de eletricidade nos mercados grossistas.

O Quadro 3-15 mostra os valores de produção, dos preços de aquisição e do custo por tecnologias de PRE, bem como o diferencial de custo por tecnologia subjacente a esta revisão tarifária excecional e sua comparação com os diferenciais de custo implícitos nas tarifas de 2023 atualmente em vigor.

²⁴ [Consulta Pública nº 113](#) - Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado

Quadro 3-15 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida
(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

	Tarifas 2023								
	Produção (GWh)	Preço médio de aquisição (EUR/MWh)	Custo Total (10 ³ EUR)	⁽³⁾ Preço de referência cálculo do diferencial de custo PRE (EUR/MWh)			Diferencial de custo PRE do ano (10 ³ EUR)		
	Dez 2022	Dez 2022	Dez 2022	Dez 2022	Jun 2023	Diferença Jun2023 - Dez2022	Dez 2022	Jun 2023	Diferença Jun2023 - Dez2022
PRE 1 ⁽¹⁾	16 150	98,9	1 597 962				-1 802 113	-152 045	1 650 068
Eólicas	12 949	87,0	1 126 773	210,5	108,4	-102,2	-1 599 385	-276 371	1 323 013
Hídricas	746	101,4	75 660	210,5	108,4	-102,2	-81 463	-5 211	76 252
Biogás	182	121,7	22 114	210,5	108,4	-102,2	-16 139	2 425	18 564
Biomassa	1 335	125,8	167 879	210,5	108,4	-102,2	-113 162	23 228	136 390
Fotovoltaica PRE 1	399	288,5	115 112	210,5	108,4	-102,2	31 112	71 877	40 765
Eólica OffShore	76	150,6	11 516	210,5	108,4	-102,2	-4 578	3 232	7 811
Ondas	0	0,0	0	210,5	108,4	-102,2	0	0	0
RSU	463	170,5	78 909	210,5	108,4	-102,2	-18 498	28 774	47 272
PRE 2 ⁽²⁾	1 594	59,7	95 205				-240 308	-77 482	162 825
Térmica - Cogeração (NFER)	25	120,5	3 073	210,5	108,4	-102,2	-2 295	310	2 605
Térmica - Cogeração (FER)	176	111,8	19 715	210,5	108,4	-102,2	-17 407	608	18 016
Micro/Mini/UPAC/UPP	356	144,2	51 276	210,5	108,4	-102,2	-23 574	12 751	36 325
Fotovoltaica PRE 2	1 036	20,4	21 141	210,5	108,4	-102,2	-197 032	-91 152	105 880
Total da PRE com FIT	17 744	95,4	1 693 166				-2 042 420	-229 527	1 812 893

Notas: (1) PRE 1 - PRE com remuneração garantida, 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 - PRE com remuneração garantida, não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, até ao fim do respetivo prazo de atribuição.

(3) O preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida é determinado tendo por base o preço médio de mercado, bem como os perfis de aquisição da PRE e os custos com desvios que lhe estão associados.

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE incluem as seguintes rubricas:

- o diferencial de custo do próprio ano, resultante das quantidades e preços de aquisição aos produtores abrangidos e do preço médio de venda em mercado;
- os custos de funcionamento e outros custos²⁵;

²⁵ Na revisão regulamentar de agosto de 2021 foi eliminada a tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2022, que estava incluída na rubrica de outros custos, que passa, assim, a ser nula.

-
- o diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida, nos termos definidos no artigo 290.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;
 - as medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor;
 - o mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
 - os ajustamentos dos diferenciais de custo da PRE referentes a 2021 e a 2022.

Decorrente dos pressupostos adotados nesta revisão tarifária excecional, são alteradas as rubricas do diferencial de custo do próprio ano 2023 e do ajustamento provisório referente a 2022, mantendo-se as demais inalteradas face ao considerado nas tarifas de 2023 em vigor.

O Quadro 3-16 apresenta o detalhe da determinação dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE e a sua comparação com os valores da decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022. As alterações são nas seguintes rubricas:

- a) diferencial de custo do ano 2023, devido à redução do preço base no mercado do ano 2023 (ver ponto 2.1), que provocou uma redução da previsão das receitas de venda desta produção, de 1650,1 milhões de euros na PRE 1 e de 162,8 milhões de euros na PRE 2;
- b) ajustamento provisório do ano 2022 a repercutir nas tarifas de 2023, devido à redução do preço base de mercado do ano 2022, que provocou uma redução de receitas de venda desta produção também em 2022 e, consequentemente, uma redução do valor dos ajustamentos a devolver pela SU Eletricidade às tarifas, de 143,1 milhões de euros na PRE 1 e de cerca de 6,6 milhões de euros na PRE 2.

Quadro 3-16 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração garantida (valores publicados em dezembro de 2022 e revisão para publicação em junho de 2023)

Unidade: 10³ EUR

		T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
A = (1)-(2)+(3)+(4)- -(5)-(6)+(7)-(8)-(9)	Diferencial de custo com a aquisição da PRE ¹	-3 466 743	-1 673 610	1 793 133
1	Compras	1 597 962	1 597 962	0
2	Vendas	3 400 074	1 750 007	-1 650 068
3	Outros custos	0	0	0
4	Custos de funcionamento	5 792	5 792	0
5	Ajustamento t-1	989 698	846 633	-143 066
6	Ajustamento t-2	168 127	168 127	0
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	545 336	545 336	0
8	Medidas mitigadoras do diferencial de custos da PRE1	1 038 039	1 038 039	0
9	Mecanismo regulatório decorrente do Decreto-Lei n.º 74/2013	19 895	19 895	0
B = (10)-(11)+(12)+(13)- -(14)-(15)+(16)	Diferencial de custo com a aquisição da PRE ²	-94 535	74 908	169 443
10	Compras	95 205	95 205	0
11	Vendas	335 512	172 687	-162 825
12	Outros custos	0	0	0
13	Custos de funcionamento	5 792	5 792	0
14	Ajustamento t-1	-15 126	-21 744	-6 618
15	Ajustamento t-2	38 933	38 933	0
16	Alisamento quinquenal - artº 73º A	163 787	163 787	0
A + B	Total dos proveitos a recuperar pela função de CVEE PRE	-3 561 279	-1 598 702	1 962 577

AJUSTAMENTO PROVISÓRIO DE 2022

O ajustamento provisório dos proveitos permitidos da função Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE resulta das diferenças entre as seguintes rubricas, tendo em conta os valores considerados nas tarifas de 2022 e os correspondentes valores revistos e atualizados no exercício tarifário de 2023:

- custo de aquisição a estes produtores;
- receitas de venda das quantidades adquiridas;
- custos de funcionamento afetos à função CVEE PRE;

-
- medidas de atenuação de impactes de custos com a PRE.

Na presente revisão excecional, a estimativa das receitas de venda da PRE em 2022 alterou-se devido à atualização do preço de eletricidade no mercado grossista. Para as restantes rubricas, os valores estimados de 2022 não sofrem alterações nesta proposta face aos valores considerados nas tarifas de 2023 em vigor.

O ajustamento provisório de 2022 da função Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, a repercutir em 2023, foi recalculado nesta proposta de revisão excecional conforme explicitado no Quadro 3-17, verificando-se uma descida de 141,2 milhões de euros nas receitas e, consequentemente, no ajustamento da PRE 1, enquanto na PRE 2 esta descida é de 6,5 milhões de euros. Numa base anual, seriam 149,7 milhões de euros, incluindo os juros, que a SU Eletricidade deixaria de devolver ao sistema tarifário em 2023, comparativamente com o publicado a 15 de dezembro de 2022, por via da redução do ajustamento provisório de 2022 da função Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE.

Quadro 3-17 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE
(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

		Unidade 10 ³ EUR		
		2022 (Dez 2022)	2022 (Jun 2023)	Diferença 2022 (Jun 2023) - 2022 (Dez 2022)
A	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em t-1 (Tarifas 2022 - Dez2021)	-614 854	-614 854	0
A'	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em t-1 (Tarifas 2022 - Jun2022)	-1 334 826	-1 334 826	0
ΔB	Medidas adicionais de atenuação de impactos dos custos com a PRE (Tarifas 2022 - Jun2022)	150 000	150 000	0
A" = [(A) + (A') + (ΔB)] / 2 - (ΔB)	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em t-1, considerado no ajustamento provisório	-1 049 840	-1 049 840	0
B = (1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados	-1 997 041	-1 855 860	141 181
1	Compras	1 618 625	1 618 625	0
2	Vendas	2 812 305	2 671 124	-141 181
3	Outros custos	0	0	0
4	Custos de funcionamento	5 656	5 656	0
5	Ajustamento t-1	812 466	812 466	0
6	Ajustamento t-2	41 376	41 376	0
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	707 095	707 095	0
8	Medidas de atenuação de impactos dos custos com a PRE, decorrentes da legislação em vigor	662 270	662 270	0
C = (A") - (B)	Desvio do diferencial PRE¹ em t-1	947 201	806 020	-141 181
D	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	29 460	29 460	0
E = (C) + (D)	Desvio do diferencial PRE¹, com mecanismo regulatório DL 74/2013, em t-1	976 661	835 480	-141 181
F = (E) x (1 + i_{t-1})¹	Ajustamento provisório do diferencial PRE¹ de t-1 a repercutir nos proveitos permitidos de t	989 698	846 633	-143 066
G	Diferencial da PRE ² a recuperar em t-1 (Tarifas 2022 - Dez2021)	-84 395	-84 395	0
G'	Diferencial da PRE ² a recuperar em t-1 (Tarifas 2022 - Jun2022)	-140 383	-140 383	0
G" = [(G) + (G')] / 2	Diferencial da PRE ² a recuperar em t-1, considerado no ajustamento provisório	-112 389	-112 389	0
H = (9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15) - (16)	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados	-97 462	-90 931	6 531
9	Compras	90 462	90 462	0
10	Vendas	130 092	123 561	-6 531
11	Outros custos	0	0	0
12	Custos de funcionamento	5 656	5 656	0
13	Ajustamento t-1	252 881	252 881	0
14	Ajustamento t-2	41 211	41 211	0
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	230 605	230 605	0
16	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE, decorrentes da legislação em vigor	0	0	0
I = [(G)+(G')] / 2 - (H)	Desvio do diferencial PRE² em t-1	-14 927	-21 457	-6 531
J = (I) x (1 + i_{t-1})¹	Ajustamento provisório do diferencial PRE² de t-1 a recuperar nos proveitos permitidos de t	-15 126	-21 744	-6 618
K = (F) + (J)	Ajustamento provisório do sobrecurso PRE de t-1 a repercutir nos proveitos permitidos de t	974 572	824 889	-149 684
i _{t-1} ^e	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	1,335%	1,335%	0,000%

3.5.1.2 PROVEITOS E AJUSTAMENTOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO A CLIENTES

O CUR adquire a energia elétrica nos mercados grossistas de eletricidade, quer no mercado diário e intradiário, quer através do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo (leilões de aprovisionamento do CUR), de modo a satisfazer os fornecimentos aos seus clientes, de acordo com as previsões, para cada hora de cada dia, da energia correspondente à sua expectativa para os consumos

desses clientes. À semelhança dos restantes comercializadores, a carteira de compras do CUR é comparada com a carteira de consumos e são determinados desvios, a liquidar junto da Gestão Global de Sistema.

PROVEITOS PERMITIDOS

Para esta revisão excecional das tarifas, o custo médio de aquisição energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR previsto para 2023 é de 148,14 EUR/MWh, conforme apresentado no Quadro 2-3, tendo por base os pressupostos para a atualização das quantidades e preços do aprovisionamento através de leilões e a atualização do preço de eletricidade no mercado diário explicitados no ponto 2.1. Este valor compara com o custo médio de aquisição energia elétrica do CUR subjacente às tarifas em vigor de 223,42 EUR/MWh.

No Quadro 3-18 são apresentados os proveitos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, que observam uma redução de 250,6 milhões de euros, devido à redução dos custos permitidos com aquisição de energia elétrica em 2023, que desceu 230 milhões de euros, e do ajustamento provisório referente a 2022, que desceu 20,6 milhões de euros, conforme se descreve abaixo.

Quadro 3-18 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes
(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

		Unidade 10 ³ EUR		
		T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	682 558	452 557	-230 001
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	223,42	148,14	-75,29
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR (GWh)	3 055	3 055	0
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t	2 402	2 402	0
C	Ajustamento provisório dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes em t-1	-191 464	-170 895	20 569
D	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes em t-2	-34 007	-34 007	0
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	2 230	2 230	0
F = (A) + (B) - (C) - (D) - (E)	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes	908 201	657 631	-250 570
G = - [(C) + (D) + (E)]	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados	223 241	202 672	-20 569
H = (F) - (G)	Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE	684 960	454 959	-230 001

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2022

O custo médio de aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR estimado para 2022 foi atualizado, tendo em conta os preços reais do mercado diário ocorridos até 31 de dezembro de 2022, não havendo novos leilões de aprovisionamento do CUR com produtos para entrega em ano de 2022. Assim, o custo médio de aquisição de energia elétrica do CUR em 2022 desceu de 169,20 EUR/MWh para 162,85 EUR/MWh.

O ajustamento provisório de 2022 da função Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes, a repercutir em 2023, foi recalculado nesta revisão excecional conforme explicitado no Quadro 3-19, verificando-se uma descida nos custos com aquisição de energia elétrica em 2022, que provoca uma redução do ajustamento provisório de 2022, a devolver pelo sistema tarifário à SU Eletricidade, de 191,5 para 170,9 milhões de euros, incluindo os juros.

Quadro 3-19 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

		Unidade 10 ³ EUR		
		2022 Estim (Dez 2022)	2022 Estim (Jun 2023)	Diferença 2022 Estim (Jun 2023) - 2022 Estim (Dez 2022)
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	541 069	520 771	-20 298
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	169,20	162,85	-6,35
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	3 198	3 198	0
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes e aceites pela ERSE	2 428	2 428	0
C = (A) + (B)	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da Tarifa de Energia em t-1	543 497	523 199	-20 298
D	Proveitos previstos faturar por aplicação da Tarifa de Energia a clientes finais em t-1	354 555	354 555	0
E = (D) - (C)	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-1	-188 942	-168 644	20 298
F = (E) x (1+ i_{t-1}^E)	Ajustamento provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-1, a repercutir em t	-191 464	-170 895	20 569
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	1,335%	1,335%	0,000%

Em consonância, a atualização deste ajustamento provisório da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes do CUR leva a uma atualização do total de ajustamentos repercutidos nos proveitos desta função em 2023, que são recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema

do operador da rede de distribuição (vide Quadro 3-14). O quadro seguinte apresenta o valor global dos ajustamentos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes do CUR resultantes desta proposta de revisão excecional das tarifas e a sua comparação com os valores subjacentes às tarifas em vigor.

Quadro 3-20 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes
(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

		Unidade 10 ³ EUR		
		T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
A	Ajustamento provisório dos proveitos permitidos da função CVEE FC, referente a t-1	-191 464	-170 895	20 569
B	Ajustamento definitivo dos proveitos permitidos da função CVEE FC, referente a t-2	-34 007	-34 007	0
C	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo, referente a t-2	2 230	2 230	0
D = (A) + (B) + (C)	Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos do ano 2023	-223 241	-202 672	20 569

3.5.2 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

A atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição transfere os custos com o acesso às redes de transporte, de distribuição e do operador logístico de mudança de comercializador para os clientes do comercializador de último recurso.

No Quadro 3-21 são apresentados os proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, com alteração da rubrica de proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para fornecimento dos clientes, com um aumento de 198,7 milhões de euros.

Quadro 3-21 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição (valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

Unidade: 10³ EUR

	T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano <i>t</i>	145	145	0
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano <i>t</i>	-300 590	-101 893	198 697
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano <i>t</i>	19 560	19 560	0
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano <i>t</i>	101 038	101 038	0
Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano <i>t</i>	-179 846	18 851	198 697

3.6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A revisão dos preços das *commodities*, particularmente do *Brent*, gás natural e licenças de CO₂, implica uma alteração do nível de proveitos da atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema (AGS) de ambas as regiões autónomas.

Adicionalmente, a alteração das tarifas de venda ao cliente final nas Regiões Autónomas resultante desta revisão tarifária excecional impacta o nível da convergência tarifária. Os montantes de convergência resultam da diferença entre os proveitos permitidos das atividades reguladas das regiões autónomas e os proveitos recuperados por aplicação das Tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) nessas regiões. Assim, o montante de convergência tarifária repercutido na atividade da Gestão Global do Sistema nesta revisão tarifária excecional é superior, uma vez que a diminuição dos proveitos permitidos é menor do que a diminuição do montante de TVCF que se prevê faturar nessas regiões.

Esta revisão tarifária altera, também, os custos com a tarifa social nas regiões autónomas, de acordo com o Quadro 3-12 presente no ponto 3.4.1.

3.6.1 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES (RAA)

CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS

Os custos com a aquisição combustíveis na RAA foram atualizados considerando os novos preços referidos anteriormente neste documento.

O Quadro 3-22 apresenta o cálculo dos custos a aceitar com a aquisição de fuelóleo em 2023 previstos em dezembro de 2022 e os previstos nesta revisão excecional.

Quadro 3-22 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2023
(valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t (Dez 2022)	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) EUR/t (Dez 2022)	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t (Jun 2023)	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) EUR/t (Jun 2023)	Consumo previsto para o ano t (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) EUR	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) EUR	Custos eficientes previstos para o ano t (s/ custos transporte terrestre) EUR (Dez 2022)	Custos eficientes previstos para o ano t (s/ custos transporte terrestre) EUR (Jun 2023)	Diferença Custos previstos eficientes 2023 EUR (Jun 2023) - (Dez 2022)
	(1)		(1')		(2)	(3)	(4)	(5)=(1)*(2)+(3)+ (4)	(5')=(1')*(2)+(3) +(4)	(6)=(5')-(5)
São Miguel	570,56		457,51		53 537,00	1 614 960,68		32 160 818	26 108 924	-6 051 894
Terceira	570,56		457,51		27 595,23	1 036 273,66		16 780 897	13 661 496	-3 119 401
Pico		730,64		620,10	9 337,21	256 190,51	204 508,95	7 282 800	6 250 660	-1 032 140
Faial		730,64		620,10	9 296,68	250 598,41	332 944,40	7 376 031	6 348 371	-1 027 659
Total						3 158 023	537 453	63 600 546	52 369 452	-11 231 094

O Quadro 3-23 apresenta o cálculo dos custos a aceitar com a aquisição de gasóleo em 2023 previstos em dezembro de 2022 e os previstos nesta revisão excecional.

Quadro 3-23 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2023
(valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) EUR/kg/l (Dez 2022)	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) EUR/kg/l (Jun 2023)	Consumo previsto para o ano t (kg/l)	Custos eficientes previstos para o ano t (Dez 2022) (EUR)	Custos eficientes previstos para o ano t (Jun 2023) (EUR)	Diferença Custos previstos eficientes 2023 EUR (Jun 2023) - (Dez 2022)
	(1)	(1')	(2)	(3)=(1)*(2)	(3')=(1')*(2)	(4)=(3')-(3)
Santa Maria	1,464	1,380	5 148 196,958	7 534 801	7 106 142	-428 659
São Miguel	1,464	1,380	507 142,602	742 244	700 017	-42 227
Terceira	1,464	1,380	400 634,961	586 362	553 003	-33 358
Graciosa	1,464	1,380	1 351 832,009	1 978 515	1 865 956	-112 559
São Jorge	1,464	1,380	6 530 904,383	9 558 505	9 014 716	-543 788
Pico	1,464	1,380	265 444,477	388 499	366 397	-22 102
Faial	1,464	1,380	274 461,994	401 697	378 844	-22 853
Flores	1,464	1,380	1 690 782,032	2 474 596	2 333 815	-140 781
Corvo	1,464	1,380	468 097,853	685 099	646 123	-38 976
Total	1,464	12,423	16 637 497	24 350 317	22 965 015	-1 385 302

OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - LICENÇAS DE CO₂

Para esta proposta de revisão excecional de tarifas de 2023, a ERSE apenas reviu o valor das licenças de CO₂ para 87,91 EUR/t, mantendo-se o montante de 318 675 licenças a adquirir pela EDA, em conjunto com a AIE²⁶. Assim, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 28 milhões de euros, que compara com 24,8 milhões de euros definidos nas tarifas para 2023, em dezembro de 2022.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, são apresentados no Quadro 3-24, de acordo com a

²⁶ Atlantic Island Electricity

expressão constante no n.º 1 do artigo 134º do RT em vigor, comparando os valores desta revisão excecional de tarifas, com os publicados em dezembro de 2022.

Quadro 3-24 - Proveitos permitidos da atividade Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA
(valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

		Unidade: 10 ³ EUR		
		T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	34 734	34 734	0
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	15 584	15 584	0
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	159 379	159 379	0
4	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,75%	4,75%	0,00%
5	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 075	-1 075	0
6	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	13 569	13 569	0
7	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,48%	1,48%	0,00%
8	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	1,50%	1,50%	0,00%
9	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS aceites pela ERSE	10 962	10 962	0
10	Custos com o fuel aceites pela ERSE	63 601	52 369	-11 231
11	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas aceites pela ERSE	608	608	0
12	Custos com o gasóleo aceites pela ERSE	24 307	22 922	-1 385
13	Custos com lubrificantes aceites pela ERSE	1 637	1 637	0
14	Custos com outros fluidos aceites pela ERSE	49	49	0
15	Custos com o CO ₂ aceites pela ERSE	24 805	28 015	3 210
16	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	0
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-27 740	-27 740	0
18	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	0
A	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	224 084	214 678	-9 406
19	Emissão para a rede (MWh)	819 271	819 271	0
B=((A-5+17+18)/19) * 1000	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamentos de t-1 e de t-2) (€/MWh)	240,97	229,49	-11,48
	Desconto previsto por aplicação da tarifa social	-3 302	-3 203	99

Da análise do quadro verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos comparativamente ao previsto em dezembro de 2022. Esta diminuição deve-se à redução dos preços dos combustíveis, fuelóleo e gasóleo, a adquirir pela EDA na produção de energia elétrica, apesar de os custos com as licenças de CO₂ terem aumentado.

CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA RAA

No Quadro 3-22 verifica-se que o custo com a convergência tarifária na RAA é superior ao definido em dezembro de 2022 em cerca de 10,1 milhões de euros, correspondendo à diferença entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas do Continente na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) na RAA.

Quadro 3-25 - Custo com a convergência tarifária na RAA

(valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

		Unidade: 10 ³ EUR		
		T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
A=1-2	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA	91 682	101 804	10 121
1	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	224 084	214 678	-9 406
2	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	132 402	112 874	-19 528
B=3-4	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA	22 431	22 431	0
3	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, corrigido do desvio de quantidades	44 950	44 950	0
4	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes do SEPA e a entregas a clientes do SENVA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição	22 519	22 519	0
C=5-6	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA	3 282	3 282	0
5	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 169	7 169	0
6	Proveitos obtidos pela aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do SEPA e a entregas a clientes do SENVA e das tarifas de comercialização no SEP aos fornecimentos a clientes do SEPA	3 886	3 886	0
D=A+B+C	Custo da Convergência Tarifária	117 396	127 517	10 121

3.6.2 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA (RAM)

CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS

À semelhança da RAA, os custos com a aquisição combustíveis na RAM foram atualizados considerando os novos preços referidos anteriormente neste documento. No entanto, as quantidades consumidas permanecem inalteradas em relação às tarifas de 2023 publicadas em dezembro de 2022.

O Quadro 3-26 apresenta a comparação entre os valores a aceitar para a EEM com a aquisição de fuelóleo em 2023 previstos em dezembro e previstos nesta revisão excecional.

Quadro 3-26 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2023
(valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

	Custo Unitário (preço FOB + transporte + margem comercialização) EUR/t (Dez 2022)	Custo Unitário (preço FOB + transporte + margem comercialização) EUR/t (Jun 2023)	Consumo 2023 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2023 EUR (Dez 2022)	Custos previstos eficientes 2023 EUR (Jun 2023)	Diferença Custos previstos eficientes 2023 EUR (Jun 2023) - (Dez 2022)
Madeira	682,479	548,624	61 508		108 135	42 086 113	33 852 925	-8 233 188
Porto Santo	672,189	538,334	7 026	0		4 722 849	3 782 371	-940 478
			68 534	0	108 135	46 808 961	37 635 296	-9 173 665

O Quadro 3-27 apresenta a comparação entre os valores a aceitar para a EEM com a aquisição de gasóleo em 2023 previstos em dezembro e previstos nesta revisão excecional.

Quadro 3-27 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2023
(valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização-desconto) EUR/l (Dez 2022)	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização-desconto) EUR/l (Jun 2023)	Consumo 2023 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2023 EUR (Dez 2022)	Custos previstos eficientes 2023 EUR (Jun 2023)	Diferença Custos previstos eficientes 2023 EUR (Jun 2023) - (Dez 2022)
Madeira	1,418	1,335	1 084 982	0	1 538 726	1 448 386	-90 340
Porto Santo	1,418	1,335	1 341 051	0	1 901 884	1 790 223	-111 661
			2 426 033	0	3 440 610	3 238 610	-202 001

O Quadro 3-28 compara os valores aceites para a EEM com a aquisição de gás natural em 2023, previstos em dezembro e os previstos nesta revisão excecional.

Quadro 3-28 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2023
(valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

	Custo unitário EUR/MWh térmico (1) (Dez 2022)	Custo unitário EUR/MWh térmico (1') (Jun 2023)	Consumo 2023 (t/kl / MWh térmico) (2)	Custos eficientes de descarga e armazenamento em 2023 (EUR) (3)	Custos eficientes 2023 EUR (Dez 2022) (1) * (2)	Custos eficientes 2023 EUR (Jun 2023) (1') * (2)	Diferença Custos previstos eficientes EUR (Jun 2023) - (Dez 2022)
Madeira	141,76	55,22	204 000	556 762	29 475 184	11 822 452	-17 652 732

Os custos com gasóleo e gás natural são somados na rubrica de Outros Custos com Combustíveis e Lubrificantes, onde se incluem, entre outros, os custos com óleo. Estes últimos custos não se alteram relativamente ao aceite nas tarifas para 2023 em vigor.

OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - LICENÇAS DE CO₂

Como referido no capítulo anterior, a ERSE apenas reviu o preço das licenças de CO₂ para 87,91 EUR/ton, mantendo-se o montante de 387 138 licenças a adquirir pela EEM, em conjunto com a AIE²⁷. Assim, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 34 milhões de euros, que compara com 30,1 milhões de euros nas tarifas de 2023 de dezembro de 2022.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na atividade de AGS, é dado pela expressão contida no n.º 1 do artigo 141.º do RT em vigor. O Quadro 3-29 compara os constantes desta revisão excecional de tarifas, com os publicados em dezembro de 2022.

²⁷ Atlantic Island Electricity

Quadro 3-29 - Proveitos permitidos da atividade Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM
(valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

Unidade: 10³ EUR

		T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	13 955	13 955	0
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	126 885	126 885	0
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	4,75%	4,75%	0,00%
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-430	-430	0
e	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	43 531	43 531	0
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	33 782	33 782	0
g	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE	13 077	13 077	0
h	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	4 836	4 836	0
i	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	46 809	37 635	-9 174
j	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	33 701	15 846	-17 855
k	Custos com o CO ₂ , aceites pela ERSE	30 134	34 034	3 900
l	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE	0	0	0
m	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-24 581	-24 581	0
1 = a + b * c + d + + e + f + g + h + i + + j + k + l - m	Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	249 997	226 869	-23 129
2	Emissão para a rede (MWh)	906 974	906 974	0
3 = [(1 + m) / 2] * 1000	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)	248,54	223,04	-25,50
	Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social	-3 530	-3 431	99

O quadro confirma o decréscimo dos proveitos permitidos constante desta revisão das tarifas de 2023, relativamente ao previsto em dezembro de 2022, devido à diminuição dos custos com aquisição dos combustíveis (fuelóleo, gasóleo e gás natural) que supera o acréscimo dos custos com a aquisição de licenças de CO₂.

CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA RAM

No Quadro 3-30 verifica-se que os custos com a convergência tarifária na RAM são inferiores ao definido em dezembro de 2022 em cerca de 1,5 milhões de euros, correspondendo à diferença entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas do Continente na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) na RAM.

Quadro 3-30 - Custo com a convergência tarifária na RAM
 (valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

		Unidade: 10 ³ EUR		
		T2023 (Dez 2022)	T2023 (Jun 2023)	Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022)
$\tilde{S}M_t^{AGS}$	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	105 854	104 357	-1 497
$\tilde{R}_t^{M^{AGS}}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	249 997	226 869	-23 129
$\tilde{R}_{AGS,i}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e	144 144	122 512	-21 631
$\tilde{SRAM}_t^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de AGS da RAM	0	0	0
$\tilde{S}M_t^D$	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	22 732	22 732	0
$\tilde{R}_{j,t}^{M^D}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 142	49 142	0
$\tilde{R}_{j,i}^{M^D}$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	26 410	26 410	0
$\tilde{SRAM}_{j,t}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de DEE da RAM	0	0	0
$\tilde{S}M_t^C$	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	927	927	0
$\tilde{R}_{j,t}^{M^C}$	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 188	5 188	0
$\tilde{R}_{C,j,i}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor	4 260	4 260	0
$\tilde{SRAM}_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de CEE da RAM	0	0	0
$\tilde{RAM}_{Pol,t}$	Custo da Convergência Tarifária a Incorporar na UGS	129 513	128 016	-1 497

4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE 1 DE JULHO DE 2023

4.1 DESCRIÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS

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

Na presente fixação excecional de tarifas não são alteradas as tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização.

As restantes tarifas são estabelecidas tendo como base a nova estimativa de proveitos para o ano de 2023, com os valores atualizados para o custo da energia, o diferencial de custo com a produção em regime especial e o diferencial de custo com os contratos de aquisição de energia.

O facto das novas tarifas serem aplicadas por um período de seis meses tem como resultado uma recuperação parcial da nova estimativa de proveitos totais do ano. Desta forma, estas tarifas permitem recuperar no segundo semestre metade da nova estimativa de custos para 2023. Os desvios decorrentes da aplicação de tarifas distintas no primeiro semestre serão recuperados posteriormente, através dos ajustamentos tarifários previstos no RT.

Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas do Setor Elétrico

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

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	URD _{AT}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em AT, MT e BT	Uso da rede de distribuição em AT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AT, MT e BT
	URD _{MT}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MT e BT	Uso da rede de distribuição em MT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MT e BT
	URD _{BT}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em BT	Uso da rede de distribuição em BT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BT
Tarifa de Energia	TE	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em MAT, AT, MT, BTE e BTN	Aprovisionamento de energia elétrica	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (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
Tarifa de Comercialização	C _{NT}	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em MAT, AT e MT	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas de referência aplicadas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo (MAT, AT e MT, em Portugal continental), nas tarifas aplicadas pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (MT, nas Regiões Autónomas)
	C _{BTE}	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em BTE	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas 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)
	C _{BTN}	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em BTN	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (BTN, em Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (BTN, nas Regiões Autónomas)
Tarifa de Acesso às Redes	TAR	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT	Uso das redes e serviços associados	Incluída 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 _{ORD/CURBT}	Operador da rede de distribuição	Operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso a atuar 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 _{Social}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entregas a clientes vulneráveis em BTN	Uso das redes e serviços associados	Incluída na tarifa Social de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental e Regiões Autónomas) e nas tarifas de mercado, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
<i>Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP</i>	TAR _{AC}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes em MAT, AT, MT e BT que atuam como autoconsumidores	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia veiculada entre a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) e a instalação de utilização de clientes autoconsumidores quando essa veiculação utiliza a RESP
<i>Tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento</i>	TAR _{IAA}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Instalações de armazenamento para entregas em MAT, AT, MT, BTE e BTN	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia entregue à instalação de armazenamento
<i>Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o Estatuto de Cliente Eletrointensivo</i>	TAR _{CEI}	Operadores das redes de distribuição	Clientes que obtenham o Estatuto de Cliente Eletrointensivo	Uso das redes e serviços associados	Incluída nas tarifas de mercado em MAT, AT e MT

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

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Venda a Clientes Finais (fornecimento supletivo)</i>	$TVCF_{CUR\ MAT,\ AT,\ MT,\ BTE}$	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes em MAT, AT e MT do comercializador de último recurso em Portugal continental e clientes em BTE dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	Fornecimento supletivo de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	$TVCF_{CUR\ CUR\ BT}$	Comercializador de último recurso em Portugal continental	Comercializadores de último recurso 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 _{RAA} ME	Concessionária do transporte e distribuição da RAA	CEME que atuem na RAA cujo abastecimento 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 abastecimento 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 _{RAM} ME	Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	CEME que atuem na RAM cujo abastecimento 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 abastecimento dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) na RAM
<i>Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica em MT</i>	TAR _{ME MT}	Operadores das redes de energia elétrica	Entregas a utilizadores de veículos elétricos (UVE) em pontos de carregamento de veículos elétricos em MT integrados na rede de mobilidade elétrica	Uso das redes de energia elétrica pela rede da mobilidade elétrica	
<i>Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica em BT</i>	TAR _{ME BT}	Operadores das redes de energia elétrica	Entregas a utilizadores de veículos elétricos (UVE) em pontos de carregamento de veículos elétricos em BT integrados na rede de mobilidade elétrica	Uso das redes de energia elétrica pela rede 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 não é alterada com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 3/2023](#), de 11 de janeiro, publicada em Diário da República.

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 (E-Redes) são aplicadas, nos termos do artigo 29.º do RT, 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 CIEG, dominados pelos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), diferencial de custo do agente comercial relativo 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 4-3 e no Quadro 4-4 apresentam-se, respetivamente, os preços das parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023.

Quadro 4-3 - 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 4-4 - 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	-0,0017
	Horas cheias	-0,0017
	Horas de vazio normal	-0,0017
	Horas de super vazio	-0,0017

No Quadro 4-5 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II, a vigorem a partir de 1 de julho de 2023.

Quadro 4-5 - 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	-0,0009
	Horas cheias	-0,0009
	Horas de vazio normal	-0,0009
	Horas de super vazio	-0,0009

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 não são alteradas com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 3/2023](#), de 11 de janeiro, publicada em Diário da República.

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, em BT, também em preços de potência contratada) 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 não é alterada com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 3/2023](#), de 11 de janeiro, publicada em Diário da República.

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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, apresentam-se no Quadro 4-6.

Quadro 4-6 - 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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, apresentam-se no Quadro 4-7.

Quadro 4-7 - 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 CIEG: o diferencial de custo com a produção em regime especial (PRE) com preços garantidos, o diferencial de custo com as centrais com 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 ²⁸, 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).

O Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022, estabelece a afetação global de 493 493 000 euros ao diferencial de custo 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 devem ser distribuídos pelos níveis de tensão MAT, AT, MT, BTE e BTN>, de acordo com as percentagens apresentadas no quadro seguinte.

Adicionalmente, o Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 9 de dezembro de 2022, 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.

²⁸ Estes custos correspondem aos ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores e ao diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais.

Quadro 4-8 - Imputação das receitas a deduzir ao diferencial de custo com a PRE renovável, desde 1 de janeiro de 2023

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>
Deduções PRE Renovável _j	7,81%	23,96%	51,47%	11,17%	5,59%

Na alteração da Portaria n.º 359/2015 à Portaria n.º 332/2012, estabelece-se nos artigos 4.º e 5.º que caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos parâmetros de imputação dos CIEG, pode a ERSE determinar os respetivos parâmetros por forma a assegurar a estabilidade tarifária.

Neste contexto, nos termos do n.º 4 e do n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012, indicam-se no Quadro 4-9 as percentagens de imputação, por nível de tensão ou tipo de fornecimento (j), do diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas (RA_j) e do diferencial de custo com os CAE (CAE_j), que asseguram uma maior estabilidade tarifária numa perspetiva integrada, incluindo os custos de energia e de acesso às redes, nas tarifas a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023.

Quadro 4-9 - Imputação do diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e do diferencial de custo com os CAE

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
RA _j	7,572%	23,130%	49,817%	2,908%	1,458%	15,115%
CAE _j	0,001%	0,005%	0,403%	0,611%	1,073%	97,907%

Importa referir que esta imputação é distinta da relativa à decisão de dezembro de 2022, pois é a que melhor promove a estabilidade tarifária, ao assegurar variações semelhantes nas tarifas finais dos clientes (designadas por tarifas aditivas) entre junho e julho de 2023 para a generalidade dos tipos de fornecimentos.

A variação dos preços finais entre junho e julho de 2023 para MAT, AT, MT e BTE é cerca de -19%, integrando o efeito da nova previsão de preços de energia e das tarifas de Acesso às Redes. Esta redução é particularmente relevante considerando que foi nestes níveis de tensão e tipos de fornecimento onde se

observaram os maiores impactos da subida dos preços da energia aquando da decisão tarifária de dezembro de 2022.

Adicionalmente, com esta imputação garante-se que os preços finais em BTN não aumentam, interpretando-se o conceito de promoção da estabilidade tarifária estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Com efeito, num cenário de descida de preços para a generalidade dos tipos de fornecimento, não seria aceitável agravar as tarifas de BTN.

Nos termos do n.º 5 e do n.º 10 do artigo 5.º da Portaria n.º 332/2012, indicam-se no Quadro 4-10 os fatores de modulação dos CIEG por período horário, que asseguram estabilidade tarifária e consistência dos preços das tarifas de acesso às redes por termo tarifário de energia, tendo em conta também o pagamento pela potência média em horas de ponta, nas tarifas a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023.

Quadro 4-10 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
$Kp_j^{CIEG_i}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
$Kc_j^{CIEG_i}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Para efeitos do n.º 8 e do n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012, os parâmetros α ²⁹ relativos aos CIEG previstos no referido n.º 8 do artigo 4.º, nas tarifas a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, são os apresentados no Quadro 4-11.

Quadro 4-11 - Parâmetros α

	α
CAE	0,417
PRE (não DL90/2006)	0,417
Outros CIEG	0,000

²⁹ É o parâmetro entre zero e um que estabelece o montante do CIEG que é distribuído por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à totalidade da potência contratada para cada nível de tensão ou tipo de fornecimento.

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, no 2.º semestre de 2023.

Quadro 4-12 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento ³⁰

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	-38,8	-119,0	-257,0	-57,6	-31,4	-332,9	-836,8
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	1,3	3,8	9,1	2,3	1,5	19,5	37,5
Diferencial de custo dos CAE	-1,1	-2,4	-10,5	-4,2	-5,0	-166,0	-189,2
CMEC	0,6	1,3	5,5	2,0	2,1	32,0	43,5
Garantia de potência	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diferencial de custo das RA	9,7	29,6	63,6	3,7	1,9	19,3	127,8
Estabilidade (DL 165/2008)	3,3	10,1	21,8	4,8	2,4	24,7	67,2
Ajust. de aquisição de energia	5,0	15,3	33,0	7,2	3,6	37,3	101,3
Diferencial extinção TVCF	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,3
Sobreprovento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Terrenos	0,3	0,9	2,0	0,4	0,2	2,2	6,1
PPEC	0,1	0,4	0,8	0,2	0,1	0,9	2,6
TOTAL	-19,6	-60,1	-131,7	-41,3	-24,6	-363,0	-640,4

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

³⁰ Note-se que embora o Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, tenha sido revogado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, para efeitos da elaboração do presente documento, mantêm-se as designações anteriormente estatuídas, à semelhança do que ocorreu na preparação dos documentos tarifários publicados a 15 de dezembro de 2022.

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	-35,4	-35,4	-35,4	-36,4	-36,4	-36,4	-39,6	-39,6	-39,6	-40,5	-40,5	-40,5
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	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	1,0
Diferencial de custo dos CAE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,4	-0,4	-0,4	-1,5	-1,5	-1,5	-13,1	-13,1	-13,1
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	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
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	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
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
Total	-17,5	-17,5	-17,5	-17,6	-17,6	-17,6	-17,8	-17,8	-17,8	-25,6	-25,6	-25,6	-29,9	-29,9	-29,9	-42,4	-42,4	-42,4

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	-0,00864	-0,00864	-0,00864	-0,00864	-0,00864	-0,00864
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	0,00167	0,00167	0,00167	0,00167	0,00167	0,00167
Total	-0,0022	-0,0022	-0,0022	-0,0022	-0,0022	-0,0022

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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, 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	-0,0168	-0,0168	-0,0168	-0,0168
AT	4	-0,0022	-0,0171	-0,0171	-0,0171	-0,0171
MT	4	-0,0022	-0,0171	-0,0171	-0,0172	-0,0172
BTE	4	-0,0022	-0,0249	-0,0249	-0,0250	-0,0249
BTN>	3	-0,0022	-0,0292	-0,0292	-0,0292	
BTN< tri-horárias	3	-0,0022	-0,0417	-0,0417	-0,0417	
BTN bi-horárias	2	-0,0022	-0,0417		-0,0417	
BTN simples	1	-0,0022	-0,0417			

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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, 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	-0,0160	-0,0160	-0,0160	-0,0160
AT	4	-0,0022	-0,0162	-0,0162	-0,0162	-0,0162
MT	4	-0,0022	-0,0162	-0,0162	-0,0163	-0,0163
BTE	4	-0,0022	-0,0239	-0,0239	-0,0240	-0,0240
BTN>	3	-0,0022	-0,0282	-0,0282	-0,0283	
BTN< tri-horárias	3	-0,0022	-0,0407	-0,0407	-0,0408	
BTN bi-horárias	2	-0,0022	-0,0407		-0,0408	
BTN simples	1	-0,0022	-0,0407			

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 não são alteradas com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 3/2023](#), de 11 de janeiro, publicada em Diário da República.

4.4.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, MT e BT não são alteradas com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 3/2023](#), de 11 de janeiro, publicada em Diário da República.

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, em BT, também em preços de potência contratada) 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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Energia

ENERGIA		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1725
	Horas cheias	0,1629
	Horas de vazio normal	0,1409
	Horas de super vazio	0,1262
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1587
	Horas cheias	0,1551
	Horas de vazio normal	0,1372
	Horas de super vazio	0,1334

Os preços da tarifa de Energia convertidos por tipo de fornecimento e nas várias opções tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para BTN apresentam-se no Quadro 4-18.

Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Energia por tipo de fornecimento e 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	0,1972	0,1845	0,1520		0,1972	0,1845	0,1520	
BTN< tri-horárias	3	0,1971	0,1844	0,1521		0,1971	0,1844	0,1521	
BTN bi-horárias	2	0,1879		0,1521		0,1879		0,1521	
BTN simples	1	0,1752				0,1752			

No que se refere aos parâmetros β_t e μ_t , previstos no artigo 162.º do RT, 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 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização aplicáveis pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos em BTN não são alteradas com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 3/2023](#), de 11 de janeiro, publicada em Diário da República.

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 aos 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. Observa-se uma redução tarifária na tarifa de Acesso às Redes face a 2022, embora inferior à da decisão de dezembro de 2022. 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 nem os preços de energia reativa.

Não sendo revistas as tarifas de uso da rede de transporte, nem as tarifas de uso da rede de distribuição, os preços de potência em horas de ponta e de energia reativa mantêm-se idênticos entre junho de 2023 e julho de 2023.

Nesta fixação excecional de tarifas são igualmente mantidos a generalidade dos preços de potência contratada entre junho de 2023 e julho de 2023, concentrando todo o aumento das tarifas de Acesso às Redes, face aos valores publicados em dezembro de 2022, nos preços de energia.

O Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022, 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. Estes valores são distribuídos pelos níveis de tensão MAT, AT, MT, BTE e BTN³¹. Adicionalmente, o Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 9 de dezembro de 2022, 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 de 2022, sendo deduzidos ao diferencial de custo com a PRE renovável.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023.

Quadro 4-19 - 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		-0,0153
Horas cheias		-0,0154
Horas de vazio normal		-0,0154
Horas de super vazio		-0,0155
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0014
Capacitiva		0,0010

³¹ Para mais informação, consulte o ponto 3.1.2 do documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2023](#)», assim como a secção 4.4.2 deste documento.

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1329
	Contratada	0,0000
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0144
	Horas cheias	-0,0146
	Horas de vazio normal	-0,0149
	Horas de super vazio	-0,0151
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	0,2283
	Contratada	0,0155
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0118
	Horas cheias	-0,0123
	Horas de vazio normal	-0,0135
	Horas de super vazio	-0,0139
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	0,0195
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0136
	Horas cheias	-0,0149
	Horas de vazio normal	-0,0174
	Horas de super vazio	-0,0195
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	0,7176
	34,5	0,8970
	41,4	1,0764
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1008
	Horas cheias	-0,0042
	Horas de vazio	-0,0224

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0299
	2,3	0,0598
	3,45	0,0897
	4,6	0,1196
	5,75	0,1495
	6,9	0,1794
	10,35	0,2691
	13,8	0,3588
	17,25	0,4485
	20,7	0,5382
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		-0,0121
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	-0,0005
	Horas de vazio	-0,0349
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0818
	Horas cheias	-0,0232
	Horas de vazio	-0,0349

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP ≤ 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	0,1008
	Horas cheias	-0,0042
	Horas de vazio	-0,0224

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		-0,0121
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	-0,0005
	Horas de vazio	-0,0349
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0818
	Horas cheias	-0,0232
	Horas de vazio	-0,0349

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. A partir de 1 de julho de 2023, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os do quadro seguinte.

Quadro 4-20 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	130%
AT	192%
MT	-853%
BTE	-109%
BTN > 20,7 kVA	-76%
BTN ≤ 20,7 kVA	-371%

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 AT (URD AT) convertidas para MT, uso da rede de distribuição em MT (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 RT 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<.

Conforme os argumentos apresentados na decisão tarifária de dezembro de 2022 ³², a estrutura de fornecimento utilizada no segundo semestre de 2023 no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT é a indicada no quadro seguinte, idêntica à estrutura utilizada no primeiro semestre de 2023.

³² Ver ponto 4.7 do documento «[Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023](#)»

Quadro 4-21 - Estrutura de fornecimento a utilizar no segundo semestre de 2023 no cálculo das tarifas 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%

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD e CUR exclusivamente em BT, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, apresentam-se no quadro seguinte. De referir que o quadro não inclui preços de energia reativa, uma vez que os ORD BT estão regulamentarmente isentos desse pagamento ³³.

Quadro 4-22 - 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	-0,0311
	Horas cheias	-0,0320
	Horas de vazio normal	-0,0340
	Horas de super vazio	-0,0344

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD e CUR exclusivamente em BT repartidos pelas várias tarifas por atividade, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, apresentam-se no Quadro 4-23.

³³ 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».

Quadro 4-23 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM A TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT APLICÁVEL AOS ORD E CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT							
Tarifas por Atividade	Nº períodos horários	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh			
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
Uso Global do Sistema	4	-	-0,0022	-0,0355	-0,0359	-0,0368	-0,0368
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 reformulação do RT, as matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo passaram a constar do RT ³⁴.

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.º 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 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.º 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. 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 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.

³⁴ No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

- Pode haver lugar à dedução de parte ou da totalidade dos encargos correspondentes aos CIEG, por despacho do Governo. Na ausência dessa decisão, a ERSE define essa eventual dedução, tendo em conta os benefícios para o sistema da produção em regime de autoconsumo, bem como a inexistência de encargos desproporcionais para a sustentabilidade financeira a longo prazo do sistema elétrico nacional (SEN).

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.

A ocorrência de situações de inversão do fluxo de energia na RESP é 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]. Na decisão tarifária de dezembro de 2022, optou-se por não considerar eventuais situações de inversão na determinação dos preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP, pelo que o fator assume o valor de 1 em 2023 ³⁵.

A ERSE tem conhecimento de quatro projetos de autoconsumo que envolvem a utilização da RESP para veicular energia elétrica entre UPAC e IU que obtiveram as condições para o exercício da sua atividade até ao final de 2022.

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)].

³⁵ Ver ponto 4.8.1 do documento «[Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023](#)»

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.

Tal como no semestre anterior, a partir de 1 de julho de 2023, os CIEG têm sinal negativo em todos os níveis de tensão/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 no semestre, conforme consta nos Quadros 4-24 e Quadro 4-25. 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 4-24 - 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 4-25 - 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 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 ³⁶.

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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, são as constantes do Quadro 4-26 ao Quadro 4-28. As tarifas do Quadro 4-26 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 e dos preços de energia em horas de ponta na BTN, 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 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 4-27, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, aplicam-se aos autoconsumidores individuais que beneficiem de 50% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG e as tarifas do Quadro 4-28, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, aplicam-se 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 4-26, 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 4-28.

³⁶ No caso de haver excedentes da UPAC (energia não atribuída ao consumo da IU), esses excedentes podem ser transacionados. Note-se que, desde 1 de janeiro de 2022, já não se aplica a estas quantidades a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a produtores.

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 4-28.

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) ³⁷. 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].

³⁷ 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 4-26 - 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	-0,0153	-0,0154	-0,0154	-0,0155
AT	AT	0,0172	-0,0153	-0,0154	-0,0157	-0,0158
	MAT	0,1329	-0,0144	-0,0146	-0,0149	-0,0151
MT	MT	0,0855	-0,0136	-0,0140	-0,0149	-0,0151
	AT	0,1069	-0,0127	-0,0132	-0,0143	-0,0146
	MAT	0,2283	-0,0118	-0,0123	-0,0135	-0,0139
BTE	BT	0,2047	-0,0184	-0,0192	-0,0205	-0,0220
	MT	0,3274	-0,0156	-0,0168	-0,0189	-0,0208
	AT	0,3511	-0,0146	-0,0159	-0,0183	-0,0203
	MAT	0,4854	-0,0136	-0,0149	-0,0174	-0,0195
BTN>	BT	n.a.	-0,0077	-0,0085	-0,0253	
	MT		0,0404	-0,0061	-0,0239	
	AT		0,0502	-0,0052	-0,0233	
	MAT		0,1008	-0,0042	-0,0224	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	-0,0267	-0,0275	-0,0378	
	MT		0,0214	-0,0251	-0,0364	
	AT		0,0312	-0,0242	-0,0358	
	MAT		0,0818	-0,0232	-0,0349	
BTN bi-horária	BT	n.a.	-0,0275		-0,0378	
	MT		-0,0151		-0,0364	
	AT		-0,0123		-0,0358	
	MAT		-0,0005		-0,0349	
BTN simples	BT	n.a.	-0,0310			
	MT		-0,0223			
	AT		-0,0202			
	MAT		-0,0121			

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

Quadro 4-27 - 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	-0,0153	-0,0154	-0,0154	-0,0155
AT	AT	0,0172	-0,0153	-0,0154	-0,0157	-0,0158
	MAT	0,1329	-0,0144	-0,0146	-0,0149	-0,0151
MT	MT	0,0855	-0,0136	-0,0140	-0,0149	-0,0151
	AT	0,1069	-0,0127	-0,0132	-0,0143	-0,0146
	MAT	0,2283	-0,0118	-0,0123	-0,0135	-0,0139
BTE	BT	0,2047	-0,0184	-0,0192	-0,0205	-0,0220
	MT	0,3274	-0,0156	-0,0168	-0,0189	-0,0208
	AT	0,3511	-0,0146	-0,0159	-0,0183	-0,0203
	MAT	0,4854	-0,0136	-0,0149	-0,0174	-0,0195
BTN>	BT	n.a.	-0,0077	-0,0085	-0,0253	
	MT		0,0404	-0,0061	-0,0239	
	AT		0,0502	-0,0052	-0,0233	
	MAT		0,1008	-0,0042	-0,0224	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	-0,0267	-0,0275	-0,0378	
	MT		0,0214	-0,0251	-0,0364	
	AT		0,0312	-0,0242	-0,0358	
	MAT		0,0818	-0,0232	-0,0349	
BTN bi-horária	BT	n.a.	-0,0275		-0,0378	
	MT		-0,0151		-0,0364	
	AT		-0,0123		-0,0358	
	MAT		-0,0005		-0,0349	
BTN simples	BT	n.a.	-0,0310			
	MT		-0,0223			
	AT		-0,0202			
	MAT		-0,0121			

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

Quadro 4-28 - 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	-0,0153	-0,0154	-0,0154	-0,0155
AT	AT	0,0172	-0,0153	-0,0154	-0,0157	-0,0158
	MAT	0,1329	-0,0144	-0,0146	-0,0149	-0,0151
MT	MT	0,0855	-0,0136	-0,0140	-0,0149	-0,0151
	AT	0,1069	-0,0127	-0,0132	-0,0143	-0,0146
	MAT	0,2283	-0,0118	-0,0123	-0,0135	-0,0139
BTE	BT	0,2047	-0,0184	-0,0192	-0,0205	-0,0220
	MT	0,3274	-0,0156	-0,0168	-0,0189	-0,0208
	AT	0,3511	-0,0146	-0,0159	-0,0183	-0,0203
	MAT	0,4854	-0,0136	-0,0149	-0,0174	-0,0195
BTN>	BT	n.a.	-0,0077	-0,0085	-0,0253	
	MT		0,0404	-0,0061	-0,0239	
	AT		0,0502	-0,0052	-0,0233	
	MAT		0,1008	-0,0042	-0,0224	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	-0,0267	-0,0275	-0,0378	
	MT		0,0214	-0,0251	-0,0364	
	AT		0,0312	-0,0242	-0,0358	
	MAT		0,0818	-0,0232	-0,0349	
BTN bi-horária	BT	n.a.	-0,0275		-0,0378	
	MT		-0,0151		-0,0364	
	AT		-0,0123		-0,0358	
	MAT		-0,0005		-0,0349	
BTN simples	BT	n.a.	-0,0310			
	MT		-0,0223			
	AT		-0,0202			
	MAT		-0,0121			

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

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 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, deduzidas 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].

Tal como no semestre anterior, a partir de 1 de julho de 2023, e para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN> e BT<), 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 4-24. Caso contrário, dar-se-ia o caso de as instalações de armazenamento pagarem mais do que as instalações de consumo final.

Quadro 4-29 - 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	Energia ativa EUR/kWh			
	EUR/(kW.dia)	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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, são as constantes do Quadro 4-30. Uma vez que não são deduzidos quaisquer encargos CIEG, as tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento são idênticas, para todos os níveis de tensão e tipo de fornecimento, às tarifas de Acesso às Redes, constantes na secção 4.6.

Quadro 4-30 - 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	-0,0153
	Horas cheias	-0,0154
	Horas de vazio normal	-0,0154
	Horas de super vazio	-0,0155
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	0,0000
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0144
	Horas cheias	-0,0146
	Horas de vazio normal	-0,0149
	Horas de super vazio	-0,0151
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	0,2283
	Contratada	0,0155
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0118
	Horas cheias	-0,0123
	Horas de vazio normal	-0,0135
	Horas de super vazio	-0,0139
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	0,0195
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0136
	Horas cheias	-0,0149
	Horas de vazio normal	-0,0174
	Horas de super vazio	-0,0195
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	0,7176
	34,5	0,8970
	41,4	1,0764
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1008
	Horas cheias	-0,0042
	Hora vazio	-0,0224

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM BTN (≤20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0299
	2,3	0,0598
	3,45	0,0897
	4,6	0,1196
	5,75	0,1495
	6,9	0,1794
	10,35	0,2691
	13,8	0,3588
	17,25	0,4485
	20,7	0,5382
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		-0,0121
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	-0,0005
	Horas de vazio	-0,0349
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0818
	Horas cheias	-0,0232
	Hora vazio	-0,0349

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 4-28.

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 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].

Tal como no semestre anterior, a partir de 1 de julho de 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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, são nulas, conforme consta no Quadro 4-31. 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 4-31 - 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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, são as constantes do Quadro 4-32. 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 4-32 - 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	-0,0153
	Horas cheias	-0,0154
	Horas de vazio normal	-0,0154
	Horas de super vazio	-0,0155
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	0,0000
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0144
	Horas cheias	-0,0146
	Horas de vazio normal	-0,0149
	Horas de super vazio	-0,0151
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	0,2283
	Contratada	0,0155
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0118
	Horas cheias	-0,0123
	Horas de vazio normal	-0,0135
	Horas de super vazio	-0,0139
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 4-28.

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 ³⁸. 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 ³⁹.

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

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

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

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

4.11.1 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

³⁸ 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].

³⁹ Para o efeito, consultar a página da ERSE dedicada às tarifas da EGME em <https://www.erse.pt/mobilidade-eletrica/tarifas-e-precos/>.

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, nº 1 e n.º 3].

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

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

A estrutura constituída unicamente por preços de energia e, por isso, sem preços de potência contratada, resulta do facto de a carga a satisfazer (veículos automóveis) variar no tempo e no espaço. Esta variação espacial obriga a variabilizar os conceitos de potência contratada, convertendo-os em preços de energia.

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

Na sequência da consulta pública de reformulação do RT ⁴⁰, 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 ⁴¹.

As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, aplicáveis a todas as entregas da rede de mobilidade elétrica a UVE, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, são as constantes do Quadro 4-33 e do Quadro 4-34.

Quadro 4-33 - 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	0,0880
	Horas cheias	-0,0162
	Horas de vazio	-0,0324
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0065
	Horas de vazio	-0,0324

⁴⁰ [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico.

⁴¹ A análise subjacente encontra-se detalhada no documento «[Estrutura tarifária do setor elétrico em 2023](#)».

Quadro 4-34 - 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	0,1025
	Horas cheias	-0,0025
	Horas de vazio	-0,0289
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0202
	Horas de vazio	-0,0289

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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, apresentam-se no Quadro 4-35 e no Quadro 4-36.

Quadro 4-35 - 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	-0,0205	-0,0205	-0,0353
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 4-36 - 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	-0,0205	-0,0353
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 ⁴².

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.

⁴² Por exemplo, compra e venda de energia por contrato bilateral.

A tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA e a tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, constam do Quadro 4-37 e do Quadro 4-38, respetivamente.

Quadro 4-37 - 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	0,2029
	Horas cheias	0,1902
	Horas de vazio	0,1579
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1938
	Horas de vazio	0,1579

Quadro 4-38 - 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	0,2029
	Horas cheias	0,1902
	Horas de vazio	0,1579
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1938
	Horas de vazio	0,1579

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 da tarifa de Energia com as tarifas de Acesso às Redes e a tarifa de Comercialização, estando sujeitas ao mecanismo de convergência para tarifas aditivas previsto no RT, que visa limitar os impactes tarifários da referida convergência.

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 julho de 2023.

Quadro 4-39 - 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	0,2822
	Horas cheias	0,1541
	Horas de vazio	0,0895
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2425
	Horas cheias	0,1448
	Horas de vazio	0,0885

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 Tarifa bi-horária Tarifa tri-horária	Tarifa simples		0,1567
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1898
		Horas de vazio	0,1034
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2314
		Horas cheias	0,1679
		Horas de vazio	0,1034

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤2,3 kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0803
		2,3	0,1335
Energia ativa			EUR/kWh
	Tarifa simples		0,1521
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1898
		Horas de vazio	0,1034
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2314
		Horas cheias	0,1679
		Horas de vazio	0,1034

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	0,2970	
	Horas cheias	0,1591	
	Horas de vazio	0,0912	

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		0,1770	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2026	
	Horas de vazio	0,1076	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3212	
	Horas cheias	0,1730	
	Horas de vazio	0,1076	

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	0,2822
		Horas cheias	0,1541
		Horas de vazio	0,0895
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2425
		Horas cheias	0,1448
		Horas de vazio	0,0885

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		0,1567
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1898
		Horas de vazio	0,1034
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2314
		Horas cheias	0,1679
		Horas de vazio	0,1034

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 operacionalizado pela Diretiva n.º 1/2018, de 3 de janeiro. Assim, as faturas dos comercializadores devem incluir 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 CUR 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 do n.º 6, do artigo 26.º, do RT, 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 ou tipo de fornecimento, 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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, 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 4-40 - 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	0,1717	0,1622	0,1402	0,1257	0,1580	0,1544	0,1366	0,1329
AT	4	0,1754	0,1654	0,1426	0,1276	0,1614	0,1575	0,1389	0,1349
MT	4	0,1841	0,1728	0,1474	0,1312	0,1694	0,1645	0,1435	0,1387
BTE	4	0,2036	0,1892	0,1591	0,1377	0,1874	0,1801	0,1550	0,1456

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

As tarifas de Comercialização aplicáveis pelo comercializador de último recurso no âmbito do fornecimento supletivo não são alteradas com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 3/2023](#), de 11 de janeiro, publicada em Diário da República.

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 de 1 de julho de 2023.

Quadro 4-41 - 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	0,1573
	Horas cheias	0,1477
	Horas de vazio normal	0,1257
	Horas de super vazio	0,1111
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1436
	Horas cheias	0,1399
	Horas de vazio normal	0,1221
	Horas de super vazio	0,1183
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	0,0000
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1619
	Horas cheias	0,1517
	Horas de vazio normal	0,1286
	Horas de super vazio	0,1134
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1479
	Horas cheias	0,1438
	Horas de vazio normal	0,1249
	Horas de super vazio	0,1207
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	0,2283
	Contratada	0,0155
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1732
	Horas cheias	0,1614
	Horas de vazio normal	0,1348
	Horas de super vazio	0,1182
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1585
	Horas cheias	0,1531
	Horas de vazio normal	0,1309
	Horas de super vazio	0,1257
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	0,0195
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1904
	Horas cheias	0,1747
	Horas de vazio normal	0,1421
	Horas de super vazio	0,1186
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1742
	Horas cheias	0,1656
	Horas de vazio normal	0,1380
	Horas de super vazio	0,1265
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 os 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 julho de 2023.

Quadro 4-42 - 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	0,1539
	Horas cheias	0,1417
	Horas de vazio normal	0,1143
	Horas de super vazio	0,0977
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1392
	Horas cheias	0,1334
	Horas de vazio normal	0,1104
	Horas de super vazio	0,1052

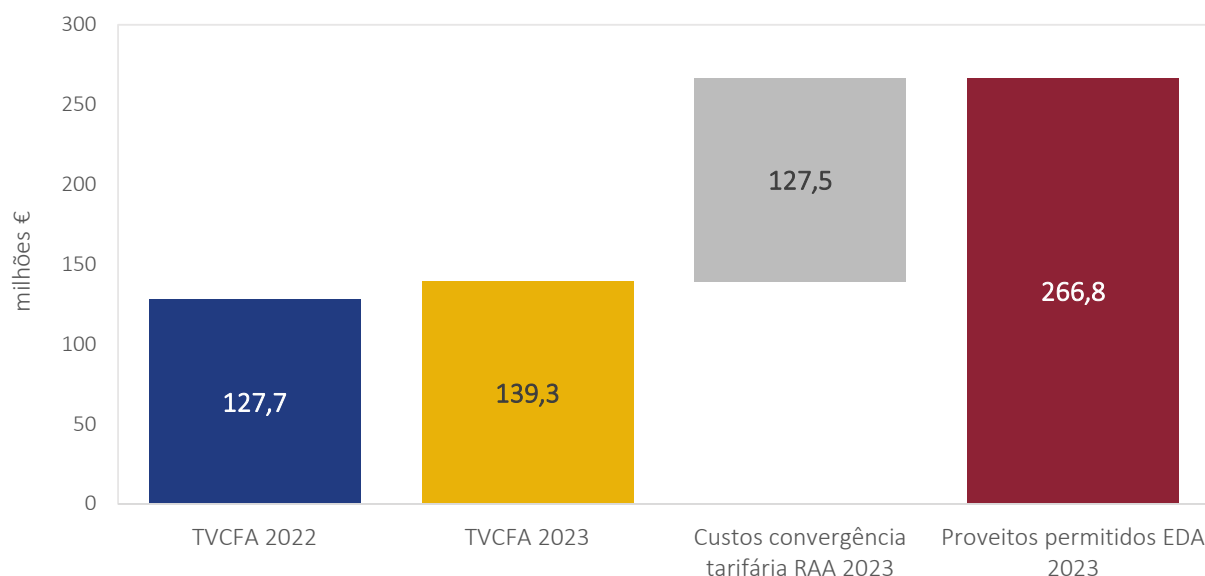
4.14 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

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 ⁴³

TVCFA 2022 - Proveitos obtidos com a aplicação das TVCF da RAA em 2022, em valor médio do ano.

TVCFA 2023 - Proveitos obtidos com a aplicação das TVCF da RAA em 2023, a partir de 1 de julho de 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 139,3 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.

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

⁴³ A TVCFA de 2022 inclui o efeito das atualizações trimestrais na tarifa de energia a abril e a outubro de 2022 e o efeito da fixação excecional ocorrida em julho de 2022. A TVCFA de 2023 resulta da fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2023.

Quadro 4-43 - 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
		0,0078
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2374
	Contratada	0,0452
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1838
	Horas cheias	0,1572
	Horas de vazio normal	0,1065
	Horas de super vazio	0,0978
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1769
	Horas cheias	0,1514
	Horas de vazio normal	0,1037
	Horas de super vazio	0,1009
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0334
	Capacitiva	0,0251

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,2299
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,5800
	Contratada	0,0503
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1832
	Horas cheias	0,1613
	Horas de vazio normal	0,1061
	Horas de super vazio	0,0948
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1827
	Horas cheias	0,1593
	Horas de vazio normal	0,1045
	Horas de super vazio	0,0961
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0359
	Capacitiva	0,0274

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,2592
	34,5	1,5664
	41,4	1,8737
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2924
	Horas cheias	0,1570
	Horas de vazio	0,0902

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	0,1715
	4,6	0,2237
	5,75	0,2732
	6,9	0,3246
	10,35	0,4770
	13,8	0,6294
	17,25	0,7799
	20,7	0,9395
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1619
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1936
	Horas de vazio	0,1036
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2336
	Horas cheias	0,1679
	Horas de vazio	0,1036

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	0,0712
	2,3	0,1285
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1578
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1936
	Horas de vazio	0,1036
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2336
	Hora cheias	0,1679
	Hora vazio	0,1036

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		0,0454
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2924
	Horas cheias	0,1570
	Horas de vazio	0,0902

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0486
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1619
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1936
	Horas de vazio	0,1036
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2336
	Horas cheias	0,1679
	Horas de vazio	0,1036

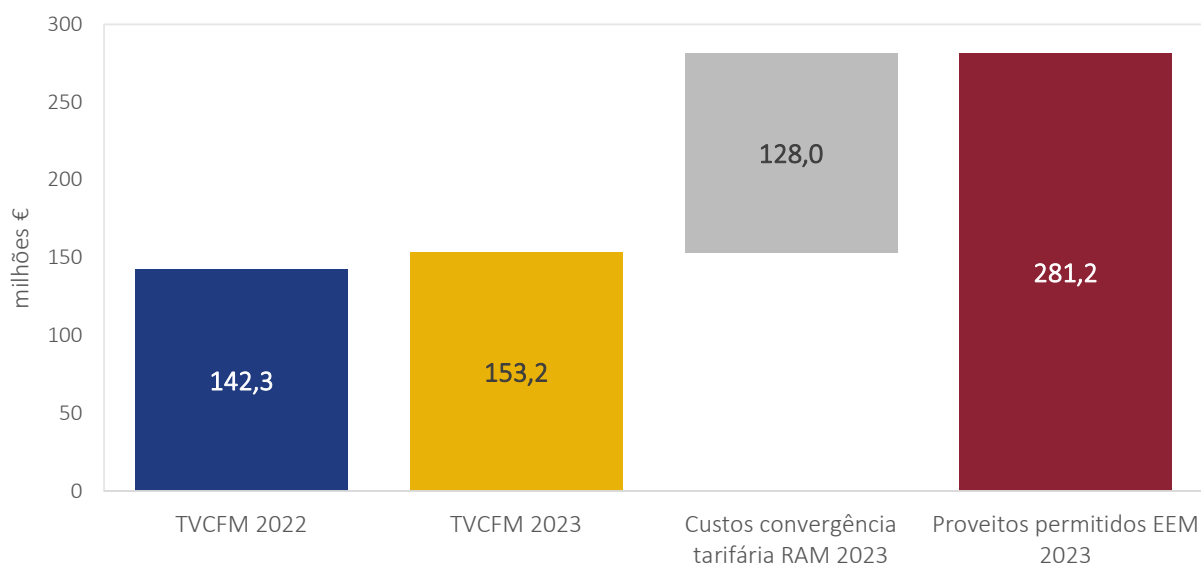
4.15 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

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 ⁴⁴

TVCFM 2022 - Proveitos obtidos com a aplicação das TVCF da RAM em 2022, valor médio do ano.

TVCFM 2023 - Proveitos obtidos com a aplicação das TVCF da RAM em 2023, a vigorar a partir de 1 de julho de 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 153,2 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.

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

⁴⁴ A TVCFM de 2022 inclui o efeito das atualizações trimestrais na tarifa de energia a abril e a outubro de 2022 e o efeito da fixação excecional ocorrida em julho de 2022. A TVCFA de 2023 resulta da fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2023.

Quadro 4-44 - 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
		0,0079
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2398
	Contratada	0,0456
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1855
	Horas cheias	0,1584
	Horas vazio normal	0,1075
	Horas super vazio	0,0985
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1786
	Horas cheias	0,1527
	Horas vazio normal	0,1045
	Horas super vazio	0,1016
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0337
	Capacitiva	0,0253

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,2281
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,5792
	Contratada	0,0490
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1838
	Horas cheias	0,1603
	Horas vazio normal	0,1058
	Horas super vazio	0,0944
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1826
	Horas cheias	0,1582
	Horas vazio normal	0,1037
	Horas super vazio	0,0956
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0356
	Capacitiva	0,0271

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,1717
	34,5	1,4374
	41,4	1,7026
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2905
	Horas cheias	0,1564
	Horas de vazio	0,0861

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	0,1709
	4,6	0,2227
	5,75	0,2725
	6,9	0,3237
	10,35	0,4773
	13,8	0,6296
	17,25	0,7819
	20,7	0,9342
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1603
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1925
	Horas de vazio	0,1036
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2294
	Horas cheias	0,1686
	Horas vazio	0,1036

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	0,0689
	2,3	0,1229
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1575
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1925
	Horas de vazio	0,1036
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2294
	Horas cheias	0,1686
	Hora vazio	0,1036

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		0,0417
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2905
	Horas cheias	0,1564
	Horas de vazio	0,0861

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($IP \leq 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0482
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1603
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1925
	Horas de vazio	0,1036
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2294
	Horas cheias	0,1686
	Horas vazio	0,1036

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 15/2022, de 14 de janeiro [artigo 196.º e seguintes], passou a integrar o regime da tarifa social de eletricidade, inicialmente criado pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, prevendo que a mesma é aplicável a clientes finais economicamente vulneráveis, sendo calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em BTN, nos termos do RT. A aplicação de um desconto no acesso às redes permite garantir o acesso a todos os consumidores a este regime, independentemente do seu comercializador de energia elétrica.

A ERSE estabelece a tarifa social de Acesso às Redes e a tarifa social de Venda a Clientes Finais aplicável pelo comercializador de último recurso.

O desconto da tarifa social é aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área de energia. Para o ano de 2023 foi estabelecido, através do [Despacho n.º 12461/2022](#), 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 EUR/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 BTN, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo ⁴⁵, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

No Quadro 4-45 apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2023 e o montante do desconto revisto a vigorar a partir de 1 de julho de 2023 ⁴⁶. 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 4-45 - Clientes beneficiários da tarifa social e valor global do desconto

	N.º de clientes beneficiários de tarifa social	Desconto (Mil €)
Portugal continental	811 929	118 986
RA Açores	19 587	3 203
RA Madeira	21 229	3 431

4.16.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES

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 a partir de 1 de julho de 2023. Para se obter um desconto de 33,8% sobre as tarifas Transitórias de Venda a Clientes

⁴⁵ Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a 6 272,64 euros, acrescido de 50% por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de 10.

⁴⁶ Os montantes dos custos com a tarifa social alteram-se devido à nova previsão dos mesmos referentes ao próprio ano de 2023. Para efeitos do desconto da tarifa social o valor a considerar entre julho e dezembro de 2023 deverá ser metade do previsto na presente proposta.

Finalis, conforme Despacho do membro do Governo responsável pela área de energia, a tarifa social de Acesso às Redes tem preços nulos de potência contratada e preços negativos de energia.

De acordo com os valores publicados no Quadro 4-46 verifica-se que a tarifa social de Acesso às Redes resulta num valor negativo no ano de 2023 para os clientes vulneráveis, uma vez que apresenta preços de potência contratada nulos e valores negativos em quase todos os preços de energia. No entanto, a fatura final dos clientes vulneráveis que usufruem da tarifa Social terá valores positivos, pois a mesma resulta do somatório da componente de acesso às redes e da componente de energia, tendo esta última um peso superior.

Quadro 4-46 - 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
	5,75	0,0000
	6,9	0,0000
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		-0,0577
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	-0,0461
	Horas de vazio	-0,0805
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0362
	Hora cheias	-0,0688
	Hora vazio	-0,0805

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis, a partir de 1 de julho de 2023, são os seguintes:

Quadro 4-47 - 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	0,0598
	3,45	0,0897
	4,6	0,1196
	5,75	0,1495
	6,9	0,1794
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0456
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0456
	Horas de vazio	0,0456
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0456
	Hora cheias	0,0456
	Hora vazio	0,0456

Os valores indicados no Quadro 4-47 resultam da diferença entre os valores das tarifas de Acesso às Redes em BTN ≤ 6,9 kVA referidas no Quadro 4-19 e as tarifas sociais de Acesso às Redes referidas no Quadro 4-46, 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

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis dos comercializadores de último recurso em Portugal continental, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, são os seguintes:

Quadro 4-48 - 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	0,0791
	4,6	0,1001
	5,75	0,1208
	6,9	0,1416
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1111
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1442
	Horas de vazio	0,0578
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1858
	Horas cheias	0,1223
	Horas de vazio	0,0578

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	0,0737
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1065
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1442
	Horas de vazio	0,0578
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1858
	Horas cheias	0,1223
	Horas de vazio	0,0578

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis pela concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, são os seguintes:

Quadro 4-49 - 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		0,0818
	4,6		0,1041
	5,75		0,1237
	6,9		0,1452
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1163
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1480
	Horas de vazio		0,0580
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1880
	Horas cheias		0,1223
	Horas de vazio		0,0580

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		0,0413
	2,3		0,0687
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1122
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1480
	Horas de vazio		0,0580
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1880
	Horas cheias		0,1223
	Horas de vazio		0,0580

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis pela concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, são os seguintes:

Quadro 4-50 - 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 (≤ 6,9 kVA e > 2,3 kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,0812
		4,6	0,1031
		5,75	0,1230
		6,9	0,1443
Energia ativa			EUR/kWh
	Tarifa simples		0,1147
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1469
		Horas de vazio	0,0580
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1838
		Horas cheias	0,1230
		Horas de vazio	0,0580

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (≤ 2,3 kVA)			PREÇOS
Potência			EUR/dia
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0390
		2,3	0,0631
Energia ativa			EUR/kWh
	Tarifa simples		0,1119
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1469
		Horas de vazio	0,0580
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1838
		Horas cheias	0,1230
		Horas de vazio	0,0580

5 TRANSFERÊNCIAS ENTRE AGENTES DO SEN E VALOR GLOBAL DOS AJUSTAMENTOS

A presente revisão tarifária excecional tem impacte nos montantes das transferências entre os agentes do SEN no 2.º semestre de 2023, nomeadamente as referentes à Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) do Agente Comercial, aos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, aos custos com a tarifa social, ao diferencial de custo da produção em regime especial e aos custos decorrentes da sustentabilidade de mercados.

Nesta revisão tarifária excecional, mantêm-se inalteradas as demais transferências publicadas na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, nomeadamente as referentes às titularizações de dívida tarifária, a transferir pelo operador da rede de distribuição às entidades cessionárias dos diferentes créditos.

5.1 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA REN

5.1.1 TRANSFERÊNCIAS PARA REN TRADING

No quadro seguinte apresentam-se as transferências entre a REN e a REN Trading no 2.º semestre de 2023, referentes aos proveitos permitidos da atividade de CVEE do Agente Comercial, decorrentes desta revisão tarifária.

Quadro 5-1 - Transferências da REN para a REN Trading no 2.º semestre de 2023

Unidade: EUR

	Proveitos Permitidos da REN Trading
Julho	-31 534 892
Agosto	-31 534 892
Setembro	-31 534 892
Outubro	-31 534 892
Novembro	-31 534 892
Dezembro	-31 534 892

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

5.1.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Apresentam-se nos quadros seguintes as transferências da REN para a EDA no 2.º semestre de 2023, referentes aos custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores decorrentes desta revisão tarifária.

Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA relativas à convergência tarifária no 2.º semestre de 2023

Unidade: EUR	
	Custo com a convergência tarifária
Julho	10 626 427
Agosto	10 626 427
Setembro	10 626 427
Outubro	10 626 427
Novembro	10 626 427
Dezembro	10 626 427

Os valores das transferências da REN para a EDA, para suportar os custos com a tarifa social da Região Autónoma dos Açores no 2.º semestre de 2023, são apresentados no quadro seguinte. Para além de incorporar o valor dos novos descontos com tarifa social relativos ao ano de 2023, que resultam da presente revisão tarifária, estas transferências mantêm os valores dos ajustamentos aos descontos de 2021 e 2022 publicados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EDA relativas à tarifa social no 2.º semestre de 2023

Unidade: EUR	
	Tarifa social
Julho	330 509
Agosto	330 509
Setembro	330 509
Outubro	330 509
Novembro	330 509
Dezembro	330 509

5.1.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No quadro seguinte apresentam-se as transferências da REN para a EEM no 2.º semestre de 2023, referentes aos custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira decorrentes desta revisão tarifária.

Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM relativas à convergência tarifária no 2.º semestre de 2023

Unidade: EUR	
	Custo com a convergência tarifária
Julho	10 668 007
Agosto	10 668 007
Setembro	10 668 007
Outubro	10 668 007
Novembro	10 668 007
Dezembro	10 668 007

Os valores das transferências da REN para a EEM, para suportar os custos com a tarifa social da Região Autónoma da Madeira no 2.º semestre de 2023, são apresentados no quadro seguinte. Para além de incorporar o valor dos novos descontos com tarifa social relativos ao ano de 2022, que resultam da presente revisão tarifária, estas transferências mantêm os valores dos ajustamentos aos descontos de 2021 e 2022 publicados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EEM relativas à tarifa social no 2.º semestre de 2023

Unidade: EUR	
	Tarifa social
Julho	286 656
Agosto	286 656
Setembro	286 656
Outubro	286 656
Novembro	286 656
Dezembro	286 656

5.1.4 TRANSFERÊNCIAS PARA A E-REDES

Os valores das transferências da REN para a E-REDES, para suportar os custos com a tarifa social em Portugal Continental no 2.º semestre de 2023, são apresentados no quadro seguinte. Para além de incorporar o valor dos novos descontos com tarifa social relativos ao ano de 2023, que resultam da presente revisão tarifária, estas transferências mantêm os valores dos ajustamentos aos descontos de 2021 e 2022 publicados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

Quadro 5-6 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à tarifa social no 2.º semestre de 2023

Unidade: EUR	
Tarifa social	
Julho	9 060 839
Agosto	9 060 839
Setembro	9 060 839
Outubro	9 060 839
Novembro	9 060 839
Dezembro	9 060 839

5.2 TRANSFERÊNCIAS ENTRE A E-REDES E A SU ELETRICIDADE

A presente revisão tarifária atualizou: (i) os diferenciais de custo com aquisição de energia elétrica a PRE com remuneração garantida; e (ii) os custos decorrentes da sustentabilidade de mercados. Por este motivo, republicam-se os montantes mensais para o 2.º semestre de 2023 a transferir entre o operador da rede de distribuição em AT e MT (E-REDES) e o comercializador de último recurso (SU Eletricidade).

Quadro 5-7 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade no 2.º semestre de 2023

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Devolução de créditos aos consumidores	Sustentabilidade mercados	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Julho	-192 270 806	-46 558	16 889 359	-7 610	-175 435 615
Agosto	-192 270 806	-46 558	16 889 359	-7 610	-175 435 615
Setembro	-192 270 806	-46 558	16 889 359	-7 610	-175 435 615
Outubro	-192 270 806	-46 558	16 889 359	-7 610	-175 435 615
Novembro	-192 270 806	-46 558	16 889 359	-7 610	-175 435 615
Dezembro	-192 270 806	-46 558	16 889 359	-7 610	-175 435 615

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

5.3 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2021 E 2022

Dando cumprimento ao estipulado no artigo 209.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, identificam-se os montantes de ajustamentos referentes a 2021 e 2022 e respetivos juros, subjacentes às tarifas a vigorar entre julho e dezembro de 2023, para as entidades reguladas em que ocorreram alterações nestes montantes.

Quadro 5-8 - 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) x (1+spread) x (1+spread)]	(3)	(4) = [(3) x (1+spread)-1]	(5)	(6) = (1)+(2)-(3)+(4)+(5)	(7)	(8) = [(7) x (1+spread)-1]	(9) = (7)+(8)	(10) = (6)+(9)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	227 108	3 053	148 437	1 981	0	79 743	381 550	5 093	386 643	466 386
Proveitos permitidos à REN Trading	227 108	3 053	148 437	1 981	0	79 743	381 550	5 093	386 643	466 386

Quadro 5-9 - 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	645 378	8 615	653 993	829 276
Sobrecusto da PRE	1 269 561	17 068	1 065 348	14 221	207 060	814 022	10 866	824 889	1 031 949
CVEE Fornecimento Clientes	-100 983	-1 358	-67 433	-900	-34 007	-168 644	-2 251	-170 895	-204 903
Ajustamento da aditividade tarifária	2 201	30			2 230				2 230
Comercialização	475	6			481	78	1	79	561
Proveitos permitidos à SU Eletricidade	1 171 253	15 747	997 915	13 321	175 764	645 457	8 616	654 073	829 837

ESTIMATIVA DOS AJUSTAMENTO DE 2022 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2024 DA ATIVIDADE DE CVEE DO CUR

Considerando os dados enviados pela SU Eletricidade a 1 de maio, no âmbito do processo de definição de tarifas para o ano de 2024, o valor agregado dos ajustamentos provisórios de 2022 das duas funções da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) do CUR seria cerca de 254,7 milhões de euros inferior ao que resulta do cálculo efetuado nesta revisão excecional das tarifas de 2023⁴⁷.

Com esses dados e tendo presente os ajustamentos provisórios de 2022 das funções de CVEE da PRE com remuneração garantida e de CVEE para fornecimento a clientes, determinados nos dois exercícios tarifários de 2023 (ver Quadro 3-17 e Quadro 3-19), estima-se que o valor agregado dos ajustamentos da atividade de CVEE do CUR a repercutir nas tarifas de 2024 seja de 319,3 milhões de euros, a favor da empresa, dos quais +367,2 milhões de euros respeitantes à função de CVEE da PRE e -47,9 milhões de euros respeitantes à função de CVEE para fornecimento a clientes.

Assinala-se que este valor não considera as taxas de juro a aplicar de 2023 para 2024⁴⁸ e foi obtido sem o escrutínio detalhado das contas reguladas e auditadas do ano 2022.

⁴⁷ Resultante de diferenças de -292,4 milhões de euros no caso da função CVEE da PRE e +37,7 milhões de euros no caso da função CVEE para fornecimento a clientes.

⁴⁸ A taxa de juro corresponde à taxa de juro Euribor a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro de 2023, acrescida de um *spread*. Nos últimos 6 exercícios tarifários, os *spreads* situaram-se entre 0,5 p.p. e 0,75 p.p..

6 ANÁLISE DO IMPACTO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

No presente capítulo apresentam-se os impactes nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE.

Os impactes das decisões tarifárias são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios ⁴⁹ (secções 6.1 a 6.7): (i) das tarifas por atividade; (ii) das tarifas de Acesso às Redes; (iii) dos preços médios de referência de Venda a Clientes Finais; (iv) das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso; (v) das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo; (vi) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA; e (vii) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM. Adicionalmente são ainda apresentadas análises sobre a convergência para a tarifa aditiva (secção 6.8) e sobre os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (secção 6.9).

Relativamente à evolução dos preços médios nas secções 6.1 até 6.7 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, consumos 2022»:** O primeiro estado corresponde à situação no ano 2022, isto é, assume as quantidades e as tarifas para 2022 ⁵⁰.
- **«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.
- **«Tarifas 2023, consumos 2023»:** O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2023 ⁵¹ às 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 6-1). 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).

⁴⁹ Entende-se por «preço médio», medido em EUR/kWh, a divisão entre os proveitos (em euros) de uma atividade e o respetivo consumo de energia elétrica (em kWh).

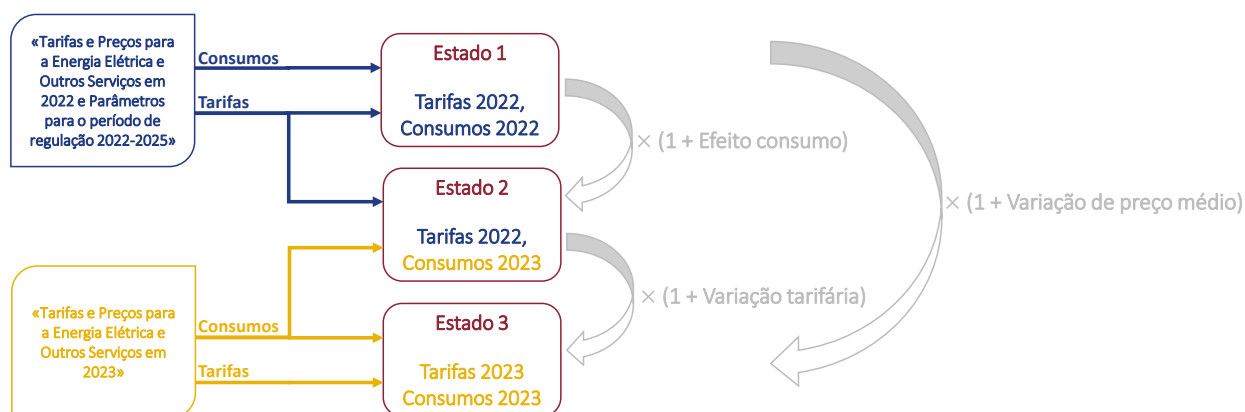
⁵⁰ As «Tarifas 2022» consideram o impacte anualizado das atualizações trimestrais ocorridas em abril e outubro de 2022 e da fixação excecional ocorrida em julho de 2022.

⁵¹ As «Tarifas 2023» consideram o impacte anualizado da revisão trimestral a vigorar a partir de abril de 2023 e o efeito da atual fixação excecional de tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2023.

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 ⁵²:

$$(1 + \text{Variação de preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$$

Figura 6-1 - Decomposição da variação de preço médio



Nota: As «Tarifas 2022» consideram o impacto anualizado das atualizações trimestrais a vigorar a partir de abril e outubro de 2022 e da fixação excecional a vigorar a partir de julho de 2022.

As «Tarifas 2023» consideram o impacto anualizado da atualização trimestral a vigorar a partir de abril de 2023 e o efeito da atual fixação excecional de tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2023.

Em resumo, o efeito da variação tarifária entre o ano 2022 e o ano 2023 traduz a alteração dos preços das tarifas (incluindo os efeitos das atualizações trimestrais da tarifa de energia em 2022 e 2023, a fixação excecional ocorrida em 2022 e a presente fixação excecional), assumindo a estrutura de consumos do ano 2023.

6.1 TARIFAS POR ATIVIDADE

6.1.1 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.

⁵² Para variações reduzidas, por exemplo, inferiores a 2%, a equação pode ser aproximada da seguinte forma: Variação de preço médio $\approx$ Variação tarifária + Efeito consumo.

A Figura 6-2 apresenta a variação do preço médio e as respectivas decomposições para as várias tarifas que compõem a tarifa de Acesso às Redes, a qual é suportada por todos os consumidores do mercado elétrico, incluindo o mercado liberalizado e o mercado regulado. A figura identifica que a tarifa de Uso Global do Sistema apresenta um decréscimo muito significativo do preço médio entre 2022 e 2023, com o preço médio a assumir em 2023 um valor ainda mais negativo do que em 2022. Tal como mencionado anteriormente, este valor negativo é justificado com os valores negativos do diferencial de custo CAE e do diferencial de custo da PRE renovável repercutidos em 2023, 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. Esta tarifa não sofre alterações em julho de 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 pelo acréscimo tarifário ocorrido em janeiro de 2023. 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 entre 2022 e 2023. Estas tarifas de uso das redes também não sofrem alterações em julho de 2023.

Figura 6-2 - Decomposição da variação 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 Operação Logística de Mudança de Comercializador	0,00003 €/kWh Receitas: 1 360 mil € Quantidades: 45 515 GWh	0,00002 €/kWh Receitas: 1 102 mil € Quantidades: 44 688 GWh	-17,5%	-20,4%	3,6%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-0,0174 €/kWh Receitas: -792 781 mil € Quantidades: 45 515 GWh	-0,0545 €/kWh Receitas: -2 435 746 mil € Quantidades: 44 688 GWh	-212,9%	-213,2%	0,1%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	0,0025 €/kWh Receitas: 6 198 mil € Quantidades: 2 468 GWh	0,0028 €/kWh Receitas: 6 236 mil € Quantidades: 2 210 GWh	12,4%	7,1%	4,9%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	0,0068 €/kWh Receitas: 294 385 mil € Quantidades: 43 047 GWh	0,0074 €/kWh Receitas: 314 595 mil € Quantidades: 42 478 GWh	8,3%	7,6%	0,7%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0019 €/kWh Receitas: 82 134 mil € Quantidades: 43 047 GWh	0,0019 €/kWh Receitas: 81 026 mil € Quantidades: 42 478 GWh	0,0%	-0,5%	0,4%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0089 €/kWh Receitas: 323 080 mil € Quantidades: 36 154 GWh	0,0089 €/kWh Receitas: 318 492 mil € Quantidades: 35 728 GWh	-0,2%	-0,6%	0,4%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0300 €/kWh Receitas: 636 419 mil € Quantidades: 21 247 GWh	0,0306 €/kWh Receitas: 648 144 mil € Quantidades: 21 190 GWh	2,1%	1,1%	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 excecional ocorrida a 1 de julho de 2022 e o preço médio de 2023 inclui o efeito da atual fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2023.

A Figura 6-3 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização ⁵³, 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

⁵³ 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.

significativo, de +46,7% do preço médio, impulsionado essencialmente pelo efeito da variação tarifária (+48,2%). 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% em janeiro de 2023 e por um efeito consumo de -13,7%. A tarifa de Comercialização não sofre qualquer alteração em julho de 2023.

Figura 6-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de Energia e de Comercialização

Tarifa	Preço médio 2022	Preço médio 2023	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia	0,1451 €/kWh Receitas: 280 134 mil € Quantidades: 1 930 GWh	0,2129 €/kWh Receitas: 566 209 mil € Quantidades: 2 659 GWh	46,7% 	48,2% 	-1,0%
Tarifa de Comercialização	0,0110 €/kWh Receitas: 21 146 mil € Quantidades: 1 930 GWh	0,0082 €/kWh Receitas: 21 753 mil € Quantidades: 2 659 GWh	-25,3% 	-13,5% 	-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 de abril e outubro de 2022 e da fixação excecional ocorrida em 1 de julho de 2022 e o preço médio de 2023 inclui o efeito da atualização trimestral de abril e o efeito da atual fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2023.

6.2 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

6.2.1 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 ⁵⁴. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio, discriminada por atividade regulada.

A Figura 6-4 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Acesso às Redes. O decréscimo muito significativo de -297,2% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2022 e 2023, é impulsionado fundamentalmente por um decréscimo tarifário de -288,7%. Esta diminuição justifica-se pelo decréscimo da tarifa de Uso Global do Sistema (capítulo 6.1.1) decorrente da acentuada redução dos CIEG.

⁵⁴ A análise inclui nos valores de tarifas dos anos 2022 e 2023 o efeito da fixação excecional de tarifas de julho de 2022 e o efeito da atual fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2023, nomeadamente na tarifa de Uso Global do Sistema e na tarifa de Acesso às Redes.

Figura 6-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes

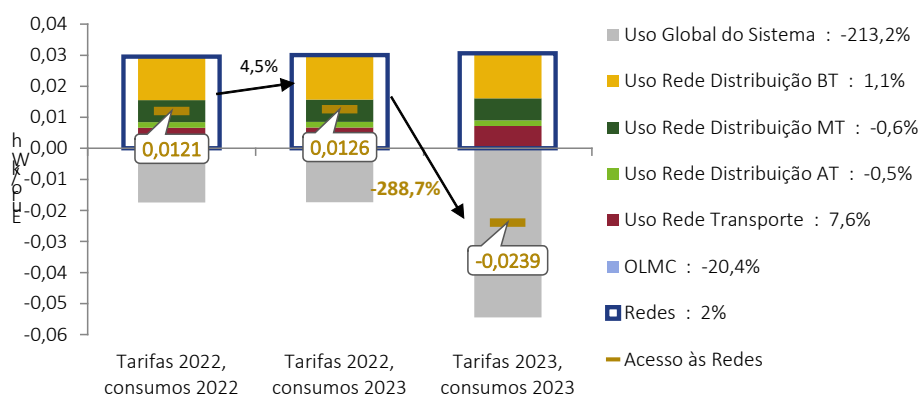
Tarifa	Preço médio 2022	Preço médio 2023	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Acesso às Redes	0,0121 €/kWh Receitas: 550 796 mil € Quantidades: 45 515 GWh	-0,0239 €/kWh Receitas: -1 066 151 mil € Quantidades: 44 688 GWh	-297,2%	-288,7%	4,5%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio de 2022 inclui o efeito da fixação excecional ocorrida em 1 de julho de 2022 e o preço médio de 2023 inclui o efeito da atual fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2023.

Na legenda da Figura 6-5, 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 -213,2% para o Uso Global do Sistema, sendo esta última tarifa a única que é revista em julho de 2023.

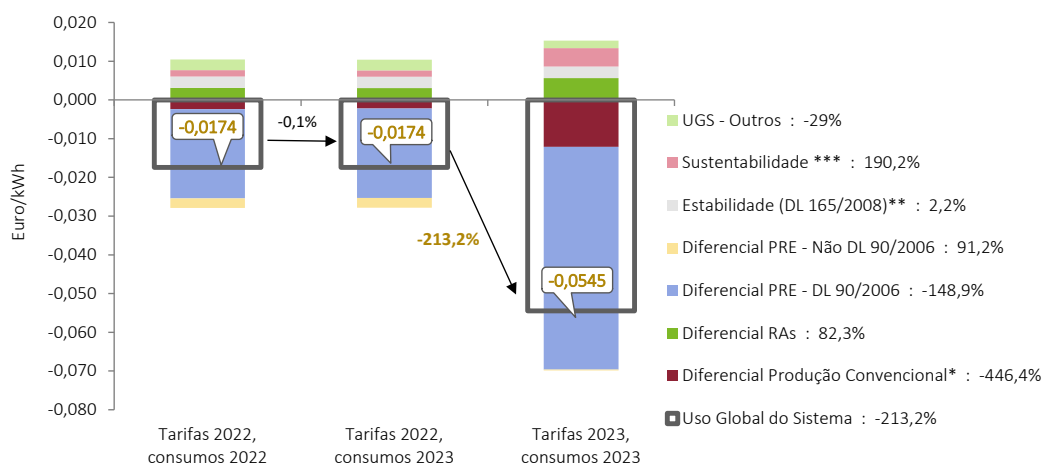
Em dezembro de 2022 a ERSE tinha anunciado uma redução das tarifas de Acesso às Redes de -505,6% em 2023. Devido à revisão, em julho, dos preços de energia e consequente impacto na tarifa de Uso Global do Sistema, a variação da tarifa de Acesso às Redes em 2023 será de -288,7%.

Figura 6-5 - 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 6-6 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema



* Inclui os diferenciais associados à produção convencional em regime de mercado, designadamente o diferencial de custo das centrais com CAE, os 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 -324,8% em MAT, de -270,8% em AT, de -187,9% em MT, de -107,6% em BTE e de -184,7% em BTN, respetivamente.

Figura 6-7 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MAT

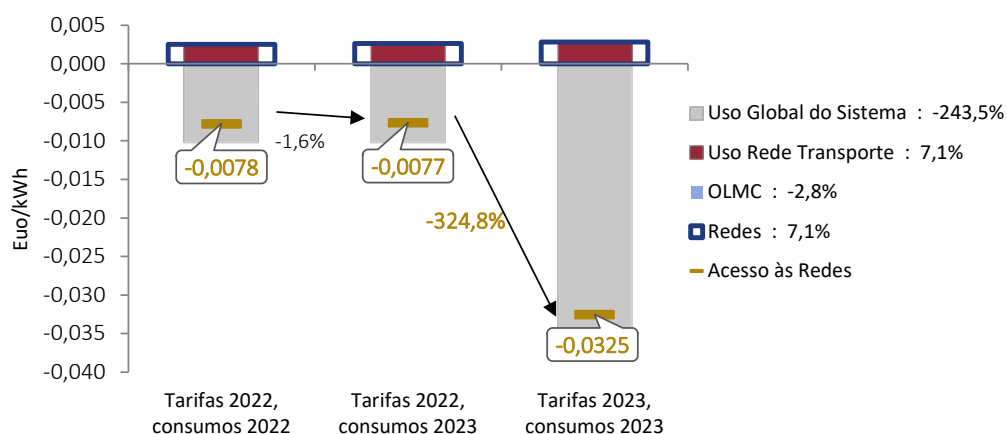


Figura 6-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT

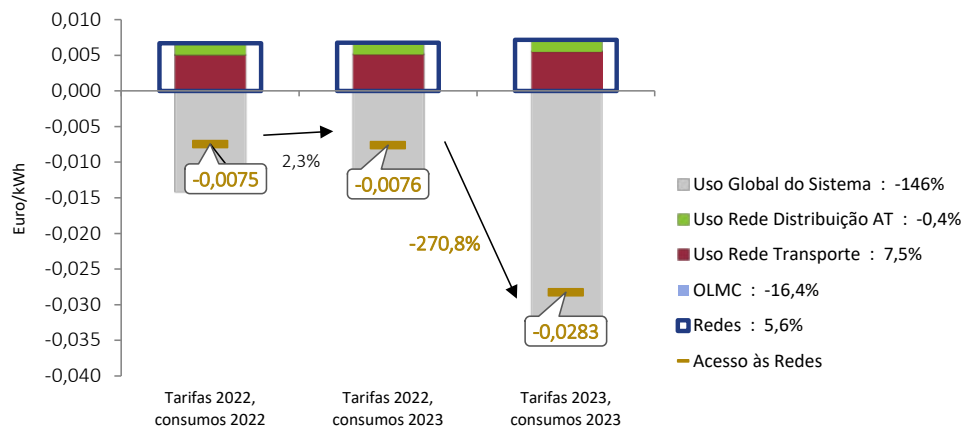


Figura 6-9 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT

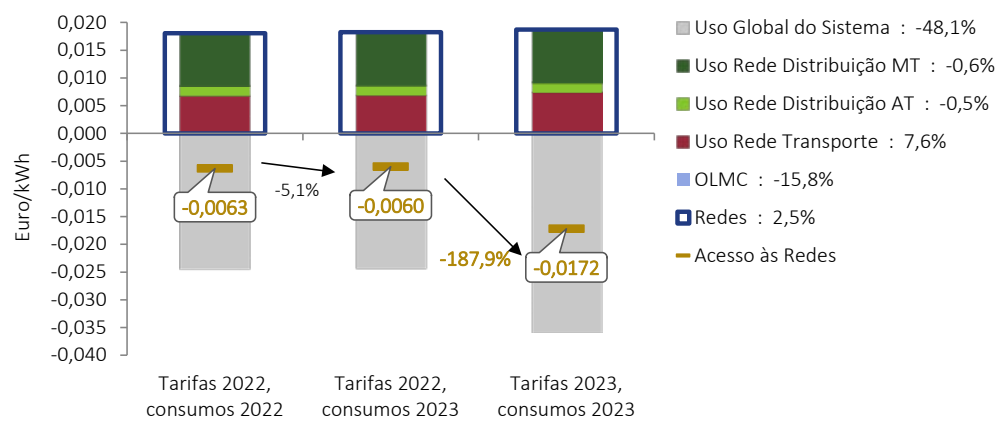


Figura 6-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE

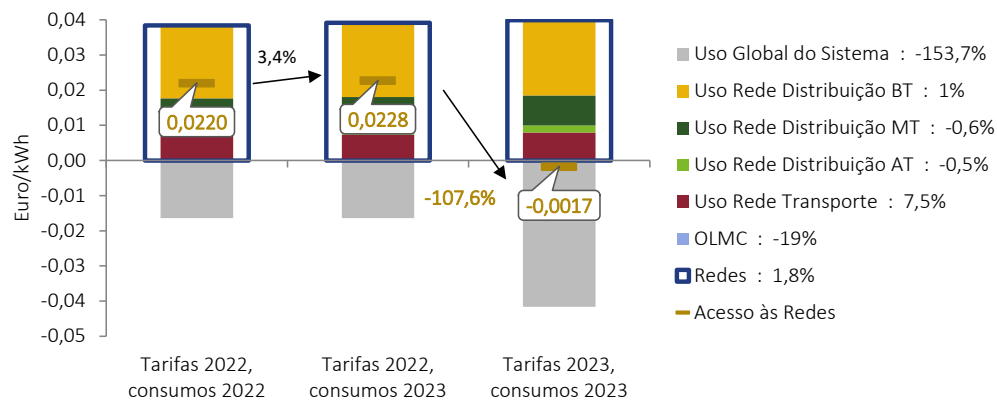
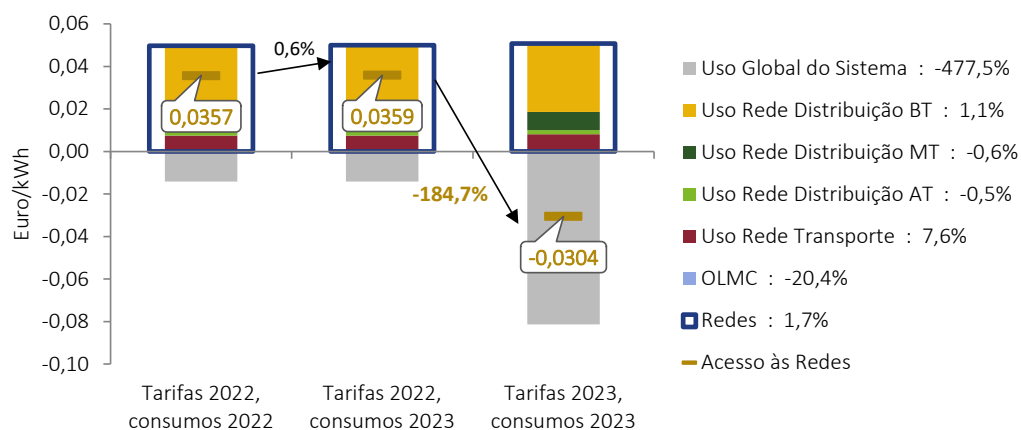


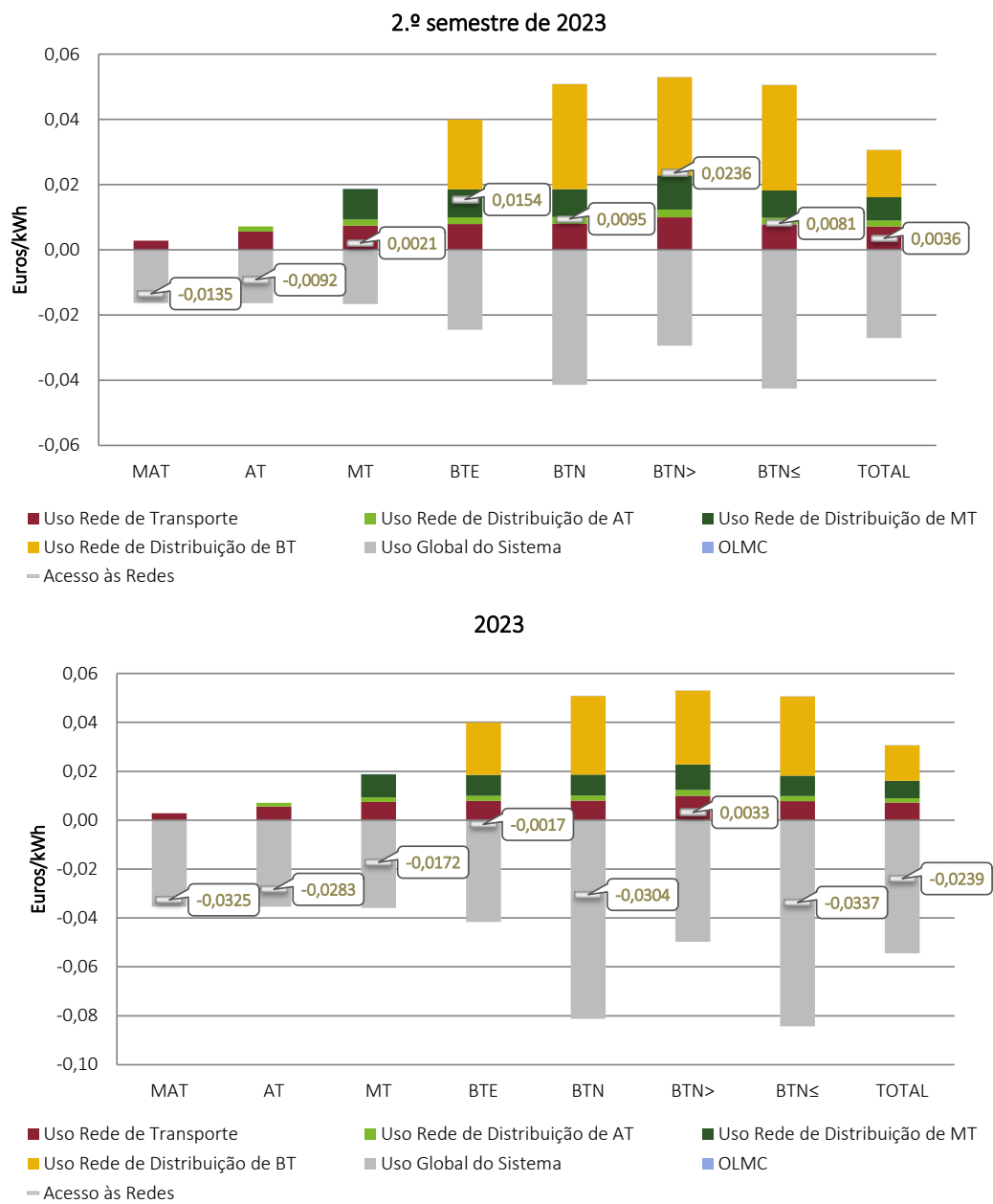
Figura 6-11 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTN



6.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2023

Na Figura 6-12, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes para o segundo semestre de 2023 e para o ano de 2023.

**Figura 6-12 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes,
decomposição por atividade**

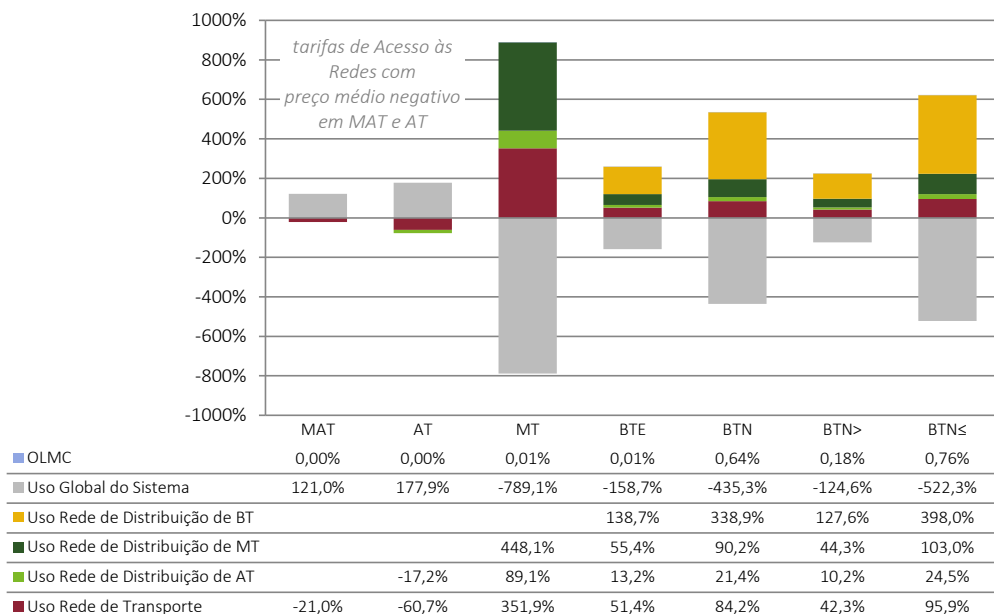


A Figura 6-12 é representativa da situação atípica atual, com os CIEG incluídos nas tarifas de Acesso às Redes a contribuírem para a redução do preço médio entre 2022 e 2023 em todos os níveis de tensão. Com a exceção da BTN>, conduzem, inclusive, a que as tarifas de Acesso às Redes assumam valores negativos em 2023. Refira-se que no segundo semestre de 2023 a redução do preço médio não é tão expressiva como no primeiro semestre, devido ao acréscimo da tarifa de UGS entre junho e julho de 2023.

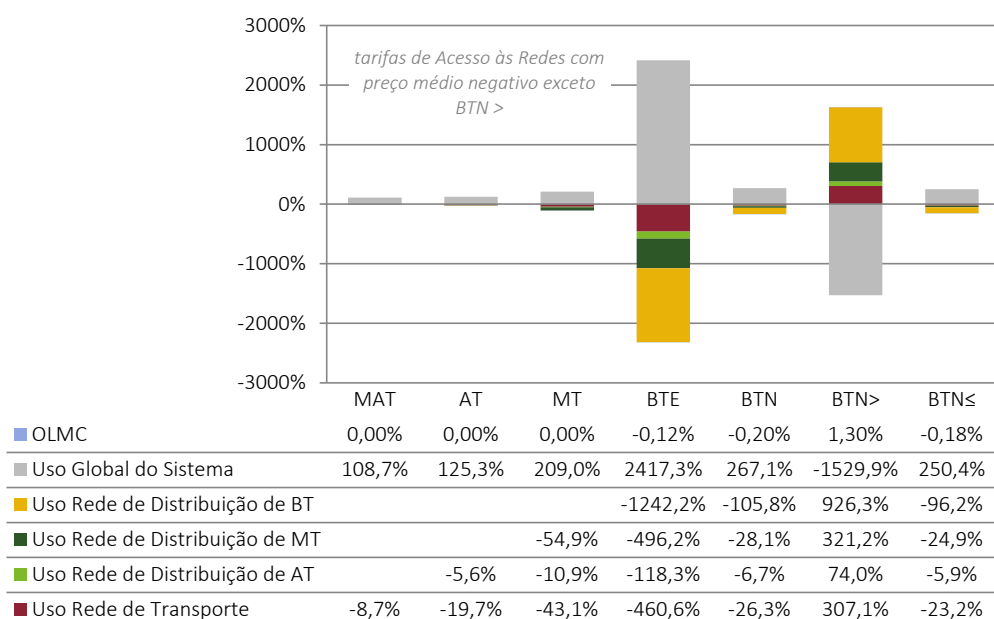
Na Figura 6-13 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada, para cada nível de tensão, para o segundo semestre de 2023 e para o ano de 2023.

Figura 6-13 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade

2.º semestre de 2023



2023



Na Figura 6-14 e na Figura 6-15 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, quer para o segundo semestre de 2023, quer para o ano de 2023.

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 6-14 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes



Figura 6-15 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



6.3 PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

6.3.1 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 regulado e liberalizado. Assim, os preços médios de referência de venda a clientes finais representam a

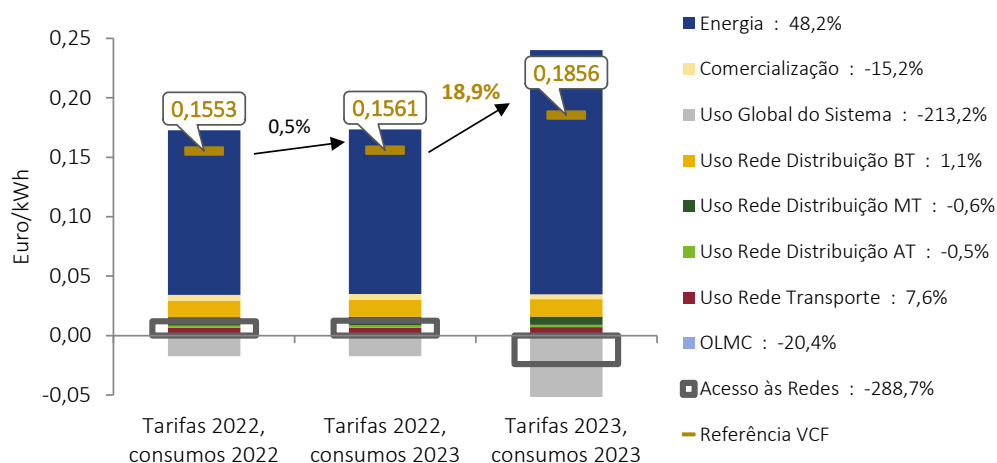
melhor expectativa dos preços eficientes praticados no mercado retalhista. Apresenta-se igualmente a estrutura destes preços médios por atividade regulada para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

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. O preço médio de referência de venda a clientes finais de 2023 inclui o efeito da atualização trimestral de abril de 2023 e o efeito da atual fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2023.

A variação de +19,5% no preço médio de referência de venda a clientes finais, entre 2022 e 2023, decorre de um aumento tarifário de +18,9% e de um acréscimo de +0,5% por efeito consumo (Figura 6-16).

Na legenda da Figura 6-16, 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, -213,2% para o Uso Global do Sistema, -20,4% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador, -15,2% para a Comercialização e +48,2% para a Energia.

Figura 6-16 - 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.

Verifica-se que, em variações anuais, o decréscimo da parcela de Uso Global do Sistema não compensa o acréscimo acentuado da energia, originando um aumento do preço médio de referência de venda a clientes finais para todos os níveis de tensão. Contudo, importa sinalizar que este acréscimo é inferior ao perspectivado em dezembro de 2022, na fixação das tarifas para 2023.

Figura 6-17 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT

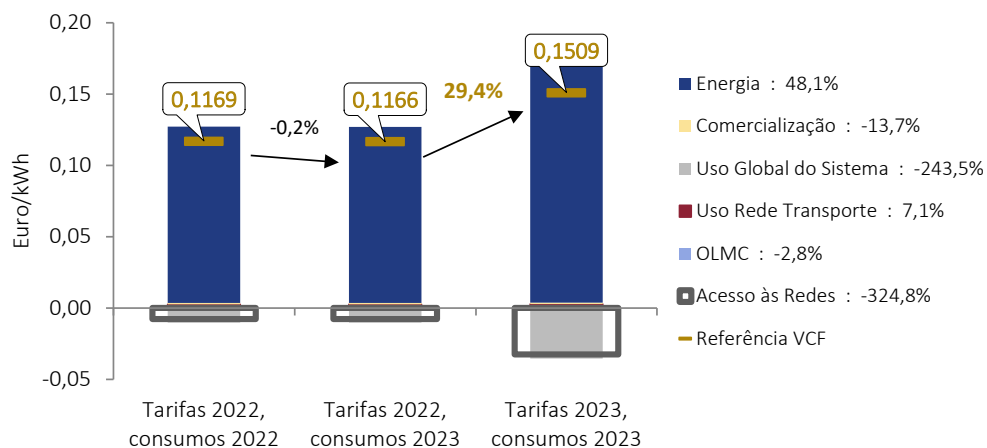


Figura 6-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT

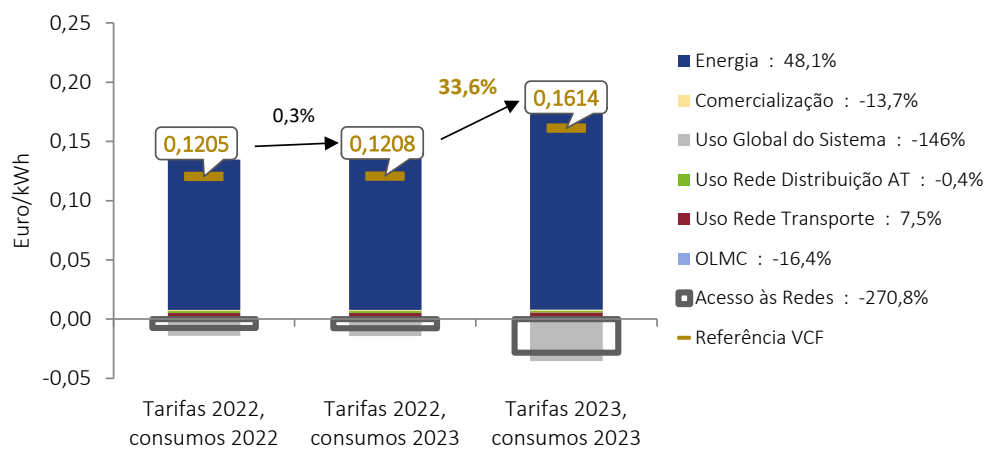


Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT

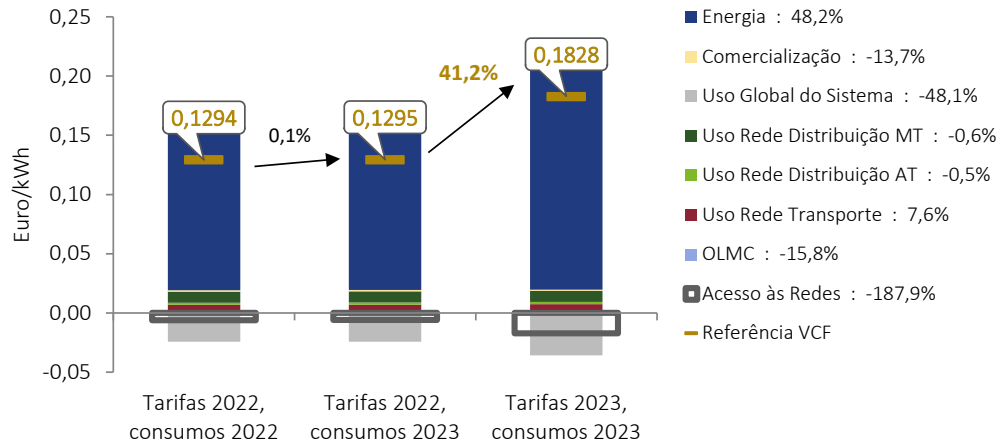
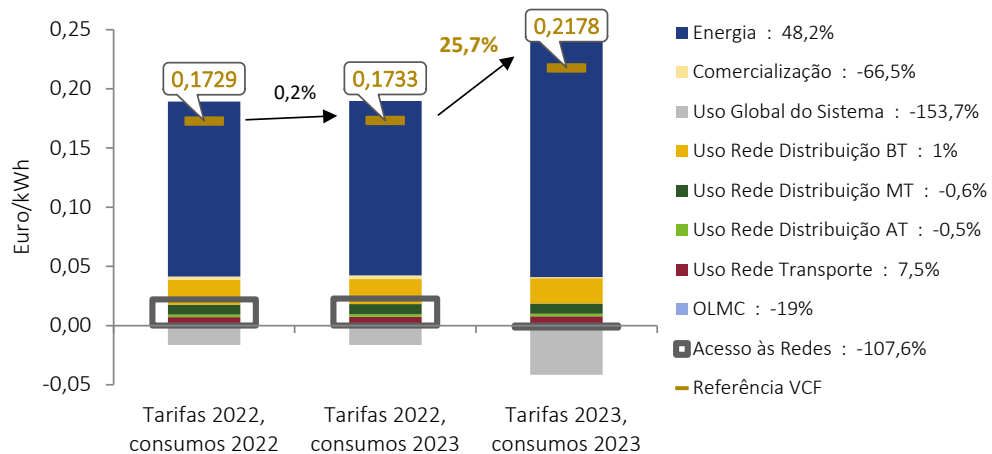
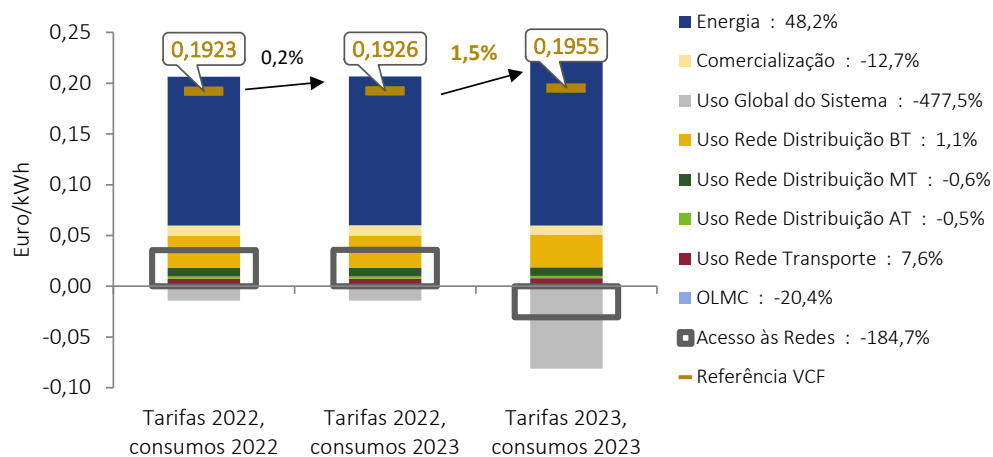


Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE



**Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência
de venda a clientes finais em BTN**

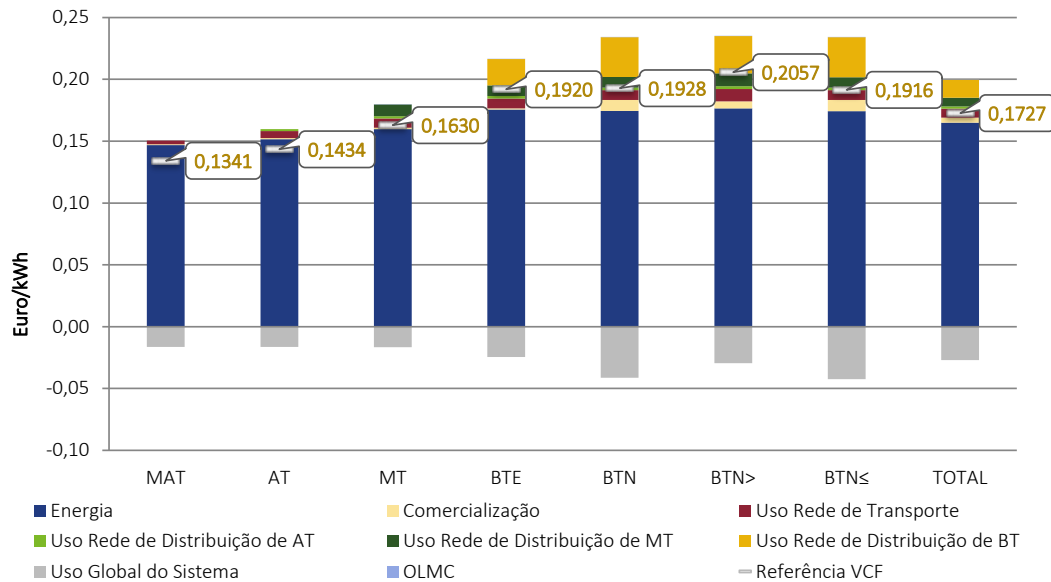


6.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2023

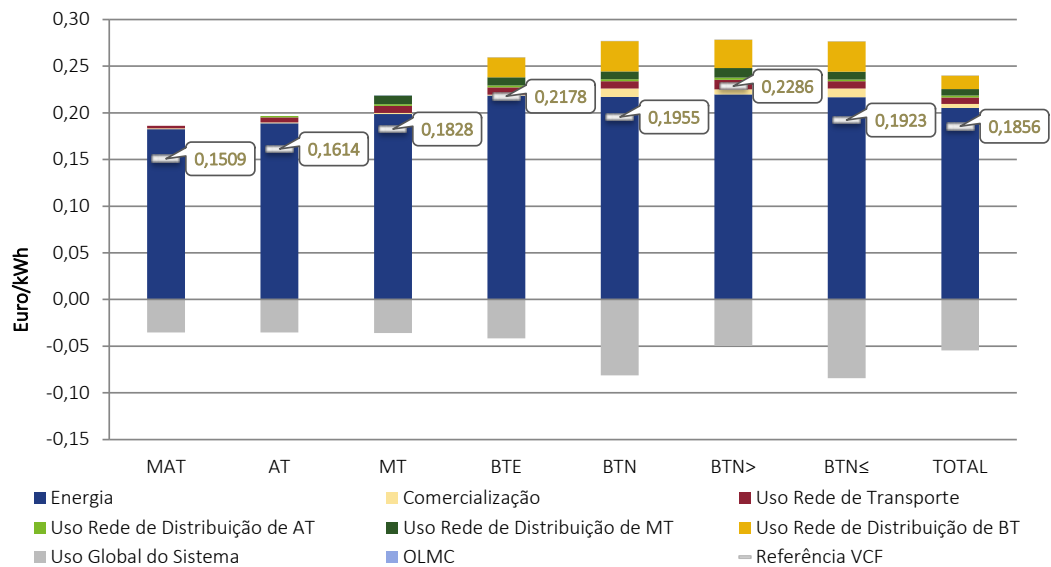
Na Figura 6-22, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio de referência de venda a clientes finais a vigorar no segundo semestre de 2023 e para o ano de 2023.

Figura 6-22 - Preço médio de referência de venda a clientes finais,
decomposição por atividade

2.º semestre de 2023

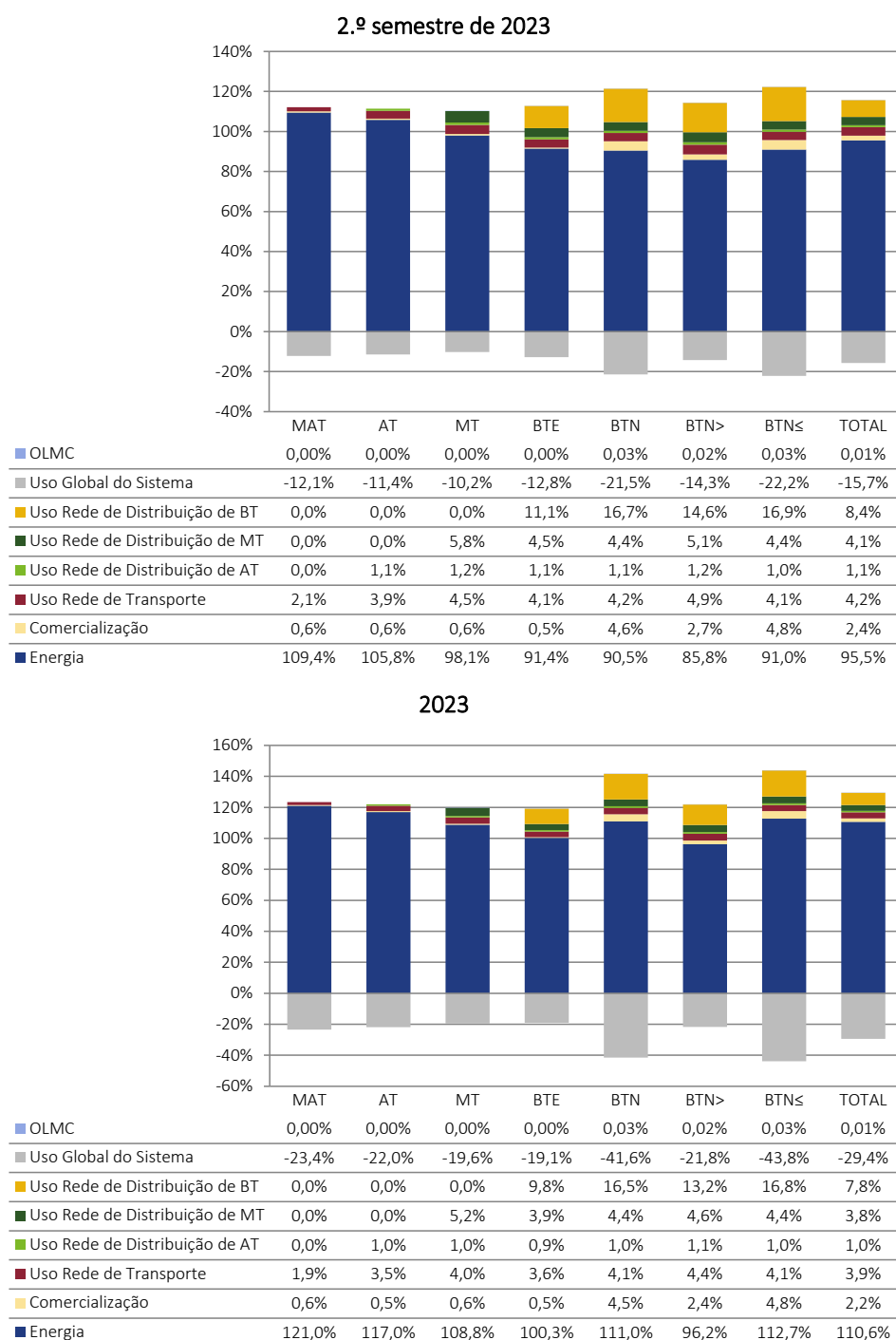


2023



Na Figura 6-23 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão, para o segundo semestre de 2023 e para o ano de 2023.

Figura 6-23 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade



Na Figura 6-24 e na Figura 6-25, 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, quer para o segundo semestre de 2023, quer para o ano de 2023.

Figura 6-24 - Preço médio de referência de venda a clientes finais

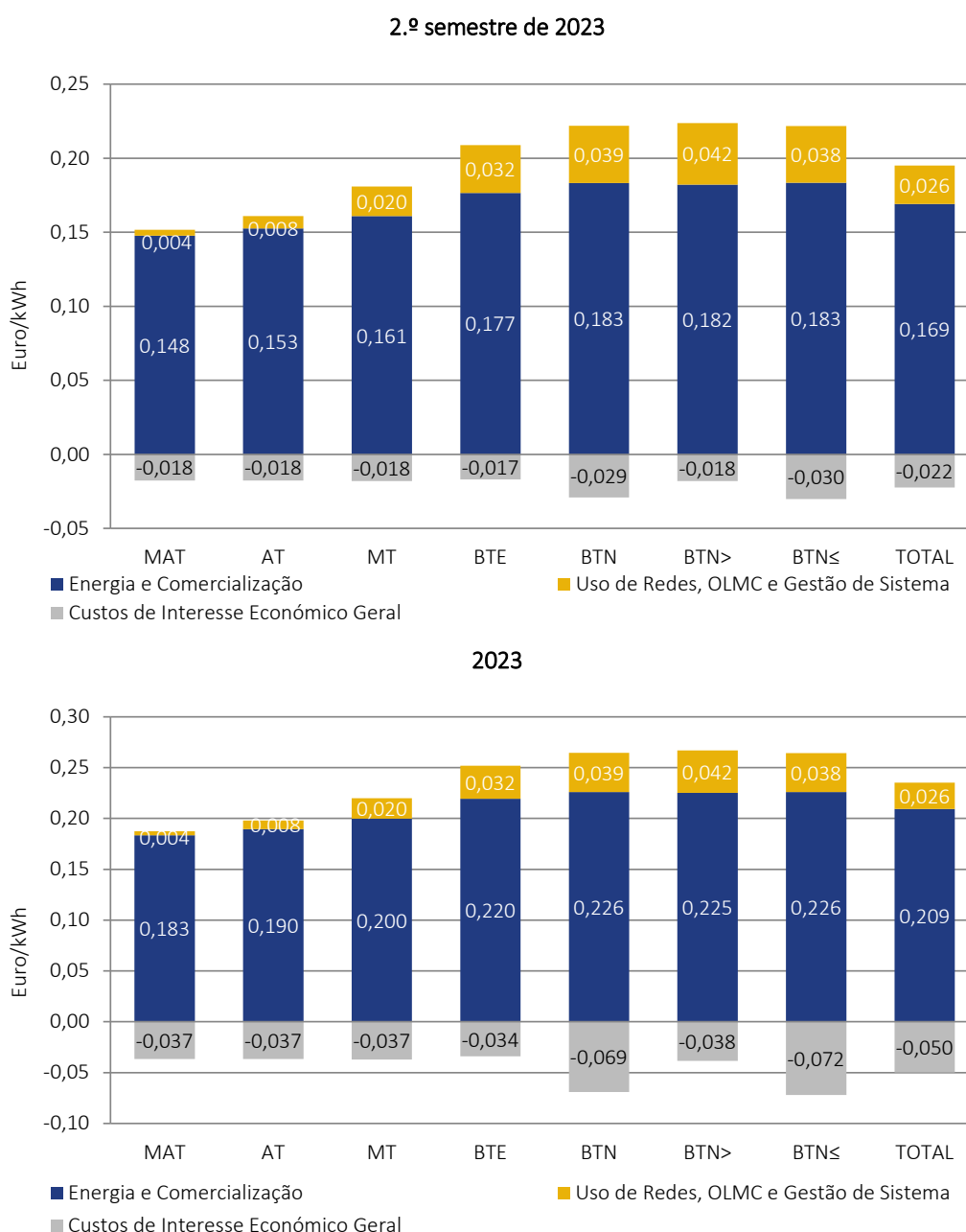


Figura 6-25 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais



6.4 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

6.4.1 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 6-26 apresenta a variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BTN, 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 $\text{BTN} >$ (potência contratada superior 20,7 kVA) e pelos consumos de $\text{BTN} \leq$ (potência contratada até 20,7 kVA).

Para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN verifica-se a diminuição do preço médio (-2,0%) que resulta do efeito conjugado do decréscimo por efeito consumo (-3,0%) e de um aumento tarifário de +1,0%. Para $\text{BTN} >$ assiste-se a um acréscimo do preço médio (+0,2%), resultante do decréscimo por efeito consumo (-0,8%) e do aumento tarifário de +1,1%. Para $\text{BTN} \leq$, verifica-se o decréscimo do preço médio entre 2022 e 2023 (-2,1%), decorrente da variação por efeito consumo de -3,1% e da variação tarifária de +1,0%.

Figura 6-26 - Decomposição da variação 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	0,1959 €/kWh Receitas: 359 859 mil € Quantidades: 1 837 GWh	0,1920 €/kWh Receitas: 431 027 mil € Quantidades: 2 245 GWh	-2,0%	1,0%	-3,0%
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em $\text{BTN} > 20,7$ kVA	0,1856 €/kWh Receitas: 16 925 mil € Quantidades: 91 GWh	0,1860 €/kWh Receitas: 19 903 mil € Quantidades: 107 GWh	0,2%	1,1%	-0,8%
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em $\text{BTN} \leq 20,7$ kVA	0,1965 €/kWh Receitas: 342 934 mil € Quantidades: 1 745 GWh	0,1923 €/kWh Receitas: 411 124 mil € Quantidades: 2 138 GWh	-2,1%	1,0%	-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 atualizações trimestrais na tarifa de energia a abril e a outubro de 2022 e o efeito da revisão excecional ocorrida em julho de 2022. O preço médio de 2023 inclui o efeito da atualização trimestral de abril de 2023 e o efeito da atual fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2023.

6.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2023

Na Figura 6-27 e na Figura 6-28 apresenta-se 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 vigorar no segundo semestre de 2023 e para o ano de 2023. 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, 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.

Figura 6-27 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

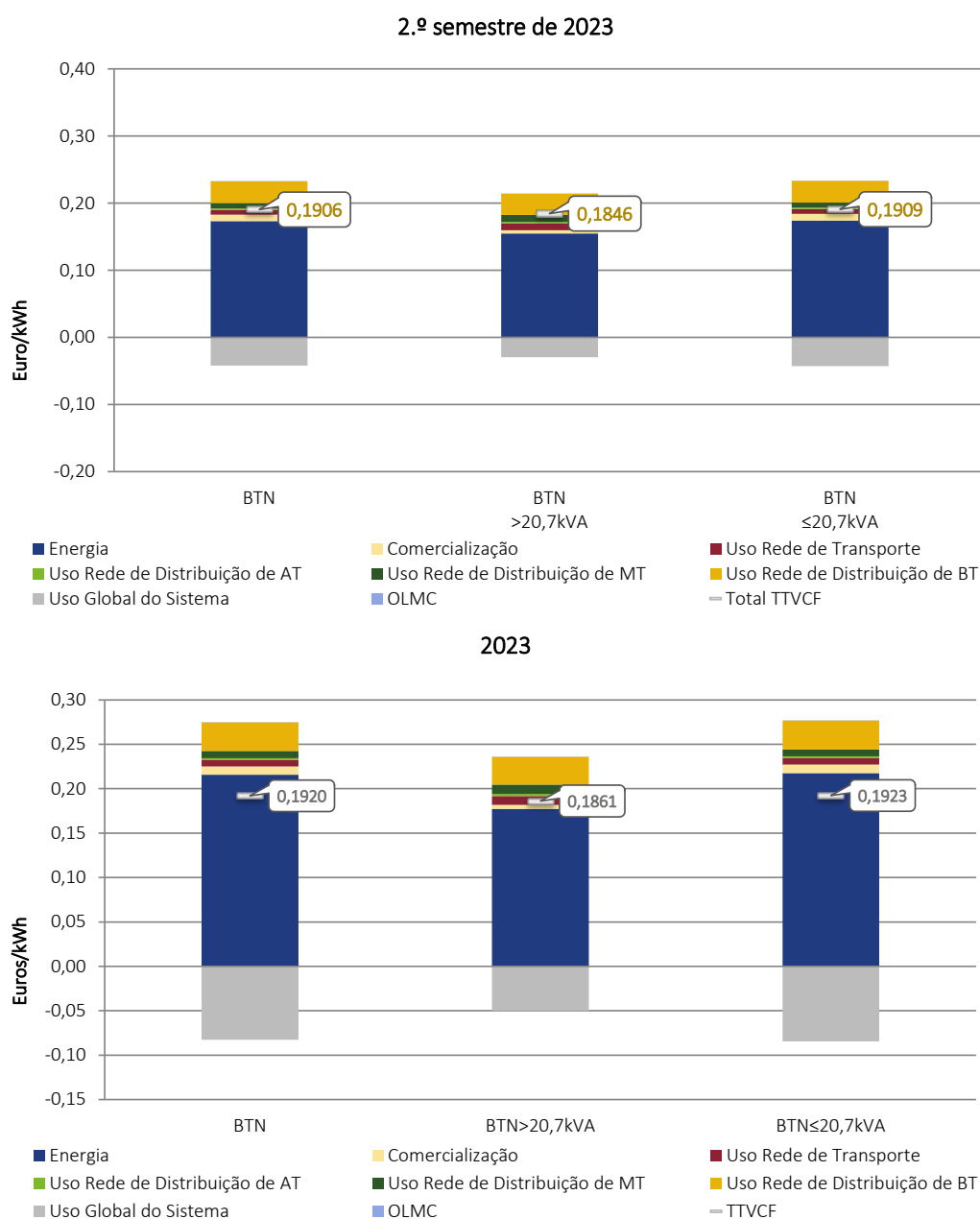
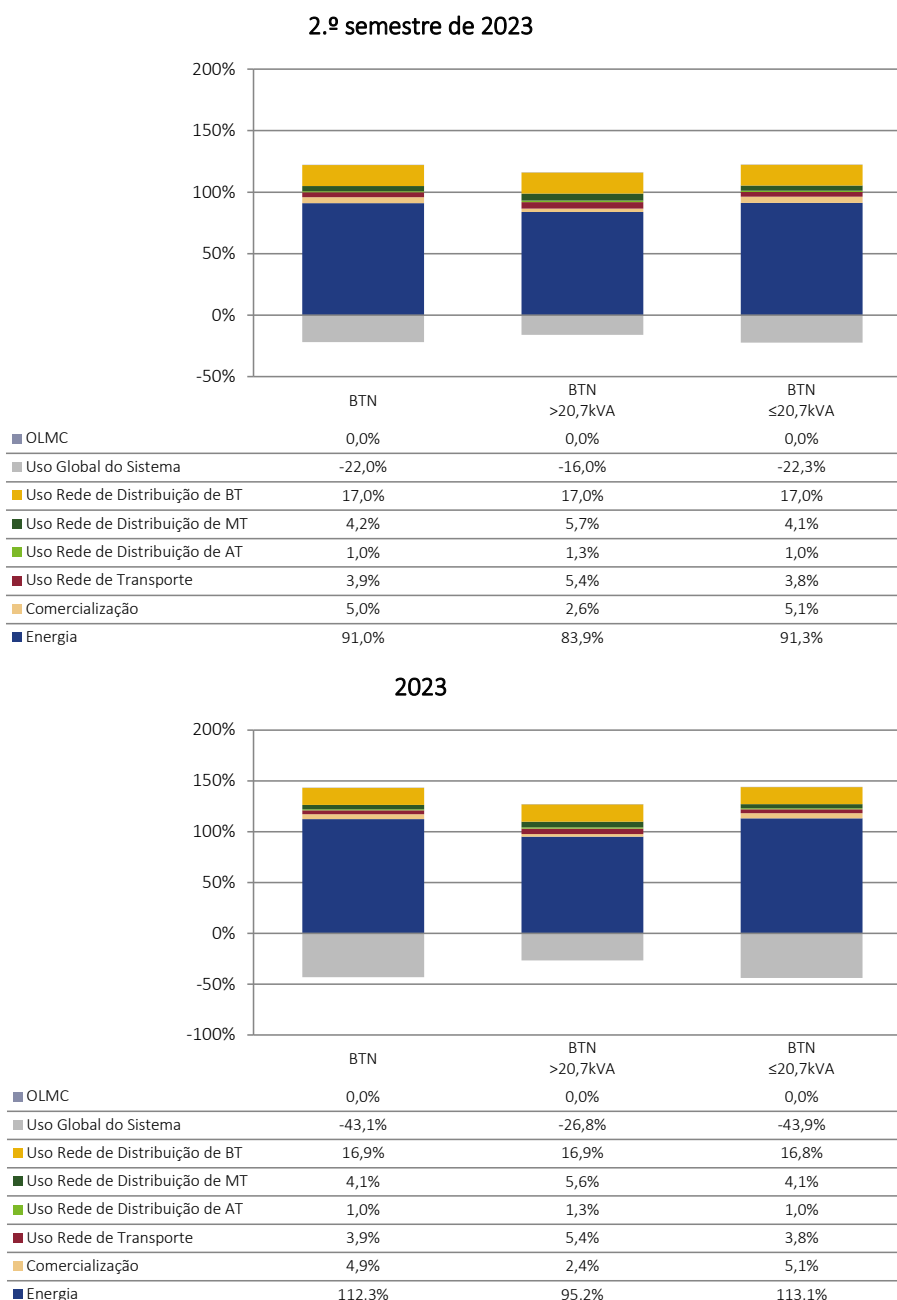


Figura 6-28 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais



Na Figura 6-29 e na Figura 6-30, 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, a vigorar no segundo semestre de 2023 e para o ano de 2023.

Figura 6-29 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, decomposto por parcelas

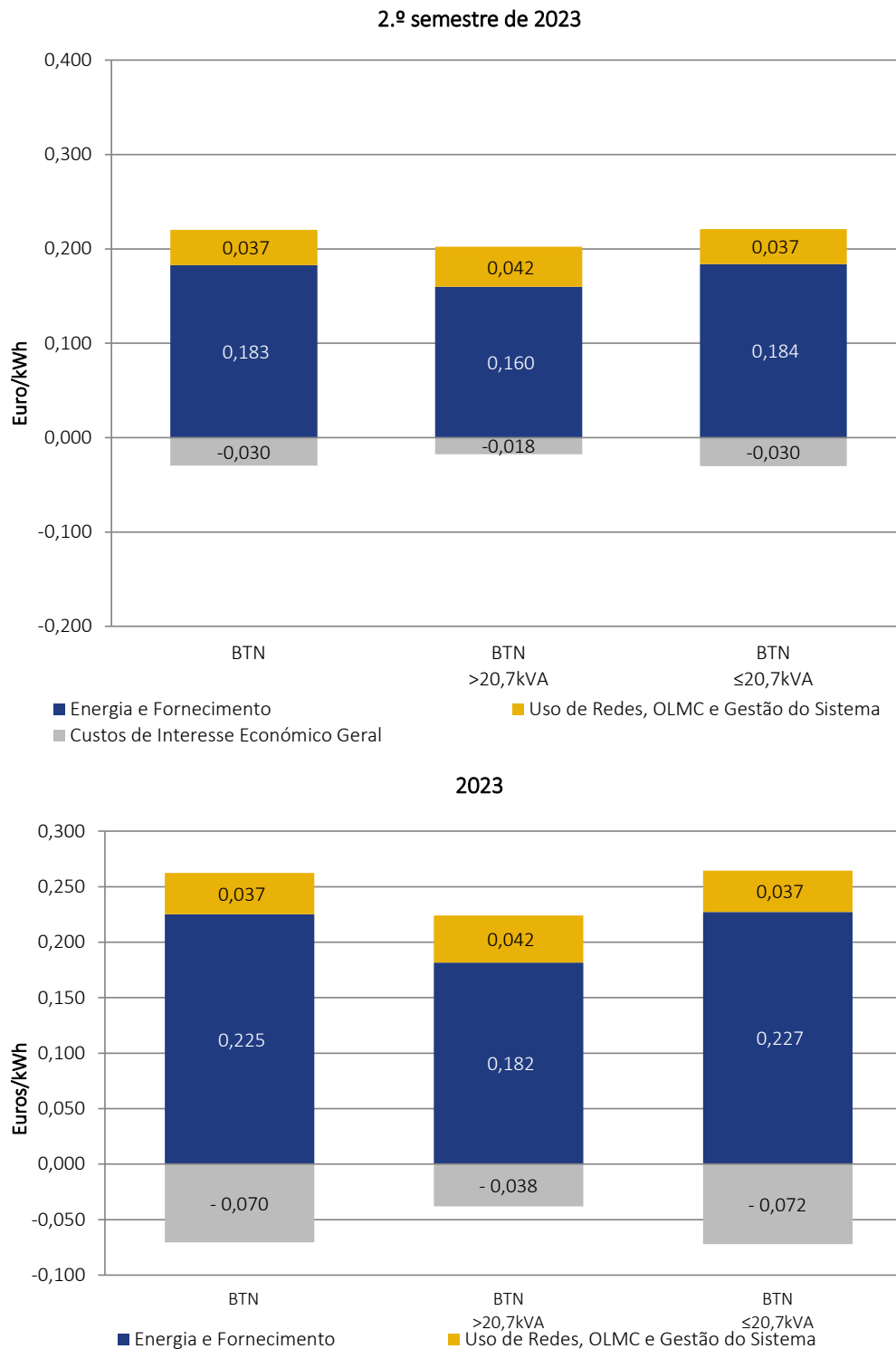
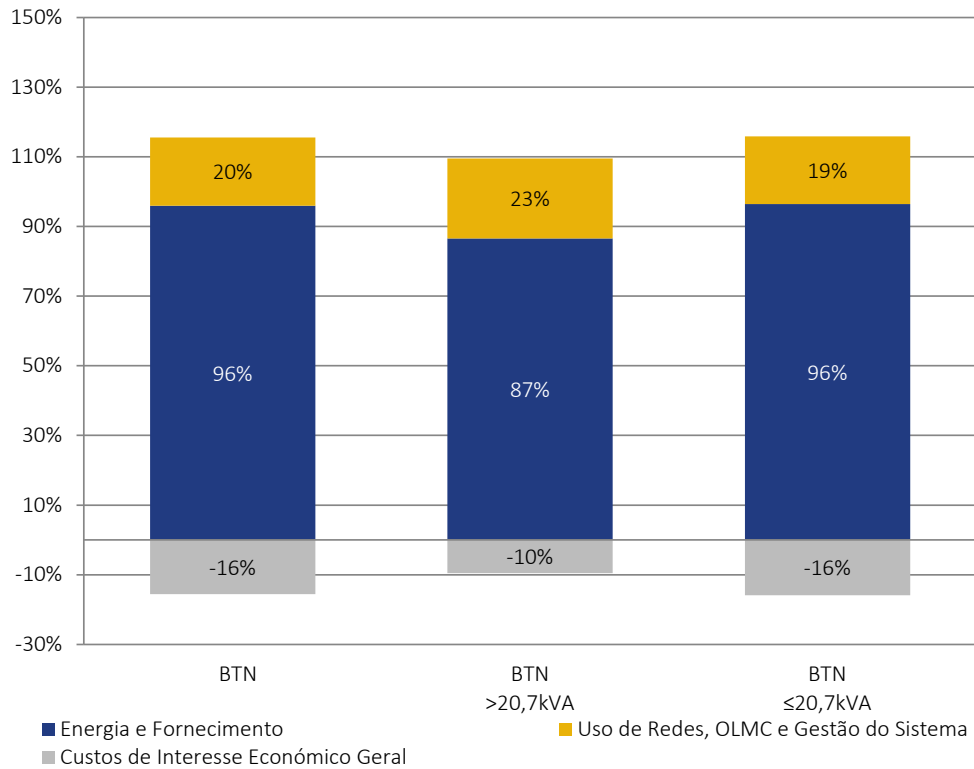
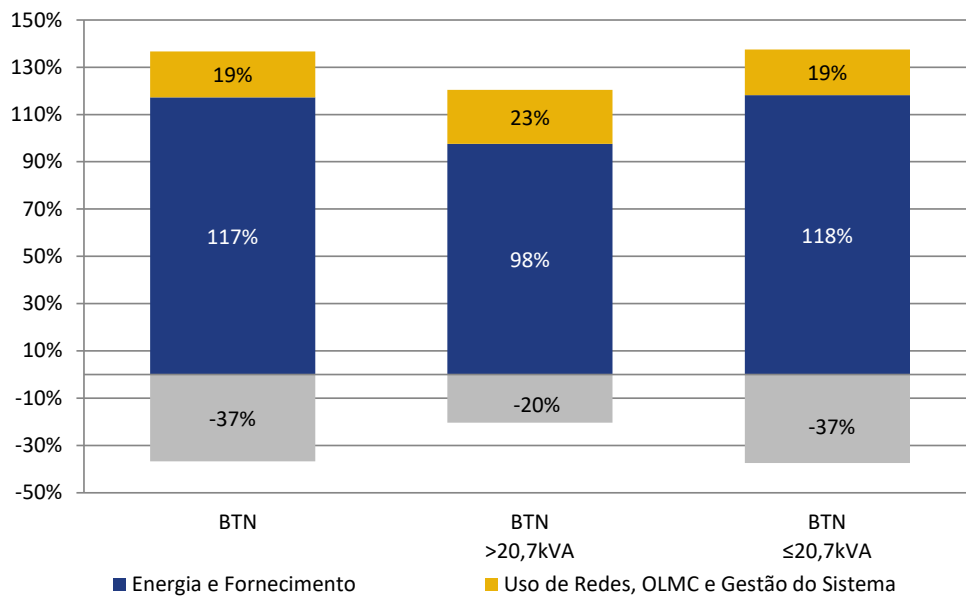


Figura 6-30 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, decomposto por parcelas

2.º semestre de 2023



2023



6.5 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

6.5.1 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 6-31 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.

Figura 6-31 - 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	0,1169 €/kWh Receitas: 4 223 mil € Quantidades: 36 GWh	0,1509 €/kWh Receitas: 3 993 mil € Quantidades: 26 GWh	29,0% 	29,3% 	-0,2% 
Tarifa de venda a clientes finais em AT	0,1205 €/kWh Receitas: 0 mil € Quantidades: 0 GWh	0,1614 €/kWh Receitas: 2 841 mil € Quantidades: 18 GWh	33,9% 	33,6% 	0,3% 
Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1304 €/kWh Receitas: 4 304 mil € Quantidades: 33 GWh	0,1830 €/kWh Receitas: 49 647 mil € Quantidades: 271 GWh	40,3% 	41,1% 	-0,5% 
Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1797 €/kWh Receitas: 4 413 mil € Quantidades: 25 GWh	0,2180 €/kWh Receitas: 21 486 mil € Quantidades: 99 GWh	21,4% 	21,7% 	-0,3% 

Nota 1: Variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2022 inclui o efeito das atualizações trimestrais na tarifa de energia a abril e a outubro de 2022 e o efeito da revisão excecional ocorrida em julho de 2022. O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2023 inclui o efeito da atualização trimestral de abril de 2023 e o efeito da atual fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2023.

Nota 2: Face à ausência de quantidades em AT no ano 2022, o preço médio nesse ano foi estimado a partir da estrutura de consumos do mercado liberalizado em AT.

6.5.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2023

Na Figura 6-32 e na Figura 6-38 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). O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, em MAT, AT, MT e BTE resulta da soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, aplicáveis a cada fornecimento, a vigorar no segundo semestre de 2023 e para o ano de 2023.

Figura 6-32 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2023

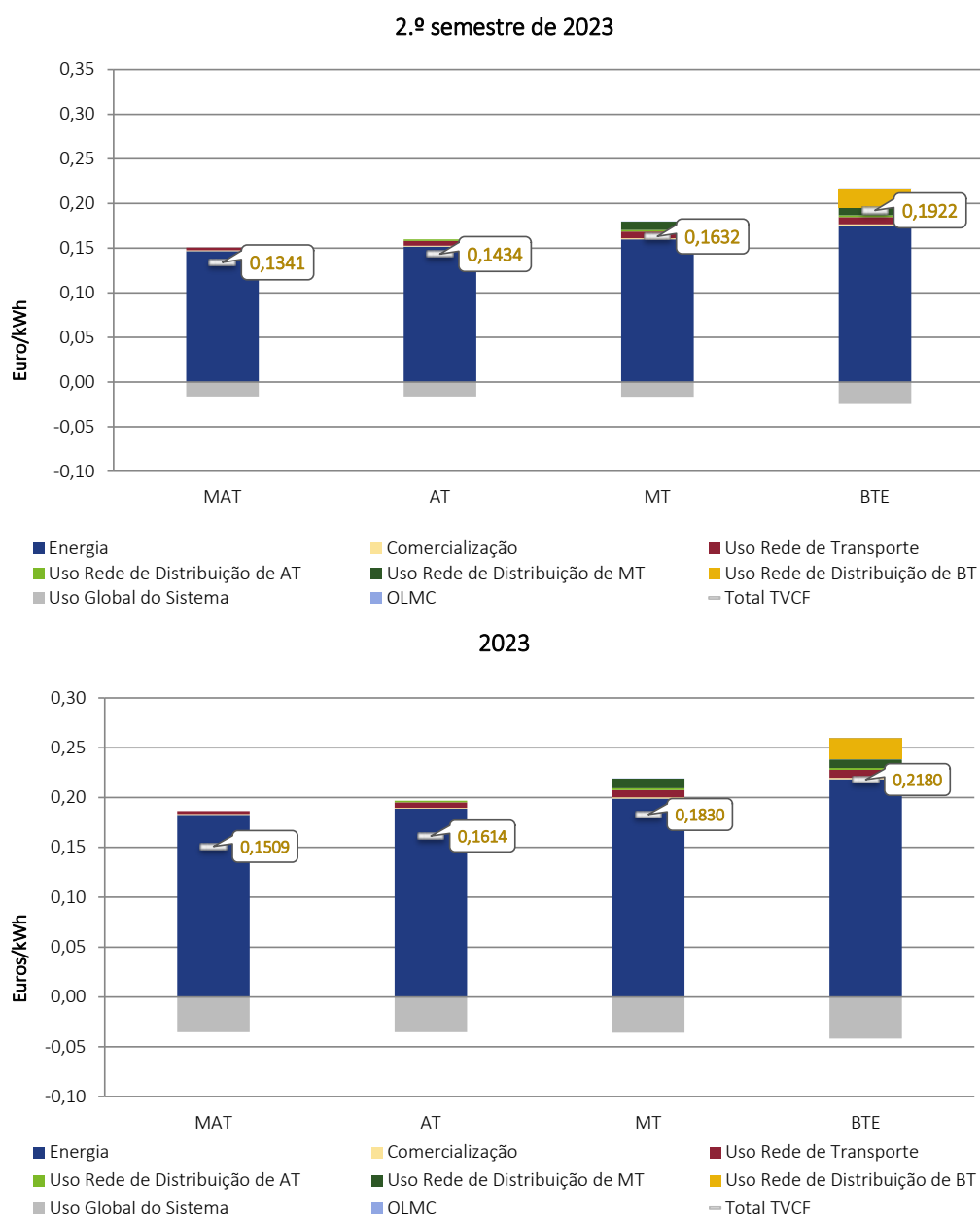
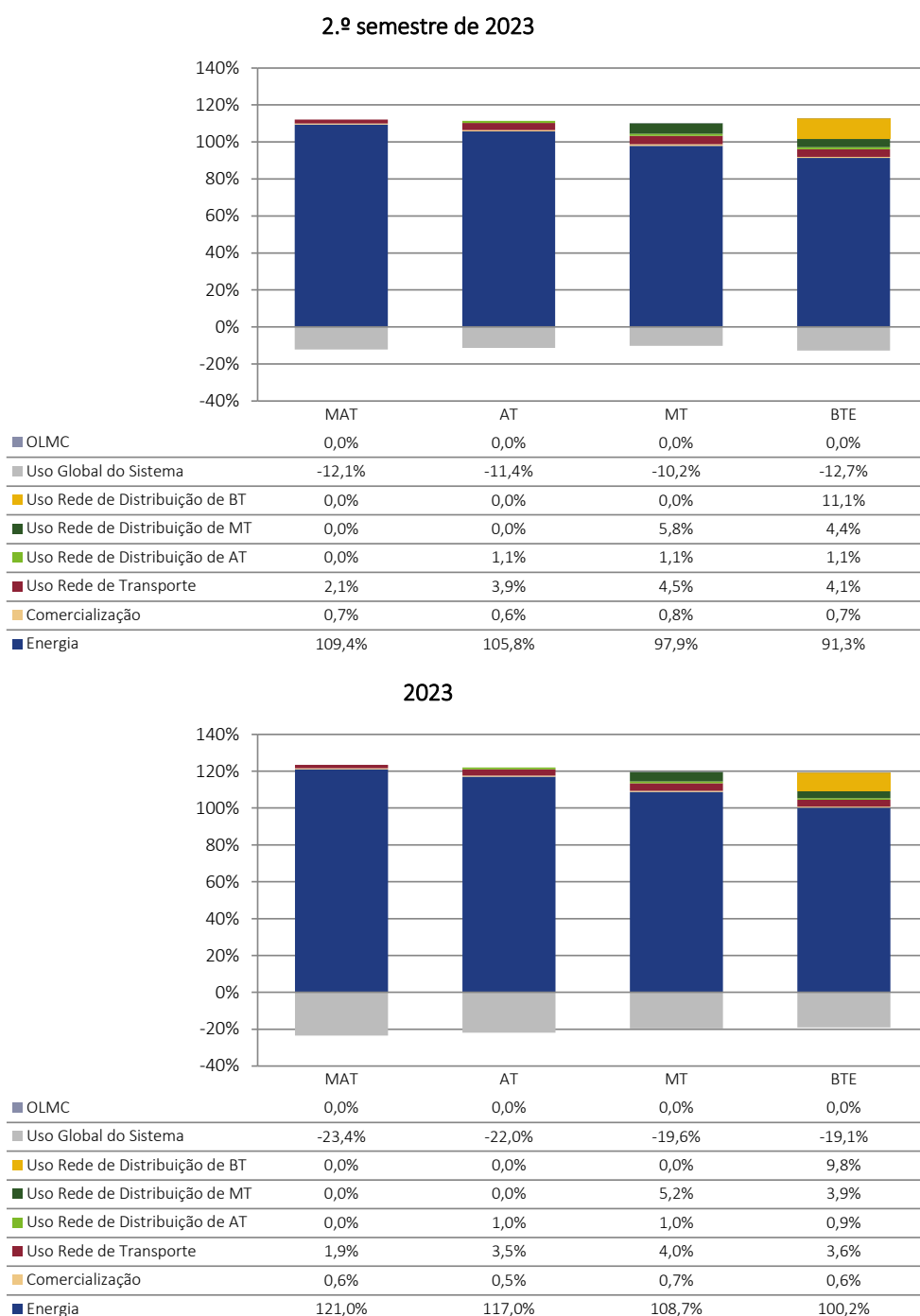


Figura 6-33 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2023



Na Figura 6-39 e na Figura 6-35 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, a vigorar no segundo semestre de 2023 e para o ano de 2023.

Figura 6-34 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2023, decomposto por parcelas

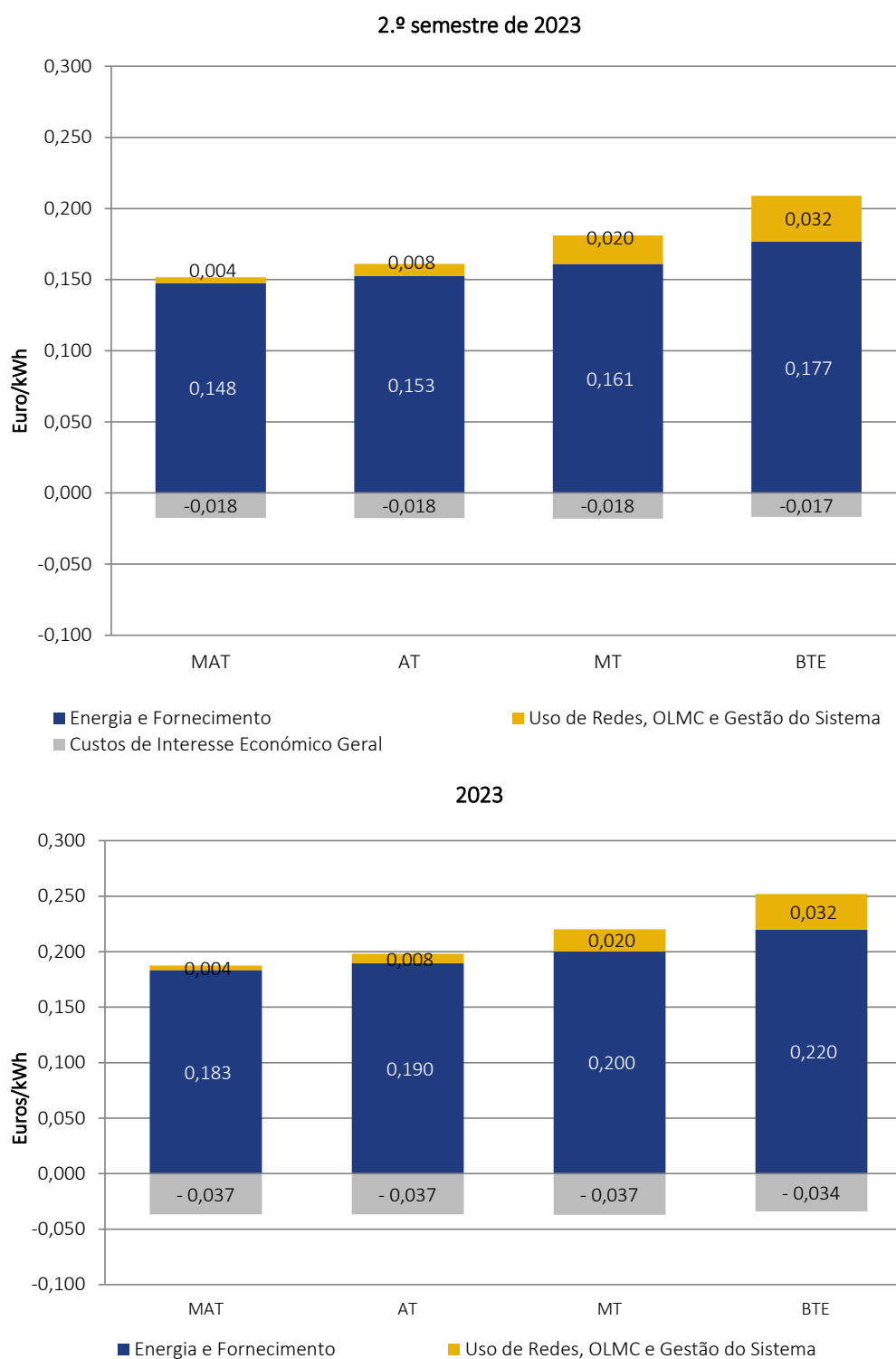
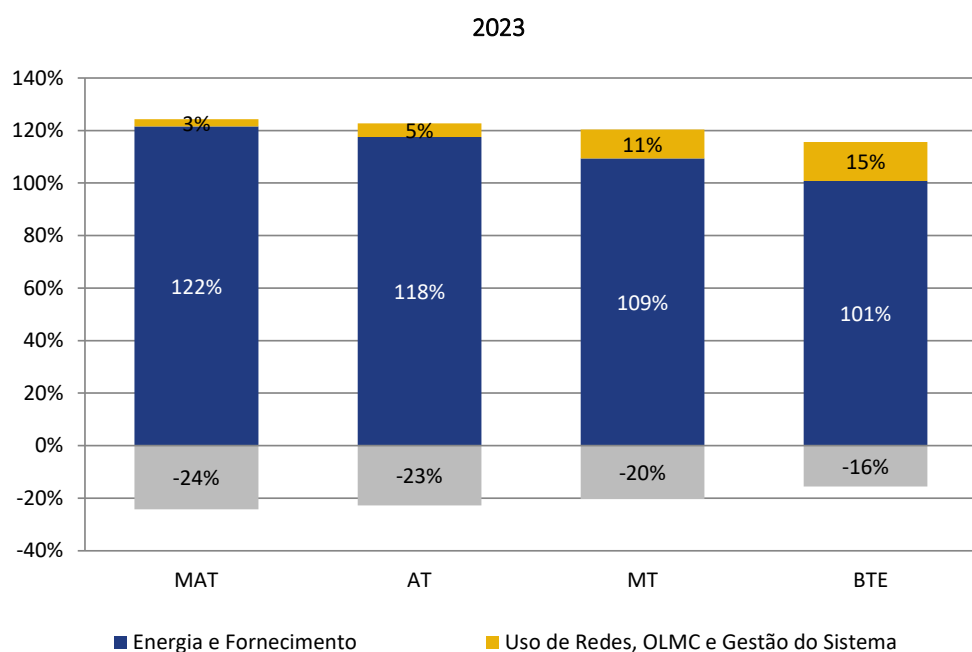
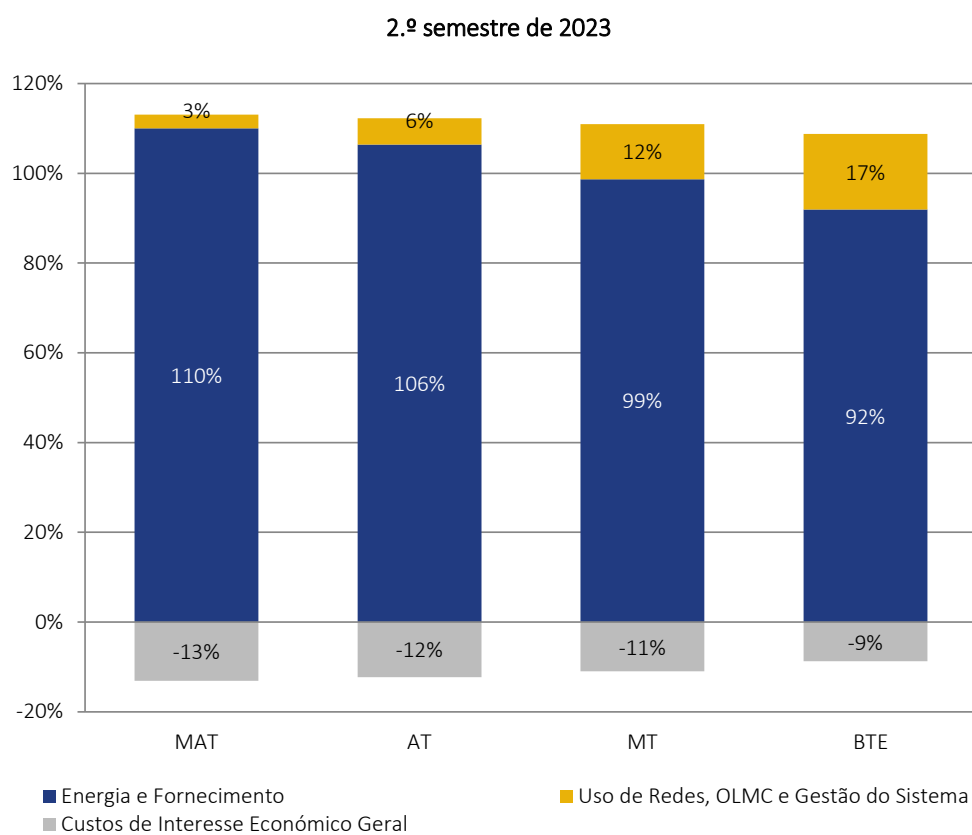


Figura 6-35 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, decomposto por parcelas



6.6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

6.6.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2022 E 2023

A partir de 1 de julho de 2023, os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam no global uma variação tarifária de +15,8%, relativamente a 2022, conforme se ilustra na Figura 6-36.

Figura 6-36 - 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)	0,1659 €/kWh Receitas: 123 877 mil € Quantidades: 747 GWh	0,1926 €/kWh Receitas: 147 980 mil € Quantidades: 768 GWh	16,1% 	15,8% 	0,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1255 €/kWh Receitas: 35 706 mil € Quantidades: 285 GWh	0,1832 €/kWh Receitas: 52 281 mil € Quantidades: 285 GWh	46,0% 	46,6% 	-0,5%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1697 €/kWh Receitas: 10 481 mil € Quantidades: 62 GWh	0,2172 €/kWh Receitas: 13 325 mil € Quantidades: 61 GWh	28,0% 	27,6% 	0,3%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1857 €/kWh Receitas: 8 625 mil € Quantidades: 46 GWh	0,1885 €/kWh Receitas: 8 732 mil € Quantidades: 46 GWh	1,5% 	0,9% 	0,6%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1952 €/kWh Receitas: 69 065 mil € Quantidades: 354 GWh	0,1963 €/kWh Receitas: 73 643 mil € Quantidades: 375 GWh	0,6% 	0,9% 	-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 atualizações trimestrais na tarifa de energia a abril e a outubro de 2022 e o efeito da revisão excecional ocorrida em julho de 2022. O preço médio de 2023 inclui o efeito da atualização trimestral de abril de 2023 e o efeito da atual fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2023.

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental. Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAA a partir de 1 de julho de 2023. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2022, isso resultaria numa variação tarifária de +112,5% entre 2022 e 2023, o que compara com uma variação tarifária global de +15,8% para a RAA.

6.7 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

6.7.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2022 E 2023

A partir de 1 de julho de 2023, os preços da Tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam no global uma variação tarifária de +14,5%, relativamente a 2022, conforme se ilustra na Figura 6-37.

Figura 6-37 - 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)	0,1709 €/kWh Receitas: 135 615 mil € Quantidades: 793 GWh	0,1956 €/kWh Receitas: 162 835 mil € Quantidades: 833 GWh	14,4%	14,5%	0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1243 €/kWh Receitas: 27 154 mil € Quantidades: 218 GWh	0,1817 €/kWh Receitas: 39 712 mil € Quantidades: 219 GWh	46,1%	45,9%	0,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1704 €/kWh Receitas: 24 068 mil € Quantidades: 141 GWh	0,2180 €/kWh Receitas: 29 971 mil € Quantidades: 137 GWh	28,0%	27,8%	0,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1882 €/kWh Receitas: 9 311 mil € Quantidades: 49 GWh	0,1876 €/kWh Receitas: 11 332 mil € Quantidades: 60 GWh	-0,3%	1,8%	-2,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1954 €/kWh Receitas: 75 082 mil € Quantidades: 384 GWh	0,1967 €/kWh Receitas: 81 819 mil € Quantidades: 416 GWh	0,7%	1,7%	-1,0%

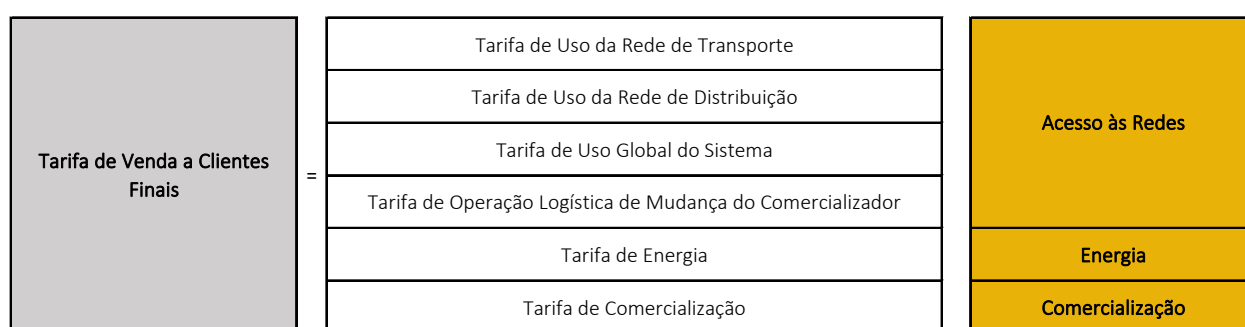
Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2022 inclui o efeito das atualizações trimestrais na tarifa de energia a abril e a outubro de 2022 e o efeito da fixação excecional de julho de 2022. O preço médio de 2023 inclui o efeito da atualização trimestral de abril de 2023 e o efeito da atual fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2023.

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência com as tarifas aditivas de Portugal continental. 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 +105,8% entre 2022 e 2023, o que compara com uma variação tarifária global de +14,5% para a RAM.

6.8 CONVERGÊNCIA PARA A TARIFA ADITIVA

As tarifas de Venda a Clientes Finais representam o valor total a pagar pelo fornecimento de eletricidade no mercado regulado, excluindo as taxas e os impostos aplicados. A Figura 6-38 identifica as tarifas reguladas incluídas na tarifa de Venda a Clientes Finais ⁵⁵. No mercado liberalizado os valores referentes à energia e à comercialização são definidos por cada comercializador, enquanto o valor relativo ao acesso às redes é igual para clientes do mercado liberalizado e regulado.

Figura 6-38 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais



Para evitar a subsídio cruzada entre atividades e entre clientes, a tarifa de Venda a Clientes Finais deve seguir o princípio da aditividade tarifária e ser igual à soma direta das várias tarifas reguladas por atividade ⁵⁶. A soma direta dos preços das várias tarifas reguladas aplicadas a um cliente do mercado regulado designa-se por **tarifa aditiva**.

Complementarmente, o RT estabelece **mecanismos de convergência** que visam proteger os clientes finais de variações significativas nos preços da tarifa aditiva ⁵⁷. Sempre que estes mecanismos limitam as variações dos preços, a tarifa de Venda a Clientes Finais não é igual à tarifa aditiva em todos os preços, não obstante estar a recuperar o mesmo nível de receitas em termos médios.

⁵⁵ A ilustração não considera o pagamento de taxas e impostos aplicáveis na faturação do fornecimento de eletricidade.

⁵⁶ Dependendo do nível de tensão, a aditividade tarifária necessita de considerar o efeito de perdas ao longo da rede ou a conversão de preços quando certas variáveis de faturação não se aplicam a determinados clientes.

⁵⁷ Artigos 174.º (Portugal continental), 177.º (RAA) e 180.º (RAM) do RT do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais tem sido implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas, evitando-se impactes tarifários significativos por cliente.

As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN incluem como variáveis de faturação um termo de potência e um ou mais termos de energia ⁵⁸. Logo, existem diferentes valores para os termos de potência e os termos de energia para recuperar um determinado montante de receitas. O racional subjacente aos mecanismos de convergência consiste em definir tarifas de Venda a Clientes Finais o mais próximo possível das tarifas aditivas, respeitando as variações máximas definidas para os vários preços.

Sempre que a aplicação da tarifa aditiva implicar variações por termo tarifário superior à respetiva variação máxima, a variação desse termo tarifário será igualada a essa variação máxima para efeitos da tarifa de Venda a Clientes Finais. Simultaneamente o efeito dessa alteração será compensado com ajustamentos em sentido contrário em preços que variam abaixo da variação média, de forma a neutralizar o impacto em termos de receitas a recuperar. Logo, se a tarifa aditiva apresentar face à tarifa de Venda a Clientes Finais do ano anterior variações acima das variações máximas estipuladas, a tarifa de Venda a Clientes Finais não será igual à tarifa aditiva preço a preço, embora recupere o mesmo nível de receitas. Se a tarifa aditiva não apresentar variações acima das variações máximas estipuladas, o mecanismo de convergência não limita a variação dos preços e a tarifa de Venda a Clientes Finais será igual à tarifa aditiva em todos os preços.

Para as tarifas de venda a clientes finais a vigorar a partir de 1 de julho de 2023 foram definidas as variações máximas por preço, face aos preços em vigor em junho de 2023, indicadas no Quadro 6-1. Observa-se que para cada caso definiu-se a variação máxima por preço igual à variação tarifária média entre junho de 2023 e julho de 2023. Sempre que a variação máxima é igual à variação tarifária média, isso significa que o mecanismo de convergência obriga todos os preços a variarem de forma uniforme. A presente decisão tarifária mantém, portanto, a opção tomada na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, em que as variações máximas foram definidas entre os preços em vigor em dezembro de 2022 e os de janeiro de 2023.

A decisão por manter este critério de variação uniforme teve em conta a situação atípica, verificada novamente em 2023 e iniciada em janeiro de 2022, em especial ao nível das tarifas de Acesso às Redes, com variações significativamente diferentes nas variáveis de faturação, sobretudo devido a valores

⁵⁸ Em BTN podem aplicar-se até três termos de energia. Nos níveis de tensão superiores aplicam-se outras variáveis de faturação, designadamente a potência contratada, a potência em horas de ponta, a energia ativa e a energia reativa.

negativos na tarifa de Uso Global do Sistema em resultado da imputação de CIEG negativos. Por esse motivo, a tarifa aditiva, que integra a tarifa de Acesso às Redes, tem ela própria uma estrutura preço-a-preço muito diferente quando comparada com anos anteriores e face à estrutura esperada em anos futuros. Assim, a opção por uma variação uniforme em cada um dos grupos tarifários (nível de tensão e tipo de fornecimento) apresentados no Quadro 6-1 dá maiores garantias para se poder prosseguir no processo de convergência tarifária, nos próximos anos, uma vez que em 2023 se verificam novamente condições atípicas. 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. Nas regiões autónomas assumiram-se variações tarifárias médias diferenciadas por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Quadro 6-1 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência

Região	Nível	Variação tarifária média Jul 2023 / Jun 2023	Variação máxima por preço Jul 2023 / Jun 2023
Portugal continental	BTN	0,0%	0,0%
Região Autónoma dos Açores	MT	-18,7%	-18,7%
	BTE	-20,4%	-20,4%
	BTN	-1,9%	-1,9%
Região Autónoma da Madeira	MT	-18,8%	-18,8%
	BTE	-20,4%	-20,4%
	BTN	-2,2%	-2,2%

A **convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira** designa o processo gradual com que os preços unitários das 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 designada como custo da convergência tarifária⁵⁹, o qual é repercutido anualmente na tarifa de Uso Global do Sistema, aplicando-se a todos os clientes em território nacional.

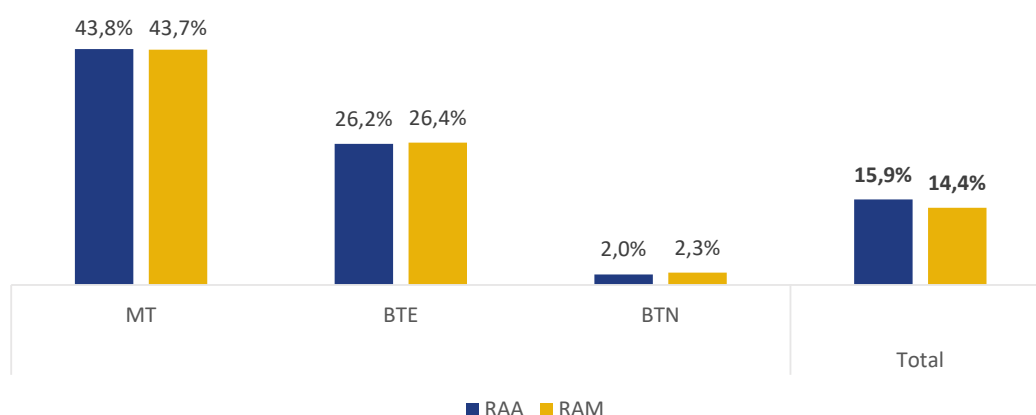
⁵⁹ Este custo também é designado por diferencial de custo das Regiões Autónomas.

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.

Figura 6-39 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2022 e 2023



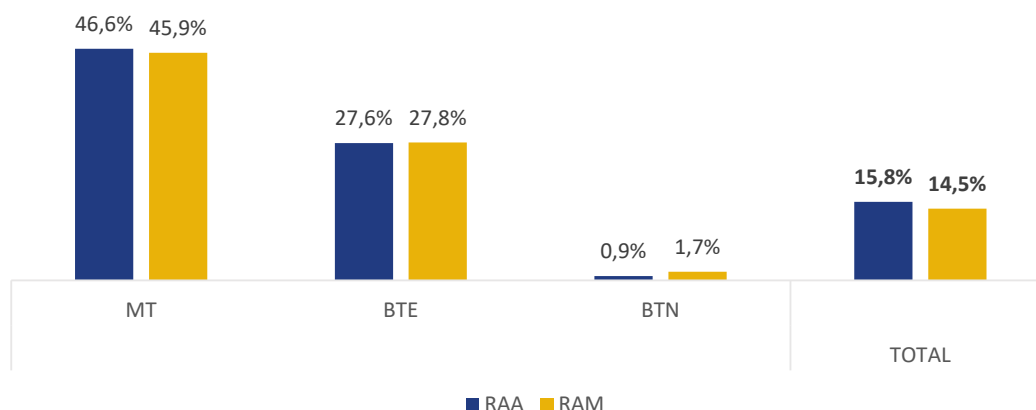
Nota: Variações tarifárias entre a média do ano de 2022 e a média do ano de 2023 ⁶⁰.

Verifica-se que as variações tarifárias da tarifa Aditiva não são idênticas entre as duas Regiões Autónomas, apesar de serem semelhantes, devido à existência de estruturas de consumo diferentes.

À semelhança da situação em Portugal continental, a tarifa Aditiva só se aplica diretamente às Regiões Autónomas caso esta tarifa não resulte em variações preço-a-preço acima dos valores máximos permitidos, estipulados anualmente pela ERSE, na comparação da tarifa Aditiva para o próximo ano com a TVCF do ano corrente. Sempre que exista pelo menos um preço a variar mais do que o valor máximo permitido, é aplicado um mecanismo de limitação de acréscimos tarifários, que reduz as variações mais altas, ao mesmo tempo que aumenta as variações mais baixas, preservando a variação tarifária global para cada Região Autónoma. A variação tarifária da TVCF nas duas regiões autónomas é apresentada na Figura 6-40.

⁶⁰ Os valores relativos ao ano de 2022 incluem o efeito das atualizações trimestrais na tarifa de energia de abril e outubro de 2022 e o efeito da fixação excecional de julho de 2022. Os valores relativos ao ano de 2023 incluem o efeito da atualização trimestral de abril de 2023 e o efeito da atual fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2023.

Figura 6-40 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2022 e 2023



Nota: Variações tarifárias entre a média do ano de 2022 e a média do ano de 2023. Ver nota de rodapé 60.

Na comparação entre a Figura 6-39 e a Figura 6-40 podem existir diferenças, pelo facto de ainda não se ter atingido a convergência tarifária preço-a-preço, mas apenas a convergência em termos médios ⁶¹.

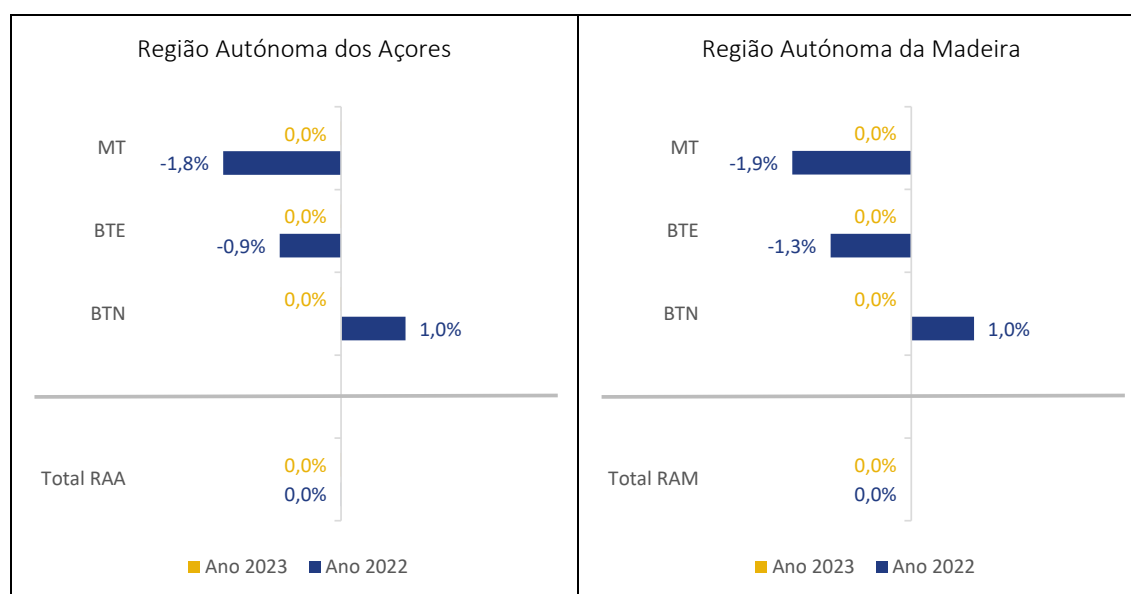
Na perspetiva anual, entre os valores médios de 2022 e 2023, isso resulta em aumentos tarifários de maior dimensão em MT e BTE ao nível das tarifas de Venda a Clientes Finais (Figura 6-40), quando comparado com as variações da tarifa Aditiva (Figura 6-39). Em todo o caso, a convergência tarifária em termos médios é assegurada globalmente para cada Região Autónoma.

Além disso, na atual fixação excecional, a ERSE manteve a abordagem plasmada aquando da decisão tarifária de dezembro de 2022, em que, para a globalidade da Região RAA e da RAM e para os níveis de tensão de MT, BTE e BTN, as variações tarifárias são iguais, verificando-se convergência para cada nível de tensão (MT, BTE e BTN).

A Figura 6-41 apresenta a distância relativa das TVCF, em cada região autónoma, face à tarifa aditiva, por nível de tensão, em 2022 e em 2023. No total da RAA e no total da RAM, em MT, BTE e BTN, registam-se distâncias nulas em 2023, uma vez que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios para cada região e por nível de tensão.

⁶¹ A variação tarifária da tarifa Aditiva, na Figura 6-39, 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 6-40, 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.

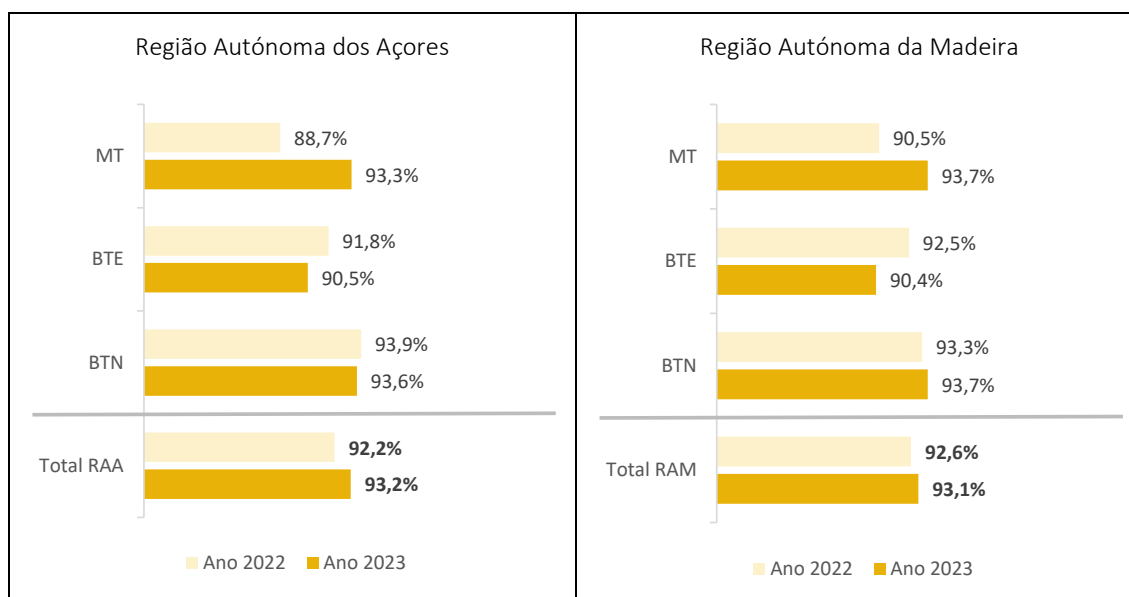
Figura 6-41 – Distância da TVCF face à tarifa Aditiva



Nota: Valores calculados entre a média do ano de 2022 e a média do ano de 2023. Ver nota de rodapé 60.

Na comparação preço-a-preço existem diferenças entre a TVCF e a tarifa Aditiva. A figura seguinte quantifica o grau de convergência tarifária preço-a-preço entre as TVCF das RA com a tarifa Aditiva. O indicador apresentado mede a percentagem de receitas corretamente recuperadas no referencial dos preços da tarifa Aditiva. Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência tarifária preço-a-preço ⁶².

⁶² O indicador apresentado atingirá o valor de 100% quando todos os preços da TVCF forem iguais aos respetivos preços da tarifa aditiva.

Figura 6-42 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva

Nota: Variações tarifárias entre a média do ano de 2022 e a média do ano de 2023. Ver nota de rodapé 60.

No geral, constata-se que o ano 2023 representa uma melhoria na convergência tarifária preço-a-preço, como já tinha sido constatado na decisão inicial de tarifas, de dezembro de 2022 ⁶³. Apesar de se verificar uma evolução face a 2022, verifica-se que a estrutura de preços atípica na tarifa de Acesso às Redes em 2022 e 2023, que decorre sobretudo da evolução da tarifa de Uso Global do Sistema, limita a convergência preço-a-preço. Como referido anteriormente, a ERSE estipulou nos mecanismos de convergência tarifária a aplicação de variações uniformes dos preços, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

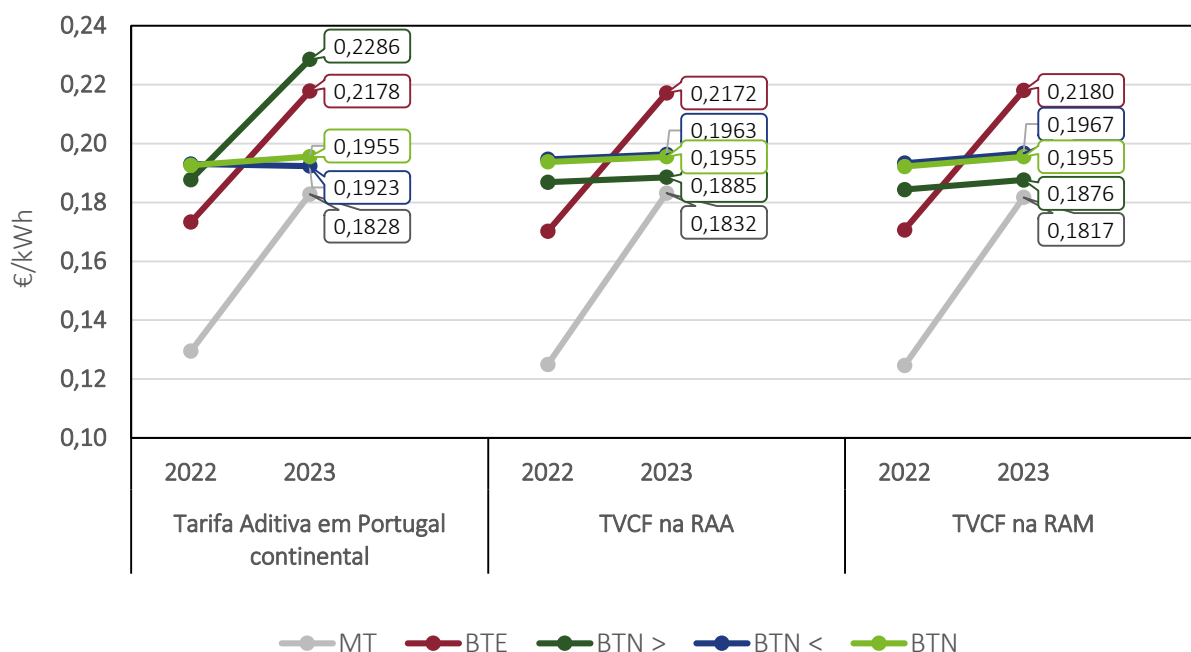
De salientar que a análise na Figura 6-42 sobre a convergência preço-a-preço deve ser analisada de forma cautelara, uma vez que os preços considerados nos anos 2022 e 2023 correspondem aos preços médios a vigorar, fruto das várias atualizações trimestrais ocorridas em 2022 e em 2023, da fixação excecional de tarifas para o 2.º semestre de 2022 e da atual fixação excecional para o 2.º semestre de 2023.

Por fim, na Figura 6-43 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental ⁶⁴ 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.

⁶³ Ver figura 7-58 do documento «[Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023](#)», de dezembro de 2022.

⁶⁴ Adotam-se para Portugal continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de Acesso às Redes com os preços da tarifa de Energia e da tarifa de Comercialização.

Figura 6-43 - Preços médios da TVCF nas Regiões Autónomas, por comparação com a tarifa Aditiva



Nota: Tarifa Aditiva em Portugal continental calculada com as quantidades dos mercados regulado e liberalizado. Variações tarifárias entre a média do ano de 2022 e a média do ano de 2023. Ver nota de rodapé 60.

Salienta-se que os preços médios em BTE e BTN> revelam aumentos significativos na tarifa Aditiva, aplicada às quantidades em Portugal continental, 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 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 nos fornecimentos em BTE. 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<.

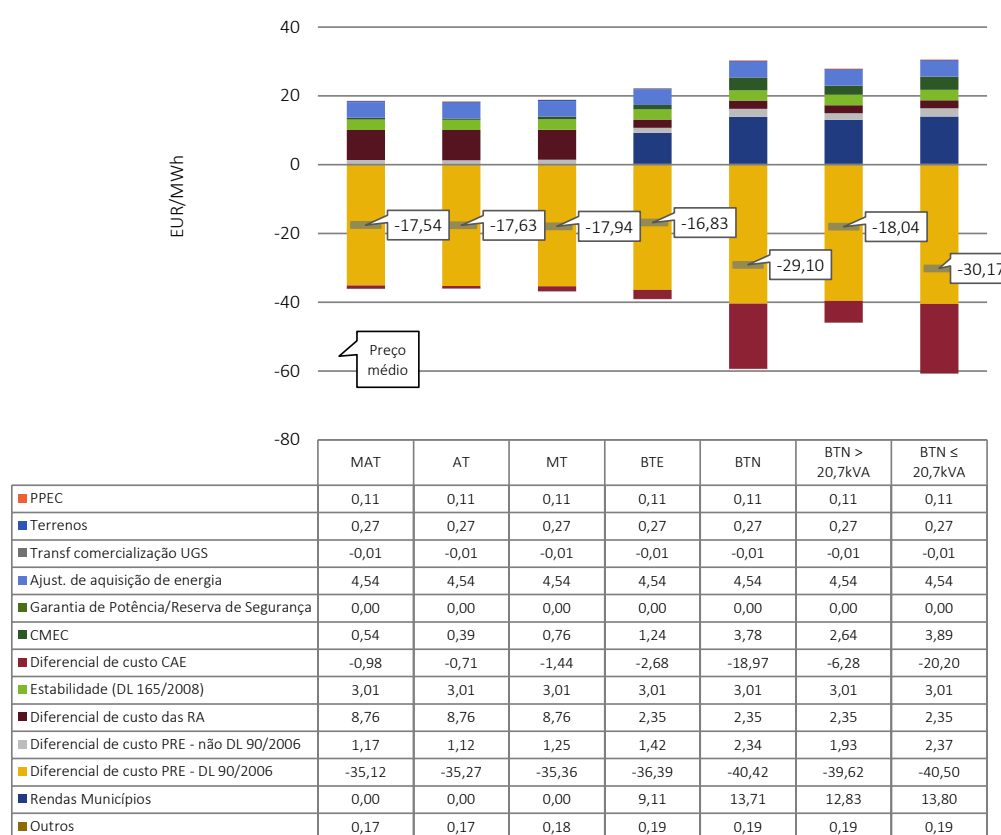
De relembrar que, mesmo se já se tivesse atingido a convergência tarifária preço-a-preço nas Regiões Autónomas, poderiam resultar, na Figura 6-43, ligeiras diferenças nos preços médios, em EUR/kWh, entre a tarifa Aditiva e as TVCF das RA devido às diferenças nas estruturas de consumo.

6.9 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

As variações da tarifa de Uso Global do Sistema resultam essencialmente de variações dos CIEG. Estes custos são, na sua quase totalidade, determinados no âmbito da legislação em vigor.

Na Figura 6-44 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG, nas tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2023, que assume valores negativos em todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento. Para tal, destaca-se, em particular, o contributo das parcelas relativas ao diferencial de custo da produção em regime especial e ao diferencial de custo dos CAE. De entre as parcelas sem valores negativos destacam-se as rendas pagas aos Municípios, o diferencial de custos das RA, o ajustamento de aquisição de energia e as anuidades dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Figura 6-44 - Preço médio dos CIEG nas tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2023, por componente



Legenda: PPEC – Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica; **Terrenos** – Custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico; **Transf. Comercialização UGS** – Diferencial de receitas na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais; **Ajust. de aquisição de energia** – Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores; **Garantia de Potência** – Custos com o mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos produtores ao Sistema Elétrico Nacional; **CMEC** – Custos para a manutenção do equilíbrio contratual; **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.

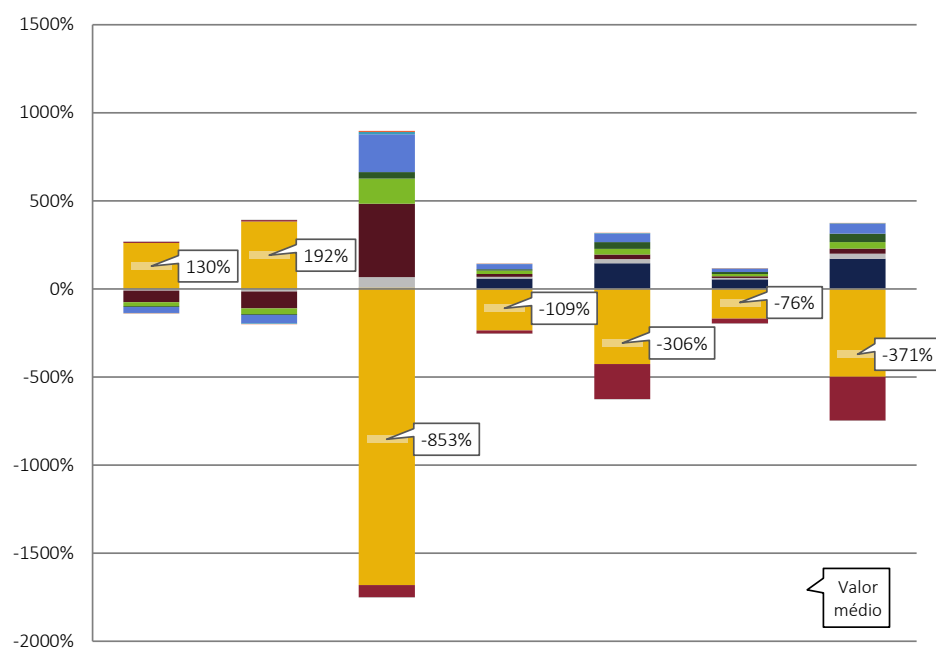
Na Figura 6-45, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes, a vigorar a partir de 1 de julho de 2023. Na figura, os valores percentuais apresentados correspondem ao quociente entre preço médio de CIEG e o preço médio da tarifa de Acesso às Redes, ambos em EUR/MWh.

Conforme referido acima, o valor total dos CIEG é negativo para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, a partir de 1 de julho de 2023. Assim, valores percentuais positivos correspondem a situações em que o denominador (tarifa de Acesso às Redes) é negativo em preço médio, tal como o denominador (CIEG). Neste caso, o peso dos CIEG nas tarifas de Acesso às Redes varia entre 130% em MAT e 192% em AT.

No caso contrário, de valores percentuais negativos, o valor médio da tarifa de Acesso às Redes (denominador) é positivo, o que se verifica em MT, BTE, BTN> e BTN<, com o peso dos CIEG nas tarifas de Acesso às Redes a variar entre -853%% (MT) e -76% (BTN>).

Refira-se ainda que o valor global de CIEG é negativo, devido essencialmente a três fatores: (i) diferencial de custo com a PRE renovável 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 6-45 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes



	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN > 20,7kVA	BTN ≤ 20,7kVA
■ PPEC	-0,9%	-1,3%	5,5%	0,7%	1,2%	0,5%	1,4%
■ Terrenos	-2,0%	-3,0%	13,0%	1,8%	2,9%	1,2%	3,4%
■ Transf comercialização UGS	0,1%	0,1%	-0,6%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,2%
■ Ajust. de aquisição de energia	-33,7%	-49,4%	215,6%	29,4%	47,7%	19,2%	55,7%
■ Garantia de Potência/Reserva de Segurança	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
■ CMEC	-4,0%	-4,2%	36,3%	8,0%	39,8%	11,2%	47,8%
■ Diferencial de custo CAE	7,3%	7,7%	-68,7%	-17,3%	-199,7%	-26,6%	-248,1%
■ Estabilidade (DL 165/2008)	-22,3%	-32,7%	142,9%	19,5%	31,6%	12,7%	36,9%
■ Diferencial de custo das RA	-65,1%	-95,4%	416,2%	15,2%	24,7%	10,0%	28,9%
■ Diferencial de custo PRE - não DL 90/2006	-8,7%	-12,2%	59,5%	9,2%	24,6%	8,2%	29,2%
■ Diferencial de custo PRE - DL 90/2006	260,9%	384,1%	-1681,0%	-235,9%	-425,5%	-167,8%	-497,6%
■ Rendas Municípios	0,0%	0,0%	0,0%	59,1%	144,3%	54,4%	169,5%
■ Outros	-1,3%	-1,9%	8,5%	1,3%	2,0%	0,8%	2,4%