

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2026
E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2026-2029**

Dezembro 2025

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 e dos preços dos serviços regulados	2
0.2	Principais determinantes da variação tarifária	11
0.2.1	Procura de energia elétrica	11
0.2.2	Proveitos permitidos e proveitos a recuperar no setor elétrico	12
1	INTRODUÇÃO.....	25
2	PROVEITOS E OUTROS FLUXOS FINANCEIROS	27
2.1	Metodologias de regulação	27
2.2	Proveitos permitidos a recuperar em 2026	36
2.2.1	Proveitos a recuperar em 2026 por atividade	38
2.2.2	Proveitos de energia e comercialização	40
2.2.2.1	Proveitos a recuperar	40
2.2.2.2	Previsões para custo médio de aquisição do CUR	42
2.2.2.3	Proveitos do comercializador de último recurso	43
2.2.3	CIEG	45
2.2.4	Proveitos da UGS	48
2.2.4.1	Principais rubricas explicativas da variação da UGS	50
2.2.4.2	CIEG associados à produção de energia elétrica e custos de sustentabilidade de mercados	50
2.2.4.3	Repercussão do diferimento dos CIEG nos proveitos permitidos	57
2.2.4.4	Proveitos a recuperar pela tarifa UGS que dizem respeito a anos anteriores	58
2.2.5	Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica	59
2.3	Parâmetros para a definição dos proveitos	62
2.3.1	Parâmetros a vigorar em 2026	63
2.4	Ajustamentos tarifários de 2024 e 2025	85
2.5	Transferências	90
2.5.1	Valores mensais a transferir pela REN	90
2.5.1.1	Transferências para a Turbogás	90
2.5.1.2	Transferências para o OLMCA	90
2.5.1.3	Transferências Para o OMIP	91
2.5.1.4	Transferências para a empresa responsável pela rede elétrica na RAA	92
2.5.1.5	Transferências para a empresa responsável pela rede elétrica na RAM	94
2.5.1.6	Transferências para a E-REDES	96
2.5.1.7	Transferências dos Agentes Financiadores dos custos com a Tarifa Social	97
2.5.1.8	Transferências para os Centros Electroprodutores	97
2.5.1.9	Transferências para a E-REDES ao abrigo do Decreto-Lei N.º 74/2013	100
2.5.2	Valores mensais a transferir pela E-REDES	100
2.5.2.1	Transferências para o comercializador de último recurso	100
2.5.2.2	Transferências para as entidades cessionárias referente ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial	102

2.5.3	Transferências das Medidas de contenção tarifária para a E REDES	106
2.6	Amortização e juros da dívida tarifária	106
3	TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2026	108
3.1	Tarifas	108
3.2	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT	117
3.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	117
3.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte	119
3.3	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição	120
3.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	120
3.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte	125
3.3.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	127
3.4	Tarifas por atividade do Comercializador de Último Recurso	131
3.4.1	Tarifa de Energia	131
3.4.2	Tarifa de Comercialização	133
3.5	Tarifas de Acesso às Redes	133
3.6	Opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT	140
3.7	Tarifa de Acesso às Redes aplicável aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT	143
3.8	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo	151
3.8.1	Inversão de fluxo nas redes a montante da UPAC	153
3.8.2	Isenção de CIEG	154
3.8.3	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo	157
3.9	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de armazenamento	163
3.10	Tarifas aplicáveis às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo	167
3.10.1	Isenções de CIEG	168
3.10.2	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo	173
3.10.3	Tarifas de Acesso às Redes da opção tarifária por épocas para entregas em MAT, AT, MT, aplicáveis às instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo	174
3.10.4	Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP, aplicáveis às instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo	175
3.10.5	Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo	176
3.11	Tarifas aplicáveis à Mobilidade Elétrica	178
3.11.1	Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica	179
3.11.2	Tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica nas RA	184

3.12	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	186
3.13	Tarifas a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso no âmbito do fornecimento supletivo.....	189
3.13.1	Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	190
3.13.2	Tarifas de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo.....	190
3.13.3	Tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	191
3.13.4	Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo aos clientes em MAT, AT, MT e BTE	191
3.13.5	Tarifa a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT	194
3.14	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	195
3.15	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	199
3.16	Tarifa Social	203
3.16.1	Tarifa Social de Acesso às Redes.....	205
3.16.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso.....	207
4	PREÇOS E PARÂMETROS DOS SERVIÇOS REGULADOS.....	211
4.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais.....	213
4.1.1	Enquadramento regulamentar	213
4.1.2	Propostas das empresas	215
4.1.2.1	Preços de leitura extraordinária	216
4.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora	219
4.1.2.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica (presencial e remoto)	220
4.1.2.4	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	224
4.1.2.5	Preço de realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável	227
4.1.3	Preços para 2026.....	227
4.1.3.1	Preços de leitura extraordinária	228
4.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora	231
4.1.3.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica (presencial e remoto)	232
4.1.3.4	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	238
4.1.3.5	Preço de realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável	239
4.2	Preços previstos no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica.....	240
4.2.1	Enquadramento regulamentar	240
4.2.2	Propostas das empresas	240
4.2.2.1	Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	241
4.2.2.2	Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	242
4.2.3	Preços para 2026.....	244
4.2.3.1	Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	244

4.2.3.2	Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	246
4.3	Preços previstos no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica	248
4.3.1	Enquadramento regulamentar	248
4.3.2	Propostas das empresas	249
4.3.2.1	Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD	249
4.3.2.2	Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo	252
4.3.3	Preços para 2026	254
4.3.3.1	Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD	254
4.3.3.2	Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo	256
4.4	Preços e parâmetros previstos no Regulamento da Apropriação Indevida de Energia	258
4.4.1	Enquadramento regulamentar	258
4.4.2	Propostas das empresas	259
4.4.2.1	Preço pelo serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração a aplicar ao valor devido a título de indemnização em caso de reincidência	259
4.4.2.2	Consumo médio anual e Desvio padrão	260
4.4.3	Preços e parâmetros para 2026	262
4.4.3.1	Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência	262
4.4.3.2	Consumo Médio Anual e Desvio padrão	264
4.5	Preços previstos no Regulamento Tarifário	266
4.5.1	Enquadramento regulamentar	266
4.5.2	Preços para 2026	266
4.5.2.1	Preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador	266
4.5.2.2	Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio	267
4.5.2.3	Parcela fixa relativa aos custos de funcionamento afetos à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo	270
5	IMPACTES TARIFÁRIOS	273
5.1	Receitas a recuperar nas tarifas do setor elétrico	274
5.1.1	Portugal continental	274
5.1.2	Regiões Autónomas	276
5.2	Tarifas por Atividade	277
5.2.1	Evolução do preço médio entre 2025 e 2026	277
5.2.2	Evolução do preço médio entre 2002 e 2026	279
5.3	Tarifa de Acesso às Redes	285
5.3.1	Evolução do preço médio entre 2025 e 2026	285
5.3.2	Estrutura do preço médio em 2026	289
5.3.3	Evolução do preço médio entre 1999 e 2026	293
5.4	Preço médio de referência de Venda a Clientes Finais	297

5.4.1	Evolução do preço médio entre 2025 e 2026.....	297
5.4.2	Estrutura do preço médio em 2026.....	301
5.4.3	Evolução do preço médio entre 1990 e 2026.....	305
5.5	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	309
5.5.1	Evolução do preço médio entre 2025 e 2026.....	309
5.5.2	Estrutura do preço médio em 2026.....	310
5.5.3	Evolução do preço médio entre 1990 e 2026.....	313
5.6	Tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo	318
5.6.1	Evolução do preço médio entre 2025 e 2026.....	318
5.6.2	Estrutura do preço médio em 2026.....	319
5.7	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	322
5.7.1	Evolução do preço médio entre 2025 e 2026.....	322
5.7.2	Evolução entre 1990 e 2026	324
5.8	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	328
5.8.1	Evolução do preço médio entre 2025 e 2026.....	328
5.8.2	Evolução entre 1990 e 2026	330
5.9	Convergência Tarifária.....	334
5.10	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral.....	339
5.11	Ofertas do mercado liberalizado em BTN.....	343
6	ANÁLISE DE SUSTENTABILIDADE ECONÓMICA DO SEN.....	349
6.1	Metodologia	350
6.2	Pressupostos	350
6.2.1	Para previsão dos proveitos.....	350
6.2.2	Para previsão dos efeitos tarifários	360
6.3	Resultados	361
6.3.1	Cenários ALTO e BAIXO.....	361
6.3.2	Cenário ADVERSO	368
6.4	Riscos e limitações da análise de sustentabilidade.....	373
ANEXOS	377
ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES	379
ANEXO II SIGLAS	385
ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	391

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental nos últimos 5 anos.....	4
Figura 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores nos últimos 5 anos.....	5
Figura 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira nos últimos 5 anos.....	6
Figura 0-4 - Preços médios das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos	9
Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2002 (sem medidas de sustentabilidade dos mercados e de estabilidade tarifária)	21
Figura 0-6 – Evolução da dívida tarifária	24
Figura 2-1 - Rendimentos estimados do setor elétrico	36
Figura 2-2 - Estrutura dos custos por atividade	37
Figura 2-3 - Proveitos de energia e comercialização do CUR (proveito total e proveito unitário)	41
Figura 2-4 - Energia e número de clientes	41
Figura 2-5 - Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais.....	44
Figura 2-6 - Decomposição dos proveitos unitários incluídos na TVCF.....	44
Figura 2-7 - Evolução dos custos de interesse económico geral (sem custos de sustentabilidade de mercados e de estabilidade tarifária) apurados nas tarifas desde 2005.....	48
Figura 2-8 - Proveitos a recuperar com a UGS – Valores absolutos e unitários	49
Figura 2-9 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente (incluindo ajustamentos)	50
Figura 2-10 - Diferencial de custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida, previstos para 2026	52
Figura 2-11 - Evolução do diferencial de custo da PRG (valores previstos recuperar pelas tarifas).....	53
Figura 2-12 - Evolução do diferencial de custo PRG (reais recuperados pelas tarifas)	55
Figura 2-13 - Custo total por ano com a aquisição a produtores com remuneração garantida (reais recuperados pelas tarifas)	56
Figura 2-14 - Diferencial de custo por unidade produzida das tecnologias de PRG previsto para 2026	57
Figura 2-15 - Proveitos a recuperar	59
Figura 2-16 - Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição – Valores absolutos e unitários	60
Figura 2-17 - Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente	61
Figura 3-1 - Estrutura dos fornecimentos em BT, de nove ORD BT, média dos anos 2023 e 2024.....	145
Figura 3-2 - Estrutura dos fornecimentos em BT, de três ORD BT	146

Figura 3-3 - Faturação prevista de três ORD BT em 2026, assumindo no cálculo tarifário uma estrutura dos fornecimentos exclusivamente em BTE.....	147
Figura 3-4 – Faturação prevista de três ORD BT em 2026, assumindo no cálculo tarifário diferentes estruturas de fornecimentos em BT	148
Figura 3-5 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	195
Figura 3-6 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	200
Figura 5-1 - Decomposição da variação de preço médio	274
Figura 5-2 - Evolução do preço médio nas parcelas da tarifa de Acesso às Redes.....	278
Figura 5-3 - Evolução do preço médio nas tarifas de Energia e Comercialização	279
Figura 5-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2025).....	284
Figura 5-5 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, valores médios do SEN	285
Figura 5-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, sem isenções CEI	286
Figura 5-7 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MAT, sem isenções CEI	287
Figura 5-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT, sem isenções CEI	287
Figura 5-9 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT, sem isenções CEI	288
Figura 5-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE, sem isenções CEI	288
Figura 5-11 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN, sem isenções CEI	289
Figura 5-12 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade (valores médios do SEN).....	290
Figura 5-13 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade (valores médios do SEN)	291
Figura 5-14 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes (valores médios do SEN).....	292
Figura 5-15 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes (valores médios do SEN)	293
Figura 5-16 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes), sem isenções CEI.....	294
Figura 5-17 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2025), sem isenções CEI.....	294
Figura 5-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, sem isenções CEI	298
Figura 5-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT, sem isenções CEI	299
Figura 5-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT, sem isenções CEI.....	299

Figura 5-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT, sem isenções CEI.....	300
Figura 5-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE, sem isenções CEI.....	300
Figura 5-23 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN, sem isenções CEI	301
Figura 5-24 - Preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade (valores médios do SEN)	302
Figura 5-25 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade (valores médios do SEN).....	303
Figura 5-26 - Preço médio de referência de venda a clientes finais (valores médios do SEN).....	304
Figura 5-27 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais (valores médios do SEN)	304
Figura 5-28 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão, sem isenções CEI (preços correntes)	306
Figura 5-29 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão, sem isenções CEI (preços constantes de 2025)	307
Figura 5-30 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN....	310
Figura 5-31 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2026.....	311
Figura 5-32 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2026..	311
Figura 5-33 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2026, decomposto por parcelas	312
Figura 5-34 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2026, decomposto por parcelas	313
Figura 5-35 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes)	315
Figura 5-36 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2025)	316
Figura 5-37 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em MAT, AT, MT e BTE	319
Figura 5-38 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2026	320
Figura 5-39 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2026.....	320
Figura 5-40 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2026, decomposto por parcelas.....	321
Figura 5-41 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2026, decomposto por parcelas	322
Figura 5-42 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA	323

Figura 5-43 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA.....	323
Figura 5-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes).....	325
Figura 5-45 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2025)....	326
Figura 5-46 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM	329
Figura 5-47 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM	329
Figura 5-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	331
Figura 5-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços constantes de 2025) ..	332
Figura 5-50 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2025 e 2026	336
Figura 5-51 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2025 e 2026	337
Figura 5-52 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva	338
Figura 5-53 - Preços médios da TVCF nas Regiões Autónomas, por comparação com a tarifa Aditiva	339
Figura 5-54 - Preço médio dos CIEG em 2026, por componente.....	341
Figura 5-55 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes em 2026.....	342
Figura 5-56 - Peso dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes em 2026.....	343
Figura 5-57 - Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo	345
Figura 6-1 – Cenário de evolução do consumo de energia elétrica, até 2030	353
Figura 6-2 - Previsão da evolução da potência instalada renovável e total na Península Ibérica até 2030.....	355
Figura 6-3 – Projeção dos preços de energia elétrica até 2030	356
Figura 6-4 - Projeção dos preços das licenças de CO ₂ até 2030.....	357
Figura 6-5 - Projeção de energia elétrica e preço unitário total de aquisição de energia aos PRG até 2030.....	359
Figura 6-6 - Resultado da evolução dos proveitos totais do SEN até 2030, sem ativação de mecanismos regulatórios para assegurar a estabilidade tarifária – Cenários ALTO e BAIXO	362
Figura 6-7 - Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 - Cenário ALTO.....	363
Figura 6-8 - Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 - Cenário BAIXO	364
Figura 6-9 - Trajetória do preço médio RVCF em BTN - Cenários ALTO e BAIXO	365
Figura 6-10 - Trajetória do preço médio RVCF em Portugal continental para a totalidade dos fornecimentos.....	366
Figura 6-11 - Cenários de evolução da dívida tarifária de 2026 a 2028	367
Figura 6-12 - Composição da dívida tarifária e sua evolução até 2030.....	368

Figura 6-13 - Resultado da evolução do proveito permitido total SEN até 2030, sem ativação mecanismos regulatórios para assegurar a estabilidade tarifária - Cenário ADVERSO, ALTO e BAIXO.....	369
Figura 6-14 - Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 Cenário ADVERSO com transferência intertemporal em 2027 (2 anos).....	370
Figura 6-15 - Trajetória do preço médio RVCF em BTN - Cenário ADVERSO.....	371
Figura 6-16 - Cenários de evolução da dívida tarifária de 2026 a 2028 - Cenário ADVERSO	372
Figura 6-17 - Composição da dívida tarifária e sua evolução até 2030 Cenário ADVERSO com transferência intertemporal em 2027 (2 anos).....	373

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2026.....	3
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2026.....	4
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2026.....	5
Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária na variação anual das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas em 2026.....	6
Quadro 0-5 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2026.....	8
Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2026.....	10
Quadro 0-7 – Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA	12
Quadro 0-8 - Proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas em Portugal continental em 2026.....	13
Quadro 0-9 - Proveitos nas Regiões Autónomas em 2026	14
Quadro 0-10 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2024 e previsões para 2025 e 2026.....	15
Quadro 0-11 – Evolução do deflator do PIB.....	15
Quadro 0-12 – Pressupostos Financeiros	16
Quadro 0-13 - Taxas de remuneração para 2024, 2025 e 2026	17
Quadro 0-14 - CCMP previstos para 2022 e estimados para 2025, com e sem efeitos dos incentivos específicos	18
Quadro 0-15 - Previsões para o custo médio de aquisição de energia elétrica em mercado	20
Quadro 0-16 - Custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2026	22
Quadro 0-17 - Medidas de contenção tarifária	23
Quadro 2-1 – Metodologias de regulação	28
Quadro 2-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico	30
Quadro 2-3 - Proveitos permitidos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental	39
Quadro 2-4 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	40
Quadro 2-5 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	43
Quadro 2-6 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2026	46
Quadro 2-7 - Impacte nos proveitos permitidos de 2026 a 2028 dos diferimentos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRG de anos anteriores	58

Quadro 2-8 - Valor dos ajustamentos de 2024 e 2025 incluídos nos proveitos permitidos do Agente Comercial.....	86
Quadro 2-9 - Valor dos ajustamentos de 2024 incluídos nos proveitos permitidos da ADENE	86
Quadro 2-10 - Valor dos ajustamentos de 2024 e 2025 incluídos nos proveitos permitidos da REN	87
Quadro 2-11 - Valor dos ajustamentos de 2024 e 2025 incluídos nos proveitos permitidos da E-REDES.....	87
Quadro 2-12 - Valor dos ajustamentos de 2024 e 2025 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade	88
Quadro 2-13 - Valor dos ajustamentos de 2024 e 2025 incluídos nos proveitos permitidos da EDA.....	89
Quadro 2-14 - Valor dos ajustamentos de 2024 e 2025 incluídos nos proveitos permitidos da EEM	89
Quadro 2-15 - Transferências entre a REN e a Turbogás.....	90
Quadro 2-16 - Transferências entre a REN e a ADENE.....	91
Quadro 2-17 - Transferências entre a REN e o OMIP.....	92
Quadro 2-18 - Transferências da REN para a EDA	93
Quadro 2-19 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social	94
Quadro 2-20 - Transferências da REN para a EEM.....	95
Quadro 2-21 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social	96
Quadro 2-22 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à Tarifa Social	97
Quadro 2-23 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento no regime transitório	99
Quadro 2-24 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade – AUR	100
Quadro 2-25 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade – CUR	101
Quadro 2-26 - Transferências da E-REDES para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024 e de 2025.....	102
Quadro 2-27 - Transferências da E-REDES para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024 e de 2025	103
Quadro 2-28 - Transferências da E-REDES para o BBVA referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024 e de 2025.....	103
Quadro 2-29 - Transferências da E-REDES para a Tagus referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024	104
Quadro 2-30 - Transferências da E-REDES para o Santander referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2025	104
Quadro 2-31 - Transferências da E-REDES para o Montepio Geral referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2025	105
Quadro 2-32 - Transferências da E-REDES para o Novo Banco referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2025	105

Quadro 2-33 - Transferências da E-REDES para o Sabadell referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2025	106
Quadro 2-34 - Amortização e juros da dívida tarifária	107
Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas do setor Elétrico	109
Quadro 3-2 - Tarifas Reguladas do setor da Mobilidade Elétrica.....	115
Quadro 3-3 - 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.....	118
Quadro 3-4 - 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.....	118
Quadro 3-5 - 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.....	118
Quadro 3-6 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....	119
Quadro 3-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT	120
Quadro 3-8 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	121
Quadro 3-9 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	121
Quadro 3-10 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD	122
Quadro 3-11 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD, em preço médio.....	123
Quadro 3-12 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	123
Quadro 3-13 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	124
Quadro 3-14 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema	125
Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	126
Quadro 3-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	126
Quadro 3-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	127
Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.....	128
Quadro 3-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.....	128
Quadro 3-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	129
Quadro 3-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	129
Quadro 3-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	130

Quadro 3-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	131
Quadro 3-24 - Preços da tarifa de Energia.....	132
Quadro 3-25 - Preços da tarifa de Energia nas várias opções tarifárias.....	132
Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Comercialização.....	133
Quadro 3-27 - Preços das tarifas de Acesso às Redes.....	134
Quadro 3-28 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral.....	138
Quadro 3-29 - Valor médio das tarifas de uso das redes em 2025.....	139
Quadro 3-30 - Fatores multiplicativos a aplicar ao preço de referência da energia reativa.....	140
Quadro 3-31 - Preços da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes.....	141
Quadro 3-32 - Preços de potência em horas de ponta, da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes, repartidos por atividades.....	143
Quadro 3-33 - Estruturas de fornecimento simuladas no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT.....	148
Quadro 3-34 - Estrutura de fornecimento a utilizar em 2026 no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT.....	149
Quadro 3-35 - Preços da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	150
Quadro 3-36 - Preços das tarifas por atividade, que compõem a tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT.....	151
Quadro 3-37 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 50%.....	156
Quadro 3-38 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 100%.....	156
Quadro 3-39 - 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.....	160
Quadro 3-40 - 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.....	161
Quadro 3-41 - 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.....	162
Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento, para as instalações que não beneficiam de uma isenção nos termos do RT.....	164
Quadro 3-43 - Custos com mecanismos de capacidade.....	169
Quadro 3-44 - CIEG que incidem sobre a parcela II da tarifa de UGS excluindo os custos com mecanismos de capacidade, sobre os quais se aplicam as deduções de CIEG para instalações de clientes eletrointensivos.....	170

Quadro 3-45 - CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes de instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 75%.....	171
Quadro 3-46 - CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes de instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 85%.....	171
Quadro 3-47 - CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP de instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo	172
Quadro 3-48 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema aplicável a clientes eletrointensivos com isenção de 75%	172
Quadro 3-49 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema aplicável a clientes eletrointensivos com isenção de 85%	173
Quadro 3-50 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 75% dos CIEG	173
Quadro 3-51 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações de consumo com estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 85% dos CIEG	174
Quadro 3-52 - Preços das tarifas de Acesso às Redes da opção tarifária por épocas a aplicar a instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 75% dos CIEG	175
Quadro 3-53 - Preços das tarifas de Acesso às Redes da opção tarifária por épocas a aplicar a instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 85% dos CIEG	175
Quadro 3-54 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP de instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo	176
Quadro 3-55 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR, no âmbito do fornecimento supletivo, às instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 75% dos CIEG	177
Quadro 3-56 - Tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR, no âmbito do fornecimento supletivo, às instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 85% dos CIEG	177
Quadro 3-57 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT .	182
Quadro 3-58 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT	182
Quadro 3-59 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT ...	182
Quadro 3-60 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT.....	183
Quadro 3-61 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, na opção tri-horária, repartidos pelas tarifas por atividade	183

Quadro 3-62 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, na opção bi-horária, repartidos pelas tarifas por atividade	184
Quadro 3-63 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA	185
Quadro 3-64 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM	185
Quadro 3-65 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	186
Quadro 3-66 - Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	190
Quadro 3-67 - Tarifas de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	190
Quadro 3-68 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR, no âmbito do fornecimento supletivo	192
Quadro 3-69 - Tarifa a aplicar pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo.....	194
Quadro 3-70 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	196
Quadro 3-71 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	201
Quadro 3-72 - Clientes tarifa social e valor global do desconto	205
Quadro 3-73 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes	206
Quadro 3-74 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes	207
Quadro 3-75 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do Comercializador de Último Recurso em Portugal continental.....	208
Quadro 3-76 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	209
Quadro 3-77 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira	210
Quadro 4-1 - Preços de leitura extraordinária – Proposta da E-REDES para 2026.....	216
Quadro 4-2 - Valores das tarefas a realizar por PSE ao serviço da E-REDES, em 2026	217
Quadro 4-3 - Preços de leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2026	218
Quadro 4-4 - Preços de leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2026.....	219
Quadro 4-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da SU Eletricidade, da EDA e da EEM para 2026.....	219
Quadro 4-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da E-REDES para 2026.....	221
Quadro 4-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EDA para 2026	223
Quadro 4-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EEM para 2026.....	224
Quadro 4-9 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da E- REDES para 2026.....	225
Quadro 4-10 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EDA para 2026	226

Quadro 4-11 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EEM para 2026.....	226
Quadro 4-12 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2026	229
Quadro 4-13 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2026.....	230
Quadro 4-14 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2026	230
Quadro 4-15 - Quantia mínima a pagar em caso de mora para 2026, em Portugal continental, na RAA e na RAM	232
Quadro 4-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2026 (MAT)	232
Quadro 4-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2026 (AT, MT e BT)	234
Quadro 4-18 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA, para 2026.....	235
Quadro 4-19 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM, para 2026	237
Quadro 4-20 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2026, em Portugal continental.....	238
Quadro 4-21 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2026, na RAA.....	238
Quadro 4-22 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2026, na RAM.....	239
Quadro 4-23 - Preços de realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável para 2026	239
Quadro 4-24 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes – Proposta da E-REDES para 2026.....	241
Quadro 4-25 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes – Proposta da EDA e da EEM para 2026	242
Quadro 4-26 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da E-REDES para 2026	243
Quadro 4-27 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da EDA e EEM para 2026	244
Quadro 4-28 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes em Portugal continental para 2026.....	245
Quadro 4-29 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes na RAA para 2026 ..	245
Quadro 4-30 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes na RAM para 2026 ..	246

Quadro 4-31 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes em Portugal continental para 2026	247
Quadro 4-32 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes na RAA para 2026	247
Quadro 4-33 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes na RAM para 2026	248
Quadro 4-34 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD – Proposta da E-REDES para 2026.....	250
Quadro 4-35 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD – Proposta da EDA para 2026.....	251
Quadro 4-36 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD – Proposta da EEM para 2026.....	251
Quadro 4-37 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo – Proposta da E-REDES para 2026	252
Quadro 4-38 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo – Proposta da EDA para 2026	253
Quadro 4-39 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo – Proposta da EEM para 2026.....	253
Quadro 4-40 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD em Portugal continental, para 2026.....	255
Quadro 4-41 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD na RAA para 2026.....	256
Quadro 4-42 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD na RAM para 2026.....	256
Quadro 4-43 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo em Portugal continental para 2026	257
Quadro 4-44 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo na RAA para 2026	257
Quadro 4-45 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo na RAM para 2026	258
Quadro 4-46 - Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência – Proposta da E-REDES para 2026	259

Quadro 4-47 - Preço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência – Proposta da EDA e EEM para 2026	260
Quadro 4-48 - Consumo Médio Anual (CMA) e Desvio Padrão – Proposta da E-REDES para 2026	260
Quadro 4-49 - Consumo Médio Anual (CMA) e Desvio Padrão – Proposta da EDA para 2026	261
Quadro 4-50 - Consumo Médio Anual (CMA) e Desvio Padrão – Proposta da EEM para 2026	262
Quadro 4-51 - Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência, em Portugal continental, para 2026	263
Quadro 4-52 - Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência, Regiões Autónomas dos Açores, para 2026	263
Quadro 4-53 - Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência, Regiões Autónomas da Madeira, para 2026	264
Quadro 4-54 - Consumo médio anual e desvio padrão em Portugal continental para 2026	264
Quadro 4-55 - Consumo médio anual e desvio padrão na Região Autónoma dos Açores para 2026	265
Quadro 4-56 - Consumo médio anual e desvio padrão na Região Autónoma da Madeira, em 2026	265
Quadro 4-57 - Preço aplicável na mudança de comercializador, em 2026	267
Quadro 4-58 - Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio (instalações de consumo), em 2026	269
Quadro 4-59 - Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio (instalações de produção), em 2026	270
Quadro 4-60 - Parcela fixa relativa aos custos de funcionamento afetos à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, em 2026	272
Quadro 5-1 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas no ano 2026, em Portugal continental	275
Quadro 5-2 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas no ano 2026, nas Regiões Autónomas	276
Quadro 5-3 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100)	281
Quadro 5-4 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período de regulação	282
Quadro 5-5 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão, sem isenções CEI	296
Quadro 5-6 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período de regulação, sem isenções CEI	297
Quadro 5-7 - Evolução real e nominal do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão, sem isenções CEI	308
Quadro 5-8 - Variações anuais médias do preço médio de referência de venda a clientes finais, por período de regulação, sem isenções CEI	309
Quadro 5-9 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (ano 1998 = 100)	317
Quadro 5-10 - Variações anuais médias da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais por período de regulação	318

Quadro 5-11 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA (ano 2002 = 100).....	327
Quadro 5-12 - Variações anuais médias da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA, por período de regulação	328
Quadro 5-13 - Evolução real e nominal do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, ano 2002 = 100	333
Quadro 5-14 - Variações anuais médias da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, por período de regulação	334
Quadro 5-15 - Consumidores tipo no fornecimento de eletricidade.....	344
Quadro 5-16 - Fatura anual no ano 2026 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes.....	346
Quadro 6-1 - Proveitos permitidos das atividades reguladas em 2026 e proveitos de energia e comercialização do mercado liberalizado (ML), antes da aplicação dos mecanismos regulatórios para assegurar a estabilidade tarifária.....	351

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026 e Parâmetros para o período de regulação 2026-2029» fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2026 e integra os seguintes anexos: (i) «Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029», (ii) «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico», (iii) «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2026», (iv) «Caracterização da procura de energia elétrica em 2026», (v) «Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico» e (vi) «Estudo de benchmarking dos operadores de redes de distribuição».

As tarifas e preços a vigorarem em 2026, constantes do presente documento, devem ser analisadas no quadro regulatório definido para o período de regulação 2026-2029. Em concreto, devem ser tidos em conta o Regulamento Tarifário do setor elétrico (RT) ¹ em vigor, assim como os parâmetros, cuja definição é fundamentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029».

Nos termos legal e regulamentarmente previstos, o Conselho de Administração da ERSE submeteu a 15 de outubro, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, a «Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026 e Parâmetros para o período de regulação 2026-2029». Submeteu, igualmente, à apreciação da Autoridade da Concorrência, dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (RAA e RAM, respetivamente), do Agente Comercial, da entidade concessionária da rede nacional de transporte (RNT), do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador (OLMCA), da entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo (OMIP), da entidade concessionária da rede nacional de distribuição (RND), do comercializador de último recurso (CUR), do agregador de último recurso (AUR) e ainda da empresa responsável pela rede elétrica na RAA e da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, para eventuais comentários, nos termos do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE ² e do artigo 229.º do RT do setor elétrico, em vigor.

O Conselho Tarifário emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, a 17 de novembro³.

¹ [Regulamento n.º 1218/2025](#), de 7 de novembro, publicado em Diário da República.

² [Estatutos da ERSE](#), aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente.

³ Nos termos do n.º 3 do artigo 48.º, dos Estatutos da ERSE e n.º 6 do artigo 229.º, do Regulamento Tarifário do setor elétrico, em vigor.

A 15 de dezembro, os documentos que justificam a decisão final da ERSE são tornados públicos, através da sua página de *internet*, juntamente com o Parecer do Conselho Tarifário e as observações da ERSE aos comentários recebidos.

As tarifas para 2026 estão apresentadas no capítulo 3 deste documento, que incluem as tarifas por atividade regulada, as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis nas diferentes circunstâncias, as tarifas de Venda a Clientes Finais, incluindo as transitórias e de fornecimento supletivo em Portugal continental, bem como as tarifas sociais aplicáveis aos fornecimentos de clientes vulneráveis.

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

Para além das tarifas, são aprovados os preços dos serviços regulados, os quais estão estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC), no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI), no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), no RT e no Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia (RAIE).

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

A evolução das tarifas para a energia elétrica é caracterizada de acordo com a variação tarifária anual ⁴, que compara o valor do ano com o valor do ano anterior. No caso da informação anterior ao ano 2025, a variação anual considera, para cada ano, a informação anualizada das tarifas que estiveram em vigor, incluindo atualizações trimestrais da tarifa de Energia e fixações excecionais de tarifas, caso aplicável ⁵.

⁴ Por regra, as variações tarifárias apresentadas assumem uma estrutura de consumo constante, de forma a captar exclusivamente o efeito por alteração dos preços unitários das tarifas. Para mais informação, consultar o início do capítulo 5.

⁵ Por exemplo, no caso da variação anual entre os anos 2024 e 2025, o valor médio da tarifa do ano 2024 tem em conta a fixação excecional desse ano ([Diretiva n.º 17/2024](#), de 24 de junho), que alterou as tarifas reguladas a partir de 1 de junho de 2024.

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Em 2026, nos termos previstos no regime jurídico que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN) ⁶, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais (doravante “tarifas transitórias”) 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) ⁷.

Apresenta-se no Quadro 0-1 a variação anual das tarifas transitórias em Portugal continental entre 2025 e 2026, que corresponde a um aumento de +1,0%, para os clientes em BTN. Este acréscimo é inferior à variação prevista para o Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC) ⁸, o que representa uma redução em termos reais.

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2026

	Variação anual 2026 / 2025
BTN	+1,0%

A Figura 0-1 ilustra as variações anuais das tarifas transitórias em Portugal continental no período de 2022 a 2026, para os diferentes níveis de fornecimento.

⁶ Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação atual, que transpõe a Diretiva (UE) 2019/944 e, parcialmente, a Diretiva (UE) 2018/2001.

⁷ 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, na redação vigente, bem como nas situações de fornecimento supletivo, previstas nos termos do n.º 3 do artigo 140.º, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual. No que respeita ao fornecimento supletivo, o RRC fixa os prazos de permanência no CUR.

⁸ O Banco de Portugal prevê para o ano 2026, no «[Boletim Económico - Outubro 2025](#)», uma variação de 1,9% para o IHPC, enquanto o Conselho das Finanças Públicas, nas «[Perspetivas Económicas e Orçamentais 2025-2029 \(atualização\), setembro 2025](#)», prevê uma variação de 2,1% e o Ministério das Finanças, no «[Relatório do Orçamento do Estado 2026](#)», de outubro de 2025, que acompanhou a Proposta de Lei do Orçamento do Estado de 2026, prevê uma variação de 2,1%.

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



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 região autónoma.

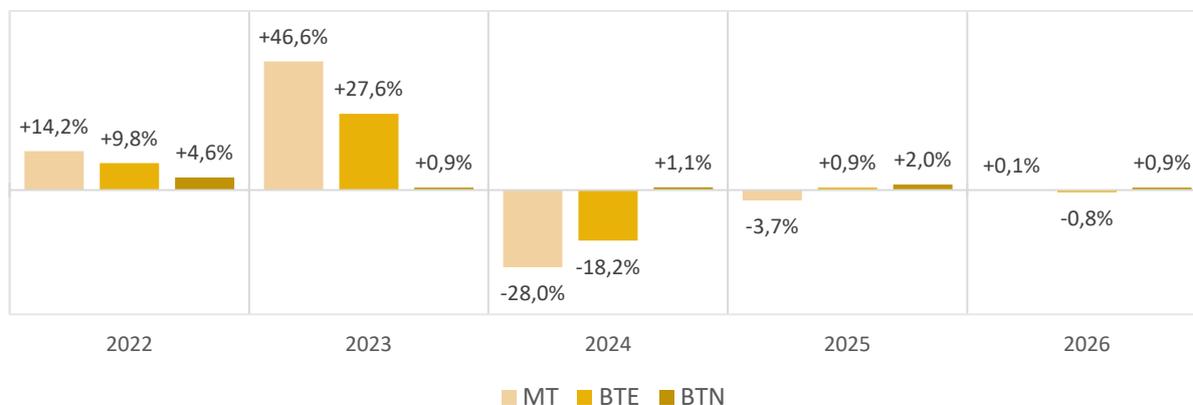
No Quadro 0-2 apresenta-se a variação anual das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores entre 2025 e 2026, que corresponde a variações de +0,1%, -0,8% e +0,9% em MT, BTE e BTN, respetivamente.

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2026

	Variação anual 2026 / 2025
MT	+0,1%
BTE	-0,8%
BTN	+0,9%

A Figura 0-2 ilustra as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores no período de 2022 a 2026, para os diferentes níveis de fornecimento.

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



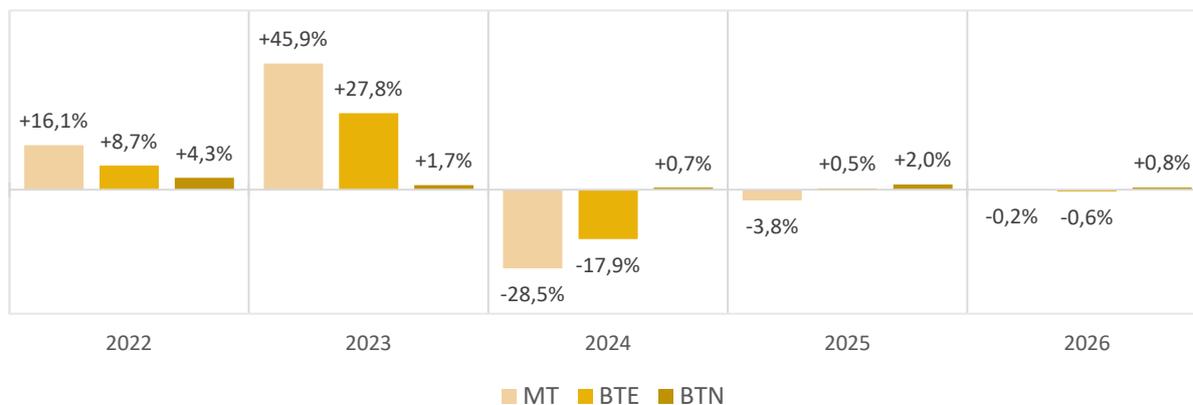
O Quadro 0-3 apresenta a variação anual das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira entre 2025 e 2026, que corresponde a variações de -0,2%, -0,6% e +0,8% para MT, BTE e BTN, respetivamente.

Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2026

	Variação anual 2026 / 2025
MT	-0,2%
BTE	-0,6%
BTN	+0,8%

A Figura 0-3 ilustra as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira no período de 2022 a 2026, para os diferentes níveis de fornecimento.

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



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 2026 com as tarifas que seria necessário aprovar para as Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas.

Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária na variação anual das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas em 2026

	Variação anual 2026/2025	
	Sem convergência	Com convergência
Região Autónoma dos Açores	+85,4%	+0,5%
Região Autónoma da Madeira	+48,2%	+0,4%

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

total dos custos em cada área geográfica, situação que teria um impacto significativo em termos de acréscimos nas tarifas aplicáveis nas Regiões Autónomas, conforme se observa no Quadro 0-4.

TARIFAS SOCIAIS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Nos termos da legislação em vigor, a ERSE aprova as tarifas sociais de Venda a Clientes Finais para Portugal continental e para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, as quais se aplicam aos fornecimentos de clientes vulneráveis⁹. Para estas tarifas, em 2026, aplica-se um desconto social de 33,8% face à tarifa transitória¹⁰, igual ao do ano anterior, com valores unitários do desconto iguais para clientes em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, conforme Despacho do Gabinete da Ministra do Ambiente e Energia. O desconto social é igualmente aplicável a consumidores de Portugal continental que se encontrem em mercado liberalizado, uma vez que este é repercutido através da tarifa social de Acesso às Redes.

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes. Estas tarifas estão incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e nos preços dos comercializadores de mercado negociados livremente com os consumidores de energia elétrica. A variação anual destas tarifas entre 2025 e 2026, por nível de fornecimento, é apresentada no Quadro 0-5.

⁹ As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários de prestações de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão, aos beneficiários da pensão social de velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo estabelecido legalmente, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

¹⁰ O valor percentual do desconto social é aprovado anualmente por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. Para 2026, foi fixada a percentagem de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o imposto de valor acrescentado (IVA), demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis, idêntica aos anos anteriores, através do [Despacho n.º 12372/2025](#), de 21 de outubro.

Quadro 0-5 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2026

	Variação anual 2026 / 2025
MAT	-2,9%
AT	-0,8%
MT	+1,8%
BTE	+2,7%
BTN	+3,5%

A variação das tarifas de Acesso às Redes depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição e a gestão global do sistema, que integra os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG).

As variações no Quadro 0-5 não consideram as reduções de CIEG de que beneficiam as instalações com o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, aprovadas pela Comissão Europeia em abril de 2025. Caso se considerem essas isenções em termos médios no SEN, as variações dos clientes em MAT, AT e MT, face às tarifas fixadas para janeiro de 2025, seriam de -31,0%, -29,8% e +1,3%, respetivamente.

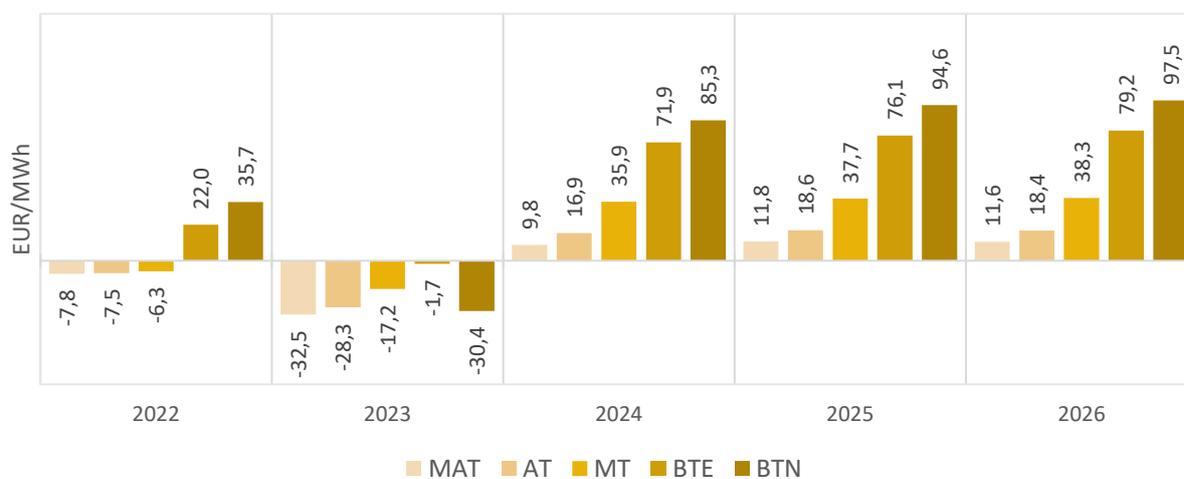
A Figura 0-4 ilustra os preços médios ¹¹ das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental no período de 2022 a 2026, para os diferentes níveis de fornecimento. O nível tarifário em 2026, apesar de aumentar em MT, BTE e BTN face a 2025, continua a ser, para todos os níveis de fornecimento, inferior ao do ano 2021 ¹², último ano antes de as tarifas de Acesso às Redes terem começado a apresentar valores negativos ¹³.

¹¹ Os preços médios de 2022, 2023 e 2024 consideram o efeito das fixações excecionais que ocorreram nesses anos.

¹² Em 2021, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes eram de 22,6 EUR/MWh em MAT, de 28,3 EUR/MWh em AT, de 48,0 EUR/MWh em MT, de 87,3 EUR/MWh em BTE e de 111,7 EUR/MWh em BTN.

¹³ As tarifas de Acesso às Redes incluem na sua componente de uso global de sistema os diferenciais da produção renovável em regime de preços garantidos. Tratando-se de contratos por diferenças, os diferenciais de preços entre os preços garantidos pagos à produção e os preços capturados pela venda dessa produção no mercado, são socializados nas tarifas de Acesso às Redes. Estes diferenciais em 2022 e 2023 foram negativos, pelo facto de os preços capturados pela venda dessa produção no mercado organizado terem sido superiores aos preços garantidos pagos à produção renovável.

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



Os preços médios apresentados na Figura 0-4 não consideram as reduções de CIEG de que beneficiam as instalações com o Estatuto do Cliente Eletrointensivo. A consideração dessas isenções resulta em preços médios, para a globalidade dos clientes, de 8,2 EUR/MWh em MAT, 13,0 EUR/MWh em AT e 38,1 EUR/MWh em MT.

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. A conjugação destas tarifas resulta nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas de Venda a Clientes Finais ¹⁴. No Quadro 0-6 apresentam-se as variações anuais das tarifas por atividade em Portugal continental.

¹⁴ A tarifa de Acesso às Redes é obtida pela soma das tarifas de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição e de Uso Global do Sistema. A tarifa de Venda a Clientes Finais incorpora a tarifa de Acesso às Redes e as tarifas de Energia e de Comercialização.

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2026

	Variação anual 2026 / 2025
Tarifa de Energia	-2,6%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-5,0%
Tarifas de Uso de Redes	+6,5%
Uso da Rede de Transporte	+1,9%
Uso da Rede de Distribuição em AT	+8,4%
Uso da Rede de Distribuição em MT	+7,9%
Uso da Rede de Distribuição em BT	+7,9%
Tarifas de Comercialização	+8,2%

Da leitura do quadro supra, destacam-se os decréscimos da tarifa de Energia (-2,6%) e de Uso Global do Sistema (-5,0%), em base anual, e os acréscimos das tarifas de Comercialização (+8,2%) e de Uso de Redes (+6,5%).

PREÇOS E PARÂMETROS DOS SERVIÇOS REGULADOS

Nos termos estabelecidos no RRC, no RSRI, no RAC e no RAIE, a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes e dos comercializadores de último recurso, os preços dos serviços regulados.

A maioria dos preços dos serviços regulados observa uma variação de acordo com o deflator implícito no consumo privado para 2026, cuja previsão atual é de +2,1%. A fixação dos preços dos serviços regulados para 2026 seguiu, ainda, à semelhança dos anos anteriores, a recomendação do Conselho Tarifário constante do seu Parecer ao documento «Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2011» que refere a necessidade de os preços fixados para a prestação dos serviços regulados aderirem aos custos incorridos. No entanto, é necessário assegurar que as atualizações de preços não sejam bruscas e que garantam a equidade entre os consumidores passados e futuros e, nesse sentido, a variação dos preços é limitada a +10,0% face aos preços em vigor para 2025, por forma a promover o gradualismo na aproximação entre os preços e os custos de cada serviço.

Por último, nos termos estabelecidos no RT em vigor, a ERSE aprova anualmente, sem que seja precedido de submissão de propostas das empresas, o preço aplicável na mudança de comercializador e de

agregador, os preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio e o preço da componente fixa da tarifa de referência de aquisição supletiva de eletricidade aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores.

0.2 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO TARIFÁRIA

0.2.1 PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

Para a definição do nível de consumo em Portugal continental em 2025 e 2026 foram considerados os valores totais de fornecimentos, por nível de tensão, enviados à ERSE pela E-REDES, em junho de 2025, por se considerar que refletem as incertezas associadas ao contexto macroeconómico e aos efeitos da transição energética. Este contexto particularmente incerto obriga a assumir uma abordagem cautelosa e conservadora no exercício de previsão da procura, que não deixa, contudo, de ser coerente com as projeções para a evolução da economia portuguesa e para a evolução do setor elétrico. Para a obtenção dos consumos referidos à emissão, em ambos os anos, consideram-se as previsões de perdas na rede de transporte, indicadas pela REN, e, na rede de distribuição, indicadas pela E-REDES. No caso das Regiões Autónomas, para a definição do nível de consumo, a ERSE aceitou as previsões das empresas (EDA e EEM), para 2025 e 2026.

No Quadro 0-7 apresenta-se o consumo referido à emissão e os fornecimentos a clientes para Portugal continental e para as Regiões Autónomas, para 2024, 2025 e 2026, assim como as respetivas variações anuais.

Quadro 0-7 – Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA

Unidade: GWh

	Real 2024	Estimativa 2025	Tarifas 2026
Portugal Continental			
Consumo referido à emissão	51 387	52 650	53 516
(Variação média anual)	1,3%	2,5%	1,6%
Perdas nas redes de Transporte e Distribuição	5 139	4 997	5 217
Perdas/Fornecimentos	11,1%	10,5%	10,8%
Fornecimentos a Clientes	46 464	47 636	48 283
(Variação média anual)	1,2%	2,5%	1,4%
Região Autónoma da Madeira			
Consumo referido à emissão	948	968	991
(Variação média anual)	1,9%	2,1%	2,4%
Perdas na Rede	74	76	77
Perdas/Fornecimentos	8,5%	8,5%	8,5%
Fornecimentos a Clientes	873	891	912
(Variação média anual)	1,9%	2,1%	2,3%
Região Autónoma da Açores			
Consumo referido à emissão	861	883	911
(Variação média anual)	3,1%	2,5%	3,2%
Perdas na Rede	50	51	54
Perdas/Fornecimentos	6,2%	6,2%	6,4%
Fornecimentos a Clientes	807	828	844
(Variação média anual)	2,7%	2,5%	2,0%

Fonte: ERSE

No que respeita à evolução da liberalização do mercado retalhista em Portugal continental, deverá assistir-se a uma manutenção do ritmo de transição de clientes para o mercado liberalizado em 2025 e 2026. A análise da evolução da procura e dos seus fatores justificativos encontra-se detalhada no documento «Caraterização da procura de energia elétrica em 2026», anexo deste documento.

0.2.2 PROVEITOS PERMITIDOS E PROVEITOS A RECUPERAR NO SETOR ELÉTRICO

O Quadro 0-8 sintetiza os proveitos permitidos a recuperar em 2026, por atividade, em Portugal continental.

No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico» analisam-se as metodologias de cálculo destes proveitos e os principais fatores que determinaram a sua definição para 2026.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Sumário Executivo

Quadro 0-8 - Proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas em Portugal continental em 2026

		Unidade: Milhares de euros		Diferença T2026-T2025	Variação T2026/T2025
		T2025	T2026		
Uso Global do Sistema do ORT					
1a = (i)	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORT	46 463	55 911	9 448	
(i)	Custos de gestão do sistema	46 463	55 911	9 448	
	dos quais referentes a proveitos do OLMCA recuperados pela UGS I do ORT	744	147	-597	
1b = (i)+(ii)-(iii)	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORT	253 467	260 539	7 072	
(i)	Diferencial de custo dos CAE	11 972	102	-11 870	
(ii)=a+b+c+d+e	Outros CIEG ao nível do ORT	241 495	260 437	18 942	
a	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	105 486	123 139	17 653	
b	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	77 726	76 949	-777	
c	Custos com mecanismos de capacidade	15 581	24 227	8 646	
d	Restantes CIEG ao nível do ORT	42 702	36 122	-6 580	
e	Valor líquido referentes às transferências intertemporais dos outros CIEG ao nível do ORT	0	0	0	
(iii)	Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORT	0	0	0	
1 = 1a + 1b	(1) Uso Global do Sistema do ORT (ao nível do Transporte)	299 929	316 449	16 520	5,5%
Uso Global do Sistema do ORD					
2a = (i) - (ii)	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORD (sem UGS I ORT)	429	-9 966	-10 395	
(i)	Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PREAC	469	1 236	767	
(ii)	Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS I	41	11 202	11 161	
2b = (i)+(ii)+(iii)+(iv)+(v)-	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORD (sem UGS II ORT)	1 021 783	980 553	-41 230	
(i)	Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PRG	1 294 422	1 184 404	-110 018	
(ii)	CMEC	85 175	84 813	-362	
(iii)	Medidas de sustentabilidade de mercados	-38 331	74 416	112 747	
(iii)	Aditividade tarifária	0	0	0	
	Ajustamento t-2 da atividade de CVEE para Fornecimento a Clientes do CUR	-7 474	46 216	53 690	
	Ajustamento t-1 da atividade de CVEE para Fornecimento a Clientes do CUR	-30 857	28 201	59 058	
(iv)	Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	0	0	0	
(v)	Diferencial na atividade de Comercialização do CUR devido à extinção das TVCF	118	158	40	
	em NT	381	397	17	
	em BTE	-13	-18	-5	
	em BT	-250	-221	28	
(vi)	Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORD	373 971	372 099	-1 872	
(vii)	Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS II	-54 370	-8 861	45 509	
2 = 2a + 2b	(2) Uso Global do Sistema do ORD (ao nível da Distribuição)	1 022 212	970 587	-51 625	-5,1%
A = 1 + 2	Proveitos totais a recuperar com as tarifas de UGS (1) + (2)	1 322 141	1 287 037	-35 105	-2,7%
Uso da rede de Transporte					
3	Uso da rede de transporte ORT	372 057	370 662	-1 395	
4	Ajustamentos de faturação CVAT relativos à URT	7 063	-8 155	-15 218	
B = 3 - 4	Proveitos a recuperar com as tarifas de URT aplicadas pelo ORD	364 993	378 817	13 823	3,8%
Uso da Rede de Distribuição					
5	Total dos proveitos em AT/MT	408 303	448 222	39 919	
6	Total dos proveitos em BT	725 609	803 581	77 972	
C = 5 + 6	Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 133 912	1 251 803	117 891	10,4%
Comercialização do CUR					
7	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	131	266	135	
8	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	404	505	101	
9	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	26 445	29 451	3 006	
D = 7 + 8 + 9	Proveitos da Comercialização	26 980	30 222	3 242	12,0%
Compra e Venda de Energia para Fornecimento a Clientes do CUR (s/ ajust)					
10	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica, sem serviços de sistema e acertos de contas	207 581	189 302	-18 280	
11	Custos com serviços do sistema e acerto de contas	20 691	41 929	21 239	
12	Custos de funcionamento + remuneração fundo maneio	3 625	4 461	836	
E = 10 + 11 + 12	Proveitos da Compra e Venda de Energia do CUR (s/ ajust)	231 896	235 692	3 796	1,6%
F = A+B+C+D+E	Total dos proveitos permitidos a recuperar com as tarifas	3 079 923	3 183 570	103 647	3,4%
G	Desconto no acesso às redes por aplicação da tarifa social	-117 298	-129 972		
H = F + G	Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	2 962 625	3 053 598	90 973	3,1%

O Quadro 0-9 sintetiza os proveitos permitidos em 2026, por atividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-9 - Proveitos nas Regiões Autónomas em 2026

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos permitidos por atividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2026 '(3) = (1) - (2)
EDA	268 996	123 139	145 857
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.	203 249	91 494	111 755
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	56 540	29 114	27 426
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	9 207	2 531	6 676
EEM	238 659	76 949	161 710
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.	177 461	54 918	122 543
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	54 635	22 904	31 732
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 562	-873	7 435
Total nas Regiões Autónomas	507 655	200 088	307 567

Os pontos seguintes apresentam, de uma forma resumida, os principais fatores que determinam os proveitos a recuperar pelas tarifas em 2026.

PRESSUPOSTOS ECONÓMICOS E FINANCEIROS

Atualmente, a economia portuguesa e a da zona euro apresentam um cenário de desaceleração da inflação para níveis próximos da meta de 2 % do Banco Central Europeu, bem como uma redução gradual das taxas de juro. Em Portugal, a inflação deverá descer para cerca de 2,2% em 2025 e 1,9% em 2026, de acordo com o Banco de Portugal¹⁵ (BdP). Ao nível do crescimento económico é projetado que se situe entre 1,9% e 2,3% para 2025 e 2026, assentes na robustez do mercado de trabalho, no alívio das condições financeiras, no impacto das transferências da UE e na política orçamental expansionista. Apesar deste enquadramento

¹⁵ [BdP - Boletim Económico, outubro de 2025](#)

favorável, persistem riscos significativos, nomeadamente o agravamento das tensões geopolíticas e a incerteza no comércio global.

Os principais indicadores macroeconómicos e respetiva evolução, cujas previsões se apresentam no Quadro 0-10, são analisados no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2026».

Quadro 0-10 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2024 e previsões para 2025 e 2026

	2024	2025P	2025P						2026P	2026P					
	INE/Banco de Portugal	Média das previsões	CFP	BdP	MF	FMI	CE	OCDE	Média das previsões	CFP	BdP	MF	FMI	CE	OCDE
PIB	2,1	1,9	1,9	1,9	2,0	1,9	1,9	1,9	2,1	1,8	2,2	2,3	2,1	2,2	2,2
Consumo privado	3,0	3,3	3,3	3,3	3,4	-	3,5	3,2	2,4	2,3	2,0	2,7	-	2,6	2,3
Consumo público	1,5	1,6	1,6	1,6	1,5	-	1,6	1,6	1,8	2,6	1,3	1,2	-	1,7	2,4
Investimento	4,2	3,2	3,6	3,0	3,6	-	3,3	2,5	5,1	5,5	5,3	5,5	-	4,4	5,0
Exportações	3,1	1,3	0,9	1,1	1,5	1,9	1,2	1,1	1,9	1,8	2,2	1,8	2,0	1,5	2,2
Importações	4,8	4,1	4,2	4,7	4,0	3,2	4,0	4,3	3,2	3,7	2,8	3,6	2,7	2,8	3,6
Inflação (IHPC)	2,7	2,3	2,3	2,2	2,4	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	1,9	2,1	2,1	2,0	2,2
Deflator do PIB	4,8	3,5	3,6	4,1	3,6	3,0	3,2	3,7	2,5	2,4	2,9	2,5	2,2	2,8	2,4
Desemprego (% população ativa)	6,5	6,2	6,1	6,2	6,1	6,4	6,3	6,1	6,1	6,0	6,3	6,0	6,3	6,2	6,0

Fontes: INE; BdP – Boletim Económico, outubro de 2025; CE – Autumn 2025 Economic Forecast, novembro de 2025; CFP - Perspetivas Económicas e Orçamentais 2025-2029, setembro 2025; FMI – World Economic Outlook, outubro de 2025; OCDE - Economic Outlook 2025 2.ª publicação, dezembro de 2025; Ministério das Finanças (MF) – Orçamento de Estado 2026, outubro 2025.

Face ao atual enquadramento macroeconómico acima descrito, as previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB (IPIB) português, são apresentadas no Quadro 0-11.

Quadro 0-11 – Evolução do deflator do PIB

	Unidade: %						
	CFP	BdP	MF	FMI	CE	OCDE	Média
2025	3,6	4,1	3,6	3,0	3,2	3,7	3,53
2026	2,4	2,9	2,5	2,2	2,8	2,4	2,53

Fontes: INE; BdP – Boletim Económico, outubro de 2025; CE – Autumn 2025 Economic Forecast, novembro de 2025; CFP - Perspetivas Económicas e Orçamentais 2025-2029, setembro 2025; FMI – World Economic Outlook, outubro de 2025; OCDE - Economic Outlook 2025 2.ª publicação, dezembro de 2025; MF – Orçamento de Estado 2026, outubro 2025.

O IPIB estimado para 2025, definido de acordo com o RT em vigor, corresponde à média das previsões apresentadas no Quadro 0-11 para o ano de 2025, cujo valor é de 3,53%, enquanto o PIB estimado para 2026 é de 2,53%.

As taxas de juros e *spreads* que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia elétrica e serviços regulados para 2026, são apresentadas no Quadro 0-12.

Quadro 0-12 – Pressupostos Financeiros

	Unidade: %
	2026
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2024, para cálculo dos ajustamentos de 2024	3,274
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 01/01 e 15/11 de 2025, para cálculo dos ajustamentos de 2024 e de 2025	2,218
<i>Spread</i> no ano 2024 para cálculo dos ajustamentos de 2024	0,450
<i>Spread</i> no ano 2025 para cálculo dos ajustamentos de 2024 e de 2025	0,450
Taxa de remuneração estimada aplicável ao diferimento de CIEG, referente a tarifas de 2026	n.d.

Fonte: ERSE

No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2026» são analisados, com maior detalhe, os fatores justificativos da evolução das variáveis monetárias e apresentados os motivos que sustentam a definição dos *spreads* adicionados às taxas de juro aplicadas nos ajustamentos dos proveitos permitidos.

TAXAS DE REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS REGULADOS

As taxas de remuneração a aplicar nas respetivas atividades reguladas em 2024, 2025 e 2026, cujos valores dependem do mecanismo de indexação às *yields* das Obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos e, consequentemente, do contexto macroeconómico, em particular da taxa de inflação, são apresentadas no Quadro 0-13.

Quadro 0-13 - Taxas de remuneração para 2024, 2025 e 2026

Unidade: %

	2024		2025		2026
	Tarifas	Final	Tarifas	Final	Tarifas
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE ¹ , CVEE FC, Comercialização, CVEE PRG e CVEE PREAC	5,57%	5,53%	5,53%	5,51%	6,70%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE ¹ , GGS, CVEEAC e AEEGS (EDA, EEM)	5,27%	5,23%	5,23%	5,21%	6,19%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE ¹ a custos de referência	6,02%	5,98%	5,98%	5,96%	6,94%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMCA	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	3,07%
Taxa de reposição das necessidades de fundo de manuseio afeto às atividades de CUR, CVEEFC, CVARTD e GIG ²	-	-	-	-	2,67%

Nota: ¹ As taxas de remuneração das atividades de DEE e TEE correspondem a indutores TOTEX associados às condições de financiamento da atividade. ² A taxa de reposição das necessidades de fundo de manuseio é equivalente à taxa de juro aplicada aos ajustamentos provisórios dos proveitos permitidos (soma da média dos valores diários Euribor a 12 meses entre 1 de janeiro e 15 de novembro de 2025 acrescida de um *spread* de 0,45p.p.).

Fonte: ERSE

Refira-se que a taxa de remuneração dos ativos regulados, inicialmente fixada, não corresponde à taxa de remuneração efetiva das atividades, em particular quando estas são reguladas por incentivos.

Na metodologia de regulação do tipo *revenue cap* aplicado ao TOTEX¹⁶, adotada para as atividades de DEE e de TEE do continente, a taxa de remuneração efetiva depende, ainda, da capacidade demonstrada pelas empresas de racionalizarem os seus recursos, tanto OPEX¹⁷ como CAPEX¹⁸, durante o período de regulação. No caso das atividades com regulação do tipo *revenue cap* ou *price cap* aplicáveis exclusivamente ao OPEX, a racionalização dos recursos cinge-se a essas rúbricas de custos.

¹⁶ Do inglês “*Total Expenditure*”, que é composto pelas parcelas de OPEX (*operational expenditure*) e CAPEX (*capital expenditure*).

¹⁷ Do inglês *Operational Expenditure*, ou gastos de exploração.

¹⁸ Do inglês “*Capital Expenditure*”, ou gastos de investimento, inclui a remuneração do ativo bruto, líquido de amortizações e participações, e as amortizações o exercício.

A remuneração das atividades reguladas integra ainda um conjunto de incentivos condicionado à entrega de resultados aos consumidores e demais utilizadores das redes, situação que ao concretizar-se promove uma taxa de remuneração implícita que sinaliza a partilha com a empresa de parte dos ganhos alcançados.

Além disso, a evolução do contexto financeiro impacta igualmente nas taxas de remuneração iniciais definidas no início do período de regulação, quando, como sucede em Portugal, estas são indexadas a variáveis que refletem este contexto.

As circunstâncias acima referidas influenciaram significativamente as taxas de remuneração dos ativos ao longo do atual período de regulação, como se pode ver no Quadro 0-14.

Quadro 0-14 - CCMP previstos para 2022 e estimados para 2025, com e sem efeitos dos incentivos específicos

PR 2022-2025			
1 CCMP inicial 2022	TEE	DEE AT/MT	DEE BT
CCMP inicial definido em T2022 para o PR 2022-2025	4,4%	4,7%	4,7%
CCMP com prémio, para ativos a custos de referência (+0,75%) (TEE)	5,2%		
2 CCMP Atual (2025)	TEE	DEE AT/MT	DEE BT
CCMP Base, com efeito indexação	5,2%	5,5%	5,5%
CCMP com prémio, para ativos a custos de referência (+0,75%) (TEE)	6,0%		
CCMP médio ponderado pelos ativos a custos reais e a custos de referência (TEE)	5,5%		
3 Taxa rentabilidade (RoR) média do PR 2022-2025	TEE	DEE AT/MT	DEE BT
CCMP ERSE, valor médio PR 2022-2025 (a custos reais e de referência), ponderado por valor do ativo em cada ano	5,5%	5,4%	5,4%
RoR estimado, PR 2022-2025	6,0%	5,8%	5,5%
Diferencial RoR estimado PR 2022-2025 vs CCMP ERSE médio 2022-2025	0,5%	0,4%	0,1%
4 Taxa rentabilidade (RoR) média do PR 2022-2025, com incentivos regulatórios	TEE	DEE AT/MT	DEE BT
CCMP ERSE, valor médio PR 2022-2025 (a custos reais e de referência), ponderado por valor do ativo em cada ano	5,5%	5,4%	5,4%
RoR estimado, PR 2022-2025, com efeito incentivos regulatórios (sem aplicação mecanismo de partilha)	7,0%	6,3%	5,6%
Diferencial RoR estimado PR 2022-2025 vs CCMP ERSE médio 2022-2025, com incentivos regulatórios	1,5%	0,8%	0,2%

O quadro apresenta as taxas inicialmente previstas para o início de período de regulação para as atividades de TEE, de DEE AT/MT e DEE BT (5,2% para a TEE, com efeito do prémio aos custos de referência, e 4,7%

para as atividades da DEE), comparando-as com as taxas médias de rentabilidade que se estima que as empresas tenham obtido até 2025, sendo que os valores até 2024 são os efetivamente ocorridos¹⁹.

Assim, observa-se que, neste período, as taxas de rentabilidade foram mais altas que o CCMP definido inicialmente pela ERSE para o ano de 2022. Sem considerar os efeitos dos incentivos específicos, estima-se que as taxas médias de rentabilidade no período 2022-2025 sejam de 6,0%, 5,8% e 5,5%, respetivamente, para as atividades de TEE (com prémio de custos de referência), DEE em AT/MT e DEE em BT²⁰. Quando são considerados os ganhos decorrentes dos incentivos, as taxas de rentabilidade efetivas estimadas são ainda mais elevadas: 7,0%, 6,3% e 5,6%, respetivamente, para as atividades de TEE (com efeito do prémio aos custos de referência), DEE em AT/MT e DEE em BT²¹. Estes diferenciais são entre 1,5p.p. e 0,2p.p. acima do CCMP médio definido para o período de regulação 2022-2025 e entre 1,9p.p. e 0,9p.p. acima do CCMP inicialmente previsto para 2022.

No atual contexto de definição dos parâmetros para o próximo período de regulação, decidiu-se realizar um exercício prospetivo desta natureza, que considera, por um lado, os ganhos médios estimados que as empresas possam vir a obter com os incentivos (e não os ganhos máximos) e, por outro, o valor máximo que possam reter pela racionalização das suas decisões de investimento no quadro da metodologia TOTEX²² definida para o período de regulação 2026-2029, designadamente as bandas definidas para o mecanismo de partilha de ganhos e de perdas.

O resultado deste exercício consta do capítulo 4.7 do documento “Parâmetros de Regulação para o Período 2026-2029”.

Resumidamente, no pressuposto de que as empresas consigam, por um lado, otimizar a utilização dos seus recursos, e por outro, responder aos incentivos regulatórios de acordo com o previsto, poderão atingir rentabilidades efetivas superiores em cerca de +1,8% na TEE, +1,9% na DEE em AT/MT e +1,6% na DEE em BT, comparativamente aos valores que constam do Quadro 0-13 para 2026.

¹⁹ O valor final efetivo da rentabilidade obtida nestas atividades depende da concretização dos valores de custos e proveitos previstos para o ano de 2025, pelo que representa apenas uma estimativa.

²⁰ Estas taxas foram calculadas sem considerar os proveitos obtidos na atividade de DEE em BT com o Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS).

²¹ Sublinhe-se que estes valores não contemplam o reconhecimento para efeitos tarifários de um conjunto de rúbricas, como, por exemplo, os montantes reconhecidos fora do âmbito das metas de eficiência, como por exemplo as perdas atuariais.

²² Este valor máximo corresponde à rentabilidade média no período de regulação que ativa a banda moderada do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas.

PREÇO DE ENERGIA ELÉTRICA SUBJACENTE AO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

No presente exercício tarifário, a ERSE prevê um preço de energia elétrica no mercado grossista para 2026 mais baixo do que está implícito nas TVCF transitórias atualmente em vigor. As previsões consideram os valores reais disponíveis até 30 de novembro e as previsões de preços para as entregas de energia elétrica em 2025 e 2026, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, sendo apresentadas no Quadro 0-15. Estas previsões são explicadas em detalhe no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico».

Quadro 0-15 - Previsões para o custo médio de aquisição de energia elétrica em mercado

		2024	2025P em T2025	2025E em T2026	2026P em T2026
A	Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos (EUR/MWh)	63,44	73,41	65,89	59,11
B	Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	100,55	68,56	71,24	61,51
C	% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	51%	37%	46%	31%
$D = Ax(1-C) + BxC$	Custo médio unitário de aquisição de energia elétrica CUR com leilões (EUR/MWh)	82,52	71,62	68,34	59,86
E	Acerto CUR para preço de mercado base (EUR/MWh)	7,08	1,98	6,27	5,63
$F = (A+E) x (1-C) + BxC$	Preço médio de aquisição de energia elétrica CUR (Liq. de vendas e excl. acerto contas e serviços de sistema) (EUR/MWh)	85,96	72,88	71,74	63,73
G	Preço acerto de contas Gestor de Ofertas RNT (EUR/MWh)	1,15	1,60	0,86	0,77
H	Preço no mercado dos serviços do sistema (EUR/MWh)	7,61	5,66	13,85	13,34
$I = Ex(1-C) + G + H$	Acerto CUR para preço de mercado base e outros custos(EUR/MWh)	12,20	8,52	18,10	17,98
J = D + I	Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	94,72	80,14	86,45	77,84

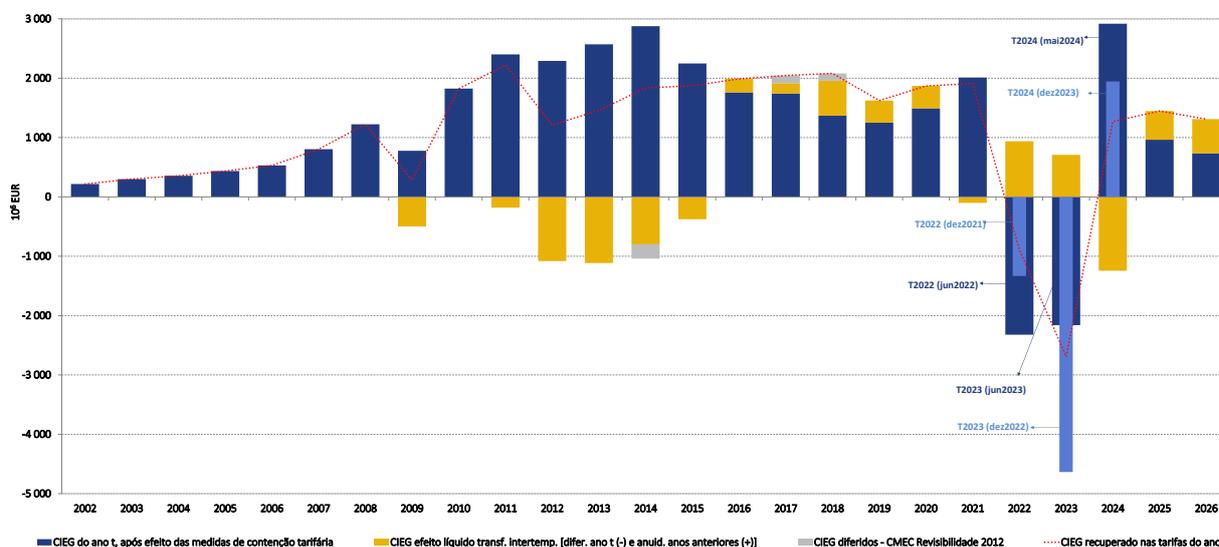
Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, empresas reguladas, Bloomberg

CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E INTERESSE ECONÓMICO GERAL

Os CIEG condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica.

A figura seguinte mostra a evolução dos CIEG incluídos nas tarifas desde 2002. A figura evidencia a azul os CIEG relativos aos próprios anos e a amarelo os fluxos associados aos diferimentos de CIEG. Os fluxos associados a estes diferimentos correspondem às diferenças entre os montantes de CIEG diferidos no próprio exercício tarifário, a pagar no futuro, e os montantes das anuidades relativas a diferimentos de CIEG de exercícios tarifários anteriores.

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2002
(sem medidas de sustentabilidade dos mercados e de estabilidade tarifária)



Fonte: ERSE

O Quadro 0-16 apresenta as várias parcelas de custos que compõem os CIEG, incluindo os custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados.

O CIEG com maior relevo é o diferencial de custo da produção com remuneração garantida (PRG) que apresenta um valor previsto para 2026 inferior ao valor de tarifas de 2025. Esta redução resulta em grande parte do efeito dos ajustamentos que passaram a um montante a devolver pela empresa. Adicionalmente, as previsões para 2026 apontam para uma redução das quantidades de produção a adquirir a estes produtores.

Adicionalmente, e à semelhança do que ocorreu em tarifas de 2025, regista-se a redução do CIEG associado ao diferencial de custo do CAE, devido ao término, em março de 2024, do último CAE não cessado, o qual é compensado em parte pelo reconhecimento dos custos com a solução transitória para a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, gerida pela Turbogás.

Em sentido contrário, e pela primeira vez em 2026, constituem-se como receitas do SEN os montantes decorrentes das modalidades de remuneração de produtores com capacidade de ligação à rede atribuída nos leilões de fotovoltaica, designadamente resultantes das compensações fixas ao SEN.

Quadro 0-16 - Custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2026

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Tarifas 2025	Tarifas 2026	T2026/ T2025	Var% T2026/ T2025
A = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 + 12	Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, excluindo os efeitos das transferências intertemporais de proveitos	1 337 015	1 107 310	-229 705	-17,2%
1	Diferencial de custo da PRG	810 417	609 103	-201 314	-24,8%
2	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	85 175	84 813	-362	-0,4%
3	Diferencial de custo dos CAE	11 972	102	-11 870	-99,2%
4	Solução transitória para a Tapada do Outeiro	29 927	2 641	-27 286	-91,2%
5	Rendas de concessão da distribuição em BT	307 186	315 358	8 171	2,7%
6 = 6a + 6b	Sobrecusto da RAA e da RAM	183 212	200 088	16 876	9,2%
6a	Custos com a convergência tarifária da RA Açores	105 486	123 139	17 653	-
6b	Custos com a convergência tarifária da RA Madeira	77 726	76 949	-777	-
7	Terrenos das centrais	11 072	11 032	-40	-0,4%
8	Custos com mecanismos de capacidade	15 581	24 227	8 646	55,5%
9	Compensações pagas ao SEN no âmbito dos leilões de fotovoltaica	0	-10 098	-	-
10	Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	-	-
11	Custos com a concessionária da Zona Piloto	-230	17	246	107,2%
12	Tarifa Social	-117 298	-129 972	-12 674	-10,8%
B = 13 + 14 + 15	Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-38 213	74 574	112 787	295,2%
13 = 13a + 13b	Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	0	0	-	-
13a	Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	0	0	-	-
13b	Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	0	0	-	-
14 = 14a + 14b + 14c	Medidas de sustentabilidade de mercados	-38 331	74 416	112 747	294,1%
14a	Aditividade tarifária	0	0	-	-
14b	Ajustamento t-2 da atividade de CVEE para Fornecimento a Clientes do CUR	7 474	-46 216	-53 690	-718,3%
14c	Ajustamento t-1 da atividade de CVEE para Fornecimento a Clientes do CUR	30 857	-28 201	-59 058	-191,4%
15 = 15a + 15b + 15c	Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	118	158	40	33,9%
15a	em NT	381	397	17	4,4%
15b	em BTE	-13	-18	-5	-37,0%
15c	em BT	-250	-221	28	11,3%
C = 16 + 17	Valor líquido dos efeitos das transferências intertemporais de CIEGs (alisamentos)	484 004	575 301	91 296	18,9%
16	Alisamento do diferencial de custo da PRG	484 004	575 301	91 296	18,9%
17	Alisamento de outros CIEGs ao nível da UGS II do ORT (exclui diferencial de custo CAE)	0	0	-	-
D = A + B + C	Total CIEG e Sustentabilidade	1 782 806	1 757 185	-25 621	-1,4%

MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA

As medidas de contenção tarifária correspondem a montantes consignados por lei ao SEN com vista a conter, direta ou indiretamente, a evolução das tarifas de energia elétrica. Estas medidas são, de um modo geral²³, deduzidas aos proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ORD.

²³ As receitas das vendas de Garantias de Origem, por estarem diretamente relacionadas com a produção renovável transacionada pela atividade de CVEE PRG do AUR, são consideradas ao nível dos proveitos desta atividade.

Estas medidas e a forma como são repercutidas no sistema tarifário são descritas nos documentos «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico» e «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2026».

No Quadro 0-17 apresentam-se as medidas de contenção tarifária incluídas nas tarifas para 2026, bem como os valores estimados para 2025 e os correspondentes valores previstos nas tarifas para 2025. De modo a permitir o acompanhamento das medidas de contenção tarifária, nomeadamente dos valores previstos face aos efetivamente concretizados, este quadro apresenta igualmente, para o ano de 2024, o valor previsto nas tarifas de 2024, quer as publicadas em dezembro de 2023, quer as publicadas em maio de 2024, e o valor real ocorrido nesse ano para cada medida.

Quadro 0-17 - Medidas de contenção tarifária

Unidade: Milhares de euros

	Tarifas 2024	T2024 (Dez2023)	T2024 (Mai2024)	2024 estim (Tarifas 2025)	2024 real	Tarifas 2025	2025 estim (Tarifas 2026)	Tarifas 2026
Receitas do mecanismo previsto no DL 74/2013	-2 222	-2 222	-2 222	-2 222	-2 222	44 842	44 842	7 164
Transferência para o SEN proveniente dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (CELE), excluindo transferências adicionais	408 982	463 190	370 262	328 442	311 112	350 110	335 730	359 938
Transferência para o SEN proveniente da CESE	63 495	63 495	63 495	63 495	63 495	52 960	51 535	29 510
Afetação extraordinária ao SEN (saldo de gerência FA, FSSSE e ERSE, outras verbas decididas pelo Governo)	566 000	566 000	566 000	566 000	566 000	0	0	0
Transferência para o CUR referente ao cabo submarino do Windfloat (RCM 161/2019)	0	0	0	3 446	3 446	0	1 520	0
Transferência para o SEN proveniente da tributação de ISP e adição de CO ₂ aos centros eletroprodutores	5 099	5 099	5 099	5 099	5 099	6 109	3 350	11 351
Receita das vendas de Garantias de Origem da PRE com remuneração garantida que reverte para o SEN	125 358	125 358	125 358	30 668	23 306	45 310	14 000	14 000
TOTAL medidas de contenção tarifária	1 166 712	1 220 920	1 127 992	994 928	970 237	499 331	450 977	421 964

Notas: 1) Este quadro apresenta o valor das medidas de contenção tarifária em cada momento de definição dos proveitos permitidos, não incluindo os ajustamentos de t-1 e de t-2 dos proveitos decorrentes destas medidas, recuperados na atividade de compra e venda de acessos à rede de transporte ao nível da E-REDES.

DÍVIDA TARIFÁRIA

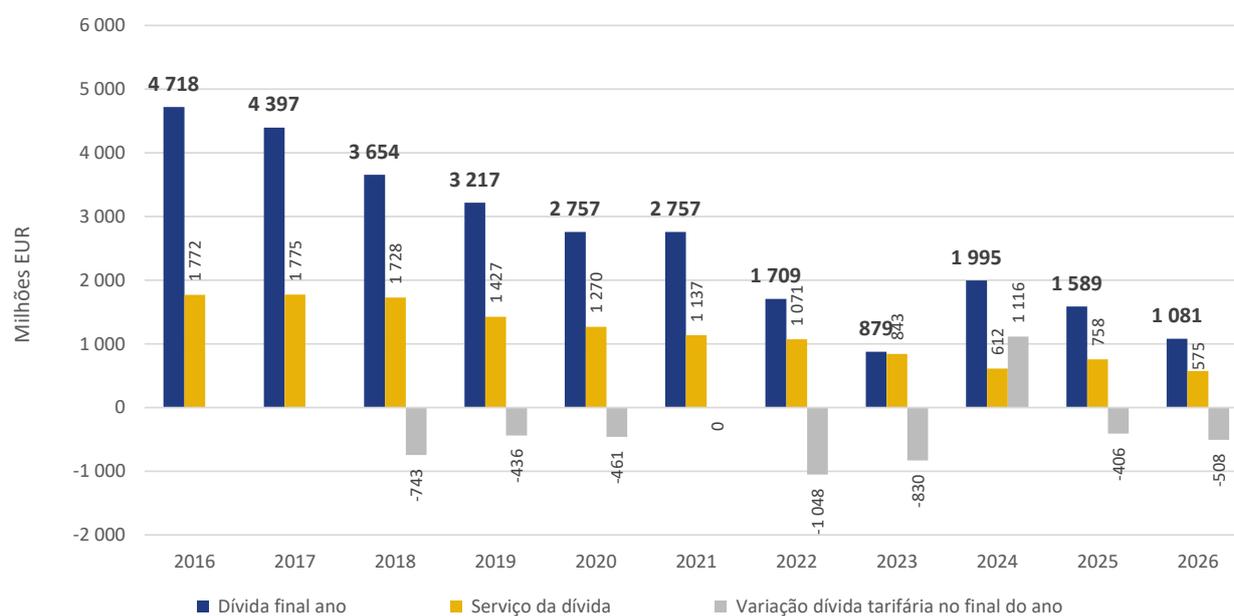
O serviço da dívida tarifária decorre, maioritariamente, de montantes de CIEG cuja recuperação nas tarifas foi adiada. Até 31 de dezembro de 2024, foram totalmente liquidados os montantes associados ao

diferencial de custo da PRG de 2020 e ao défice de 2009. Em 2026 mantêm-se em dívida os valores remanescentes do diferimento do diferencial de custo da PRG de 2024 e de 2025.

O detalhe das várias rúbricas que contribuem para o défice tarifário do setor elétrico encontra-se no ponto 2.6.

Na Figura 0-6 apresenta-se a evolução da dívida tarifária nos últimos 10 anos.

Figura 0-6 – Evolução da dívida tarifária



Fonte: ERSE

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário publicado pelo Regulamento n.º 1218/2025, de 7 de novembro (RT em vigor), a ERSE submeteu, a 15 de outubro de 2025, à apreciação do Conselho Tarifário (CT), para emissão de parecer, e à Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026 e parâmetros para o período de regulação 2026-2029”. O presente documento é complementado por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dele fazem parte integrante.

Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços, para o Continente e para as Regiões Autónomas, a vigorarem em 2026, bem como dos parâmetros para o período regulatório 2026-2029.

Os valores das tarifas e preços dos serviços regulados para 2026 têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2024, estimados para 2025 e previstos para 2026, enviados pelas seguintes empresas reguladas do continente e das Regiões Autónomas:

- Agente Comercial²⁴;
- REN - Rede Elétrica Nacional;
- ADENE;
- OMIP;
- E-REDES;
- SU Eletricidade;
- Electricidade dos Açores;
- Empresa de Eletricidade da Madeira.

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2026.

²⁴ O registo da fusão da REN Trading com a REN Elétrica, extinguindo-se a primeira por incorporação, ocorreu a 19 de novembro de 2024.

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

No capítulo 2 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram à fixação de tarifas e preços a aplicar em 2026, designadamente são apresentados os proveitos permitidos a recuperar para cada atividade das empresas reguladas, os parâmetros que vigoram em 2026, as transferências entre atividades reguladas e entre estas e outros intervenientes no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e a evolução da dívida tarifária.

No capítulo 3 apresentam-se os preços das tarifas por atividade, das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem em 2026.

No capítulo 4 são apresentados os preços dos serviços regulados previstos no RRC, no RSRI, no RAC, no RAIE e no RT, para vigorarem em 2026.

No capítulo 5 é feita uma análise do impacte das principais decisões tomadas.

Por último, no capítulo 6, apresenta-se uma análise da evolução perspectivada para os proveitos permitidos e para a dívida tarifária, numa perspectiva de sustentabilidade económica do SEN.

2 PROVEITOS E OUTROS FLUXOS FINANCEIROS

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para cada uma das atividades reguladas do Agente Comercial, da REN, da ADENE, do OMIP, da E-REDES, da SU Eletricidade, da EDA e da EEM. O presente capítulo apresenta igualmente a evolução da dívida tarifária.

O cálculo dos proveitos permitidos foi determinado tendo em conta os documentos complementares «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2026», «Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029», «Caracterização da procura de energia elétrica em 2026» e «Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico». As metodologias de regulação aplicáveis em 2026 são descritas em detalhe no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029», que por sua vez é complementado com o documento “Estudo de *benchmarking* – Operadores de Redes de Distribuição”.

O ano de 2026 marca o início de um novo período de regulação que se prolonga até 2029. Nesta perspetiva o documento “Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029” assume especial importância, uma vez que nele se encontra a fundamentação para as decisões tomadas pela ERSE relativamente aos parâmetros a aplicar neste período de regulação.

2.1 METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO

No que se refere à definição dos proveitos permitidos, a regulação económica deve criar um contexto de atuação para as atividades reguladas que simule um ambiente competitivo em mercado, de forma a ultrapassar as ineficiências dos monopólios naturais (em termos de custos, qualidade de serviço e inovação), mas tendo em conta a garantia do equilíbrio económico-financeiro dessas atividades, quando geridas de forma eficiente, e a proteção dos consumidores.

De forma simplificada, as metodologias de regulação dos proveitos permitidos a recuperar por aplicação das tarifas podem subdividir-se em duas grandes categorias: por custos aceites (*cost plus*) ou por incentivos (*incentive based*). Por sua vez, a regulação por incentivos, principalmente quando focada nos custos, pode ser subdividida em metodologias do tipo *price cap*, em que os proveitos permitidos variam com o nível de atividade, ou do tipo *revenue cap*, em que os proveitos permitidos não variam ou variam pouco com a atividade.

O quadro seguinte apresenta, sucintamente, estas duas categorias.

Quadro 2-1 – Metodologias de regulação

Regulação	Descrição	Efeitos / Impactos
Custos Aceites (metodologias de regulação do tipo <i>cost plus</i> ou <i>rate of return</i>)	<ul style="list-style-type: none"> Focam-se na aceitação criteriosa dos custos do serviço, incluindo uma taxa de remuneração dos ativos que permite compensar o capital investido pelos acionistas da empresa (por este motivo também é designada por <i>rate of return</i>). Asseguram que os consumidores pagam um preço equivalente aos custos da atividade. 	<ul style="list-style-type: none"> Ao garantir a recuperação integral dos custos e a remuneração dos investimentos realizados, não garante uma dinâmica de custos mais eficiente, por existir um conjunto de fatores que pode determinar perdas de eficiência nos custos totais repercutidos nas tarifas (a assimetria de informação entre a empresa regulada e o regulador sobre o nível adequados dos custos; a falta de incentivos para que a administração das empresas reguladas minimize os custos e melhore os serviços, etc.).
Incentivos (metodologias de regulação do tipo <i>price cap</i> ou <i>revenue cap</i>)	<ul style="list-style-type: none"> Baseiam-se na definição de objetivos previamente estabelecidos, quer ao nível dos custos, quer ao nível dos resultados e serviços prestados, dando alguma liberdade à empresa na forma como atinge esses objetivos, não havendo, por isso, uma relação exata entre o nível de proveitos e o nível de custos. Visam premiar/penalizar as empresas que sejam capazes de aumentar/diminuir a eficiência dos custos (na regulação focada nos custos), ou apresentar os resultados desejados (na regulação focada nos <i>outputs</i>). 	<ul style="list-style-type: none"> Empresas retêm/suportam uma parte dos ganhos/perdas decorrentes de terem/ou não conseguido atingir os objetivos definidos pelo regulador. A calibração dos parâmetros (metas, fatores de partilha dos resultados, indutores de custos) é geradora de riscos porque pode gerar ganhos ou perdas excessivas.

Estas diferentes metodologias de regulação têm, portanto, diferentes vantagens e desvantagens, sendo a sua aplicação muito dependente dos objetivos a atingir e da maturidade do setor e da atividade regulada. Por exemplo, a aplicação de uma metodologia de regulação do tipo *cost plus*, ou *rate of return*, não incentivará a empresa a otimizar as decisões de investimento do ponto de vista do sistema como um todo, mas será adequada para uma rede ainda em desenvolvimento ou que apresente elevada obsolescência. Por outro lado, uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao conjunto dos custos, independentemente de serem de investimento ou de exploração, do tipo TOTEX²⁵, tem como vantagem permitir às empresas responder de forma mais eficiente aos desafios tecnológicos e organizacionais que

²⁵ Total expenditure: capital expenditure (CAPEX) + Operational Expenditure (OPEX).

surgem no setor elétrico, pela liberdade que proporciona na aplicação dos recursos disponíveis, podendo, contudo, desincentivar o investimento se for apenas focada no controlo dos custos.

Ao longo dos últimos anos, a ERSE tem adotado diferentes abordagens na regulação económica do setor elétrico, que dependem do enquadramento legislativo, do tipo de atividade e da sua maturidade, quer ao nível dos investimentos e dos custos totais, quer em termos de qualidade de serviço. Em geral, a abordagem seguida pela ERSE tem dado primazia ao acompanhamento dos custos, mas inclui também aspetos direcionados para os *outputs*/resultados, quer ao nível da qualidade de serviço e do desempenho funcional das redes (incentivos à melhoria da qualidade de serviço e redução de perdas na rede de distribuição, incentivo que incorpora indicador de desempenho funcional da rede de transporte²⁶), quer ao nível da prestação de serviços (incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT).

Nos quadros seguintes são elencados, por empresas reguladas do setor elétrico e respetivas atividades, as metodologias aplicadas no período de regulação em curso e as tarifas que permitem recuperar os proveitos permitidos.

²⁶ No período de regulação que se inicia em 2026, o pacote de incentivos foi reformulado e reforçado, com a introdução do Incentivo ao Desempenho Técnico da RND (IMDD), do Incentivo ao Desempenho Técnico da atividade de Gestão Global do Sistema (IMD GGS) e da introdução de componentes adicionais no Incentivo ao Desempenho Técnico da RNT (IMDT TEE). Estes incentivos encontram-se detalhados no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026-2029».

Quadro 2-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos específicos	Recuperação dos proveitos
Agente Comercial*	Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (Sobrecusto CAE)	Custos aceites. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	Diferença entre os custos com a aquisição às centrais com Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e o proveito com a venda desta energia no mercado, até ao término do CAE da Turbogás, a 29 de março de 2024. A partir dessa data, apenas custos de funcionamento da atividade relacionados com os seus direitos e obrigações remanescentes, como participação nos painéis financeiros e ajustamentos tarifários.		Tarifa de Uso Global de Sistema do ORT
REN, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte Operador da rede de transporte (ORT)	Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração. Componente de custos não controláveis reconhecidos fora do âmbito das metas de eficiência. Remuneração dos ativos em exploração aceites em base anual. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade. Ajustamento provisório de faturação ao nível da atividade.	Custos com gestão do sistema (incluindo Custos com a ERSE e com a Autoridade da Concorrência e proveitos do OLMCA e do RCBE recuperados pela parcela I da tarifa UGS do ORT). custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral: a) Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas; b) Proveitos do Agente Comercial; c) Custos com a remuneração e amortização dos terrenos afetos a aproveitamentos hidroelétricos; d) Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; e) Custos com a concessionária da Zona Piloto; f) Custos com mecanismo de garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN; g) Montantes decorrentes das modalidades de remuneração de produtores com capacidade de ligação à rede atribuída nos leilões de fotovoltaica, designadamente resultantes de prémios variáveis por diferenças e compensações fixas ao SEN. h) Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG.	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da atividade de Gestão Global do Sistema (IMD GGS), com as seguintes componentes: (i) Incentivo à maximização das ofertas em serviços de sistema; (ii) Incentivo à melhoria da previsão da produção renovável.	Tarifa de Uso Global do Sistema do ORT
	Transporte de Energia Elétrica	Regulação por <i>revenue cap</i> ao nível dos custos totais (TOTEX). Remuneração dos activos líquidos em exploração decorrentes de processos de aprovação autónoma, refletida em t-2. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade. Mecanismo de partilha de ganhos e de perdas no final do período de regulação. Mecanismo que assegura o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de rede na atribuição de títulos de reserva de capacidade na modalidade de acordo.	Custos de exploração e de investimento, englobados nos custos totais (TOTEX). Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência. <i>Custos pass through:</i> a) Custos com as tarifas transfronteiriças; b) Proveitos associados ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha.	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT TEE), com as seguintes componentes: (i) Manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT; (ii) Manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT; (iii) Disponibilização de capacidade de interligação para fins comerciais; (iv) Atribuição de capacidade de injeção na rede na modalidade de acesso com restrições para instalações de produção ou de armazenamento autónomo; (v) Atribuição de capacidade de alimentação de consumo pela rede, na modalidade de acesso com restrições.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT

* Até 19 de novembro de 2024 realizada pela REN Trading, desde então pela REN.

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos específicos	Recuperação dos proveitos
ADENE Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador	Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador	Regulação por TOTEX. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Aplicação de um preço regulado + Transferência do ORT relativa ao valor recuperado na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema
OMIP Entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo	Registo e Contratação Bilateral de Energia	Custos aceites. Ajustamentos definitivos ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	Custos de exploração e de investimento.		Aplicação de um preço regulado + Transferência do ORT relativa ao valor recuperado na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (supletivamente)
	Gestão Integrada de Garantias	Custos aceites. Ajustamentos definitivos ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	Custos de exploração e de investimento. Componente de remuneração das necessidades de fundo de maneio.		Faturação aos operadores da RNT e RND, refletida na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do ORT e na tarifa de Uso de Rede de Distribuição

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos específicos	Recuperação dos proveitos
E-Redes Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição em AT/MT e BT Operador de rede de distribuição (ORD)	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>revenue cap</i> ao nível dos custos totais (TOTEX). Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade. Mecanismo de partilha de ganhos e de perdas no final do período de regulação.	Custos de exploração e de investimento, englobados nos custos totais (TOTEX). Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência. Custos <i>pass through</i> : (i) Rendas de concessão; (ii) Custos do GIG faturados ao operador da rede de distribuição em 2024 repartidos por BT e AT/MT.	Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico da RND (IMDD) com 5 componentes: (i) o incentivo à redução de perdas elétricas nas redes de distribuição (ii) o incentivo à melhoria da qualidade de serviço (iii) o incentivo à inovação e novos serviços (redes inteligentes - ISI) (iv) Incentivo à disponibilização de capacidade de injeção na RND (na modalidade de acesso com restrições) (v) Incentivo à disponibilização de capacidade para alimentação de consumos a partir da RND (na modalidade de acesso com restrições).	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Custos de gestão do sistema: <i>Pass through</i> de custos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos com o pagamento da factura de UGS I e II ao ORT Parcela I da UGS: a) Diferencial de custo (sobrecusto) da aquisição da produção renovável em mercado e excedentes de autoconsumo (PREAC). Parcela II da UGS: a) Diferencial de custo (sobrecusto) da aquisição da produção com remuneração garantida (PRG); b) Custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC); c) Medidas no âmbito da estabilidade tarifária; d) Medidas de contenção tarifária; e) Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização; f) Sobreprojeito pela aplicação da tarifa transitória; g) Tarifa social.		Tarifa de Uso Global do Sistema do ORD
		Custos de transporte: <i>Pass through</i> de custos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos com o pagamento da factura de URT ao ORT.		Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORD

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos específicos	Recuperação dos proveitos
SU Eletricidade Comercializador de último recurso (CUR)	Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento aos Clientes (CVEE FC)	Custos aceites em base anual e remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	Custos com a aquisição de Energia elétrica no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais. Custos de funcionamento, que incluem uma componente de remuneração dos ativos aceites para efeitos de regulação. Componente de remuneração das necessidades de fundo de maneo da atividade CVEE FC.		Tarifa de Energia
	Comercialização	Regulação por <i>Price cap</i> no OPEX e remuneração dos activos líquidos em exploração. Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis. Ajustamento ao fim de 2 anos tendo em conta eventuais desvios do nível de atividade com base em custos reais. Ajustamento provisório do CAPEX.	Custos de exploração e de investimento. Componente de remuneração das necessidades de fundo de maneo das atividades Comercialização e CVARTD.		Tarifa de Comercialização
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição (CVARTD)	Pass through dos custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição; d) operador logístico de mudança de comercializador.			
SU Eletricidade Agregador de último recurso (AUR)	Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores com Remuneração Garantida	Custos aceites em base anual e remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	Diferencial entre o custo de aquisição de energia elétrica aos produtores com remuneração garantida e as receitas obtidas com a venda desta produção. Outros custos ou receitas, onde se incluem as receitas com garantias de origem. Custos de funcionamento da atividade.		Tarifa de Uso Global de Sistema do ORD
	Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores Renováveis com Remuneração fixada em Mercado e de Excedentes de Autoconsumo	Custos aceites em base anual e remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	Diferencial entre o custo de aquisição de energia elétrica, à tarifa de referência do AUR, a produtores renováveis em mercado de excedentes de autoconsumo e as receitas obtidas com a venda desta produção. Outros custos ou receitas da atividade. Custos de funcionamento da atividade.		Tarifa de Uso Global de Sistema do ORD

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos específicos	Recuperação dos proveitos
EDA, SA Entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA)	Aquisição de Energia e Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração. Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores não vinculados da RAA. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração.	Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo e gasóleo. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO ₂ , ao abrigo da Diretiva n.º 5/2023, de 16 de janeiro.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade. Ajustamento provisório do CAPEX.	Custos de exploração e de investimento. Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS).	
	Comercialização de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração. Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade. Ajustamento provisório do CAPEX.	Custos de exploração e de investimento.		

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

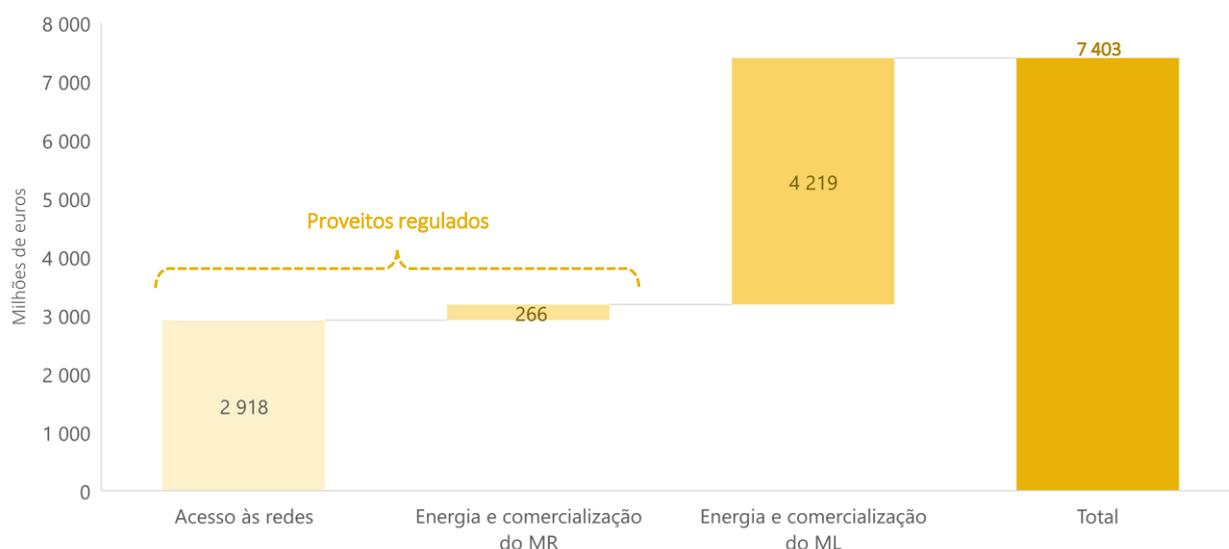
Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos específicos	Recuperação dos proveitos
EEM, SA Entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM)	Aquisição de energia e gestão global do sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração. Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores do sistema público da RAM e a produtores não vinculados. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração.	Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo, gasóleo e gás natural. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO ₂ , ao abrigo da Diretiva n.º 5/2023, de 16 de janeiro.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade. Ajustamento provisório do CAPEX.	Custos de exploração e de investimento. Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS).	
	Comercialização de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração. Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade. Ajustamento provisório do CAPEX.	Custos de exploração e de investimento.		

2.2 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2026

A faturação global das empresas do setor elétrico compreende os proveitos regulados e a faturação associada aos fornecimentos no mercado livre (ML). Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos de energia e de comercialização do comercializador de último recurso (Mercado Regulado - MR) e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.

Na Figura 2-1 apresenta-se o montante de proveitos permitidos, definidos no âmbito do Regulamento Tarifário em vigor, no setor elétrico em Portugal continental e o montante dos rendimentos totais estimados para o setor²⁷.

Figura 2-1 - Rendimentos estimados do setor elétrico



Nota: os custos de acesso às redes não deduzem o valor da tarifa social a abater aos proveitos recuperados pelas tarifas, no valor de cerca de 130 milhões de euros.

Refira-se que uma parte substancial dos proveitos permitidos não são diretamente definidos pela ERSE, visto que os custos de energia considerados na tarifa de Venda a Clientes Finais regulada são determinados de acordo com as regras de funcionamento do mercado grossista e que uma parte dos custos incluídos nas

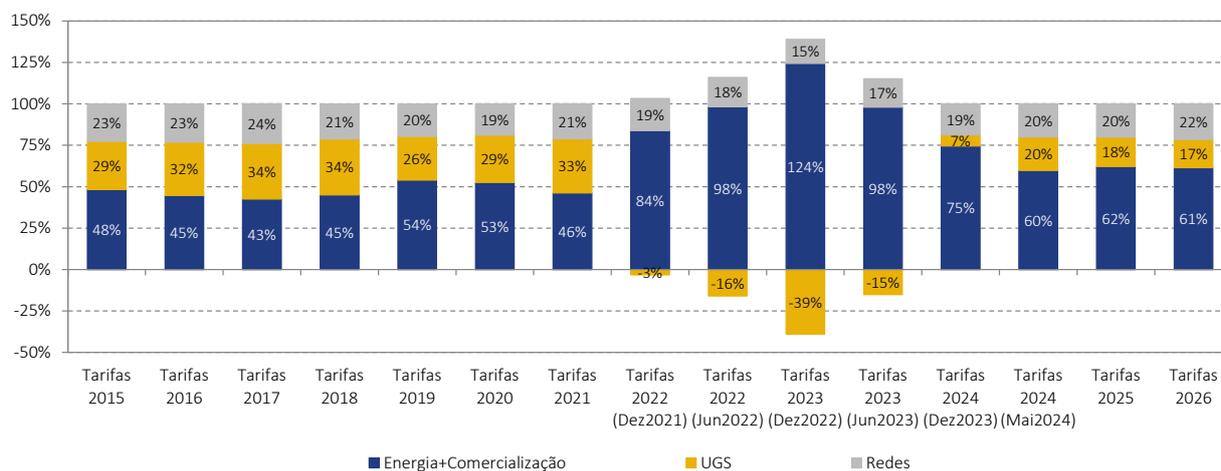
²⁷ A faturação de Energia e Comercialização foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

tarifas de Acesso às Redes refere-se aos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), na sua quase totalidade determinados no âmbito da legislação em vigor.

Assim, em Portugal continental, os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas de Acesso podem ser divididos em duas categorias: Redes e Uso Global do Sistema (UGS). Na tarifa de redes são recuperados os proveitos com a atividade de Transporte de Energia Elétrica e com a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Na tarifa de UGS são recuperados os proveitos com a atividade de Gestão Global do Sistema e com os CIEG.

A Figura 2-2 apresenta a evolução da estrutura dos custos, estimada, do setor elétrico desde 2015, incluindo os dois momentos de previsão para tarifas de 2022, 2023 e 2024, nos meses de dezembro de 2021, de 2022 e de 2023 e as suas atualizações extraordinárias, nos meses de junho de 2022 e de 2023 e de maio de 2024. Os custos são agrupados de modo análogo à classificação das atividades reguladas. Destacam-se, para 2025 e 2026: i) a estabilização da estrutura de custos em linha com um contexto de maior normalidade relativamente à evolução dos preços das *commodities*, face às fixações de tarifas de 2022, de 2023 e, em menor medida, de 2024; e ii) a redução do peso da componente de UGS face ao período até 2021.

Figura 2-2 - Estrutura dos custos por atividade



2.2.1 PROVEITOS A RECUPERAR EM 2026 POR ATIVIDADE

Nos quadros seguintes apresenta-se o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação nas tarifas de energia elétrica em Portugal continental (Quadro 2-3) e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (Quadro 2-4) para 2026, comparando com os considerados para tarifas de 2025.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Proveitos e outros fluxos financeiros

Quadro 2-3 - Proveitos permitidos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em
Portugal continental

		Unidade: Milhares de euros			
		T2025	T2026	Diferença T2026-T2025	Varição T2026/T2025
1a = (I)	Uso Global do Sistema do ORT				
	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORT	46 463	55 911	9 448	
(i)	Custos de gestão do sistema	46 463	55 911	9 448	
	dos quais referentes a proveitos do OLMCA recuperados pela UGS I do ORT	744	147	-597	
1b = (I)-(II)-(III)	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORT	253 467	260 539	7 072	
(i)	Diferencial de custo dos CAE	11 972	102	-11 870	
(ii)=a+b+c+d+e	Outros CIEG ao nível do ORT	241 495	260 437	18 942	
a	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	105 486	123 139	17 653	
b	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	77 726	76 949	-777	
c	Custos com mecanismos de capacidade	15 581	24 227	8 646	
d	Restantes CIEG ao nível do ORT	42 702	36 122	-6 580	
e	Valor líquido referentes às transferências intertemporais dos outros CIEG ao nível do ORT	0	0	0	
(iii)	Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORT	0	0	0	
1 = 1a + 1b	(1) Uso Global do Sistema do ORT (ao nível do Transporte)	299 929	316 449	16 520	5,5%
2a = (I) - (II)	Uso Global do Sistema do ORD				
	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORD (sem UGS I ORT)	429	-9 966	-10 395	
(i)	Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PREAC	469	1 236	767	
(ii)	Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS I	41	11 202	11 161	
2b = (I)+(II)+(III)+(IV)+(V)-	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORD (sem UGS II ORT)	1 021 783	980 553	-41 230	
(i)	Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PRG	1 294 422	1 184 404	-110 018	
(ii)	CMEC	85 175	84 813	-362	
(iii)	Medidas de sustentabilidade de mercados	-38 331	74 416	112 747	
(iv)	Aditividade tarifária	0	0	0	
	Ajustamento t-2 da atividade de CVEE para Fornecimento a Clientes do CUR	-7 474	46 216	53 690	
	Ajustamento t-1 da atividade de CVEE para Fornecimento a Clientes do CUR	-30 857	28 201	59 058	
(v)	Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	0	0	0	
(vi)	Diferencial na atividade de Comercialização do CUR devido à extinção das TVCF				
	em NT	118	158	40	
	em BTE	381	397	17	
	em BT	-13	-18	-5	
	em BT	-250	-221	28	
(vii)	Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORD	373 971	372 099	-1 872	
(viii)	Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS II	-54 370	-8 861	45 509	
2 = 2a + 2b	(2) Uso Global do Sistema do ORD (ao nível da Distribuição)	1 022 212	970 587	-51 625	-5,1%
A = 1 + 2	Proveitos totais a recuperar com as tarifas de UGS (1) + (2)	1 322 141	1 287 037	-35 105	-2,7%
3	Uso da rede de Transporte				
	Uso da rede de transporte ORT	372 057	370 662	-1 395	
4	Ajustamentos de faturação CVAT relativos à URT	7 063	-8 155	-15 218	
B = 3 - 4	Proveitos a recuperar com as tarifas de URT aplicadas pelo ORD	364 993	378 817	13 823	3,8%
5	Uso da Rede de Distribuição				
	Total dos proveitos em AT/MT	408 303	448 222	39 919	
6	Total dos proveitos em BT	725 609	803 581	77 972	
C = 5 + 6	Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 133 912	1 251 803	117 891	10,4%
7	Comercialização do CUR				
	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	131	266	135	
8	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	404	505	101	
9	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	26 445	29 451	3 006	
D = 7 + 8 + 9	Proveitos da Comercialização	26 980	30 222	3 242	12,0%
10	Compra e Venda de Energia para Fornecimento a Clientes do CUR (s/ ajust)				
	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica, sem serviços de sistema e acertos de contas	207 581	189 302	-18 280	
11	Custos com serviços do sistema e acerto de contas	20 691	41 929	21 239	
12	Custos de funcionamento + remuneração fundo maneio	3 625	4 461	836	
E = 10 + 11 + 12	Proveitos da Compra e Venda de Energia do CUR (s/ ajust)	231 896	235 692	3 796	1,6%
F = A+B+C+D+E	Total dos proveitos permitidos a recuperar com as tarifas	3 079 923	3 183 570	103 647	3,4%
G	Desconto no acesso às redes por aplicação da tarifa social	-117 298	-129 972		
H = F + G	Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	2 962 625	3 053 598	90 973	3,1%

**Quadro 2-4 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões
Autónomas dos Açores e da Madeira²⁸**

Unidade: 10 ³ EUR			
	Tarifas 2025	Tarifas 2026	Var% T2026/ T2025
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	190 381	203 249	6,8%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 475	56 540	24,3%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 557	9 207	21,8%
Proveitos permitidos da EDA	243 413	268 996	10,5%

Unidade: 10 ³ EUR			
	Tarifas 2025	Tarifas 2026	Var% T2026/ T2025
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	175 818	177 461	0,9%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	51 483	54 635	6,1%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 116	6 562	7,3%
Proveitos permitidos da EEM	233 417	238 659	2,2%

2.2.2 PROVEITOS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO

2.2.2.1 PROVEITOS A RECUPERAR

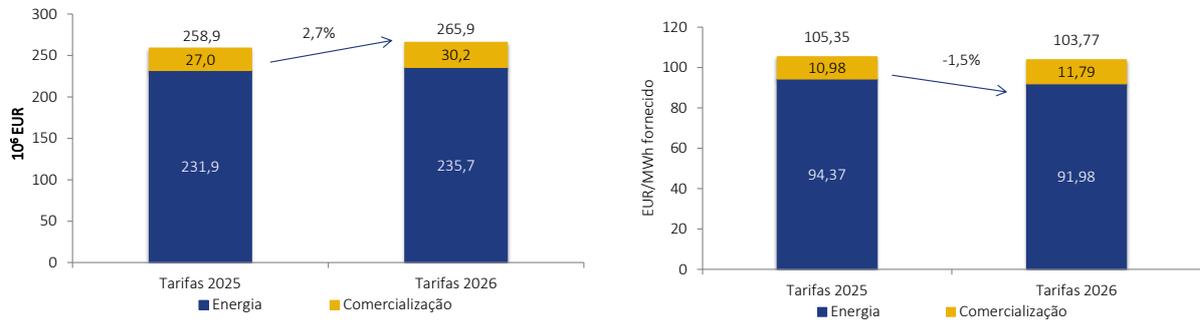
Os proveitos a recuperar pela tarifa de energia do CUR apresentam um acréscimo de 2025 para 2026. Esta situação resulta do aumento da previsão para a energia elétrica fornecida pelo CUR.

As figuras seguintes²⁹ apresentam estas tendências.

²⁸Relativamente às Regiões Autónomas, o diferencial entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais nas respetivas regiões é pago por todos os consumidores do setor elétrico através das tarifas de Uso Global do Sistema. Este diferencial é analisado no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico».

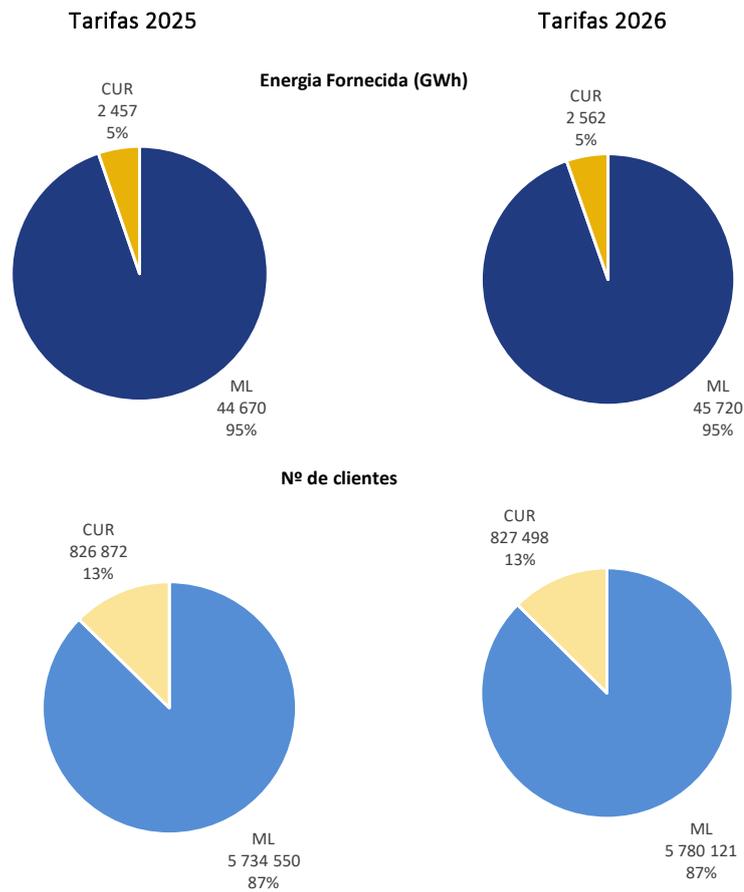
²⁹ Os proveitos unitários apresentados refletem, nomeadamente, as perdas nas redes.

Figura 2-3 - Proveitos de energia e comercialização do CUR (proveito total e proveito unitário)



A Figura 2-4 apresenta a estrutura de fornecimento do CUR.

Figura 2-4 - Energia e número de clientes



2.2.2.2 PREVISÕES PARA CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR

As previsões para o custo médio de aquisição do CUR consideram:

- i. os valores ocorridos e previstos dos preços de eletricidade (*spot*, futuros, leilões de aprovisionamento do CUR) disponíveis até 30 de novembro³⁰;
- ii. as previsões de preços para as entregas de energia elétrica em 2025 e 2026, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP;
- iii. os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes no CUR, de produtos com entrega em 2025 e 2026.

Adicionalmente, foram considerados na previsão do custo médio de aquisição do CUR para 2025 e 2026: i) os custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR; ii) outros custos previstos³¹; e iii) um prémio de risco, nos termos do artigo 125.º do RT, igual a zero.

O Quadro 2-5 apresenta os valores resultantes deste exercício tarifário para 2025 e 2026, comparando com os valores previstos para tarifas de 2025 e os valores verificados em 2024.

³⁰ Com exceção dos dados dos leilões da PRG, que incluem informação relativa ao leilão ocorrido a 04/12/2025.

³¹ Custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados, custos com a Banda de Reserva de Regulação/Banda de mFRR e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária.

Quadro 2-5 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR³² para fornecimento dos clientes

		2024	2025P em T2025	2025E em T2026	2026P em T2026
A	Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos (EUR/MWh)	63,44	73,41	65,89	59,11
B	Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	100,55	68,56	71,24	61,51
C	% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	51%	37%	46%	31%
$D = Ax(1-C) + BxC$	Custo médio unitário de aquisição de energia elétrica CUR com leilões (EUR/MWh)	82,52	71,62	68,34	59,86
E	Acerto CUR para preço de mercado base (EUR/MWh)	7,08	1,98	6,27	5,63
$F = (A+E) \times (1-C) + BxC$	Preço médio de aquisição de energia elétrica CUR (Liq. de vendas e excl. acerto contas e serviços de sistema) (EUR/MWh)	85,96	72,88	71,74	63,73
G	Preço acerto de contas Gestor de Ofertas RNT (EUR/MWh)	1,15	1,60	0,86	0,77
H	Preço no mercado dos serviços do sistema (EUR/MWh)	7,61	5,66	13,85	13,34
$I = Ex(1-C) + G + H$	Acerto CUR para preço de mercado base e outros custos(EUR/MWh)	12,20	8,52	18,10	17,98
J = D + I	Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	94,72	80,14	86,45	77,84

Nota: A média do preço médio de mercado é com base nos preços do mercado diário.

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN, Bloomberg

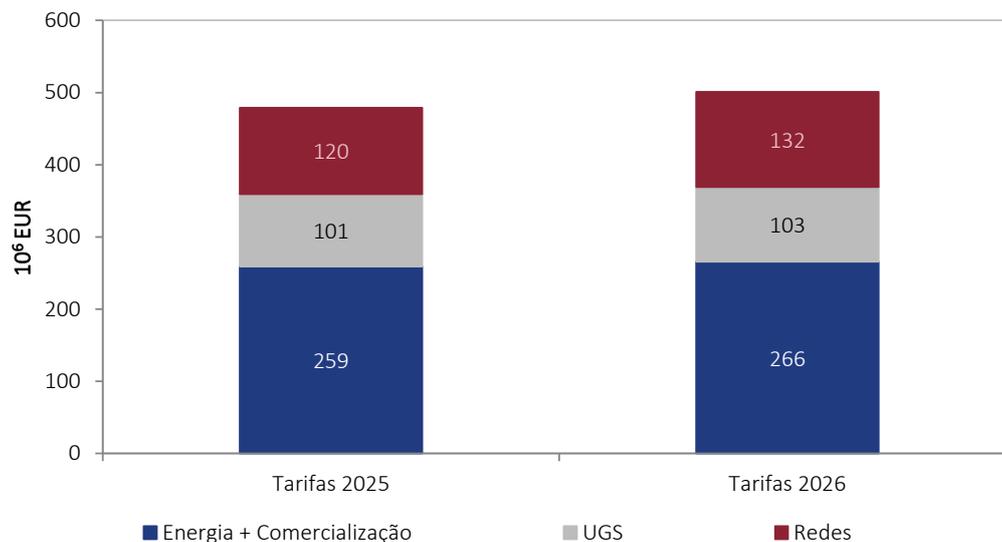
2.2.2.3 PROVEITOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

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

Na Figura 2-5 apresentam-se os proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais, de 2025 e de 2026.

³² O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado. A propósito dos custos com serviços de sistema a suportar pelo CUR em 2024, assumiu-se que contemplam o mecanismo de Banda de Reserva de Regulação.

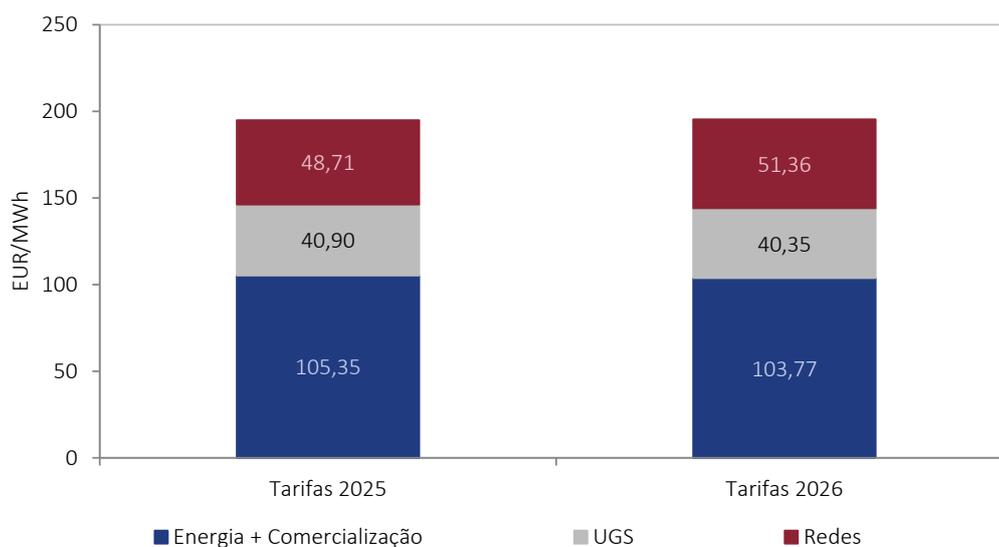
Figura 2-5 - Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais



A evolução do proveito unitário a recuperar pelas TVCF pode ser decomposta entre o efeito da variação de quantidades e da variação tarifária. Esta análise é apresentada no capítulo 5.

A Figura 2-6 apresenta a decomposição dos proveitos unitários incluídos na tarifa de Venda a Clientes Finais, de 2025 e de 2026.

Figura 2-6 - Decomposição dos proveitos unitários incluídos na TVCF



Observa-se nestas tarifas para 2026 um aumento nas componentes de redes e UGS e uma diminuição da componente de energia e comercialização relativamente ao previsto para tarifas de 2025.

2.2.3 CIEG

Os custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) de cada ano, juntamente com o pagamento de CIEG diferidos em exercícios tarifários anteriores (amortização de dívida tarifária), condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica, por serem repercutidos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes. O Quadro 2-6 apresenta a desagregação destes custos para 2026, cujo valor global repercutido nas tarifas atinge 1 757 milhões de euros (linha D).

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Proveitos e outros fluxos financeiros

Quadro 2-6 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2026

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2025	Tarifas 2026
A = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 + 12	Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, excluindo os efeitos das transferências intertemporais de proveitos	1 337 015	1 107 310
1	Diferencial de custo da PRG	810 417	609 103
2	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	85 175	84 813
3	Diferencial de custo dos CAE	11 972	102
4	Solução transitória para a Tapada do Outeiro	29 927	2 641
5	Rendas de concessão da distribuição em BT	307 186	315 358
6 = 6a + 6b	Sobrecusto da RAA e da RAM	183 212	200 088
6a	Custos com a convergência tarifária da RA Açores	105 486	123 139
6b	Custos com a convergência tarifária da RA Madeira	77 726	76 949
7	Terrenos das centrais	11 072	11 032
8	Custos com mecanismos de capacidade	15 581	24 227
9	Compensações pagas ao SEN no âmbito dos leilões de fotovoltaica	0	-10 098
10	Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0
11	Custos com a concessionária da Zona Piloto	-230	17
12	Tarifa Social	-117 298	-129 972
B = 13 + 14 + 15	Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-38 213	74 574
13 = 13a + 13b	Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	0	0
13a	Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	0	0
13b	Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	0	0
14 = 14a + 14b + 14c	Medidas de sustentabilidade de mercados	-38 331	74 416
14a	Aditividade tarifária	0	0
14b	Ajustamento t-2 da atividade de CVEE para Fornecimento a Clientes do CUR	7 474	-46 216
14c	Ajustamento t-1 da atividade de CVEE para Fornecimento a Clientes do CUR	30 857	-28 201
15 = 15a + 15b + 15c	Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	118	158
15a	em NT	381	397
15b	em BTE	-13	-18
15c	em BT	-250	-221
C = 16 + 17	Valor líquido dos efeitos das transferências intertemporais de CIEGs (alisamentos)	484 004	575 301
16	Alisamento do diferencial de custo da PRG	484 004	575 301
17	Alisamento de outros CIEGs ao nível da UGS II do ORT (exclui diferencial de custo CAE)	0	0
D = A + B + C	Total CIEG e Sustentabilidade	1 782 806	1 757 185

Notas:

- 1) O sobrecusto da RAA e da RAM (linha 5) inclui os custos com as rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.
- 2) Os descontos com a tarifa social (linha 10), pela sua natureza, abate ao montante total dos CIEG, ao contrário das restantes rúbricas.
- 3) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais (linha 14) recupera o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema. Em 2026, tal como em 2025, recupera, também, os proveitos permitidos não recuperados por consideração de custos de referência na atividade de comercialização em MT e AT.

O valor anual dos CIEG apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2026 atinge 1 107 milhões de euros (linha A), a que acresce 75 milhões de euros das medidas de estabilidade e sustentabilidade (linha B). A estes valores é adicionado o efeito das transferências intertemporais de proveitos (pagamento de anuidades de dívidas geradas em anos anteriores), no valor de 575 milhões de euros (linha C).

A partir de tarifas de 2024, o diferencial de custo da PRG (linha 1) passou a não incluir as medidas de contenção tarifária, que são agora deduzidas ao nível dos proveitos a recuperar pela parcela II da tarifa UGS, nos termos do RT em vigor, com a exceção das receitas com garantias de origem que se mantêm ao nível do diferencial de custo da PRG, por se considerar que fazem parte integrante da produção de energia elétrica dos PRG. Em 2026, estas medidas, excluindo as receitas com as garantias de origem, são de 408 milhões de euros, que correspondem ao montante total das medidas de contenção tarifária, excluindo os ajustamentos de t-1 e de t-2, relativos a 2025 e 2024³³ respetivamente.

Importa ainda referir que, no quadro do Decreto-Lei n.º 15/2022 e do RT em vigor, foi também criada a possibilidade de transferência intertemporal de qualquer CIEG, sendo as mesmas explicitados no Quadro 2-6 (linha 16), quer se refiram ao diferimento do ano ou ao pagamento de anuidades de anos anteriores.

A generalidade destes CIEG, com exceção das rendas de concessão das redes de distribuição em BT, encontra-se integrada na parcela II da tarifa de UGS, que no novo quadro regulamentar recupera exclusivamente CIEG, que é paga por todos os clientes de energia elétrica, de acordo com a metodologia de alocação definida no RT em vigor. Os custos com as rendas de concessão das redes de distribuição em BT são pagos pelos clientes em BT, através da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

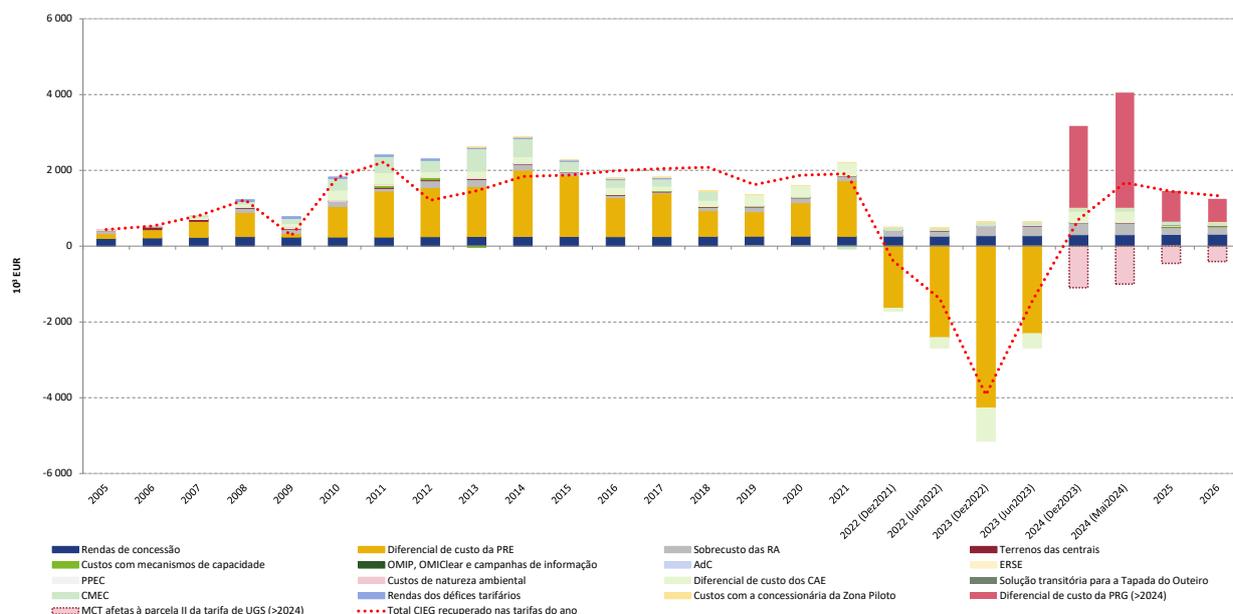
A Figura 2-7 apresenta a evolução dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia elétrica desde 2005. Os custos apresentados de forma desagregada dizem respeito a cada ano e não consideram os efeitos de transferências intertemporais, nomeadamente dos diferenciais de custos com a PRE e PRG, cuja recuperação pode ser diferida ao abrigo da legislação em vigor. Deste modo, estes custos não foram integralmente recuperados nas tarifas dos anos que estão apresentados nesta figura. Contudo, a figura contém igualmente uma série com o montante total dos CIEG recuperado anualmente após os efeitos de transferências intertemporais.

A respeito dos anos mais recentes, em 2020, 2021, 2024 e 2025 aplicou-se a transferência intertemporal ao diferencial de custo da PRE e da PRG, enquanto em 2022 e 2023 tal não aconteceu, uma vez que o diferencial de custo de PRE nesses anos foi negativo. No ano de 2026, a transferência intertemporal de proveitos não foi aplicada.

³³ Estes ajustamentos correspondem a cerca de 36 milhões de euros, referentes a 2025 e 2024 no seu conjunto, a deduzir ao valor das medidas de contenção tarifária, que a partir de 2025 passou a ser recuperado na atividade de compra e venda de acessos à rede de transporte ao nível da E-REDES.

Em termos globais, os CIEG em 2026 apresentam um decréscimo relativamente aos valores de tarifas de 2025.

Figura 2-7 - Evolução dos custos de interesse económico geral (sem custos de sustentabilidade de mercados e de estabilidade tarifária) apurados nas tarifas desde 2005



Nota: 1) Para os anos de 2022, 2023 e 2024 são apresentados os valores anuais dos CIEG determinados nas tarifas fixadas em dezembro do ano anterior e na revisão excepcional das tarifas ocorridas durante o primeiro semestre do próprio ano.

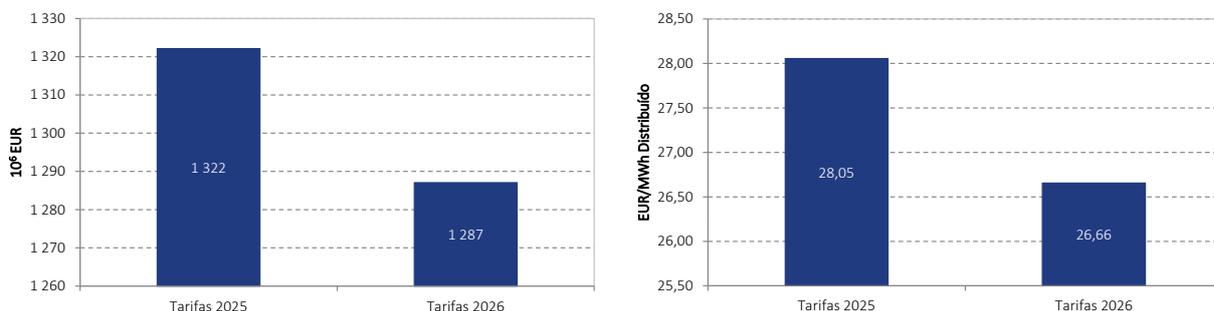
2) À luz do quadro legal e regulamentar em vigor, os custos com a ERSE e com a AdC não são considerados um CIEG, pelo que não estão apresentados na figura a partir de 2024.

3) Como nas tarifas de 2026 o diferencial de custo da PRG não inclui as medidas de contenção tarifária, de modo a permitir uma comparação equitativa do total de CIEG, ou de modo mais particular entre o diferencial de custo da PRE e o diferencial de custo da PRG, inclui-se, desde 2024, a representação gráfica destas medidas.

2.2.4 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar em 2026 com a tarifa de UGS apresentam um decréscimo, quer em termos absolutos, quer em termos unitários, muito significativo, quando comparado com os valores previstos em dezembro de 2024 para tarifas 2025 (Figura 2-8).

Figura 2-8 - Proveitos a recuperar com a UGS – Valores absolutos e unitários

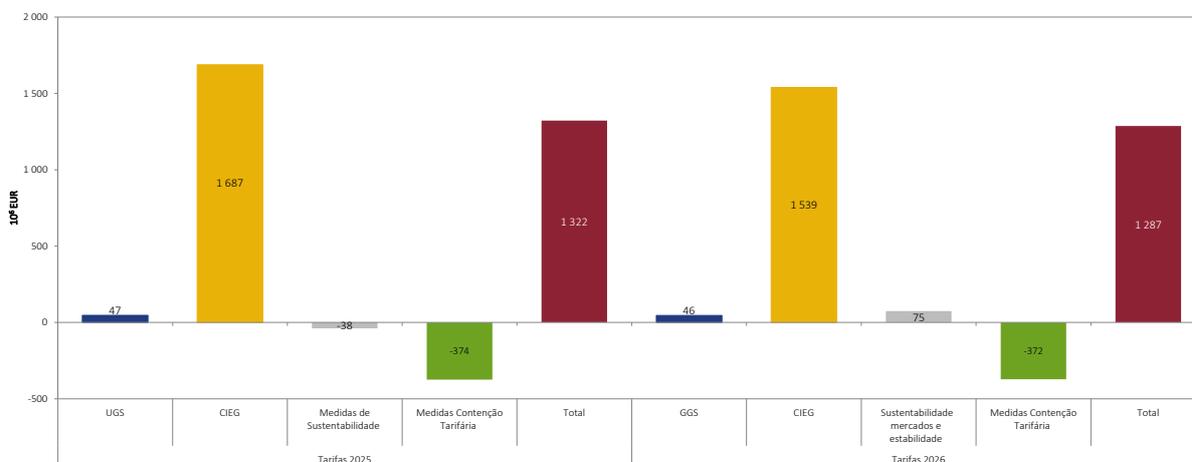


No quadro do RT em vigor, os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma das seguintes componentes: (i) custos com a gestão do sistema, incluindo os custos com a atividade de compra e venda a produtores renováveis em mercado e excedentes de autoconsumo do AUR, (ii) CIEG, incluindo o efeito líquido das transferências intertemporais e ajustamentos associados aos CIEG referentes a anos anteriores, (iii) custos com medidas de sustentabilidade e estabilidade de mercados³⁴ e (iv) medidas de contenção tarifária.

A Figura 2-9 permite analisar a evolução destas componentes de 2025 para 2026 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS. Como se pode verificar, a variação dos proveitos a recuperar é explicada pela variação dos CIEG e das medidas de contenção tarifária.

³⁴ Correspondem aos seguintes custos, que são suportados ao nível da UGS: (i) ajustamentos positivos ou negativos dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes do CUR; (ii) custos com as dívidas tarifárias ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, cuja repercussão tarifária terminou em 2025 e (ii) diferencial na atividade de Comercialização do CUR devido à extinção das TVCF.

Figura 2-9 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente (incluindo ajustamentos)



Nota: Os montantes da coluna “CIEG” incluem ajustamentos de faturação do ORT e do ORD relativos à parcela II da tarifa UGS, pelo que diferem do quadro 2.6 e do texto que o enquadra. As medidas de contenção tarifária incluem os respetivos ajustamentos.

2.2.4.1 PRINCIPAIS RUBRICAS EXPLICATIVAS DA VARIAÇÃO DA UGS

Nos pontos seguintes analisam-se os principais fatores que justificam a variação dos proveitos a recuperar através da UGS.

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

Os CIEG associados à produção de energia elétrica e os custos com medidas de sustentabilidade e estabilidade de mercados têm em comum o facto de não serem diretamente controlados pela ERSE, no caso dos CIEG, por dependerem do quadro legal, e por evoluírem com os preços de energia elétrica definidos no mercado grossista, em ambos os casos.

A inclusão destes custos nos proveitos permitidos das empresas é efetuada por *pass through*, isto é, as empresas repassam os proveitos recuperados pelas tarifas associadas aos CIEG às respetivas empresas ou entidades que deles beneficiam³⁵. O incremento destas rubricas de custos no tempo justifica a análise detalhada de algumas das suas principais componentes.

³⁵ Os custos com medidas de sustentabilidade e estabilidade de mercados têm uma natureza diferente, por serem gerados dentro das atividades reguladas do CUR.

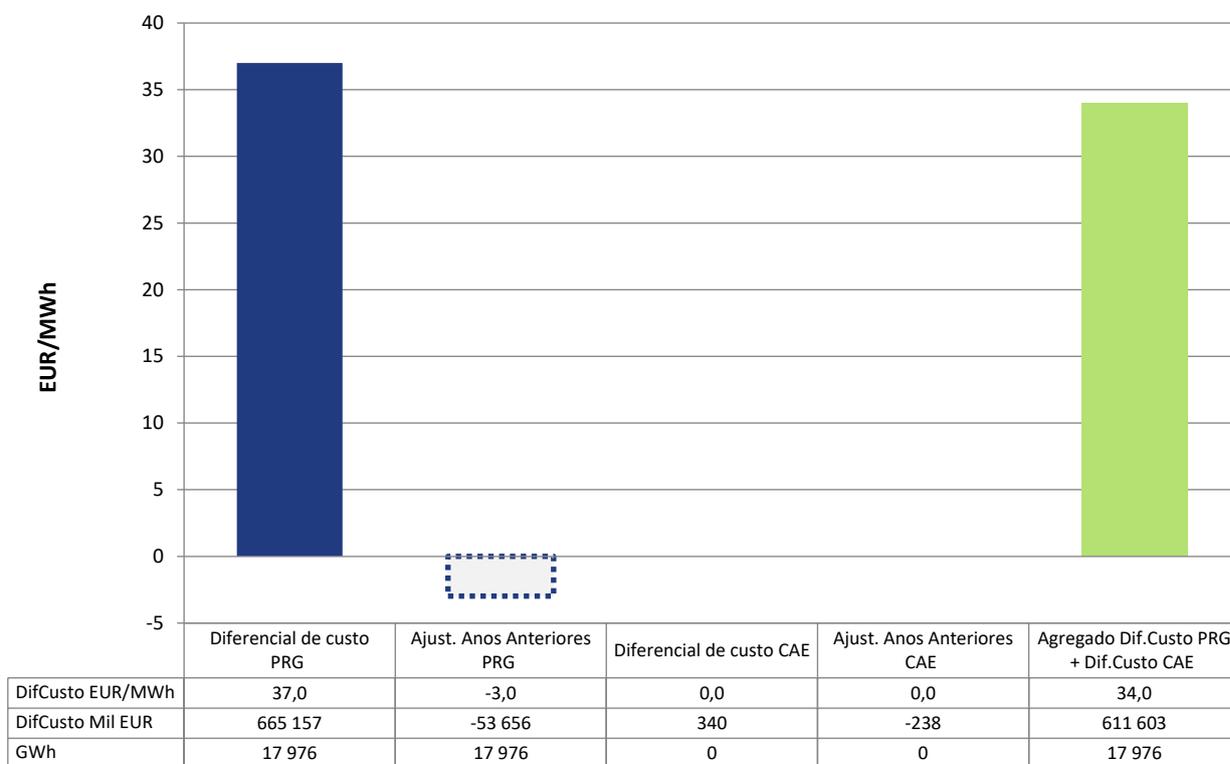
2.2.4.2.1 CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma parte importante dos CIEG está relacionada com garantias dadas a produtores de energia elétrica, designadamente à produção com remuneração garantida (PRG) e aos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados que vigoraram até final do primeiro trimestre de 2024³⁶.

No caso dos CAE não cessados, apenas resta o da central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás. No entanto, salienta-se que este CAE da Turbogás, que terminou a 29 de março de 2024, encontra-se num regime transitório (denominado no CAE de período de devolução) até ao final do primeiro trimestre de 2026. Neste novo regime, a central passou a operar fora do mercado, diretamente dependente das decisões do gestor de sistema enquanto suporte à segurança de abastecimento e numa perspetiva muito residual de produzir energia elétrica. A operação da central em 2026 está dependente do prolongamento deste regime ou do lançamento de um concurso público para a operação da central em regime de mercado. Assim, o sobrecusto CAE para 2026 considera apenas os custos decorrentes da litigância das centrais com CAE incluídos nos custos de funcionamento do Agente Comercial, descritos em maior detalhe no capítulo 5.1 do documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico”.

³⁶ Existem ainda montantes remanescentes associados aos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), descritos em maior detalhe no ponto 5.5.1.1.6 do documento “Proveitos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico”.

Figura 2-10 - Diferencial de custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida, previstos para 2026



Nota: Não inclui i) os custos de funcionamento, ii) outros custos e proveitos do AUR (receitas com garantia de origem e receitas com ganhos e perdas com titularizações) para o ano de 2026, iii) o efeito das transferências intertemporais de proveitos.

No que diz respeito ao diferencial de custo da PRG, os valores correspondem ao total implícito nas tarifas de 2026, nomeadamente o que resulta da aquisição da produção previsível para 2026 (665 157 milhares de euros) e, separadamente, dos ajustamentos relativos aos anos de 2024 e 2025 (-38 459 milhares de euros). A energia considerada para determinar o valor unitário foi a previsão da produção total da PRG para 2026 implícita no cálculo do respetivo diferencial de custo.

2.2.4.2.2 EVOLUÇÃO DO DIFERENCIAL DE CUSTO DOS PRG

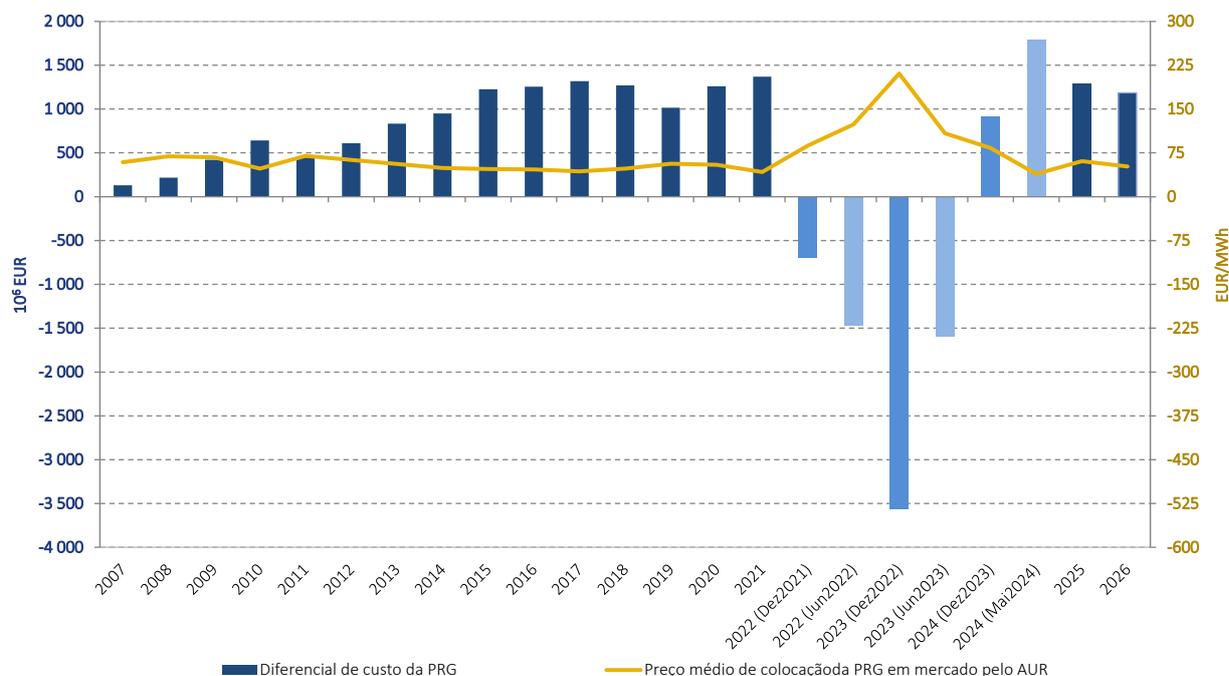
O valor unitário do diferencial de custo com a aquisição da PRG resulta da diferença entre o custo médio de aquisição dessa energia elétrica aos produtores com remuneração garantida³⁷ e o preço médio a que o

³⁷ O preço de aquisição de energia da PRG decorre da legislação que define o regime remuneratório de cada um desses produtores.

AUR vende esta produção em mercado³⁸. A inclusão desta última variável nas figuras seguintes visa evidenciar a relação inversa entre o diferencial de custo da PRG e o preço de mercado de referência usado para o determinar.

Na Figura 2-11 apresenta-se a evolução do diferencial de custo com a aquisição da PRG no período de 2007 a 2026, previsto recuperar pelas tarifas do ano. Os valores apresentados incluem o montante líquido dos mecanismos que possibilitam a transferência intertemporal de proveitos (diferimento do próprio ano e pagamento de anuidades de anos anteriores), estabelecidos no âmbito do artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, até 2021, e no artigo 208.º do Decreto Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a partir de 2022. Desde 2012 houve diferimentos em todos os anos exceto em 2022, 2023 e 2026.

Figura 2-11 - Evolução do diferencial de custo da PRG (valores previstos recuperar pelas tarifas)



Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR. Os valores apresentados incluem ajustamentos

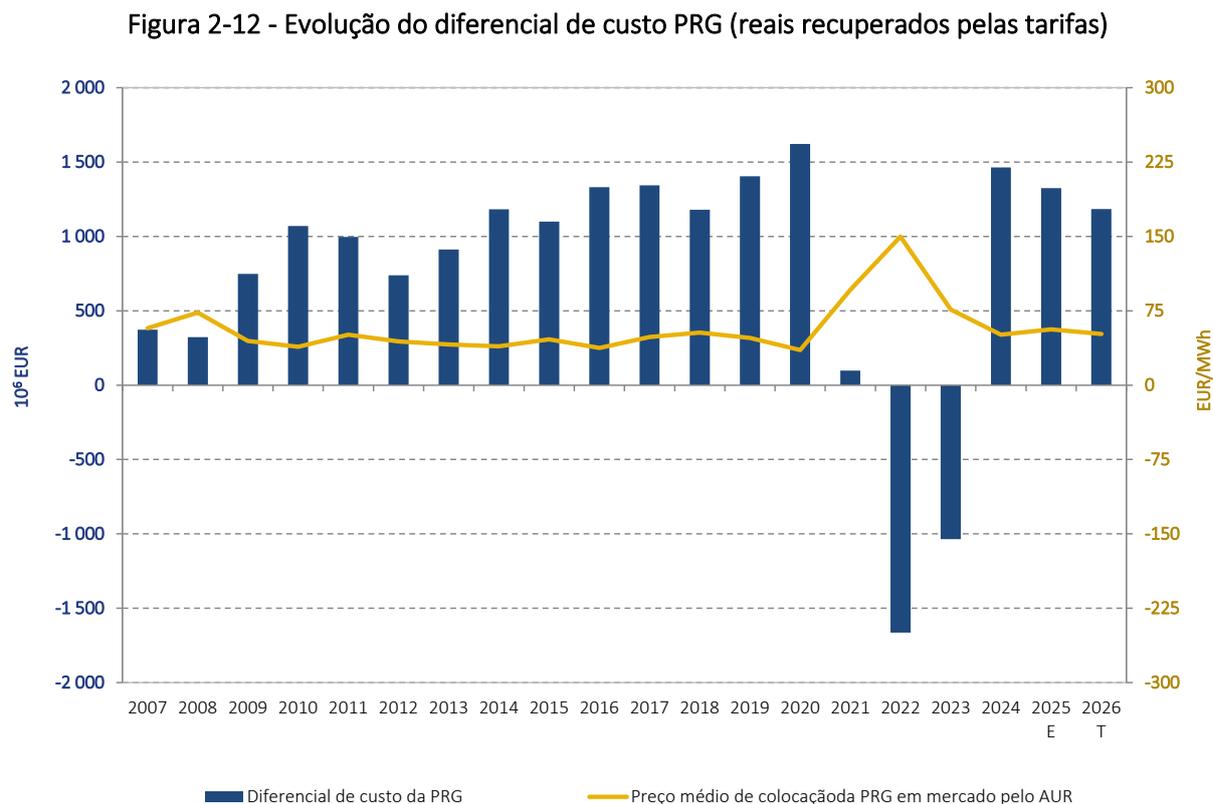
³⁸ Até 1 de julho de 2007 foi utilizado no cálculo do diferencial de custo da PRE o custo equivalente de aquisição de energia elétrica no Sistema Elétrico Público (tarifa de Energia e Potência e tarifa de Uso da Rede de Transporte). Após esta data, foi considerado como referência para cálculo do sobrecusto da PRE, o custo médio unitário de aquisição do CUR em mercado. A partir de 2012, com a separação da atividade de CVEE do CUR em função CVEE FC e de CVEE PRE, o diferencial de custo da PRE passou a determinar-se pela diferença entre o custo de aquisição da PRE à tarifa administrativa e a receita da venda desta produção no mercado grossista, deduzida de outros custos da função CVEE PRE. A partir da aplicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, o AUR através da atividade de compra e venda a PRG, substituiu a função CVEE PRE do CUR.

Em 2022 e 2023 observou-se uma inversão do sinal do diferencial de custo da PRG devido ao aumento significativo do preço no mercado grossista de eletricidade previsto nas tarifas. Para esta inversão também contribuíram os ajustamentos do ano 2021 e 2022 a devolver ao sistema, que foram motivados pelo desvio significativo do preço de mercado e das medidas mitigadoras.

A diminuição significativa do preço no mercado grossista de eletricidade em 2024 e os ajustamentos dos anos de 2022 e 2023 a devolver pelo sistema, tornou novamente positivo o diferencial de custo da PRG. Em 2025, as previsões indicavam um ligeiro aumento do preço no mercado grossista da eletricidade, observando-se, também, ajustamentos dos anos de 2023 e 2024 a devolver pelo sistema, que contribuíram para a redução do diferencial de custo da PRG.

As previsões para o ano de 2026 indicam uma ligeira diminuição do preço no mercado grossista da eletricidade, que levaria ao aumento do diferencial de custo, o que não acontece devido a uma inversão do sinal dos ajustamentos de 2025 (a devolver pelo sistema) para 2026 (a devolver pela empresa).

Na Figura 2-12 apresentam-se os valores efetivamente ocorridos até 2024, os valores estimados em 2025 e previstos em 2026, quer do diferencial de custo da PRG, quer do valor de referência para a sua determinação. À semelhança do que acontece na Figura 2-11, estes valores incorporam, igualmente, os montantes líquidos das transferências intertemporais de proveitos (diferimento do próprio ano e pagamento de anuidades de anos anteriores), que foram diferidos ao abrigo do artigo 73.º-A do Decreto Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, entre 2012 e 2021, assim como montantes diferidos em 2024 e 2025 ao abrigo do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Devido à alteração do quadro regulamentar, a partir de 2024 o diferencial de custo da PRG deixou de incluir as medidas de contenção tarifária, à exceção das receitas com garantias de origem.



Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR. Os valores apresentados incluem ajustamentos.

A diferença entre as duas figuras referidas anteriormente resulta, maioritariamente: (i) do desvio no custo de aquisição da PRG, quer por efeito quantidade, quer por efeito preço e (ii) do desvio do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRG. De 2013 a 2023, com a inclusão de medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no diferencial de custo da PRG, estas diferenças passaram a depender também dos desvios entre os valores concretizados destas medidas e as suas previsões em sede de cálculo tarifário.

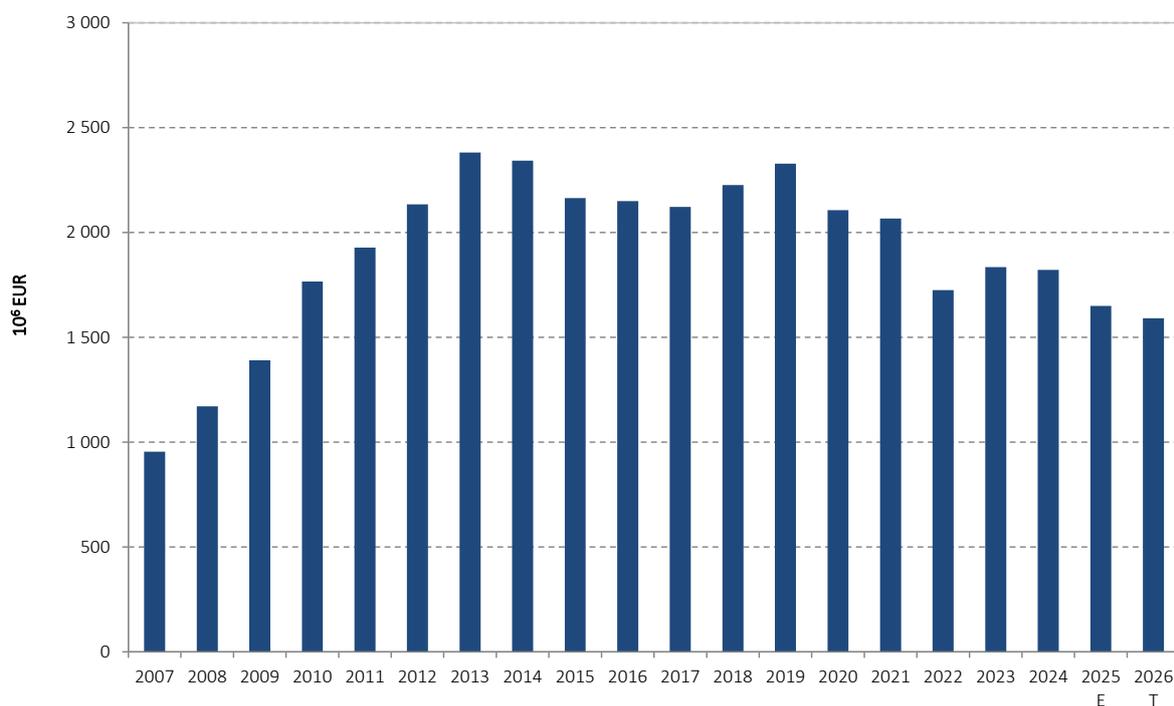
Embora os valores do diferencial de custo apresentem as variações já mencionadas, o custo total com as aquisições da PRG inverteu a sua tendência crescente que se verificou até 2013, conforme mostra a Figura 2-13. Esta alteração deveu-se principalmente ao menor crescimento da potência instalada deste tipo de produtores e a uma tendência de estabilização do preço médio de aquisição a partir desse ano.

No entanto, subsistem fatores que continuam a ser determinantes na evolução do custo total, designadamente por via das quantidades produzidas que, no caso da produção renovável, são afetadas significativamente pela eolicidade e pela hidraulicidade. Surgiram, igualmente, situações pontuais que justificam a grande flutuação das quantidades produzidas em 2022 e em 2023, em particular a saída em

larga escala de cogeneradores para o regime de mercado em 2022 e o posterior regresso ao regime remuneratório garantido ao longo do ano de 2023 e 2024³⁹.

Os próximos anos deverão ser marcados por uma redução gradual dos custos de aquisição aos produtores com remuneração garantida, designadamente devido ao fim dos regimes bonificados em várias tecnologias, por término do prazo, mas também devido à redução das remunerações garantidas, designadamente da eólica e da cogeração, por força do quadro legal vigente. Por outro lado, a ligação massiva à rede de capacidade fotovoltaica, atribuída nos leilões de 2019, 2020 e 2021, que no caso dos produtores que integrarão a carteira do AUR terão tarifa garantida abaixo dos atuais preços de mercado, embora contribua para um aumento do custo total das aquisições aos PRG pelo AUR, deverá levar a uma redução ainda mais acentuada do diferencial de custo.

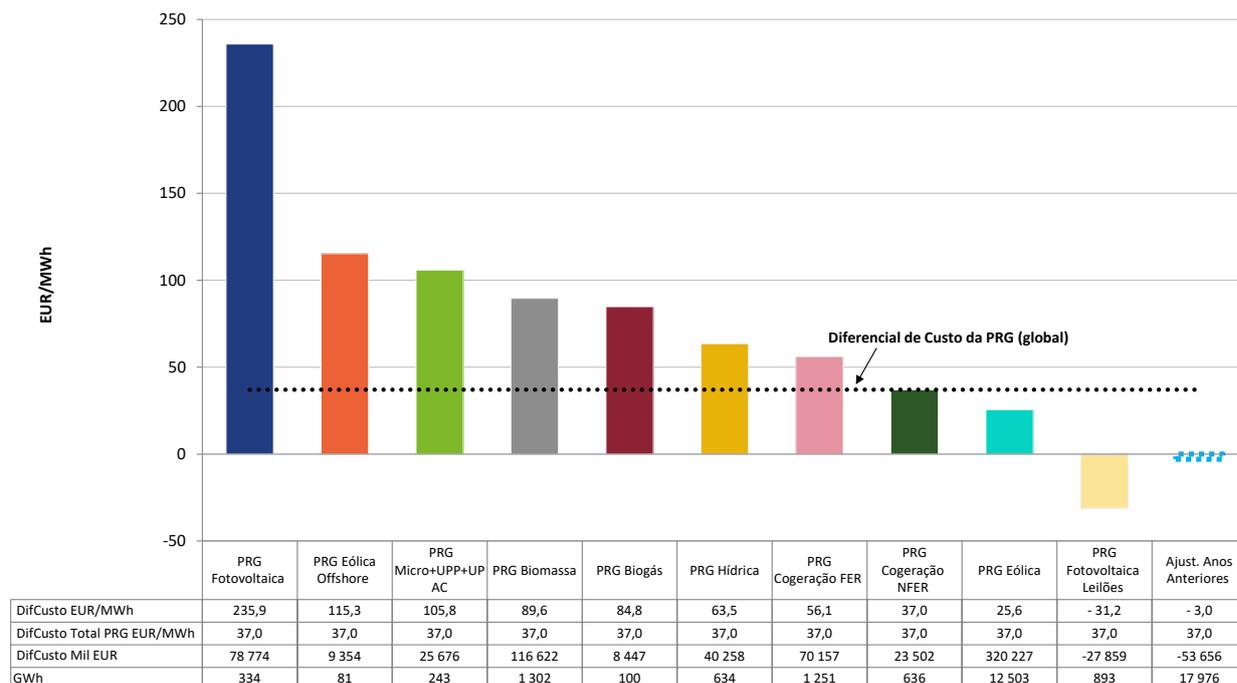
Figura 2-13 - Custo total por ano com a aquisição a produtores com remuneração garantida (reais recuperados pelas tarifas)



³⁹ Esta transição de regimes remuneratórios dos cogeneradores ocorreu ao abrigo da derrogação concedida pelo artigo 35.º-Y do Decreto-Lei n.º 10-A/2020, de 13 de março, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 119-A/2021, de 21 de dezembro.

Numa perspetiva mais detalhada, a Figura 2-14 apresenta os diferenciais de custo unitário de cada tecnologia de PRG, sem os efeitos das receitas previstas com garantias de origem no caso das tecnologias renováveis. Em coluna individualizada, apresenta-se o valor unitário dos ajustamentos do diferencial de custo da PRG (todas as tecnologias agregadas) repercutidos em 2026.

Figura 2-14 - Diferencial de custo por unidade produzida das tecnologias de PRG previsto para 2026



Nota: Não inclui: i) os custos de funcionamento, ii) outros custos e proveitos do AUR (receitas com garantia de origem para o ano de 2026)

A análise mais detalhada da evolução do diferencial de custo da PRG com remuneração garantida encontra-se no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos em 2026 das empresas reguladas do setor elétrico».

2.2.4.3 REPERCUSSÃO DO DIFERIMENTO DOS CIEG NOS PROVEITOS PERMITIDOS

Pela relevância dos montantes em causa, neste ponto é desenvolvido a forma como são repercutidos nos proveitos permitidos do ano os custos com os diferimentos de CIEG. O quadro regulatório em vigor prevê

a possibilidade de repercutir os CIEG num período máximo de 5 anos, se tal for necessário para assegurar a estabilidade tarifária⁴⁰.

DIFERIMENTO DOS DIFERENCIAIS DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA A PRODUTORES COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA

No presente exercício de definição de tarifas para 2026, a ERSE não identifica a necessidade de transferências intertemporais de proveitos, para assegurar a estabilidade tarifária, pelo que este mecanismo não é ativado. Contudo, dadas as ativações do mecanismo em exercícios tarifários anteriores, o Quadro 2-7 apresenta o efeito líquido dos diferimentos dos diferenciais de custo da PRG efetuados em anos anteriores, incluindo os respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão. Os diferimentos efetuados no passado, reportam-se ao ano de 2024 e 2025.

Quadro 2-7 - Impacte nos proveitos permitidos de 2026 a 2028 dos diferimentos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRG de anos anteriores

Unidade 10³ EUR

	Transferência intertemporal do diferencial de custo da PRG		
	T2026	T2027	T2028
Diferencial PRG recuperado + Juros pagos no ano	575 301	575 301	575 301
Diferencial PRG recuperado no ano	507 640	529 253	551 793
Juros pagos no ano	67 660	46 048	23 508
Diferencial PRG por recuperar (fim ano)	1 081 046	551 793	0
Valor líquido das transferências intertemporais do diferencial de custo da PRG	575 301	575 301	575 301

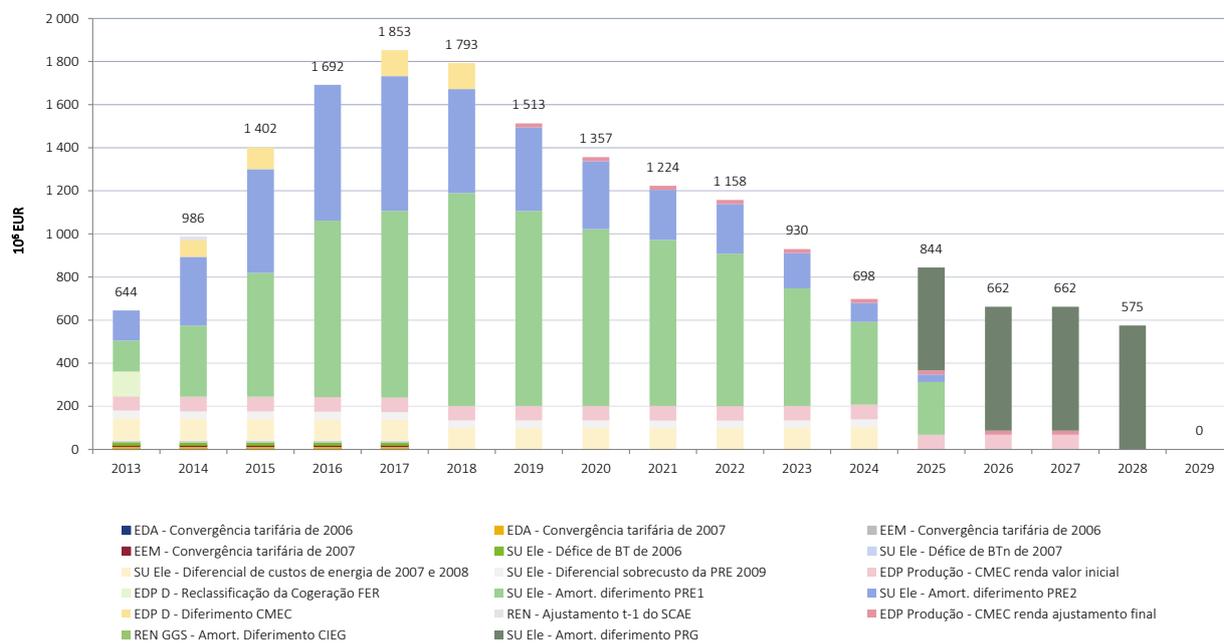
No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico» apresenta-se o detalhe relativo a este alisamento.

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

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

⁴⁰ De acordo com os n.ºs 8 a 11 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Figura 2-15 - Proveitos a recuperar

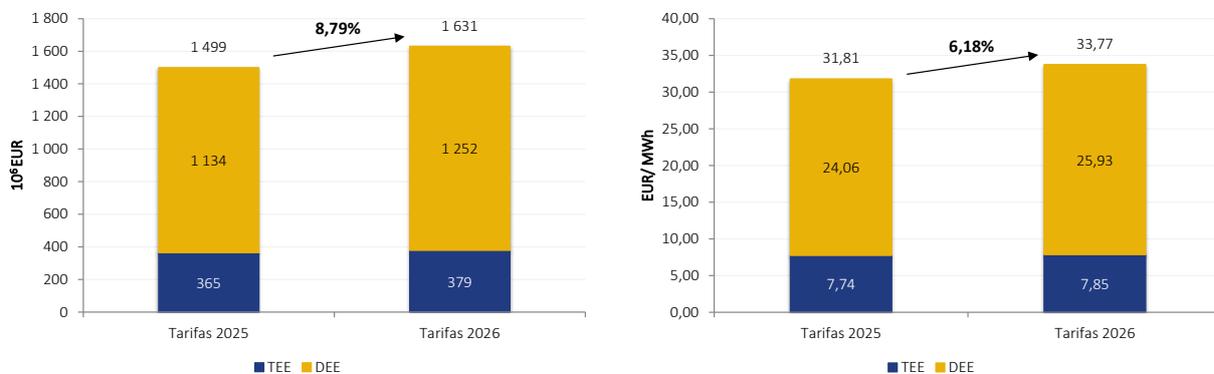


2.2.5 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Da análise da Figura 2-16 verifica-se que os proveitos permitidos, totais e unitários⁴¹, das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica, previstos para tarifas de 2026, apresentam um acréscimo comparativamente a 2025. Esta variação é justificada pelo incremento do investimento previsto para o período de regulação de 2026 a 2029, em ambas as atividades, e pela revisão dos parâmetros de regulação para esse período, nomeadamente a taxa de remuneração dos ativos dessas atividades. O menor incremento estimado nos custos por energia elétrica comparativamente aos custos totais resulta de uma previsão de aumento de 2,45% dos fornecimentos de energia elétrica em 2026, comparativamente a 2025.

⁴¹ No cálculo do custo unitário consideraram-se os fornecimentos de energia elétrica à saída das redes em todos os níveis de tensão.

Figura 2-16 - Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição – Valores absolutos e unitários



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

A análise da variação dos proveitos permitidos destas atividades pode ser efetuada tendo em conta os seguintes componentes:

- custos sujeitos a metas de eficiência impostas, nos quais se incluem determinadas componentes dos custos totais (TOTEX⁴²) da atividade de transporte e da atividade de distribuição em AT e MT e em BT⁴³, e a aplicação do mecanismo de valorização de investimentos da RNT a custos de referência (que se traduz ainda nos valores de CAPEX⁴⁴ considerados na base de custos TOTEX);
- custos não sujeitos a metas de eficiência, que englobam custos considerados não controláveis, determinadas componentes do TOTEX da atividade de transporte e da atividade de distribuição em AT e MT e em BT não sujeitas a metas de eficiência e os proveitos decorrentes dos incentivos associados ao desempenho das empresas;
- custos de interesse económico geral (que correspondem às rendas de concessão em BT pagas aos municípios);
- ajustamentos de anos anteriores.

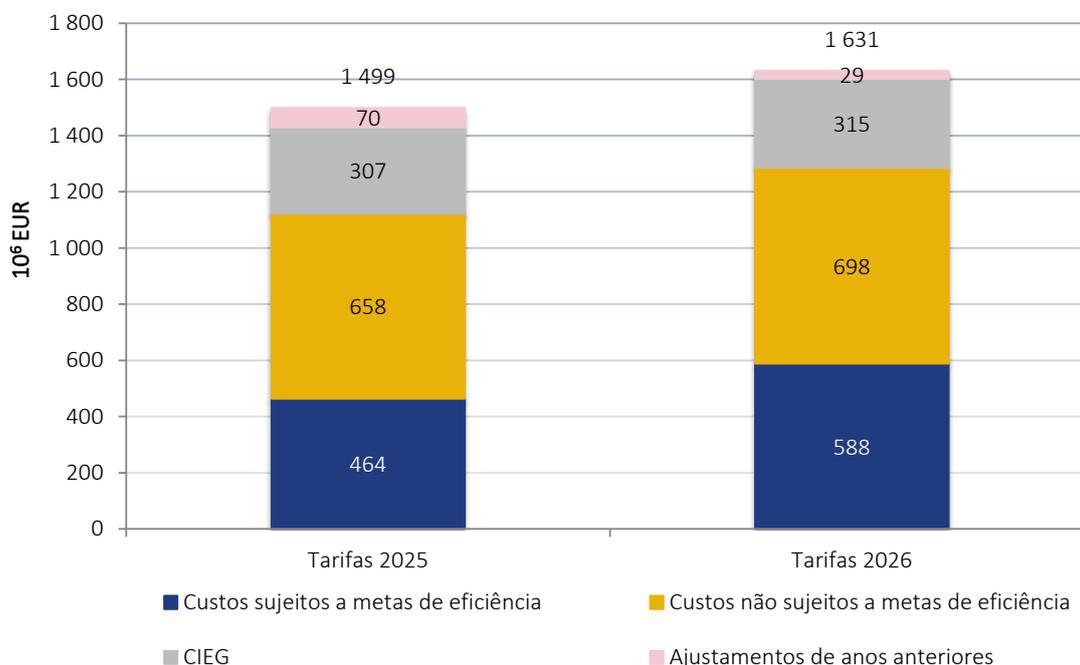
O contributo de cada uma destas rubricas pode ser analisado na Figura 2-17.

⁴² Do inglês *Total Expenditure*.

⁴³ A justificação detalhada das componentes do TOTEX sujeitas a metas de eficiência encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029”.

⁴⁴ Custos com capital (remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações), do inglês *Capital Expenditure*.

Figura 2-17 - Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição,
por componente



Recorda-se que, neste novo período de regulação mantém-se, para a TEE e para ambos os níveis de tensão da DEE, a aplicação da metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* ao TOTEX aplicada no período de regulação anterior. Nesta metodologia, apenas se encontra sujeita a metas de eficiência uma parte da componente TOTEX dos proveitos permitidos destas atividades⁴⁵. Em 2026, observa-se que a proporção de custos sujeitos a metas de eficiência aumenta para 36% comparativamente aos 30% observados em 2025, o que decorre do peso dos investimentos realizados a partir de 2022⁴⁶, em paralelo com a aplicação da metodologia TOTEX

Refira-se ainda que, além do exposto acima, o aumento das rúbricas dos custos sujeitos a metas de eficiência e aos CIEG (rendas de concessão em BT pagas aos municípios) decorre do deflator do PIB a que ambas as rúbricas estão parcialmente indexadas.

⁴⁵ No documento “Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029” detalham-se as componentes do TOTEX que estão sujeitas a metas de eficiência, em ambas as atividades.

⁴⁶ 2022 foi o ano de implementação da metodologia TOTEX que pressupõe a aplicação de metas de eficiência ao OPEX e ao CAPEX (na parte não associada à remuneração dos ativos). Para assegurar que estas metas não impactam nas obrigações das empresas associadas a investimentos entrados em exploração antes desta alteração regulamentar, não se aplicam metas de eficiência aos investimentos entrados em exploração até 2021.

2.3 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS

O ano de 2026 é o primeiro ano do período de regulação 2026 a 2029. Os parâmetros a aplicar para 2026 foram reavaliados e definidos no âmbito do processo de preparação do período de regulação que agora se inicia e a sua fundamentação pode ser encontrada, para a quase totalidade dos parâmetros, no documento “Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029», que acompanha este documento.

2.3.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2026

Os parâmetros a vigorar em 2026 que não dizem respeito a mecanismos específicos são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	6,19%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, prevista para 2026, em percentagem	Art.º 108.º*
δ_{t-2}	0,45%	Spread de 2024, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	0,45%	Spread de 2025, em pontos percentuais	-
$FC_{OLMCA,t}$	1 505	Custos afetos à atividade de OLMCA para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	Art.º 110.º
$r_{GIG,t}$	6,19%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Integrada de Garantias para o setor elétrico, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem	Art.º 111.º
$r_{fmGIG,t}$	2,67%	Taxa de reposição das necessidades de fundo de manuseio afeto à atividade de Gestão Integrada de Garantias para o setor elétrico, previsto para o ano t, em percentagem	Art.º 111.º
$CEE_{GS,t}$	20 604	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência da atividade de gestão global do sistema, no ano t	Art.º 114.º
$r_{GS,t}$	6,19%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à gestão do sistema, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem	Art.º 114.º
$FC_{URT,t}$	40 408	Componente fixa dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, em milhares de euros	Art.º 117.º
$VC_{iURT,t}$	612,58581	Componente variável unitária dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada às condições de financiamento pré 2022, de ativos sem prémio, a custos reais, com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 117.º
$VC_{iURT,t}$	726,07323	Componente variável unitária dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada às condições de financiamento pré 2022, de ativos com prémio, a custos de referência, com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 117.º
$VC_{iURT,t}$	104,85802	Componente variável unitária dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada à neutralização de eficiência pré 2022, em milhões de euros pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 117.º

* Numeração do Regulamento Tarifário do setor elétrico, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, alterado pelo Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, retificado pela Declaração de Retificação n.º 159/2025/2, de 12 de fevereiro.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029*

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{iURT,t}$	884,59216	Componente variável unitária dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada às condições de financiamento pós 2022, com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 117.º
$VC_{iURT,t}$	1 186,12990	Componente variável unitária dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada à potência ligada de produtores, em euros por MVA	Art.º 117.º
$VC_{iURT,t}$	1 988,96815	Componente variável unitária dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada à extensão da rede, em euros por km	Art.º 117.º
$FC_{iURD,NT,t}$	158 702	Componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 123.º
$VC_{iURD,NT,t}$	1 060,09363	Componente variável unitária dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada às condições de financiamento pré 2022 com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 123.º
$VC_{iURD,NT,t}$	72,70521	Componente variável unitária dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada à neutralização de eficiência pré 2022, em milhões de euros pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 123.º
$VC_{iURD,NT,t}$	903,23209	Componente variável unitária dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada às condições de financiamento pós 2022, com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 123.º
$VC_{iURD,NT,t}$	5 080,32279	Componente variável unitária dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada à potência ligada de produtores, em euros por MVA	Art.º 123.º
$VC_{iURD,NT,t}$	457,20058	Componente variável unitária dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada à extensão da rede, em euros por km	Art.º 123.º
$FC_{iURD,BT,t}$	205 180	Componente fixa dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 124.º
$VC_{iURD,BT,t}$	639,94830	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, associada às condições de financiamento pré 2022 com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 124.º
$VC_{iURD,BT,t}$	69,06789	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, associada à neutralização de eficiência pré 2022, em milhões de euros pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 124.º
$VC_{iURD,BT,t}$	922,98133	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, associada às condições de financiamento pós 2022, com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 124.º

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029*

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{iURD,BT,t}$	10,29285	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, associada ao número de clientes, em euros por cliente	Art.º 124.º
$r_{CVVEE,t}^{CR}$	6,70%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2026, em percentagem	Art.º 125.º
$r_{CVVEE,t}$	2,67%	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso no ano t, em percentagem	Art.º 125.º
N_{CVVEE}	90	Valor máximo do diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos no ano t, em dias, da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso	Art.º 125.º
$r_{CVARTD,t}$	2,67%	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados à atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição do comercializador de último recurso, em percentagem	Art.º 128.º
N_{CVARTD}	90	Valor máximo do diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos no ano t, em dias, da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição do comercializador de último recurso, a definir pela ERSE	Art.º 128.º
$r_{C,t}$	2,67%	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados à atividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso, em percentagem	Art.º 128.º
N_C	90	Valor máximo do diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos no ano t, em dias, da atividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso, a definir pela ERSE	Art.º 128.º
$r_{C,t}^{CR}$	6,70%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, em percentagem	Art.º 128.º
$FC_{t,NT}$	202	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em NT, em milhares de euros	Art.º 128.º
$VC_{t,NT,t}$	520,24109	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, associada ao número médio de consumidores em NT, em euros por consumidor	Art.º 128.º
$FC_{t,BTE}$	128	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BTE, em milhares de euros	Art.º 128.º
$VC_{t,BTE,t}$	169,95776	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, associada ao número médio de consumidores em BTE, em euros por consumidor	Art.º 128.º

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029*

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{t,BTN}$	8 562	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BTN, em milhares de euros	Art.º 128.º
$V_{C,BTN,t}$	12,66753	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, associada ao número médio de consumidores em BTN, em euros por consumidor	Art.º 128.º
$r_{t,CVPRG,t}^{AUR}$	6,70%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, prevista para 2026, em percentagem	Art.º 130.º
$r_{t,CVPREAC,t}^{AUR}$	6,70%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, prevista para 2026, em percentagem	Art.º 131.º
$\delta t-2$	0,45%	Spread de 2024, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
$\delta t-1$	0,45%	Spread de 2025, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
r_t^{AGS}	6,19%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2026, em percentagem	Art.º 132.º
FC_t^{AGS}	18 487	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 132.º
r_t^{AD}	6,70%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2026, em percentagem	Art.º 135.º
$FC_{AT/MT,t}^{AD}$	4 066	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 135.º
$VC_{AT/MT,t}^{AD}$	0,00665	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 135.º
$VC_{AT/MT,t}^{AD}$	2,13106	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 135.º
$FC_{BT,t}^{AD}$	4 829	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 135.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{BT,t}^{AD}$	0,00448	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por KWh	Art.º 135.º
$VC_{BT,t}^{AD}$	0,01792	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 135.º
r_t^{AC}	6,70%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2026, em percentagem	Art.º 136.º
$F_{MT,t}^{AC}$	231	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 136.º
$V_{MT,t}^{AC}$	0,24168	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 136.º
$F_{BT,t}^{AC}$	3 464	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 136.º
$V_{BT,t}^{AC}$	0,02571	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 136.º
r_t^{MAGS}	6,19%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2026, em percentagem	Art.º 139.º
FC_t^{MAGS}	14 618	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 139.º
r_t^{MD}	6,70%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2023, em percentagem	Art.º 142.º
$FC_{AT/MT,t}^{MD}$	2 932	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 142.º
$VC_{AT/MT,t}^{MD}$	0,00606	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 142.º
$VC_{AT/MT,t}^{MD}$	4,33262	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 142.º

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029*

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{BT,t}^{MD}$	6 539	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 142.º
$VC_{BT,t}^{MD}$	0,00488	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por KWh	Art.º 142.º
$VC_{BT,t}^{MD}$	0,02184	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 142.º
r_t^{MC}	6,70%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2026, em percentagem	Art.º 143.º
$F_{MT,t}^{MC}$	260	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 143.º
$V_{MT,t}^{MC}$	0,76793	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 143.º
$F_{BT,t}^{MC}$	2 348	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 143.º
$V_{BT,t}^{MC}$	0,01568	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 143.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Proveitos e outros fluxos financeiros

Os parâmetros a aplicar para o período de regulação 2026-2029 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{FC_{OLMCA}}$	0,25%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, em percentagem	Art.º 110.º
X_{CEGS}	0,50%	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de Gestão Global do Sistema, em percentagem	Art.º 114.º
$X_{FC_{URT}}$	0,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 117.º
$X_{VC_{URT}}$	0,50%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 117.º
δ_{URT}^{MOD}	0,625%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda moderada de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica	Art.º 117.º
δ_{URT}^{EXT}	1,500%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda extrema de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica	Art.º 117.º
$X_{FC_{URD,NT}}$	0,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em percentagem	Art.º 123.º
$X_{VC_{URD,NT}}$	0,50%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão AT/MT, em percentagem	Art.º 123.º
$\delta_{URD,NT}^{MOD}$	1,000%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT	Art.º 123.º
$\delta_{URD,NT}^{EXT}$	1,750%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT	Art.º 123.º
$X_{FC_{URD,BT}}$	0,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 124.º
$X_{URD,P,BT}$	0,50%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 124.º
$\delta_{URD,BT}^{MOD}$	1,000%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT	Art.º 124.º
$\delta_{URD,BT}^{EXT}$	1,750%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT	Art.º 124.º
$X_{CF,NT,1}$	0,25%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 128.º

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029*

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{CV,NT,t}$	0,25%	Fator de eficiência associado à componente variável dos custos afetos à atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em percentagem	Art.º 128.º
$X_{CF,BTE,t}$	0,25%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 128.º
$X_{CV,BTE,t}$	0,25%	Fator de eficiência associado à componente variável dos custos afetos à atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em percentagem	Art.º 128.º
$X_{CF,BTN,t}$	0,25%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Comercialização, em BTN, em percentagem	Art.º 128.º
$X_{CV,BTN,t}$	0,25%	Fator de eficiência associado à componente variável dos custos afetos à atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em percentagem	Art.º 128.º
X_{FC}^{AGS}	1,25%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 132.º
$X_{FC,AT/MTBT}^D$	1,25%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 135.º
$X_{VC,AT/MT,BT}^D$	1,25%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 135.º
$X_{F_{MT e BT}}^C$	1,25%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 136.º
$X_{V_{MT e BT}}^C$	1,25%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 136.º
X_{FC}^{MAGS}	1,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 139.º
$X_{FC, AT/MT e BT}^M$	1,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 142.º
$X_{VC,AT/MT,BT}^M$	1,50%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 142.º
$X_{F_{MT e BT}}^M$	1,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 143.º
$X_{V_{MT e BT}}^M$	1,50%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 143.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema para o período de regulação 2026-2029 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
IncPhab _{mín}	0 MW	Valor mínimo de referência do incremento anual do indicador de potência habilitada elegível	Art.º 147.º
IncPhab _{máx}	278 MW	Valor máximo de referência do incremento anual do indicador de potência habilitada elegível	Art.º 147.º
IGGS _{máx} ¹	1 M€	Valor máximo do prémio da componente 1 do incentivo, relativa à maximização das ofertas de serviços de sistema	Art.º 147.º
α_{t-3}	50%	Ponderador do erro de previsão da produção renovável tal que $\epsilon_{ref,t-2} = \alpha_{t-3} \times \epsilon_{ProdRenov}^{t-3} + (1 - \alpha_{t-3}) \times \epsilon_{ProdRenov}^{t-4}$	Art.º 147.º
$\Delta\epsilon$	1%	Tolerância do erro de previsão de produção renovável para efeitos da banda morta	Art.º 147.º
IGGS _{máx} ²	1 000 000 €	Valor máximo (prémio) do incentivo à melhoria das previsões de produção renovável para o dia seguinte	Art.º 147.º
IGGS _{mín} ²	-500 000 €	Valor mínimo (penalidade) do incentivo à melhoria das previsões de produção renovável para o dia seguinte	Art.º 147.º
γ	1.000.000€/p.p.	Declive da curva de valorização do desvio do erro de previsão face à referência, em euros por ponto percentual	Art.º 147.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação 2026-2029 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
Componente 1			
P _{REF2026}	7,83%	Valor das perdas de referência em 2026, no referencial de entrada	Art.º 150.º
P _{REF2027}	7,73%	Valor das perdas de referência em 2027, no referencial de entrada	Art.º 150.º
P _{REF2028}	7,63%	Valor das perdas de referência em 2028, no referencial de entrada	Art.º 150.º
P _{REF2029}	7,53%	Valor das perdas de referência em 2029, no referencial de entrada	Art.º 150.º
ΔZ	0,60%	Varição da banda neutra	Art.º 150.º
ΔP	1,60%	Varição máxima da banda	Art.º 150.º
V _{p1}	0,030 €/kWh	Parâmetro de valorização unitária das perdas	Art.º 150.º

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029*

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
IRPmax=- IRPmin	14 000 000	Valor máximo do prémio ou penalidade, em euros	Art.º 150.º
K	0,0387	Fator de correção das perdas de referência	Art.º 150.º
$\frac{C_{BT}^{2024}}{C_{Dist}^{2024}}$	51,59%	Relação entre o consumo em BT apurado no ano 2024 e o consumo total apurado na distribuição no ano de 2024	Art.º 150.º
Componente 2			
$k_{<12M}$	60%	Fator de partilha com o ORD dos montantes recuperados relativos a situações de AIE imputáveis a períodos inferiores a 12 meses	Art.º 150.º
$k_{\geq 12M}$	40%	Fator de partilha com o ORD dos montantes recuperados relativos a situações de AIE imputáveis a períodos iguais ou superiores a 12 meses	Art.º 150.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação 2026-2029 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
Componente 1			
END _{REF 2026}	0,0001145×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2026, expressa em kWh	Art.º 148.º
END _{REF 2027}	0,0001145×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2027, expressa em kWh	Art.º 148.º
END _{REF 2028}	0,0001047×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2028, expressa em kWh	Art.º 148.º
END _{REF 2029}	0,0001050×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2029, expressa em kWh	Art.º 148.º
ΔV	0,12x END _{REF}	Valor de variação da END _{REF} , expressa em kWh	Art.º 148.º
VEND	4,5	Valorização da energia não distribuída, expressa em euros por kWh	Art.º 148.º
RQS1 _{máx}	5 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 148.º
RQS1 _{mín}	5 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 148.º
Componente 2			
SAIDI MT 5% _{REF 2026}	350,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2026, expresso em minutos	Art.º 148.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
SAIDI MT 5% _{REF 2027}	340,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2027, expresso em minutos	Art.º 148.º
SAIDI MT 5% _{REF 2028}	330,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2028, expresso em minutos	Art.º 148.º
SAIDI MT 5% _{REF 2029}	320,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2029, expresso em minutos	Art.º 148.º
ΔS	30,0	Valor de variação do SAIDI MT 5% _{REF} , expresso em minutos	Art.º 148.º
V SAIDI MT	66 666,66	Valorização do SAIDI MT 5%, expresso em euros por minuto	Art.º 148.º
RQS2 _{máx}	4 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 148.º
RQS2 _{mín}	4 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 148.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições, para instalações de produção ou de armazenamento autónomo, para o período de regulação 2026-2029, são os seguintes⁴⁷:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
I _{ACR_inj_URD_max}	-	Parâmetro que limita o valor máximo do incentivo à atribuição de capacidade de injeção nas redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, para instalações de produção ou de armazenamento autónomo, em euros, e cujo valor será definido na sequência de proposta conjunta do ORT e ORD.	Art.º 152.º
Cap _{ACR_inj_ORD_sup, t-2}	- MVA	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RND, usado no incentivo à atribuição de capacidade de injeção nas redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, para instalações de produção ou de armazenamento autónomo, que estabelece o indicador DT _{ACR_inj_URD} e cujo valor será definido na sequência de proposta conjunta do ORT e ORD.	Art.º 152.º
Cap _{ACR_inj_ORD/ORT_sup, t-2}	- MVA	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RND, usado no incentivo à atribuição de capacidade de injeção nas redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, para instalações de produção ou de armazenamento autónomo, que estabelece o indicador DT _{ACR_inj_URD} e cujo valor será definido na sequência de proposta conjunta do ORT e ORD.	Art.º 152.º

⁴⁷ Relativamente aos parâmetros do incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições, os mesmos apenas serão definidos pela ERSE, após análise da proposta conjunta dos operadores da RND e RNT, a remeter à ERSE até 31 de março de 2026.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$h_{2026, \max}$	1500	Limite máximo anual de horas com restrições, impostas pelo ORT ou pelo ORD, para o ano 2026	Art.º 152.º
$h_{2027, \max}$	1500	Limite máximo anual de horas com restrições, impostas pelo ORT ou pelo ORD, para o ano 2027	Art.º 152.º
$h_{2028, \max}$	1500	Limite máximo anual de horas com restrições, impostas pelo ORT ou pelo ORD, para o ano 2028	Art.º 152.º
$h_{2029, \max}$	1500	Limite máximo anual de horas com restrições, impostas pelo ORT ou pelo ORD, para o ano 2029	Art.º 152.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, na modalidade de acesso com restrições, para o período de regulação 2026-2029, são os seguintes⁴⁸:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$I_{ACR_cons_URD_max}$	-	Parâmetro que limita o valor máximo do incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados às redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, para instalações de consumo, em euros, e cujo valor será definido na sequência de proposta conjunta do ORT e ORD.	Art.º 154.º
$Cap_{ACR_cons_ORD_sup}$	- MVA	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RND, usado no incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados às redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, para instalações de consumo, que estabelece o indicador $DT_{ACR_cons_URD}$ e cujo valor será definido na sequência de proposta conjunta do ORT e ORD.	Art.º 154.º
$Cap_{ACR_cons_ORD/ORT_sup}$. MVA	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RND, usado no incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados às redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, para instalações de consumo, que estabelece o indicador $DT_{ACR_cons_URD}$ e cujo valor será definido na sequência de proposta conjunta do ORT e ORD	Art.º 154.º
$h_{2026, \max}$	1500	Limite máximo anual de horas com restrições, impostas pelo ORT ou pelo ORD, para o ano 2026	Art.º 154.º
$h_{2027, \max}$	1500	Limite máximo anual de horas com restrições, impostas pelo ORT ou pelo ORD, para o ano 2027	Art.º 154.º

⁴⁸ Relativamente aos parâmetros do incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumo pela RND, na modalidade de acesso com restrições, os mesmos apenas serão definidos pela ERSE, após análise da proposta conjunta dos operadores da RND e RNT, a remeter à ERSE até 31 de março de 2026.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$h_{2028, \max}$	1500	Limite máximo anual de horas com restrições, impostas pelo ORT ou pelo ORD, para o ano 2028	Art.º 154.º
$h_{2029, \max}$	1500	Limite máximo anual de horas com restrições, impostas pelo ORT ou pelo ORD, para o ano 2029	Art.º 154.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT) para o período de regulação 2026-2029, são os seguintes⁴⁹ :

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$IMDT_{sup}$	18 000 000	Parâmetro que limita o valor máximo do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, IMDT, para o nível de desempenho superior da RNT, em euros	Art.º 161.º
$IMDT_{inf}$	-13 000 000	Parâmetro que limita o valor mínimo do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, IMDT, para o nível de desempenho superior da RNT, em euros	Art.º 161.º
γ	0.7223	Parâmetro para a definição da primeira parcela do indicador de desempenho técnico da RNT, $IMDT_1$.	Art.º 161.º
β	0,2778	Parâmetro para a definição da segunda parcela do indicador de desempenho técnico da RNT, $IMDT_2$.	Art.º 161.º
I_{Disp_ref}	97,50%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, e que estabelece o indicador relativo à disponibilidade de elementos da RNT, I_{Disp}	Art.º 163.º
I_{QST_ref}	0,72 min	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, e que estabelece o indicador relativo à qualidade de serviço técnica da RNT, I_{QST}	Art.º 165.º
$Cap_{Int_imp_ref\ 2026}$	3800 MW	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, $IMDT_1$, que estabelece o valor de referência do indicador relativo à capacidade de interligação no sentido importador I_{Int_imp} , para o ano 2026	Art.º 167.º

⁴⁹ Relativamente aos parâmetros da parcela $IMDT_2$ relativa atribuição de capacidade de injeção e atribuição de capacidade de alimentação de consumo, na modalidade de acesso com restrições, os mesmos apenas serão definidos pela ERSE, após análise da proposta conjunta dos operadores da RND e RNT, a remeter à ERSE até 31 de março de 2026.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
Cap _{Int_imp_ref 2027}	3800 MW	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , que estabelece o valor de referência do indicador relativo à capacidade de interligação no sentido importador I _{Int_imp} , para o ano 2027	Art.º 167.º
Cap _{Int_imp_ref 2028}	3900 MW	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , que estabelece o valor de referência do indicador relativo à capacidade de interligação no sentido importador I _{Int_imp} , para o ano 2028	Art.º 167.º
Cap _{Int_imp_ref 2029}	3900 MW	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , que estabelece o valor de referência do indicador relativo à capacidade de interligação no sentido importador I _{Int_imp} , para o ano 2029	Art.º 167.º
Cap _{Int_exp_ref 2026}	3100 MW	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , que estabelece o valor de referência do indicador relativo à capacidade de interligação no sentido exportador I _{Int_exp} , para o ano 2026	Art.º 167.º
Cap _{Int_exp_ref 2027}	3100 MW	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , que estabelece o valor de referência do indicador relativo à capacidade de interligação no sentido exportador I _{Int_exp} , para o ano 2027	Art.º 167.º
Cap _{Int_exp_ref 2028}	3200 MW	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , que estabelece o valor de referência do indicador relativo à capacidade de interligação no sentido exportador I _{Int_exp} , para o ano 2028	Art.º 167.º
Cap _{Int_exp_ref 2029}	3200 MW	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , que estabelece o valor de referência do indicador relativo à capacidade de interligação no sentido exportador I _{Int_exp} , para o ano 2029	Art.º 167.º
ΔV _{imp}	7,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , e que estabelece o valor inferior e superior do indicador de desempenho I _{Int_imp}	Art.º 167.º
ΔV _{exp}	7,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , e que estabelece o valor inferior e superior do indicador de desempenho I _{Int_exp}	Art.º 167.º
Cap _{ACR_inj_RNT_sup, t-2}	-	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, e que estabelece o indicador relativo à	Art.º 169.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
		atribuição da capacidade de injeção na RNT, pelo ORT, $IACR_{inj_RNT}$, e cujo valor será definido na sequência de proposta conjunta do ORT e ORD.	
$Cap_{ACR_inj_ORT/ORD_sup, t-2}$	-	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, e que estabelece o indicador relativo à atribuição da capacidade de injeção na RND, pelo ORD, em coordenação com o ORT, $IACR_{inj_ORT/ORD}$, e cujo valor será definido na sequência de proposta conjunta do ORT e ORD.	Art.º 171.º
$Cap_{ACR_cons_RNT_sup, t-2}$	-	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, e que estabelece o indicador relativo à atribuição da capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, pelo ORD, $IACR_{cons_RNT}$ e cujo valor será definido na sequência de proposta conjunta do ORT e ORD.	Art.º 173.º
$Cap_{ACR_cons_ORT/ORD_sup, t-2}$	-	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, e que estabelece o indicador relativo à atribuição da capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, pelo ORD, em coordenação com o ORT, $IACR_{cons_ORT/ORD}$ e cujo valor será definido na sequência de proposta conjunta do ORT e ORD.	Art.º 175.º
$\alpha_{1, t-2}$	1,0	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, DT_1 , usado no cálculo da primeira parcela do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, $IMDT_1$, e associado ao indicador da disponibilidade de elementos da RNT	Art.º 161.º
$\alpha_{2, t-2}$	1,0	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, DT_1 , usado no cálculo da primeira parcela do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, $IMDT_1$, e associado ao indicador da QST da RNT,	Art.º 161.º
$\alpha_{3A, t-2}$	1,0	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, DT_1 , usado no cálculo da primeira parcela do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, $IMDT_1$, e associado ao indicador de disponibilização de capacidade de interligação no sentido importador	Art.º 161.º
$\alpha_{3B, t-2}$	1,0	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, DT_1 , usado no cálculo da primeira parcela do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, $IMDT_1$, e associado ao indicador de disponibilização de capacidade de interligação no sentido exportador	Art.º 161.º
$\alpha_{4A, t-2}$	-	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, DT_2 , usado no cálculo da segunda parcela do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, $IMDT_2$, associado ao indicador de atribuição de capacidade de injeção na RNT, e cujo valor será definido na sequência de proposta conjunta do ORT e ORD.	Art.º 161.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$\alpha_{4B, t-2}$	-	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, DT_2 , usado no cálculo da segunda parcela do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, $IMDT_2$, e associado ao indicador de atribuição de capacidade de injeção na RND, e cujo valor será definido na sequência de proposta conjunta do ORT e ORD.	Art.º 161.º
$\alpha_{5A, t-2}$	-	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, DT_2 , usado no cálculo da segunda parcela do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, $IMDT_2$, e associado ao indicador de atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, e cujo valor será definido na sequência de proposta conjunta do ORT e ORD.	Art.º 161.º
$\alpha_{5B, t-2}$	-	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, DT_2 , usado no cálculo da segunda parcela do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, $IMDT_2$, e associado ao indicador de atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, e cujo valor será definido na sequência de proposta conjunta do ORT e ORD.	Art.º 161.º
$h_{2026, max}$	1500	Limite máximo anual de horas com restrições, impostas pelo ORT ou pelo ORD, para o ano 2026	Art.º 161.º
$h_{2027, max}$	1500	Limite máximo anual de horas com restrições, impostas pelo ORT ou pelo ORD, para o ano 2027	Art.º 161.º
$h_{2028, max}$	1500	Limite máximo anual de horas com restrições, impostas pelo ORT ou pelo ORD, para o ano 2028	Art.º 161.º
$h_{2029, max}$	1500	Limite máximo anual de horas com restrições, impostas pelo ORT ou pelo ORD, para o ano 2029	Art.º 161.º
$DT_{1, max, 2026}$	0,75	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, $IMDT_1$, que estabelece o valor superior do indicador de desempenho DT_1 , para o ano 2026	Art.º 161.º
$DT_{1, ref, 2026}$	0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, $IMDT_1$, que estabelece o valor de referência do indicador de desempenho DT_1 , para o ano 2026	Art.º 161.º
$DT_{1, min, 2026}$	-0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, $IMDT_1$, que estabelece o valor mínimo do indicador de desempenho DT_1 , para o ano 2026	Art.º 161.º
$DT_{1, max, 2027}$	0,75	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, $IMDT_1$, que estabelece o valor superior do indicador de desempenho DT_1 , para o ano 2027	Art.º 161.º
$DT_{1, ref, 2027}$	0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, $IMDT_1$, que estabelece o valor de referência do indicador de desempenho DT_1 , para o ano 2027	Art.º 161.º

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029*

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
DT _{1, min, 2027}	-0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , que estabelece o valor mínimo do indicador de desempenho DT ₁ , para o ano 2027	Art.º 161.º
DT _{1, max, 2028}	0,75	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , que estabelece o valor superior do indicador de desempenho DT ₁ , para o ano 2028	Art.º 161.º
DT _{1, ref, 2028}	0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , que estabelece o valor de referência do indicador de desempenho DT ₁ , para o ano 2028	Art.º 161.º
DT _{1, min, 2028}	-0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , que estabelece o valor mínimo do indicador de desempenho DT ₁ , para o ano 2028	Art.º 161.º
DT _{1, max, 2029}	0,75	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , que estabelece o valor superior do indicador de desempenho DT ₁ , para o ano 2029	Art.º 161.º
DT _{1, ref, 2029}	0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , que estabelece o valor de referência do indicador de desempenho DT ₁ , para o ano 2029	Art.º 161.º
DT _{1, min, 2029}	-0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₁ , que estabelece o valor mínimo do indicador de desempenho DT ₁ , para o ano 2029	Art.º 161.º
DT _{2, max, 2026}	1,00	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₂ , que estabelece o valor superior do indicador de desempenho DT ₂ , para o ano 2026	Art.º 161.º
DT _{2, ref, 2026}	0	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₂ , que estabelece o valor de referência do indicador de desempenho DT ₂ , para o ano 2026	Art.º 161.º
DT _{2, min, 2026}	-1,00	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₂ , que estabelece o valor inferior do indicador de desempenho DT ₂ , para o ano 2026	Art.º 161.º
DT _{2, max, 2027}	1,00	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₂ , que estabelece o valor superior do indicador de desempenho DT ₂ , para o ano 2027	Art.º 161.º
DT _{2, ref, 2027}	0	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₂ , que estabelece o valor de referência do indicador de desempenho DT ₂ , para o ano 2027	Art.º 161.º
DT _{2, min, 2027}	-1,00	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₂ , que estabelece o valor inferior do indicador de desempenho DT ₂ , para o ano 2027	Art.º 161.º

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029*

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
DT _{2, max, 2028}	1,00	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₂ , que estabelece o valor superior do indicador de desempenho DT ₂ , para o ano 2028	Art.º 161.º
DT _{2, ref, 2028}	0	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₂ , que estabelece o valor de referência do indicador de desempenho DT ₂ , para o ano 2028	Art.º 161.º
DT _{2, min, 2028}	-1,00	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₂ , que estabelece o valor inferior do indicador de desempenho DT ₂ , para o ano 2028	Art.º 161.º
DT _{2, max, 2029}	1,00	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₂ , que estabelece o valor superior do indicador de desempenho DT ₂ , para o ano 2029	Art.º 161.º
DT _{2, ref, 2029}	0	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₂ , que estabelece o valor de referência do indicador de desempenho DT ₂ , para o ano 2029	Art.º 161.º
DT _{2, min, 2029}	-1,00	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, IMDT ₂ , que estabelece o valor inferior do indicador de desempenho DT ₂ , para o ano 2029	Art.º 161.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS)⁵⁰ no Continente para o ano de 2026 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Regulamento ERSE n.º 817/2023
K _w ^{OBJ}	6,17	Parâmetro, em euros, que representa o valor anual do incentivo ISI relativo à integração das instalações em redes inteligentes no ano w	Art.º 28.º
T _w	8	Parâmetro que representa o número de anos de aplicação de K _w ^{OBJ}	Art.º 28.º

⁵⁰ Estes parâmetros são detalhados no Regulamento n.º 817/2023, publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 145, de 27 de julho de 2023 e no documento «Proposta de parâmetros de Regulação para o Período 2026 a 2029».

Os valores dos parâmetros do incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS)⁵¹ nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira para o ano de 2026 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Regulamento ERSE n.º 817/2023
K_w^{OBTJ}	6,26	Parâmetro, em euros, que representa o valor anual do incentivo ISI relativo à integração das instalações em redes inteligentes no ano w	Art.º 28.º
T_w	8	Parâmetro que representa o número de anos de aplicação de K_w^{OBTJ}	Art.º 28.º

Os parâmetros previstos no artigo 133.º do Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar na Região Autónoma dos Açores, para cálculo dos custos com o fuelóleo, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Fuel oil 1.0%S 380cst cargo NWE cif, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t", publicado pela Argus	Mercado de referência para cálculo dos custos de combustível (fuelóleo) consumido pelos navios no transporte de fuelóleo	Instrução n.º 9/2022
Cf	15 000	Taxa de frete (USD)	Instrução n.º 9/2022
tv	20,0	Dias de viagem com origem em Roterdão	Instrução n.º 9/2022
Qt _t	17 000	Quantidade de referência por viagem (t)	Instrução n.º 9/2022
Consd _t	20	Consumo diário de fuelóleo dos navios de transporte (t)	Instrução n.º 9/2022
fc	1,7	Fator de correção aplicável ao custo de transporte de fuelóleo	Instrução n.º 3/2023
-	37,46	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1% (USD/t)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029

⁵¹ Idem.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029*

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	37,46	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% (USD/t)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	1 511 163 ⁵²	Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na ilha de São Miguel (eur)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	1 114 228 ⁵³	Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na ilha da Terceira	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	690 103 ⁵⁴	Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na ilha do Pico	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	803 321 ⁵⁵	Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na ilha do Faial	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029

Os valores dos parâmetros previstos no artigo 133.º do Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar na Região Autónoma dos Açores, para cálculo dos custos com o gasóleo, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Preço Europa ⁵⁶	Mercado de referência para aquisição de gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	93,25%	Percentagem de incorporação de gasóleo para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	6,75%	Percentagem de incorporação de biodiesel para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

⁵² Valor para o primeiro ano do período de regulação. Nos anos seguintes este valor é calculado, por ilha, em função do tempo de vida útil de cada instalação e da taxa de remuneração dos ativos considerado para cálculo do custo com capital da atividade de AGS.

⁵³ Valor para o primeiro ano do período de regulação. Nos anos seguintes este valor é calculado, por ilha, em função do tempo de vida útil de cada instalação e da taxa de remuneração dos ativos considerado para cálculo do custo com capital da atividade de AGS.

⁵⁴ Valor para o primeiro ano do período de regulação. Nos anos seguintes este valor é calculado, por ilha, em função do tempo de vida útil de cada instalação e da taxa de remuneração dos ativos considerado para cálculo do custo com capital da atividade de AGS.

⁵⁵ Valor para o primeiro ano do período de regulação. Nos anos seguintes este valor é calculado, por ilha, em função do tempo de vida útil de cada instalação e da taxa de remuneração dos ativos considerado para cálculo do custo com capital da atividade de AGS.

⁵⁶ O Preço Europa diz respeito à média dos preços antes de impostos de 14 países da União Europeia. Estes dados são publicados online no "Oil Bulletin" emitido pela Comissão Europeia e os preços publicados dizem respeito aos preços praticados nas bombas de abastecimento.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029*

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	12,49	Fator de correção para o mercado Português (eur/10 ³ l)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	54,92	Transporte + armazenamento (eur/10 ³ l)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	18,68	Desconto (eur/10 ³ l)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029

Os parâmetros previstos no artigo 140.º do Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar na Região Autónoma da Madeira, para cálculo dos custos com o fuelóleo, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Fuel oil 1.0%S 380cst cargo NWE cif, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t", publicado pela Argus	Mercado de referência para cálculo dos custos de combustível (fuelóleo) consumido pelos navios no transporte de fuelóleo	Instrução n.º 9/2022
Cf	15 000	Taxa de frete (USD)	Instrução n.º 9/2022
tv	11,9	Dias de viagem com origem em Sines	Instrução n.º 9/2022
Qt _t	13 500	Quantidade de referência por viagem (t)	Instrução n.º 9/2022
Consd _t	20	Consumo diário de fuelóleo dos navios de transporte (t)	Instrução n.º 9/2022
fc	1,7	Fator de correção aplicável ao custo de transporte de fuelóleo	Instrução n.º 3/2023
-	36,12	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 1% na Madeira (eur/t)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	36,12	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% na Madeira (eur/t)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	10,33	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 1% no Porto Santo (eur/t)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029*

Proveitos e outros fluxos financeiros

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	10,33	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% no Porto Santo (eur/t)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	37,46	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1% na Madeira e Porto Santo (USD/t)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	37,46	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% na Madeira e Porto Santo (USD/t)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	106 480 ⁵⁷	Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na ilha da Madeira (eur)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	0	Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na ilha do Porto Santo (eur)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029

Os valores dos parâmetros previstos no artigo 140.º do Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar na Região Autónoma da Madeira, para cálculo dos custos com o gásóleo, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Preço Europa ⁵⁸	Mercado de referência para aquisição de gásóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	93,25%	Percentagem de incorporação de gásóleo para determinação do custo do gásóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	6,75%	Percentagem de incorporação de biodiesel para determinação do custo do gásóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	67,09	Transporte + armazenamento (eur/10 ³ l)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	68,0	Desconto (eur/10 ³ l)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

⁵⁷ Valor para o primeiro ano do período de regulação. Nos anos seguintes este valor é calculado, por ilha, em função do tempo de vida útil de cada instalação e da taxa de remuneração dos ativos considerado para cálculo do custo com capital da atividade de AGS.

⁵⁸ O Preço Europa diz respeito à média dos preços antes de impostos de 14 países da União Europeia. Estes dados são publicados online no "Oil Bulletin" emitido pela Comissão Europeia e os preços publicados dizem respeito aos preços praticados nas bombas de abastecimento.

Os valores dos parâmetros previstos no artigo 140.º do Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar na Região Autónoma da Madeira, para cálculo dos custos com o gás natural, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	preço do <i>TTF</i>	Mercado de referência para aquisição de gás natural	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	18,89	Custos de transporte e manuseamento (eur/MWh)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	5,0	Margem de comercialização e financeira (<i>spread</i>) (eur/MWh)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029
-	674 893 ⁵⁹	Custos de armazenagem de gás natural (eur)	Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029

2.4 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2024 E 2025

Dando cumprimento ao estipulado no n.º 5 do artigo 209.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, identificam-se, por entidade regulada, os montantes de ajustamentos referentes a 2024 e 2025 e respetivos juros.

⁵⁹ Valor para o primeiro ano do período de regulação. Nos anos seguintes este valor é calculado, em função do tempo de vida útil de cada instalação e da taxa de remuneração dos ativos considerado para cálculo do custo com capital da atividade de AGS.

Quadro 2-8 - Valor dos ajustamentos de 2024 e 2025 incluídos nos proveitos permitidos do Agente Comercial

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2026	Ajustamento dos proveitos relativos a 2024	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2024	Ajustamento provisório calculado em 2024 e incluído nas tarifas de 2025	Juros do ajustamento provisório calculado em 2024 e incluído nas tarifas de 2025	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	Ajustamento do ano de 2024 a recuperar(-) a devolver (+) em 2026	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2025	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2025	Ajustamento provisório do ano de 2025 a recuperar(-) a devolver (+) em 2026	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2026
	(1)	(2) = [(1) x (1+i+spread) x (1+i+spread)]	(3)	(4) = [(3 x (1+i+spread))-1]	(5)	(6) = (1)+(2)-(3)+(4)+(5)	(7)	(8) = [(7) x (1+i+spread)-1]	(9) = (7)+(8)	(10) = (6)+(9)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-12 137	-788	-12 591	-336	0	2	230	6	236	238
Proveitos permitidos ao Agente Comercial*	-12 137	-788	-12 591	-336	0	2	230	6	236	238

* Até 19 de novembro de 2024 na REN Trading, desde então na REN

Quadro 2-9 - Valor dos ajustamentos de 2024 incluídos nos proveitos permitidos da ADENE

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2026	Ajustamento dos proveitos relativos a 2024	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2024	Ajustamentos de 2024 a recuperar(-) a devolver (+) em 2026
	(1)	(2) = [(1) x (1+i+spread) x (1+i+spread)]	(3) = (1)+(2)
Operação Logística de Mudança de Comercializador	493	32	525
Proveitos permitidos à ADENE	493	32	525

Quadro 2-10 - Valor dos ajustamentos de 2024 e 2025 incluídos nos proveitos permitidos da REN

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2026	Ajustamento dos proveitos relativos a 2024	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2024	Ajustamento provisório calculado em 2024 e incluído nas tarifas de 2025	Juros do ajustamento provisório calculado em 2024 e incluído nas tarifas de 2025	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Total dos ajustamentos de 2024 a recuperar(-) a devolver (+) em 2026	Outros (a)	Acerto do CAPEX de 2025 em tarifas de 2026	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2026
	(1)	(2) = [(1) x (1+i+spread) x (1+i+spread)]	(3)	(4) = [(3) x (1+i+spread)-1]	(5)	(6) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)	(7)	(8)	(9) = (6)+(7)+(8)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-33 829	-2 196	-441	-12	984	-36 556	207	-192	-36 541
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	-1 439	-93				-1 533			-1 533
Proveitos permitidos à REN	-35 268	-2 289	-441	-12	984	-38 089	207	-192	-38 073

Nota (a): Ajustamento provisório de 2025 da convergência tarifária das Regiões Autónomas.

Quadro 2-11 - Valor dos ajustamentos de 2024 e 2025 incluídos nos proveitos permitidos da E-REDES

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2026	Ajustamento dos proveitos relativos a 2024	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2024	Ajustamentos de 2024 a recuperar(-) a devolver (+) em 2026	Ajustamento de 2025 das Medidas de Contenção Tarifária	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2026
	(1)	(2) = [(1)x(1+i+spread) x (1+i+spread) - 1]	(3) = (1)+(2)	(4)	(5) = (3)+(4)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-22 707	-1 474	-24 181	-17 499	-41 679
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	-18 441	-1 197	-19 638		-19 638
Proveitos permitidos à E-Redes	-41 147	-2 671	-43 818	-17 499	-61 317

Quadro 2-12 - Valor dos ajustamentos de 2024 e 2025 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2026	Ajustamento dos proveitos relativos a 2024	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2024	Ajustamento provisório calculado em 2024 e incluído nas tarifas de 2025	Juros do ajustamento provisório calculado em 2024 e incluído nas tarifas de 2025	Ajustamento do ano de 2024 a recuperar(-) a devolver (+) em 2026	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2025	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2025	Ajustamento provisório do ano de 2025 a recuperar(-) a devolver (+) em 2026	Ajustamento extraordinário atualizado para 2026	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2026
	(1)	(2) = [(1) x (1+i+spread) x (1+i+spread) - 1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i+spread) - 1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i+spread) - 1]	(8) = (6)+(7)	(9)	(10) = (5)+(8)+(9)
Comercializador de Último Recurso (CUR)	-15 492	-1 006	30 857	823	-48 178	-27 058	-722	-27 780	0	-75 958
Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes (CVEE FC)	-13 650	-886	30 857	823	-46 216	-27 468	-733	-28 201		-74 416
Comercialização	-1 843	-120			-1 962	410	11	421		-1 541
Agregador de Último Recurso (AUR)	-34 441	-2 236	-115 839	-3 090	82 253	-31 038	-828	-31 866	2 824	53 211
Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG)	-33 909	-2 201	-115 495	-3 081	82 466	-30 812	-822	-31 634	2 824	53 656
Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção Renovável e Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC)	-532	-35	-345	-9	-213	-226	-6	-232	0	-445
Proveitos permitidos à SU Eletricidade	-49 933	-3 241	-84 982	-2 267	34 075	-58 096	-1 550	-59 646	2 824	-22 746

Nota: o valor de "Ajustamento Extraordinário" na coluna (9) reflete um ajustamento de 2022 associado às transferências do Windfloat, tal como explanado no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico".

Quadro 2-13 - Valor dos ajustamentos de 2024 e 2025 incluídos nos proveitos permitidos da EDA

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2026	Ajustamento dos proveitos relativos a 2024	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2024	Acerto do CAPEX	Ajustamentos de 2024 a recuperar(-) a devolver (+) em 2026	Acerto do CAPEX de 2025 em tarifas de 2026	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2026
	(1)	(2) = $[(1) \times (1+i+\text{spread}) \times (1+i+\text{spread}) - 1]$	(3)	(4) = (1)+(2)+(3)	(5)	(6) = (4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	7 116	462	-2 762	4 816	2 763	7 579
Distribuição de Energia Elétrica	2 672	173	-2 574	271	106	377
Comercialização de Energia Elétrica	206	13	-459	-240	-169	-408
Proveitos permitidos à EDA	9 993	649	-5 794	4 848	2 700	7 548

Quadro 2-14 - Valor dos ajustamentos de 2024 e 2025 incluídos nos proveitos permitidos da EEM

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2026	Ajustamento dos proveitos relativos a 2024	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2024	Acerto do CAPEX	Ajustamentos de 2024 a recuperar(-) a devolver (+) em 2026	Acerto do CAPEX de 2025 em tarifas de 2026	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2026
	(1)	(2) = $[(1) \times (1+i+\text{spread}) \times (1+i+\text{spread}) - 1]$	(3)	(4) = (1)+(2)+(3)	(5)	(6) = (4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	1 665	108	-659	1 115	681	1 795
Distribuição de Energia Elétrica	2 014	131	-817	1 327	371	1 698
Comercialização de Energia Elétrica	-106	-7	31	-82	-135	-217
Proveitos permitidos à EEM	3 573	232	-1 445	2 360	916	3 276

2.5 TRANSFERÊNCIAS

2.5.1 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA REN

2.5.1.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A TURBOGÁS

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir entre a REN e a Turbogás, referentes ao Acordo celebrado para a prestação transitória de serviços pela central da Tapada do Outeiro.

Quadro 2-15 - Transferências entre a REN e a Turbogás

Unidade: EUR

Solução transitória para a Tapada do Outeiro	
Janeiro	220 082
Fevereiro	220 082
Março	220 082
Abril	220 082
Mai	220 082
Junho	220 082
Julho	220 082
Agosto	220 082
Setembro	220 082
Outubro	220 082
Novembro	220 082
Dezembro	220 082
Total	2 640 990

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir da REN para a Turbogás

2.5.1.2 TRANSFERÊNCIAS PARA O OLMCA

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir entre a REN e a ADENE, referentes aos proveitos a recuperar em 2026 da atividade de OLMCA pela parcela I da tarifa do Uso Global do Sistema.

Quadro 2-16 - Transferências entre a REN e a ADENE

Unidade: EUR

Proveitos do OLMCA
recuperados pela
parcela I da tarifa UGS
do ORT

Janeiro	12 247
Fevereiro	12 247
Março	12 247
Abril	12 247
Mai	12 247
Junho	12 247
Julho	12 247
Agosto	12 247
Setembro	12 247
Outubro	12 247
Novembro	12 247
Dezembro	12 247
Total	146 962

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir da REN para a ADENE

2.5.1.3 TRANSFERÊNCIAS PARA O OMIP

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir entre a REN e o OMIP, referentes aos proveitos a recuperar em 2026 da atividade de RCBE pela parcela I da tarifa do Uso Global do Sistema.

Quadro 2-17 - Transferências entre a REN e o OMIP

Unidade: EUR

Proveitos da RCBE Recuperados pela parcela I da tarifa UGS do ORT	
Janeiro	131 936
Fevereiro	131 936
Março	131 936
Abril	131 936
Mai	131 936
Junho	131 936
Julho	131 936
Agosto	131 936
Setembro	131 936
Outubro	131 936
Novembro	131 936
Dezembro	131 936
Total	1 583 226

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir da REN para o OMIP

2.5.1.4 TRANSFERÊNCIAS PARA A EMPRESA RESPONSÁVEL PELA REDE ELÉTRICA NA RAA

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir pela REN para a EDA, referente aos custos com a convergência tarifária de 2026.

Quadro 2-18 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2026
Janeiro	10 261 587
Fevereiro	10 261 587
Março	10 261 587
Abril	10 261 587
Maiο	10 261 587
Junho	10 261 587
Julho	10 261 587
Agosto	10 261 587
Setembro	10 261 587
Outubro	10 261 587
Novembro	10 261 587
Dezembro	10 261 587
Total	123 139 045

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma dos Açores, em 2026, são apresentados no Quadro 2-19. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2025 e os ajustamentos ao valor de descontos para 2024 e 2025. De acordo com o RT em vigor, o operador da rede de transporte deve transferir, para os operadores da rede de distribuição, os montantes para financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social.

Quadro 2-19 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	269 883
Fevereiro	269 883
Março	269 883
Abril	269 883
Maiο	269 883
Junho	269 883
Julho	269 883
Agosto	269 883
Setembro	269 883
Outubro	269 883
Novembro	269 883
Dezembro	269 883
Total	3 238 602

2.5.1.5 TRANSFERÊNCIAS PARA A EMPRESA RESPONSÁVEL PELA REDE ELÉTRICA NA RAM

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir pela REN para a EEM, referente aos custos com a convergência tarifária de 2026.

Quadro 2-20 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

Custo com a convergência tarifária de 2026	
Janeiro	6 412 429
Fevereiro	6 412 429
Março	6 412 429
Abril	6 412 429
Mai	6 412 429
Junho	6 412 429
Julho	6 412 429
Agosto	6 412 429
Setembro	6 412 429
Outubro	6 412 429
Novembro	6 412 429
Dezembro	6 412 429
Total	76 949 145

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma da Madeira, em 2026, são apresentados no Quadro 2-21. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2026, e os ajustamentos para 2024 e 2025. De acordo com o RT em vigor, o operador da rede de transporte deve transferir, para os operadores da rede de distribuição, os montantes para financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social.

Quadro 2-21 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	287 322
Fevereiro	287 322
Março	287 322
Abril	287 322
Maiο	287 322
Junho	287 322
Julho	287 322
Agosto	287 322
Setembro	287 322
Outubro	287 322
Novembro	287 322
Dezembro	287 322
Total	3 447 868

2.5.1.6 TRANSFERÊNCIAS PARA A E-REDES

Os custos com a tarifa social em Portugal continental, em 2026, são apresentados no Quadro 2-22. O montante indicado no quadro abaixo incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2026, e os ajustamentos para 2024 e 2025. O montante apresentado e publicado pela ERSE deverá corresponder ao valor das transferências a efetuar pelo operador da rede de transporte para o operador da rede de distribuição (E-REDES), de acordo com o RT em vigor.

Quadro 2-22 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	11 883 813
Fevereiro	11 883 813
Março	11 883 813
Abril	11 883 813
Maiο	11 883 813
Junho	11 883 813
Julho	11 883 813
Agosto	11 883 813
Setembro	11 883 813
Outubro	11 883 813
Novembro	11 883 813
Dezembro	11 883 813
Total	142 605 751

2.5.1.7 TRANSFERÊNCIAS DOS AGENTES FINANCIADORES DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL

De acordo com o referido no Anexo I do documento «Proposta de Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2026», a Diretiva com a repartição dos montantes a transferir por cada agente financiador dos custos com a tarifa social durante o ano de 2025, incluindo centros electroprodutores, comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, será publicada em data posterior à da fixação das tarifas para 2026, na sequência do encerramento da [consulta pública n.º 136](#).

2.5.1.8 TRANSFERÊNCIAS PARA OS CENTROS ELECTROPRODUTORES

O quadro seguinte apresenta os valores a transferir pelo gestor global do sistema para os aproveitamentos hidroelétricos de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, detidos pela Iberdrola, ao abrigo do regime transitório definido no artigo 2.º da Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro⁶⁰, nos termos contextualizados no ponto 5.2.1 do documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor

⁶⁰ Na redação dada pela Declaração de Retificação n.º 42/2020, de 30 de outubro.

elétrico». Relativamente aos aproveitamentos hidroelétricos de Gouvães e Daivões, os montantes de 2023 e 2024 foram homologados pelo Despacho n.º 342/MAEN/2025⁶¹ e os montantes de 2025 foram homologados pelo Despacho n.º 341/MAEN/2025, ambos exarados pela Ministra do Ambiente e Energia a 14 de outubro. No que respeita ao aproveitamento do Alto Tâmega, o montante do incentivo para 2024 foi homologado através do Despacho n.º 340/MAEN/2025, igualmente datado a 14 de outubro. O pagamento dos montantes homologados é assegurado pelo gestor global do sistema, nos termos e condições previstos no artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto.

⁶¹ A ERSE emitiu um parecer retificativo a 27 de novembro de 2025, que resulta numa alteração do incentivo da central de Gouvães em 2023 de 10,164 milhões de euros para 9,910 milhões de euros. Por esse motivo, considera-se que deve ser emitido um novo Despacho de aprovação dos montantes da garantia de potência das centrais de Daivões e Gouvães de 2023 ou ser retificado o Despacho n.º 342/MAEN/2025, com um montante total para as duas centrais de 11,768 milhões de euros.

Quadro 2-23 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento no regime transitório

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
		Garantia de Potência Incentivo ao Investimento do aproveitamento hidroelétrico Daivões	Garantia de Potência Incentivo ao Investimento do aproveitamento hidroelétrico Gouvães
Incentivo de 2024 (a)	1 416 365	Incentivo de 2024 (a)	10 289 934
Incentivo de 2025 (b)	1 400 444	Incentivo de 2025 (b)	10 174 269
TOTAL (a)+(b)	2 816 809	TOTAL (a)+(b)	20 464 203
Janeiro [1]	234 734	Janeiro [1]	1 705 350
Fevereiro	234 734	Fevereiro	1 705 350
Março	234 734	Março	1 705 350
Abril	234 734	Abril	1 705 350
Maio	234 734	Maio	1 705 350
Junho	234 734	Junho	1 705 350
Julho	234 734	Julho	1 705 350
Agosto	234 734	Agosto	1 705 350
Setembro	234 734	Setembro	1 705 350
Outubro	234 734	Outubro	1 705 350
Novembro	234 734	Novembro	1 705 350
Dezembro	234 734	Dezembro	1 705 350
TOTAL 2026	2 816 809	TOTAL 2026	20 464 203

Unidade: EUR	
Garantia de Potência Incentivo ao Investimento do aproveitamento hidroelétrico de Alto Tâmega	
Incentivo de 2024 (a)	1 218 329
Incentivo de 2025 (b)	0
TOTAL (a)+(b)	1 218 329
Janeiro [1]	101 527
Fevereiro	101 527
Março	101 527
Abril	101 527
Maio	101 527
Junho	101 527
Julho	101 527
Agosto	101 527
Setembro	101 527
Outubro	101 527
Novembro	101 527
Dezembro	101 527
TOTAL 2026	1 218 329

Nota: [1] Os montantes do incentivo das centrais de Daivões e Gouvães referentes ao ano de 2023, foram repercutidos nos proveitos da atividade de GGS no exercício tarifário de 2025 e não tinham sido transferidos. Tendo já ocorrido a sua homologação, devem ser transferidos integralmente até ao final de 2025, num total de 11 767 529 euros, que já contempla a retificação mencionada na nota de rodapé 61.

2.5.1.9 TRANSFERÊNCIAS PARA A E-REDES AO ABRIGO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013

Os valores transferidos para o gestor global do sistema (REN) pelos produtores sujeitos ao mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, na sua redação atual, serão transferidos pelo gestor de global do sistema para o operador da rede de distribuição (E-REDES) nos termos regulamentares estabelecidos.

2.5.2 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA E-REDES

2.5.2.1 TRANSFERÊNCIAS PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Dando cumprimento ao estabelecido no Regulamento das Relações Comerciais definem-se os montantes mensais a transferir entre o operador da rede de distribuição em AT e MT, o agregador de último recurso (AUR) e o comercializador de último recurso (CUR), cujas funções são desempenhadas, à data, pela SU Eletricidade⁶².

Quadro 2-24 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade – AUR

Unidade: EUR

	Acerto de 2021 do mecanismo do DL 74/2013	Diferencial de custo com a aquisição à PRG	Diferencial de custo com a aquisição à PREAC	Total
Janeiro	311 612	50 766 492	102 989	51 181 093
Fevereiro	311 612	50 766 492	102 989	51 181 093
Março	311 612	50 766 492	102 989	51 181 093
Abril	311 612	50 766 492	102 989	51 181 093
Maior	311 612	50 766 492	102 989	51 181 093
Junho	311 612	50 766 492	102 989	51 181 093
Julho	311 612	50 766 492	102 989	51 181 093
Agosto	311 612	50 766 492	102 989	51 181 093
Setembro	311 612	50 766 492	102 989	51 181 093
Outubro	311 612	50 766 492	102 989	51 181 093
Novembro	311 612	50 766 492	102 989	51 181 093
Dezembro	311 612	50 766 492	102 989	51 181 093
Total	3 739 345	609 197 900	1 235 870	614 173 115

⁶² Até à atribuição da licença de agregador, as funções de AUR são desempenhadas pelo CUR.

Quadro 2-25 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade – CUR

Unidade: EUR

	Devolução de créditos aos consumidores	Diferencial resultante da extinção TVCF	Sustentabilidade mercados	Total
Janeiro	-22 241	35 388	6 201 370	6 214 517
Fevereiro	-22 241	35 388	6 201 370	6 214 517
Março	-22 241	35 388	6 201 370	6 214 517
Abril	-22 241	35 388	6 201 370	6 214 517
Maiο	-22 241	35 388	6 201 370	6 214 517
Junho	-22 241	35 388	6 201 370	6 214 517
Julho	-22 241	35 388	6 201 370	6 214 517
Agosto	-22 241	35 388	6 201 370	6 214 517
Setembro	-22 241	35 388	6 201 370	6 214 517
Outubro	-22 241	35 388	6 201 370	6 214 517
Novembro	-22 241	35 388	6 201 370	6 214 517
Dezembro	-22 241	35 388	6 201 370	6 214 517
Total	-266 892	424 652	74 416 442	74 574 201

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

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

- a) Parcela do diferimento do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida de 2024, decorrente da aplicação do diferimento dos CIEG previsto no n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BPI, à Tagus e à CGD.
- b) Parcela do diferimento do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida de 2025, decorrente da aplicação do diferimento dos CIEG previsto no n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BPI, à CGD, ao Montepio Geral, ao Santander, ao Novo Banco e ao Sabadell.

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

Quadro 2-26 - Transferências da E-REDES para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024 e de 2025

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRG em 2024		Renda do sobrecusto da PRG em 2024	
Janeiro	9 622 406	Janeiro	2 108 341
Fevereiro	9 622 406	Fevereiro	2 108 341
Março	9 622 406	Março	2 108 341
Abril	9 622 406	Abril	2 108 341
Maio	9 622 406	Maio	2 108 341
Junho	9 622 406	Junho	2 108 341
Julho	9 622 406	Julho	2 108 341
Agosto	9 622 406	Agosto	2 108 341
Setembro	9 622 406	Setembro	2 108 341
Outubro	9 622 406	Outubro	2 108 341
Novembro	9 622 406	Novembro	2 108 341
Dezembro	9 622 406	Dezembro	2 108 341
Total	115 468 872	Total	25 300 092

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRG em 2025	
Janeiro	3 936 260
Fevereiro	3 936 260
Março	3 936 260
Abril	3 936 260
Maio	3 936 260
Junho	3 936 260
Julho	3 936 260
Agosto	3 936 260
Setembro	3 936 260
Outubro	3 936 260
Novembro	3 936 260
Dezembro	3 936 260
Total	47 235 120

Quadro 2-27 - Transferências da E-REDES para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024 e de 2025

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRG em 2024		Renda do sobrecusto da PRG em 2025	
Janeiro	6 581 725	Janeiro	344 618
Fevereiro	6 581 725	Fevereiro	344 618
Março	6 581 725	Março	344 618
Abril	6 581 725	Abril	344 618
Maio	6 581 725	Maio	344 618
Junho	6 581 725	Junho	344 618
Julho	6 581 725	Julho	344 618
Agosto	6 581 725	Agosto	344 618
Setembro	6 581 725	Setembro	344 618
Outubro	6 581 725	Outubro	344 618
Novembro	6 581 725	Novembro	344 618
Dezembro	6 581 725	Dezembro	344 618
Total	78 980 700	Total	4 135 416

Quadro 2-28 - Transferências da E-REDES para o BBVA referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024 e de 2025

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRG em 2024		Renda do sobrecusto da PRG em 2025	
Janeiro	4 214 614	Janeiro	1 003 253
Fevereiro	4 214 614	Fevereiro	1 003 253
Março	4 214 614	Março	1 003 253
Abril	4 214 614	Abril	1 003 253
Maio	4 214 614	Maio	1 003 253
Junho	4 214 614	Junho	1 003 253
Julho	4 214 614	Julho	1 003 253
Agosto	4 214 614	Agosto	1 003 253
Setembro	4 214 614	Setembro	1 003 253
Outubro	4 214 614	Outubro	1 003 253
Novembro	4 214 614	Novembro	1 003 253
Dezembro	4 214 614	Dezembro	1 003 253
Total	50 575 368	Total	12 039 036

Quadro 2-29 - Transferências da E-REDES para a Tagus referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRG em 2024	
Janeiro	17 279 876
Fevereiro	17 279 876
Março	17 279 876
Abril	17 279 876
Maio	17 279 876
Junho	17 279 876
Julho	17 279 876
Agosto	17 279 876
Setembro	17 279 876
Outubro	17 279 876
Novembro	17 279 876
Dezembro	17 279 876
Total	207 358 512

Quadro 2-30 - Transferências da E-REDES para o Santander referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2025

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRG em 2025	
Janeiro	1 337 836
Fevereiro	1 337 836
Março	1 337 836
Abril	1 337 836
Maio	1 337 836
Junho	1 337 836
Julho	1 337 836
Agosto	1 337 836
Setembro	1 337 836
Outubro	1 337 836
Novembro	1 337 836
Dezembro	1 337 836
Total	16 054 032

Quadro 2-31 - Transferências da E-REDES para o Montepio Geral referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2025

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRG em 2025	
Janeiro	501 627
Fevereiro	501 627
Março	501 627
Abril	501 627
Maio	501 627
Junho	501 627
Julho	501 627
Agosto	501 627
Setembro	501 627
Outubro	501 627
Novembro	501 627
Dezembro	501 627
Total	6 019 524

Quadro 2-32 - Transferências da E-REDES para o Novo Banco referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2025

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRG em 2025	
Janeiro	501 627
Fevereiro	501 627
Março	501 627
Abril	501 627
Maio	501 627
Junho	501 627
Julho	501 627
Agosto	501 627
Setembro	501 627
Outubro	501 627
Novembro	501 627
Dezembro	501 627
Total	6 019 524

Quadro 2-33 - Transferências da E-REDES para o Sabadell referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2025

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRG em 2025	
Janeiro	501 627
Fevereiro	501 627
Março	501 627
Abril	501 627
Mai	501 627
Junho	501 627
Julho	501 627
Agosto	501 627
Setembro	501 627
Outubro	501 627
Novembro	501 627
Dezembro	501 627
Total	6 019 524

2.5.3 TRANSFERÊNCIAS DAS MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA PARA A E REDES

Os valores das medidas de contenção tarifária são transferidos pelo Fundo Ambiental para o operador da rede de distribuição (E-REDES).

2.6 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 2-34 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2026, que de seguida são descritos:

- o diferimento do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida de 2024, decorrente da aplicação do diferimento dos CIEG previsto no n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. O saldo em dívida em 2026, referente a este diferimento é de 895,5 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BPI, à Tagus e à CGD;

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Proveitos e outros fluxos financeiros

- o diferimento do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida de 2025, decorrente da aplicação do diferimento dos CIEG previsto no n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. O saldo em dívida em 2026, referente a este diferimento é de 185,5 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BPI, à CGD, ao Montepio Geral, ao Novo Banco, ao Santander, e ao Sabadell.

Quadro 2-34 - Amortização e juros da dívida tarifária

	Unidade: EUR				
	Saldo em dívida em 2025	Juros 2026	Amortização e regularização 2026	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2026	Saldo em dívida em 2026
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRG de 2024	1 314 957 139	58 280 488	419 453 698	477 734 186	895 503 441
SU Eletricidade	139 391	6 178	44 464	50 642	94 927
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2024	317 826 570	14 086 457	101 382 415	115 468 872	216 444 155
Diferimento do sobrecusto PRG de 2024	69 638 175	3 086 448	22 213 644	25 300 092	47 424 530
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2024	139 208 043	6 169 869	44 405 499	50 575 368	94 802 544
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2024	217 393 351	9 635 136	69 345 564	78 980 700	148 047 786
Tagus, SA					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2024	570 751 610	25 296 400	182 062 112	207 358 512	388 689 498
Diferimento do sobrecusto PRG de 2025	273 729 000	9 379 718	88 186 642	97 566 360	185 542 358
SU Eletricidade	123 962	4 248	39 936	44 184	84 025
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2025	132 521 313	4 541 034	42 694 086	47 235 120	89 827 227
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2025	33 776 327	1 157 394	10 881 642	12 039 036	22 894 685
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2025	11 602 188	397 566	3 737 850	4 135 416	7 864 338
Montepio Geral					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2025	16 888 180	578 698	5 440 826	6 019 524	11 447 354
Novo Banco					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2025	16 888 180	578 698	5 440 826	6 019 524	11 447 354
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2025	45 040 669	1 543 383	14 510 649	16 054 032	30 530 020
Sabadell					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2025	16 888 180	578 698	5 440 826	6 019 524	11 447 354
Total	1 588 686 139	67 660 206	507 640 340	575 300 546	1 081 045 799

3 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2026

3.1 TARIFAS

O Quadro 3-1 e o Quadro 3-2 apresentam as tarifas reguladas cuja fixação compete à ERSE.

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

Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas do setor Elétrico

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<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, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Cientes 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, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Cientes 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, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Cientes 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, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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}/CUR_{BT}	Operador da rede de distribuição	Operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT	Uso das redes e serviços associados	Incluída na tarifa de Venda a Clientes Finais dos CUR a atuar exclusivamente em BT (Portugal continental) e nas tarifas aplicadas pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Acesso às Redes (cont.)</i>	TAR _{Social}	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Clientes em MAT, AT, MT e BT que atuam como autoconsumidores	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia veiculada entre a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) e a instalação de utilização de clientes autoconsumidores quando essa veiculação utiliza a RESP
<i>Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações autónomas de armazenamento</i>	TAR _{IAA}	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Instalações autónomas de armazenamento para entregas em MAT, AT, MT, BTE e BTN	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia entregue à instalação autónoma de armazenamento
<i>Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo</i>	TAR _{CEI}	Operadores das redes de distribuição	Clientes que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo (apenas para clientes em MAT, AT, MT e BTE)	Uso das redes e serviços associados	Difere da tarifa de Acesso às Redes aplicável à generalidade dos clientes por incluir uma isenção parcial na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

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

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Venda a Clientes Finais (fornecimento supletivo)	TVCF_{CUR MAT, AT, MT, BTE}	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes em MAT, AT, MT e BTE do comercializador de último recurso em Portugal continental e clientes em BTE dos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT	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
	TVCF_{CUR CEI}	Comercializador de último recurso em Portugal continental	Clientes do comercializador de último recurso em Portugal continental que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo	Fornecimento supletivo de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos Clientes Eletrointensivos, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização

Quadro 3-2 - Tarifas Reguladas do setor da Mobilidade Elétrica

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

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica em MT</i>	TAR _{ME MT}	Operadores das redes de energia elétrica	Entregas a utilizadores de veículos elétricos (UVE) em pontos de carregamento de veículos elétricos em MT integrados na rede de mobilidade elétrica	Uso das redes de energia elétrica pela rede de mobilidade elétrica	
<i>Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica em BT</i>	TAR _{ME BT}	Operadores das redes de energia elétrica	Entregas a utilizadores de veículos elétricos (UVE) em pontos de carregamento de veículos elétricos em BT integrados na rede de mobilidade elétrica	Uso das redes de energia elétrica pela rede de mobilidade elétrica	

3.2 TARIFAS POR ATIVIDADE DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

Às entregas do operador da rede de transporte ou entidade concessionária da RNT (REN) ao operador da rede distribuição em MT e AT são aplicadas, nos termos do artigo 30.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema, que se apresentam nos pontos seguintes.

3.2.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

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

A parcela II da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT deve recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral dominados pelos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), diferencial de custo do agente comercial relativos à central da Turbogás, encargos com mecanismos de capacidade 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 3-3 e no Quadro 3-4 apresentam-se, respetivamente, os preços das parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema para 2026.

Quadro 3-3 - 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	0,0011
	Horas cheias	0,0011
	Horas de vazio normal	0,0011
	Horas de super vazio	0,0011

Quadro 3-4 - 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	0,0049
	Horas cheias	0,0049
	Horas de vazio normal	0,0049
	Horas de super vazio	0,0049

No Quadro 3-5 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2026, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II.

Quadro 3-5 - 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	0,0060
	Horas cheias	0,0060
	Horas de vazio normal	0,0060
	Horas de super vazio	0,0060

3.2.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa, diferenciados por período horário, e preços de energia reativa indutiva e capacitiva. Os preços de potência destas tarifas são determinados por aplicação de um fator multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de transporte, preservando a estrutura dos custos incrementais. Este fator multiplicativo é determinado tal que as referidas tarifas aplicadas às quantidades previstas para 2026 proporcionam os proveitos permitidos em 2026, de acordo com o estabelecido no artigo 183.º do Regulamento Tarifário.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2026 está definida no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2026».

Os preços dos termos de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT e de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia, por período horário, pelos respetivos fatores de ajustamento para perdas na rede de transporte e de distribuição.

No Quadro 3-6 e no Quadro 3-7 apresentam-se os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT em 2026.

Quadro 3-6 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT	PREÇOS
Potência	EUR/(kW.dia)
Horas de ponta	0,0657
Contratada	0,0050
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0010
Horas cheias	0,0009
Horas de vazio normal	0,0008
Horas de super vazio	0,0007
Energia reativa	EUR/kvarh
Indutiva	0,0236
Capacitiva	0,0177

Quadro 3-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT	PREÇOS
Potência	EUR/(kW.dia)
Horas de ponta	0,1008
Contratada	0,0123
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0013
Horas cheias	0,0011
Horas de vazio normal	0,0011
Horas de super vazio	0,0009
Energia reativa	EUR/kvarh
Indutiva	0,0236
Capacitiva	0,0177

3.3 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

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

3.3.1 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 3.2.1). Estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades de energia da tarifa de Uso Global do Sistema a

aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado são calculadas com base nas quantidades medidas nos contadores desses clientes.

A parcela I apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pela entidade concessionária da RNT, relativa aos custos com a gestão do sistema. Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se no Quadro 3-8.

Quadro 3-8 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0009
	Horas de vazio normal	0,0009
	Horas de super vazio	0,0009

Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 3-9.

Quadro 3-9 - 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	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009
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	0,0010
BTN>	3	0,0010	0,0010	0,0010	
BTN< tri-horárias	3	0,0010	0,0010	0,0010	
BTN bi-horárias	2	0,0010		0,0010	
BTN simples	1	0,0010			

A parcela II da tarifa UGS dos ORD recupera os custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG). Estes custos incluem: o diferencial de custo com a produção com remuneração garantida (PRG) ⁶³, o diferencial de custo com as centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os CMEC, os encargos com mecanismos de capacidade, o diferencial de custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RA), os custos de sustentabilidade ⁶⁴, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico, os custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) e outros custos. A parcela II também integra medidas de contenção tarifária, ao nível do ORT e do ORD, que reduzem o montante de CIEG a recuperar na parcela II da tarifa UGS dos ORD.

O Quadro 3-10 e o Quadro 3-11 apresentam a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG recuperados através da parcela II da tarifa UGS dos ORD, em milhões de euros e em preço médio (EUR/MWh), respetivamente, considerando os CIEG previstos no Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente.

Quadro 3-10 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRG	6,9	24,9	245,5	112,5	794,5	83,8	710,7	1 184,4
CMEC	0,6	1,1	11,3	4,0	67,8	4,3	63,6	84,8
Diferencial de custo dos CAE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1
Diferencial de custo das RA	1,2	4,2	41,5	19,0	134,2	14,2	120,1	200,1
Terrenos das centrais	0,1	0,2	2,3	1,0	7,4	0,8	6,6	11,0
Custos com mecanismos de capacidade	0,3	1,2	4,8	2,1	15,8	1,6	14,2	24,2
Medidas de sustentabilidade de mercados	0,4	1,6	15,4	7,1	49,9	5,3	44,7	74,4
Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,2
Outros CIEG (PPEC, Zona Piloto e ajustamentos faturação UGS2)	0,2	0,7	7,0	3,2	22,8	2,4	20,4	34,0
Medidas de contenção tarifária	-2,2	-7,8	-77,1	-35,3	-249,6	-26,3	-223,3	-372,1
TOTAL	7,5	26,1	250,7	113,7	843,1	86,0	757,0	1 241,1

⁶³ Este diferencial de custo subdivide-se no diferencial de custo com a produção em regime especial (PRE) enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, e no diferencial de custo com a PRE não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006.

⁶⁴ 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 3-11 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD, em preço médio

Unidades: EUR/MWh	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRG	2,53	3,53	16,47	32,96	39,40	40,83	39,24	24,53
CMEC	0,22	0,15	0,76	1,18	3,36	2,09	3,51	1,76
Diferencial de custo dos CAE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diferencial de custo das RA	0,43	0,60	2,78	5,57	6,66	6,90	6,63	4,14
Terrenos das centrais	0,02	0,03	0,15	0,31	0,37	0,38	0,37	0,23
Custos com mecanismos de capacidade	0,11	0,17	0,32	0,63	0,78	0,79	0,78	0,50
Medidas de sustentabilidade de mercados	0,16	0,22	1,04	2,07	2,48	2,57	2,47	1,54
Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00
Outros CIEG (PPEC, Zona Piloto e ajustamentos faturação UGS2)	0,07	0,10	0,47	0,94	1,13	1,17	1,12	0,70
Medidas de contenção tarifária	-0,80	-1,11	-5,18	-10,36	-12,38	-12,83	-12,33	-7,71
TOTAL	2,76	3,69	16,82	33,31	41,81	41,90	41,80	25,70

Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 3-12.

Quadro 3-12 - 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 em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0059	0,0076	0,0054	0,0051	0,0050	0,0047
AT	4	0,0124	0,0054	0,0093	0,0086	0,0076	0,0070
MT	4	0,0164	0,0252	0,0143	0,0129	0,0103	0,0091
BTE	4	0,0367	0,0308	0,0279	0,0249	0,0200	0,0166
BTN>	3	-	0,0147	0,1141	0,0244	0,0069	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0165	0,1207	0,0203	0,0077	
BTN bi-horárias	2	-	0,0165	0,0411		0,0077	
BTN simples	1	-	0,0165	0,0299			

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II, apresentam-se no Quadro 3-13.

Quadro 3-13 - 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 em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0059	0,0076	0,0063	0,0060	0,0059	0,0056
AT	4	0,0124	0,0054	0,0102	0,0095	0,0085	0,0079
MT	4	0,0164	0,0252	0,0152	0,0138	0,0112	0,0100
BTE	4	0,0367	0,0308	0,0289	0,0259	0,0210	0,0176
BTN>	3	-	0,0147	0,1151	0,0254	0,0079	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0165	0,1217	0,0213	0,0087	
BTN bi-horárias	2	-	0,0165	0,0421		0,0087	
BTN simples	1	-	0,0165	0,0309			

No Quadro 3-14 apresenta-se a desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 3-13. O preço de potência contratada nesse quadro corresponde ao valor aplicável a quantidades relativas a instalações de clientes sem qualquer isenção tarifária ⁶⁵.

⁶⁵ Os valores da componente dos CMEC, incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, relativa a quantidades de instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, e que beneficiam ao abrigo desse estatuto de uma isenção tarifária, encontram-se na secção 3.10.1.

Quadro 3-14 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA							
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência contratada CMEC EUR/(kW.dia)						
	CMEC - EDP Gestão da Produção de Energia, SA				Componente de alisamento CMEC		Total
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Ajustamento - Parcela Fixa	Ajustamento - Parcela de acerto	
	Renda Anual - valor inicial dos CMEC	Ajustamento	Renda anual - ajustamento final CMEC	Ajustamento			
MAT	0,00364	-0,00002	0,00102	0,00000	-0,00005	-0,00002	
AT	0,00364	-0,00002	0,00102	0,00000	-0,00005	-0,00002	0,00457
MT	0,00364	-0,00002	0,00102	0,00000	-0,00005	-0,00002	0,00457
BTE	0,00364	-0,00002	0,00102	0,00000	-0,00005	-0,00002	0,00457
BTN>	0,00364	-0,00002	0,00102	0,00000	-0,00005	-0,00002	0,00457
BTN< tri-horárias	0,00364	-0,00002	0,00102	0,00000	-0,00005	-0,00002	0,00457
BTN bi-horárias	0,00364	-0,00002	0,00102	0,00000	-0,00005	-0,00002	0,00457
BTN simples	0,00364	-0,00002	0,00102	0,00000	-0,00005	-0,00002	0,00457

3.3.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam a mesma estrutura tarifária e recuperam o conjunto de proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT, apresentadas no ponto 3.2.2 deste capítulo, adicionado do ajustamento a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflete a diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT.

Adicionalmente, estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado resultam das quantidades medidas nos contadores desses clientes ajustadas para perdas até à saída da RNT.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam-se no Quadro 3-15 e no Quadro 3-16.

Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0657
	Contratada	0,0050
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0010
	Horas cheias	0,0009
	Horas de vazio normal	0,0008
	Horas de super vazio	0,0007
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0236
	Capacitiva	0,0177

Quadro 3-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1033
	Contratada	0,0126
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0013
	Horas cheias	0,0011
	Horas de vazio normal	0,0011
	Horas de super vazio	0,0009
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	-
	Capacitiva	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 3-17.

Quadro 3-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT						
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	0,1242	0,0013	0,0012	0,0011	0,0010
MT	4	0,1296	0,0014	0,0012	0,0011	0,0010
BTE	4	0,1412	0,0015	0,0013	0,0012	0,0010
BTN>	3	-	0,0527	0,0013	0,0012	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0527	0,0013	0,0012	
BTN bi-horárias	2	-	0,0125		0,0012	
BTN simples	1	-	0,0087			

3.3.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de fatores multiplicativos aos custos incrementais de potência da rede de distribuição por nível de tensão, preservando-se a estrutura dos custos incrementais. Estes fatores multiplicativos são determinados tal que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas para 2026 proporcionam os proveitos permitidos em 2026, de acordo com o estabelecido no artigo 185.º do Regulamento Tarifário.

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

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2026 é determinada de acordo com o descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2026».

Os preços dos termos de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia, por período horário, pelos respetivos fatores de ajustamento para perdas na rede de Distribuição, em cada nível de tensão.

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

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0149
	Contratada	0,0035
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0010
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0236
	Capacitiva	0,0177

Quadro 3-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0763
	Contratada	0,0206
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0027
	Horas cheias	0,0023
	Horas de vazio normal	0,0017
	Horas de super vazio	0,0014
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0257
	Capacitiva	0,0193

Quadro 3-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2343
	Contratada	0,0255
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0054
	Horas cheias	0,0047
	Horas de vazio normal	0,0038
	Horas de super vazio	0,0030
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0325
	Capacitiva	0,0248

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

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

**Quadro 3-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
AT	4	0,0149	0,0035	0,0010	0,0008	0,0006	0,0005	0,0236	0,0177
MT	4	0,0212	-	0,0010	0,0009	0,0006	0,0005	-	-
BTE	4	0,0230	-	0,0011	0,0009	0,0007	0,0006	-	-
BTN>	3	-	-	0,0095	0,0009	0,0006		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0095	0,0009	0,0006		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0028		0,0006		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0021				-	-

**Quadro 3-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
MT	4	0,0763	0,0206	0,0027	0,0023	0,0017	0,0014	0,0257	0,0193
BTE	4	0,1169	-	0,0029	0,0025	0,0018	0,0015	-	-
BTN>	3	-	-	0,0454	0,0025	0,0017		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0454	0,0025	0,0017		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0119		0,0017		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0084				-	-

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

No critério de conversão adotado para 2026, o equivalente a 50% das receitas que seriam recuperadas através da potência em horas de ponta nos fornecimentos em BTN<, caso essa variável existisse para esses clientes, são recuperadas através da potência contratada⁶⁶. Nos fornecimentos em BTN>, essa percentagem foi ajustada de forma a assegurar que o preço de potência contratada que resulta é igual ao respetivo preço em BTN<. As alterações referidas anteriormente explicam a diferença nos preços de potência contratada entre BTE e BTN apresentados no quadro seguinte.

⁶⁶ Apesar da Consulta Pública n.º 134 prever a introdução de uma alteração a este procedimento, a qual foi incorporada no RT aprovado a 13 de outubro passado, o cálculo tarifário da tarifa de Uso da Rede de Distribuição manteve o mesmo critério de conversão adotado em 2025, remetendo a aplicação da alteração para um próximo exercício tarifário.

Quadro 3-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
BTE	4	0,2343	0,0255	0,0053	0,0047	0,0038	0,0030	0,0325	0,0248
BTN>	3	-	0,0333	0,0230	0,0223	0,0036		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,0333	0,0159	0,0152	0,0036		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,0333	0,0142		0,0036		-	-
BTN simples	1	-	0,0333	0,0106				-	-

3.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

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

De modo a determinar os preços a aplicar em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, convertem-se os preços das tarifas por atividade, a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos aos seus clientes para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas. Para além disso, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, os preços de potência são convertidos em preços de energia ativa por período horário e alguns preços de energia são agregados.

3.4.1 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 2026 na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica. O fator de escalamento 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 2026».

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

Quadro 3-24 - Preços da tarifa de Energia

ENERGIA		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0945
	Horas cheias	0,0885
	Horas de vazio normal	0,0745
	Horas de super vazio	0,0687
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0837
	Horas cheias	0,0824
	Horas de vazio normal	0,0744
	Horas de super vazio	0,0730

Os preços da tarifa de Energia convertidas nas várias opções tarifárias apresentam-se no Quadro 3-25.

Quadro 3-25 - Preços da tarifa de Energia nas várias opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Energia ativa EUR/kWh							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
BTN>	3	0,1042	0,0975	0,0820		0,1042	0,0975	0,0820	
BTN< tri-horárias	3	0,1042	0,0975	0,0820		0,1042	0,0975	0,0820	
BTN bi-horárias	2	0,0995		0,0820		0,0995		0,0820	
BTN simples	1	0,0931				0,0931			

No que se refere aos parâmetros β_t e μ_t , previstos no artigo 178.º do Regulamento Tarifário, em 2026 mantêm-se os valores de 2025:

- $\beta_t = 0,5$
- $\mu_t = 0,01$ EUR/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.

Igualmente, 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.

3.4.2 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

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

Os preços da tarifa de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em BTN são calculados tendo em conta a estrutura de custos médios e as regras de escalamento descritas no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2026».

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

Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM BTN	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	0,0409
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0070

3.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

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

A estrutura de preços da tarifa de Acesso às Redes resulta da soma direta dos preços das tarifas por atividade nela incluídas, designadamente a tarifa de Uso da Rede de Transporte, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição ⁶⁷ e as parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema. No caso da parcela II da tarifa de

⁶⁷ Esta última tarifa, diferenciada pelo nível de tensão de ligação da instalação de consumo, não se aplica às instalações ligadas em MAT.

Uso Global do Sistema, que recupera os encargos com os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, a respetiva estrutura de preços reflete predominantemente ⁶⁸ o sinal de preço das redes, correspondendo este último à estrutura de preços que resultaria do somatório direto das restantes tarifas por atividade ⁶⁹ que compõem a tarifa de Acesso às Redes. Um desenho progressivamente mais alinhado com o sinal de preço das redes promove uma utilização eficiente das infraestruturas e contribui para partilhar os custos evitados com as redes por todos os utilizadores do sistema.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorar em 2026.

Quadro 3-27 - Preços das tarifas de Acesso às Redes

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0716
	Contratada	0,0126
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0073
	Horas cheias	0,0069
	Horas de vazio normal	0,0067
	Horas de super vazio	0,0063
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0236
	Capacitiva	0,0177

⁶⁸ Em 2026, a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema é repercutida através dos preços de energia ativa, de potência em horas de ponta e de potência contratada, utilizando 89% do sinal de preço das redes. Mais informação encontra-se no documento «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2026».

⁶⁹ Isto é, a soma da tarifa de Uso da Rede de Transporte, da tarifa de Uso da Rede de Distribuição (se aplicável) e a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Tarifas para a energia elétrica em 2026

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1515
	Contratada	0,0089
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0125
	Horas cheias	0,0115
	Horas de vazio normal	0,0102
	Horas de super vazio	0,0094
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0236
	Capacitiva	0,0177

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2435
	Contratada	0,0458
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0203
	Horas cheias	0,0182
	Horas de vazio normal	0,0146
	Horas de super vazio	0,0129
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0257
	Capacitiva	0,0193

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Tarifas para a energia elétrica em 2026

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,5521
	Contratada	0,0563
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0397
	Horas cheias	0,0353
	Horas de vazio normal	0,0285
	Horas de super vazio	0,0237
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0325
	Capacitiva	0,0248

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,3248
	34,5	1,6560
	41,4	1,9872
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2457
	Horas cheias	0,0524
	Horas de vazio	0,0150

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Tarifas para a energia elétrica em 2026

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN ($\leq 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0573
	2,3	0,1145
	3,45	0,1718
	4,6	0,2291
	5,75	0,2864
	6,9	0,3436
	10,35	0,5154
	13,8	0,6872
	17,25	0,8591
20,7	1,0309	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0607
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0835
	Horas de vazio	0,0158
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2452
	Horas cheias	0,0412
	Horas de vazio	0,0158

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP $\leq 41,4$ kVA e $> 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0480
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2457
	Horas cheias	0,0524
	Horas de vazio	0,0150

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP $\leq 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0498
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0607
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0835
	Horas de vazio	0,0158
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2452
	Horas cheias	0,0412
	Horas de vazio	0,0158

De acordo com as regras de faturação para a iluminação pública (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 política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG) na faturação de Acesso às Redes. Para o ano 2026, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos CIEG são os que constam no Quadro 3-28.

De salientar que, para o cálculo dos parâmetros, são considerados os CIEG e as tarifas de Acesso às Redes aplicados aos clientes que não beneficiam do estatuto do cliente eletrointensivo, o que significa que não incluem o efeito das isenções para instalações com estatuto do cliente eletrointensivo.

Quadro 3-28 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	53%
AT	49%
MT	44%
BTE	55%
BTN > 20,7 kVA	56%
BTN ≤ 20,7 kVA	57%

Na sequência da Consulta Pública n.º 113, relativa à revisão regulamentar do setor elétrico, o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) ⁷⁰ veio estabelecer uma nova forma para calcular o montante global de compensação a pagar a cada cliente, por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, sendo este montante limitado a 200% do montante pago pelo cliente no ano a que a compensação

⁷⁰ [Regulamento n.º 826/2023](#), de 28 de julho.

diz respeito pelo respetivo valor médio da tarifa de uso das redes (conforme disposto no n.º 4 do artigo 102.º do RQS).

O n.º 5 do artigo 102.º do RQS prevê que os valores médios das tarifas de uso das redes por nível de tensão e tipo de fornecimento, a usar para o cálculo dos limites das compensações, sejam publicados na diretiva que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços. O Quadro 3-29 apresenta a informação prevista no n.º 5 do artigo 102.º do RQS, com o valor médio das tarifas de uso das redes em 2025, a usar no caso de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço ocorridos em 2025.

Quadro 3-29 - Valor médio das tarifas de uso das redes em 2025

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	Valor médio das tarifas de uso das redes EUR/kWh
MAT	0,0044
AT	0,0081
MT	0,0193
BTE	0,0418
BTN	0,0514

O Regulamento Tarifário, no n.º 5 do Artigo 48.º, estabelece que o preço de referência da energia reativa indutiva nas horas de fora de vazio, bem como os fatores multiplicativos referidos no n.º 3 desse mesmo artigo, são aprovados anualmente pela ERSE.

Para o ano 2026, os fatores multiplicativos a aplicar ao preço de referência de energia reativa, por escalão de faturação de energia reativa indutiva, relativo ao uso da rede de transporte e ao uso da rede de distribuição, são os apresentados no Quadro 3-30.

Quadro 3-30 - Fatores multiplicativos a aplicar ao preço de referência da energia reativa

Escalão	Descrição	Fator multiplicativo
Escalão 1	Correspondente a $\text{tg } \phi$ superior ou igual a 30% e inferior a 40%	0,33
Escalão 2	Correspondente a $\text{tg } \phi$ superior ou igual a 40% e inferior a 50%	1,00
Escalão 3	Correspondente a $\text{tg } \phi$ superior ou igual a 50%	3,00

3.6 OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS ÀS ENTREGAS EM MAT, AT, MT

Tendo em conta a evolução das tarifas de Acesso às Redes em 2024, em que deixaram de existir preços negativos, foi implementada nesse ano pela primeira vez a opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT e MT, em Portugal continental. Esta opção tarifária encontra-se estabelecida no artigo 53.º do RT.

Os períodos horários aplicáveis encontram-se no capítulo 5 do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2026», e coincidem com os períodos horários apresentados no Relatório de análise publicado com a abertura da Consulta Pública da ERSE n.º 101. Os períodos horários são diferenciados para três áreas de rede, conforme o artigo 37.º do RT. De forma a atribuir cada ponto de entrega a uma das três áreas de rede, foi solicitado ao ORD em MT e AT a preparação do manual previsto no n.º 2 do artigo 37.º do RT, tendo em conta a informação avaliada pela ERSE no relatório de análise acima mencionado. Essa informação encontra-se em anexo ao documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2026».

Os preços desta opção tarifária coincidem com os respetivos preços das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT na potência contratada, energia ativa e energia reativa. No caso dos preços de potência em horas de ponta, os valores encontram-se diferenciados por três épocas, designadamente as Épocas Alta, Média e Baixa. O cálculo destes preços foi descrito no relatório publicado com a Consulta Pública da ERSE

n.º 101 ⁷¹. O fator de apontamento f ⁷², mencionado no referido relatório, foi calculado separadamente para os níveis de tensão MAT, AT e MT, a partir dos fatores multiplicativos publicados n.º 2 do artigo 13.º da Diretiva n.º 6/2018, de 27 de fevereiro.

O ano de 2024 foi o primeiro ano em que se publicaram preços para esta opção tarifária. A ERSE continuará a acompanhar o decorrer dessa implementação, avaliando a necessidade de proceder a eventuais ajustamentos ou melhorias. Na informação mais atualizada para 2025 ⁷³, foram contabilizadas 90 instalações de consumo na opção semanal por épocas.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, a vigorar em 2026.

Quadro 3-31 - Preços da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes

OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta Contratada	Época Alta	0,1002
	Época Média	0,0889
	Época Baixa	0,0546
		0,0126
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		0,0073
Horas cheias		0,0069
Horas de vazio normal		0,0067
Horas de super vazio		0,0063
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0236
Capacitiva		0,0177

⁷¹ Ponto 5.7.2 do «[Relatório de Análise ao Projeto-Piloto de Aperfeiçoamento das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental](#)» (maio 2021).

⁷² Os fatores de apontamento são iguais a 1,15, 1,26 e 1,40 em MAT, AT e MT, respetivamente. A título de exemplo, em MAT esse valor foi obtido pelo respetivo fator multiplicativo publicado na Diretiva n.º 6/2018, através do seguinte cálculo: $1,15 = 0,535/(1-0,535)$.

⁷³ De acordo com informação prestada pelo operador da rede de distribuição em MT e AT, no dia 21 de novembro de 2025.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Tarifas para a energia elétrica em 2026

OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta	Época Alta	0,2248
	Época Média	0,1824
	Época Baixa	0,1119
Contratada		0,0089
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		0,0125
Horas cheias		0,0115
Horas de vazio normal		0,0102
Horas de super vazio		0,0094
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0236
Capacitiva		0,0177

OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta	Época Alta	0,3859
	Época Média	0,2816
	Época Baixa	0,1728
Contratada		0,0458
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		0,0203
Horas cheias		0,0182
Horas de vazio normal		0,0146
Horas de super vazio		0,0129
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0257
Capacitiva		0,0193

Em 2026, nas Áreas de Rede A e B, a Época Alta corresponde aos meses de janeiro, fevereiro e dezembro, enquanto a Época Média corresponde aos meses de março e novembro. Os restantes meses pertencem à Época Baixa.

Em 2026, na Área de Rede C, a Época Alta compreende o período de 1 de julho até 23 de setembro ⁷⁴, inclusive, enquanto a Época Média corresponde aos meses de janeiro e fevereiro. Os restantes dias do ano pertencem à Época Baixa.

Os preços de potência em horas de ponta, da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, repartidos pelas várias tarifas por atividade, apresentam-se no Quadro 3-32. Nos restantes preços, a repartição pelas várias tarifas por atividade segue a repartição presente nas tarifas de Acesso às Redes.

Quadro 3-32 - Preços de potência em horas de ponta, da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes, repartidos por atividades

PREÇOS DA POTÊNCIA EM HORAS DE PONTA DA OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES									
	MAT			AT			MT		
Tarifas por Atividade	Potência em horas de ponta EUR/(kW.dia)								
	Época Alta	Época Média	Época Baixa	Época Alta	Época Média	Época Baixa	Época Alta	Época Média	Época Baixa
Uso Global do Sistema - Parcela I	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Uso Global do Sistema - Parcela II	0,0082	0,0073	0,0045	0,0184	0,0149	0,0092	0,0260	0,0189	0,0116
Uso da Rede de Transporte	0,0920	0,0816	0,0501	0,1842	0,1495	0,0917	0,2054	0,1499	0,0920
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	-	-	0,0222	0,0180	0,0110	0,0335	0,0245	0,0150
Uso da Rede de Distribuição em MT	-	-	-	-	-	-	0,1210	0,0883	0,0542

3.7 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL 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 (TAR ORD BT) resultam da adição das seguintes parcelas de preços: Uso da Rede de Transporte em Alta Tensão (URT AT) e Uso da Rede de Distribuição em Alta Tensão (URD AT) convertidas para MT, Uso da Rede de Distribuição em Média Tensão (URD MT), adicionada da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) aplicável às entregas em BT ajustada para o nível de tensão em MT, de acordo com o n.º 5 do artigo 29.º do RT.

⁷⁴ A necessidade de que a Época Alta termine, na Área de Rede C, no dia 23 de setembro, e não no último dia do mês, prende-se com a necessidade de garantir a uniformidade do número de horas de ponta na Época Alta nas várias áreas de rede.

Pretende-se com esta tarifa de Acesso às Redes garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEG recuperados através da parcela II da tarifa UGS dos ORD, e pagos pelos clientes dos ORD BT, garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e conseqüentemente a sua devolução ao ORD em MT e AT. Assim, os preços desta tarifa foram calculados de modo a repercutir os preços da tarifa de Uso Global do Sistema em BT, ajustados com as perdas de BT.

Os operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT (ORD/CUR BT) têm solicitado a existência de um enquadramento regulamentar próprio e de uma monitorização económica e financeira decorrente de uma maior volatilidade das variáveis económicas e do enquadramento normativo do setor elétrico, em particular, nas componentes com maior impacto nas atividades desenvolvidas por estes operadores. Até ao presente, a remuneração dos ORD/CUR BT decorre das tarifas definidas para Portugal continental, designadamente da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT para a atividade de distribuição exclusivamente em BT e das tarifas de Energia e Comercialização para a atividade de comercialização, incluindo a compra e venda de energia elétrica para fornecimento a clientes.

Através da [Instrução n.º 08/2024](#), de 30 de outubro, a ERSE aprovou instrumentos de prestação de informação pelos ORD exclusivamente em BT, com a publicação das Normas complementares de relato financeiro e operacional relativo às atividades desenvolvidas pelos ORD e CUR exclusivamente em BT (ORD/CUR) BT, suportada num processo de consulta de interessados a estes operadores. A publicação destas normas determina o reporte harmonizado e periódico da informação relativa à caracterização das atividades desenvolvidas por estes operadores.

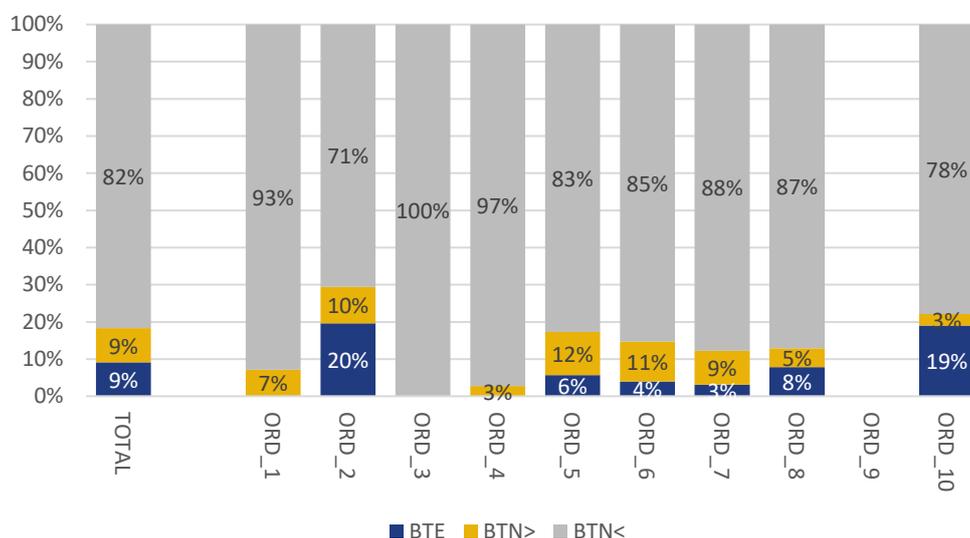
Para este efeito, a Instrução mencionada determina que os ORD/CUR BT devem enviar à ERSE, o reporte de informação real, até 15 de maio de cada ano. A 9 de julho a ERSE enviou uma notificação a solicitar o envio, relativo à informação financeira e operacional real auditada e informação operacional previsional, uma vez que os prazos de reporte por parte dos ORD/CUR BT tinham sido ultrapassados. Entre julho e agosto foram recebidas as respostas de 8 ORD BT. Até à data dois ORD BT não enviaram a informação solicitada. A informação recebida, apesar de indiciar inconsistências pontuais ⁷⁵, foi analisada, no sentido de caracterizar a estrutura de fornecimentos em BT no ano 2024.

⁷⁵ Como, por exemplo, no caso das perdas na rede em BT destes operadores ou no preenchimento do valor médio mensal dos termos de potência.

Da informação recebida, os oito ORD BT reportaram fornecimentos ao abrigo do n.º 4 do artigo 29.º do RT, aos quais se aplica a TAR ORD BT. Para um dos dois ORD BT que não enviou informação relativa ao ano 2024, foi utilizada a informação média de 2022 e 2023. O valor médio dos nove ORD BT sugere uma estrutura de fornecimentos de BTE, BTN> e BTN< de 9%, 9% e 82%, respetivamente.

A Figura 3-1 evidencia, para a média dos anos 2023 e 2024, excetuando um ORD onde foi utilizada a média de 2022 e 2023, a estrutura dos fornecimentos de energia ativa em BT. Observa-se que o peso dos fornecimentos de BTN< varia de forma relevante entre os vários ORD BT, entre valores de 71% e 100%.

Figura 3-1 - Estrutura dos fornecimentos em BT, de nove ORD BT, média dos anos 2023 e 2024

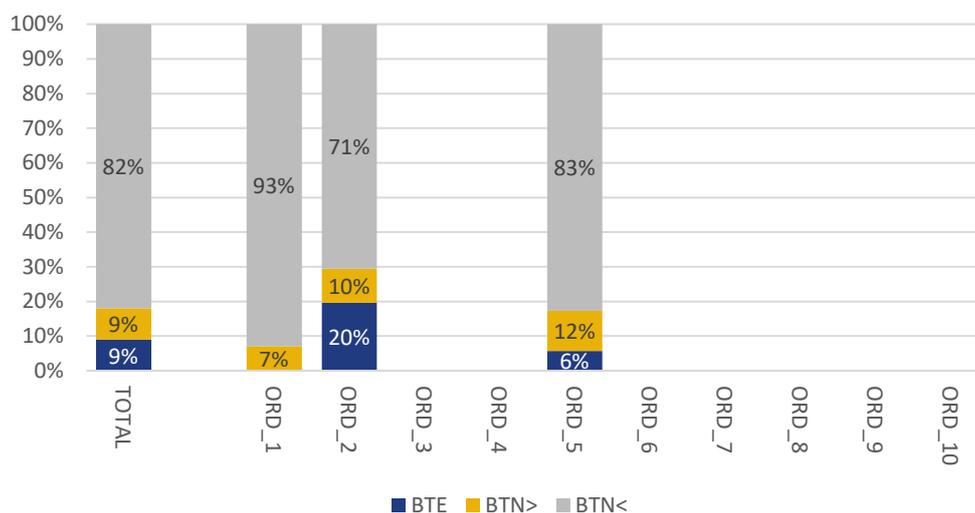


Nota: O valor total apresentado considera a informação dos nove ORD BT indicados na figura. A informação apenas considera os fornecimentos ao abrigo do n.º 4 do artigo 29.º do RT, aos quais se aplica a TAR ORD BT. Média dos anos 2023 e 2024.

Após análise da informação recebida foram expurgados os dados de seis ORD BT, que apresentavam inconsistências na relação entre variáveis de faturação, nomeadamente entre a energia ativa e a potência contratada, e no valor de perdas em BT, com valores acima de 10%. A Figura 3-2 evidencia, a estrutura dos fornecimentos de energia ativa em BT, dos três ORD BT considerados na análise subsequente. Na análise que se segue, é de salientar que para dois ORD BT foi utilizada a média dos anos 2023 e 2024 e para um

ORD BT foi utilizada a informação referente ao ano 2024, uma vez que a informação de 2023 apresentava valores contraditórios no número de clientes em BTN ⁷⁶.

Figura 3-2 - Estrutura dos fornecimentos em BT, de três ORD BT



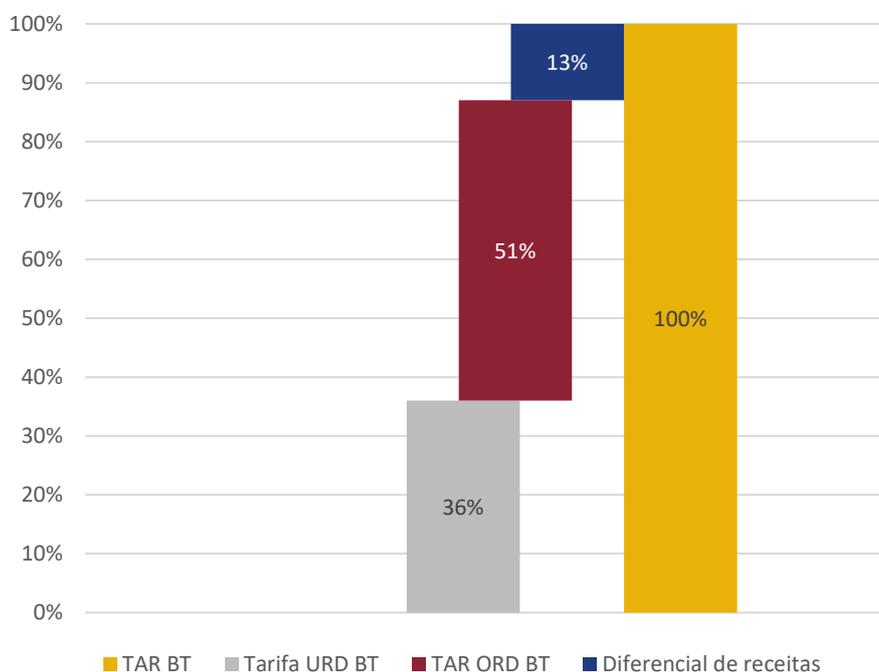
Nota: O valor total apresentado considera a informação dos três ORD BT indicados na figura. A informação apenas considera os fornecimentos ao abrigo do n.º 4 do artigo 29.º do RT, aos quais se aplica a TAR ORD BT.

Com a informação de fornecimentos dos três ORD BT, a ERSE simulou qual seria o diferencial ⁷⁷ de receitas para os ORD BT, em euros, entre a faturação do acesso às redes nas entregas em BT (realizada pelos ORD BT), deduzida da tarifa de uso da rede de distribuição BT, e a faturação do acesso às redes pelas entregas do ORD em MT e AT (faturada aos ORD BT pelo ORD em AT e MT), aplicando os preços definidos para o ano 2026, e assumindo no cálculo da TAR ORD BT uma estrutura de fornecimentos exclusivamente em BTE.

⁷⁶ Adicionalmente, foi necessário corrigir os valores de potência para outro ORD BT por um fator de 12, uma vez que existia um lapso aparente nos valores em que a potência não é a faturada por escalões em kVA.

⁷⁷ Este diferencial pode incluir valores referentes à conversão da tarifa UGS (incluída na TAR ORD BT), diferentes níveis de perdas e diferenças no valor de potência contratada entre medições em BT e MT, entre outros efeitos.

Figura 3-3 - Faturação prevista de três ORD BT em 2026, assumindo no cálculo tarifário uma estrutura dos fornecimentos exclusivamente em BTE



Da análise efetuada, verifica-se que, em média, e assumindo para 2026 quantidades faturadas iguais ao nível médio dos anos 2023 e 2024 ⁷⁸, e assumindo uma estrutura de fornecimentos de 100% em BTE no cálculo da TAR ORD BT, os três ORD BT analisados poderão beneficiar de um diferencial, de cerca de 13% face à faturação da tarifa de Acesso às Redes junto dos clientes em BT. De salientar que este valor não inclui a remuneração dos ORD BT obtida através da tarifa do Uso da Rede de Distribuição em BT. É igualmente de salientar que a informação recolhida pela ERSE não permite avaliar a diferença entre as receitas e os custos dos CUR BT na componente da energia e comercialização.

Uma vez que o diferencial, favorável aos ORD BT, deveria tender para zero, pretende-se verificar o impacto tarifário nos vários ORD BT de adotar no cálculo da TAR ORD BT uma estrutura de fornecimento mais aderente à informação apresentada pelos ORD BT. Assim, além da simulação apresentada anteriormente, foram acrescentados dois cenários alternativos, um primeiro cenário onde a estrutura de fornecimentos, adotada no cálculo da TAR ORD BT, é a média dos nove ORD BT para os quais se dispõe de informação

⁷⁸ Excetuando para um ORD BT, em que se utilizou a informação do ano 2024.

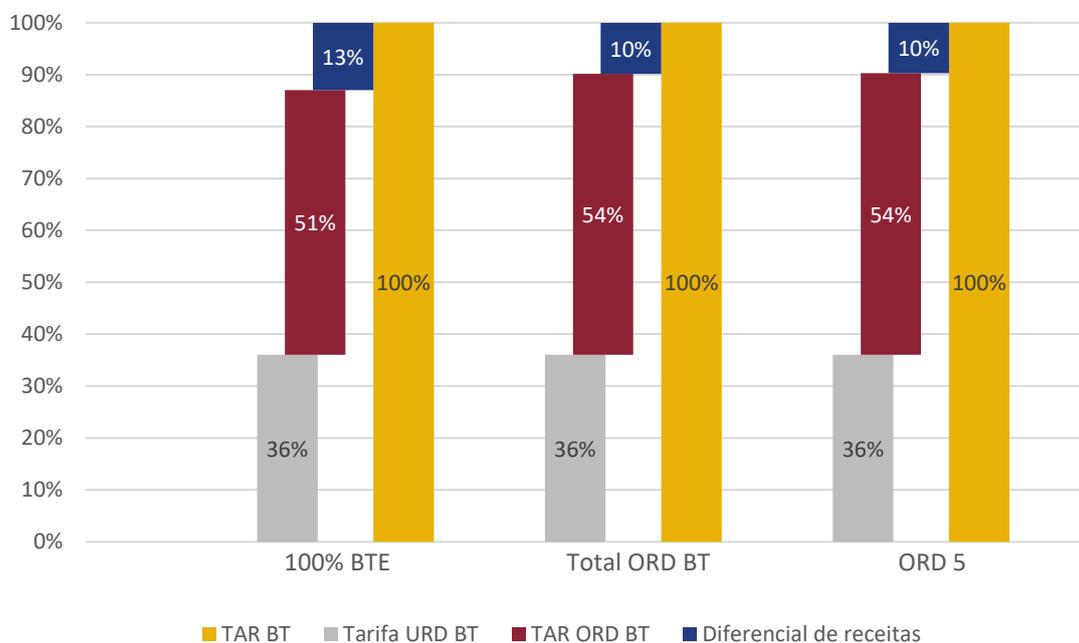
(TOTAL ORD BT) e um segundo cenário onde a estrutura de fornecimento resulta de um ORD com uma estrutura com maior peso na BTN> e BTN< (ORD 5).

Quadro 3-33 - Estruturas de fornecimento simuladas no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT

Tipo de fornecimento	Proporção da procura (% de energia ativa)		
	100% BTE	TOTAL ORD BT	ORD 5
BTE	100%	9%	6%
BTN>	0%	9%	11%
BTN<	0%	82%	83%

Seguidamente são apresentados os resultados das simulações efetuadas.

Figura 3-4 – Faturação prevista de três ORD BT em 2026, assumindo no cálculo tarifário diferentes estruturas de fornecimentos em BT



Verifica-se que, adotando, no próprio cálculo da TAR ORD BT, uma estrutura de fornecimentos mais aderente à estrutura de fornecimentos em BT dos ORD BT, e assumindo para 2026 quantidades faturadas

iguais ao ano 2024 para um ORD BT e para os restantes dois ORD BT quantidades faturadas iguais ao nível médio dos anos 2023 e 2024, o diferencial diminui em aproximadamente três pontos percentuais. Razões que podem justificar que este diferencial se mantenha positivo são perdas técnicas em BT inferiores aos fatores de ajustamento para perdas em BT, adotados na presente decisão tarifária para o total de Portugal continental, ou ainda diferenças no valor de potência contratada medido nas entregas em BT e nas entregas do ORD em MT e AT.

Apesar de se verificar que o diferencial é positivo no agregado, não é possível garantir que esse diferencial seja superior a zero para cada ORD BT e, não obstante os esforços envidados pela ERSE e de se observar uma melhoria na qualidade da informação prestada, ainda subsistem inconsistências nos dados fornecidos pelos ORD BT. De notar que a prestação da informação consistente e fiável por parte dos ORD exclusivamente em BT, de forma regular e harmonizada, é um elemento fundamental para a criação de um quadro regulatório e para assegurar a fundamentação às eventuais decisões tarifárias da ERSE.

A adoção de uma estrutura de fornecimentos exclusivamente em BTE, no cálculo da TAR ORD BT, além de mitigar o risco de repercussão de um valor da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema superior ao valor correspondente à estrutura real de fornecimentos de cada ORD BT, assegura variações mais moderadas quando avaliadas preço a preço, comparativamente com a adoção de uma estrutura de fornecimentos em BT mais aderente à realidade dos ORD BT ⁷⁹.

A estrutura de fornecimento utilizada no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT é a indicada no quadro seguinte.

Quadro 3-34 - Estrutura de fornecimento a utilizar em 2026 no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT

Tipo de fornecimento	Proporção da procura (% de energia ativa)
BTE	100%
BTN>	0%
BTN<	0%

⁷⁹ Como, por exemplo, a estrutura que resulta da Figura 3-2, com pesos relativos de 9% em BTE, 9% em BTN> e 82% em BTN<.

Os preços da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT, a vigorar no ano 2026, apresentam-se no quadro seguinte. De referir que o quadro não inclui os preços de energia reativa, uma vez que os ORD BT estão regulamentarmente isentos desse pagamento ⁸⁰.

Quadro 3-35 - Preços da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL AOS ORD E CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2608
	Contratada	0,0514
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0317
	Horas cheias	0,0283
	Horas de vazio normal	0,0230
	Horas de super vazio	0,0193

Os preços da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT, repartidos pelas várias tarifas por atividade, apresentam-se no Quadro 3-36.

⁸⁰ Nos termos do n.º 4 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 3-36 - Preços das tarifas por atividade, que compõem a tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT

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	0,0337	0,0308	0,0266	0,0239	0,0196	0,0164
Uso da Rede de Transporte em AT	4	0,1296	-	0,0014	0,0012	0,0011	0,0010
Uso da Rede de Distribuição em AT	4	0,0212	-	0,0010	0,0009	0,0006	0,0005
Uso da Rede de Distribuição em MT	4	0,0763	0,0206	0,0027	0,0023	0,0017	0,0014
Uso Global do Sistema - Parcela I	4	-	-	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009
Uso Global do Sistema - Parcela II	4	0,0337	0,0308	0,0257	0,0230	0,0187	0,0155

3.8 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.º 32.º n.º 2]. Atualmente encontra-se em vigor o Regulamento n.º 815/2023 de 27 de julho ⁸¹, cujas regras possibilitam a totalidade das modalidades de autoconsumo previstas, estabelecendo um quadro regulamentar coerente com o regime legal. Em 2021, as matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo passaram a constar do RT ⁸².

O autoconsumo é definido como «o consumo assegurado por energia elétrica produzida por uma ou mais UPAC 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.º 3.º, alínea f)].

O autoconsumo pode ser realizado em modo autoconsumo individual, quando o autoconsumo é para consumo numa única instalação elétrica de utilização (IU), ou em autoconsumo coletivo, quando o autoconsumo é para consumo em duas ou mais IU [art.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.º 3.º, alínea f)].

Nas situações em que a RESP é utilizada para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU, aplicam-se tarifas de Acesso às Redes, determinadas pela ERSE [art.º 88.º, n.º 2, alínea d)], tendo em consideração o estabelecido no diploma [art.º 212.º]:

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

⁸¹ A segunda versão do RAC (Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio) foi, entretanto, revogada.

⁸² 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 custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), por despacho do Governo. Na ausência dessa decisão, a ERSE define essa eventual dedução, tendo em conta os benefícios para o sistema da produção em regime de autoconsumo, bem como a inexistência de encargos desproporcionais para a sustentabilidade financeira a longo prazo do sistema elétrico nacional (SEN).

Adicionalmente, o Decreto-Lei n.º 15/2022 veio ainda estabelecer que a ERSE define tarifas de Uso das Redes aplicáveis à atividade de autoconsumo coletivo que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica [art.º 212.º, n.º 7]. Efetivamente, uma novidade face ao regime do Decreto Lei n.º 162/2019 é a partilha dinâmica⁸³, no âmbito do autoconsumo coletivo, em que há utilização de sistemas específicos de gestão dinâmica, que possibilitem a monitorização, controlo e gestão dinâmica de energia, em tempo real, com vista à otimização dos fluxos energéticos, os quais devem assegurar determinadas condições, incluindo interoperabilidade com os sistemas do operador da rede, em termos a estabelecer pela ERSE [art.º 87.º, n.º 3 a n.º 5].

Aquando da revisão regulamentar do setor elétrico, na sequência da Consulta Pública n.º 113, a ERSE definiu que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, já previstas no RT, são também aplicáveis ao autoconsumo que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica⁸⁴.

3.8.1 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

⁸³ Mais informação sobre modos de partilha no âmbito do autoconsumo pode ser consultada no documento justificativo da proposta de reformulação do RAC aquando da [Consulta Pública n.º 113](#).

⁸⁴ Tendo em consideração o estado inicial de desenvolvimento deste tipo de projetos de autoconsumo coletivo, incluindo a ausência de informação quanto a potenciais impactes da partilha dinâmica, a ERSE entendeu que as tarifas deveriam ser idênticas às tarifas aplicáveis aos restantes modos de partilha em autoconsumo coletivo.

níveis de tensão a montante [RT, art.º 62.º, n.º 2]. Este fator é determinado anualmente pela ERSE [RT, art.º 62.º, n.º 4]. A determinação do fator considera os estudos de caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão nas redes, estabelecido no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica [RAC, art.º 38.º, n.º 4] e tem em conta os critérios de determinação da ocorrência de situações de inversão de fluxo, a aprovar pela ERSE, após proposta da entidade concessionária da RND.

Apesar do aumento geral tanto do número de períodos, como do total de energia em inversão, em postos de transformação e em subestações, e tal como nos anos anteriores, a ERSE entende que a informação sugere que a nível nacional as situações de inversão de fluxo ainda não atingiram um patamar que justifique a reflexão desse efeito em termos tarifários ⁸⁵. Assim, mantém-se para 2026 a opção tomada nos anos anteriores, de não considerar eventuais situações de inversão na determinação dos preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. O fator mencionado anteriormente assume, portanto, o valor de 1.

3.8.2 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 aplicáveis ao autoconsumo [Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho]. A isenção aplica-se a projetos de autoconsumo que obtenham condições para exercício da atividade até 31 de dezembro de 2021 [n.º 1], tem como condição de acesso a inexistência de contrato de interruptibilidade [n.º 2] e vigora durante sete anos após a verificação da elegibilidade [n.º 3, alínea a), subalínea ii) e alínea b), subalínea ii)].

O despacho estabelece duas modalidades de isenção: isenção de 50% dos CIEG, para projetos de autoconsumo individual, e isenção de 100% dos CIEG, para projetos de autoconsumo coletivo e de CER.

Em 22 de outubro, foi publicada 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.

⁸⁵ A análise subjacente encontra-se detalhada no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2026».

Em 31 de janeiro de 2024, foi publicado o Despacho n.º 1177/2024 ⁸⁶, onde se estabelece a isenção de 100% dos encargos de CIEG que incidem sobre as tarifas de Acesso às Redes, para os novos projetos de autoconsumo, individual ou coletivo, ou de CER, que envolvam a utilização da RESP e que obtenham as condições para o exercício da sua atividade entre 1 de janeiro de 2023 e final do ano 2024.

O Despacho n.º 1393/2025, de 30 de janeiro ⁸⁷, prorroga para o ano civil de 2025, o prazo estabelecido no n.º 1 do Despacho n.º 1177/2024, de 31 de janeiro, mantendo-se as demais disposições nele constantes.

Os referidos despachos determinam que a Direção-Geral de Energia e Geologia remete à ERSE a listagem dos projetos de autoconsumo e de CER beneficiários das isenções determinadas nos termos dos respetivos despachos, no prazo de cinco dias úteis a contar da verificação das condições de elegibilidade. A informação mais recente enviada pela DGEG, datada de 10 de dezembro, lista 755 projetos de autoconsumo coletivo/comunidades de energia renovável autorizados a entrar em exploração, à data de novembro de 2025, num total de 3480 membros.

As deduções correspondentes às modalidades de isenção previstas nos Despachos mencionados constam no Quadro 3-37 e no Quadro 3-38.

⁸⁶ [Despacho n.º 1177/2024](#), de 31 de janeiro.

⁸⁷ [Despacho n.º 1393/2025](#), de 30 de janeiro.

Quadro 3-37 - 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	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	0,0030	0,0027	0,0026	0,0025	0,0024
AT	0,0062	0,0047	0,0043	0,0038	0,0035
MT	0,0082	0,0072	0,0065	0,0052	0,0046
BTE	0,0184	0,0140	0,0125	0,0100	0,0083
BTN>	-	0,0571	0,0122	0,0035	
BTN< tri-horárias	-	0,0604	0,0102	0,0039	
BTN bi-horárias	-	0,0206		0,0039	
BTN simples	-	0,0150			

Quadro 3-38 - 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	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	0,0059	0,0054	0,0051	0,0050	0,0047
AT	0,0124	0,0093	0,0086	0,0076	0,0070
MT	0,0164	0,0143	0,0129	0,0103	0,0091
BTE	0,0367	0,0279	0,0249	0,0200	0,0166
BTN>	-	0,1141	0,0244	0,0069	
BTN< tri-horárias	-	0,1207	0,0203	0,0077	
BTN bi-horárias	-	0,0411		0,0077	
BTN simples	-	0,0299			

3.8.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AO AUTOCONSUMO

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP têm por base as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo no nível de tensão da IU (o qual é fornecido por um comercializador). Assim, são tarifas aplicáveis do lado do consumo e são determinadas no referencial da instalação de consumo participante em autoconsumo [RT, art.º 60.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 60.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 60.º, n.º 1]. As tarifas em BTN são compostas apenas por preços de energia ativa [RT, art.º 60.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 40.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 ⁸⁸.

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

As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP são as constantes do Quadro 3-39 ao Quadro 3-41. As tarifas do Quadro 3-39 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.

As tarifas do Quadro 3-40 aplicam-se aos autoconsumidores individuais que beneficiem de 50% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG e as tarifas do Quadro 3-41 às EGAC, no caso de projetos de autoconsumo coletivo que beneficiem de 100% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG. Estas

⁸⁸ No caso de haver excedentes da UPAC (energia não atribuída ao consumo da IU), esses excedentes podem ser transacionados. Note-se que, a partir de 1 de janeiro de 2022, já não se aplica a estas quantidades a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a produtores.

tarifas, com isenção de CIEG, são aplicáveis apenas a projetos de autoconsumo que tenham obtido as condições para exercício da atividade até 31 de dezembro de 2025.

Nas situações de autoconsumo através da RESP que utilizem modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica, os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis coincidem com os constantes dos Quadro 3-39 a Quadro 3-41.

No caso específico das instalações de armazenamento participantes em autoconsumo, as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis são as seguintes:

- Para a parcela de consumo no âmbito de um contrato de fornecimento (por exemplo, com um comercializador): há lugar à isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, nos termos do n.º 3 do artigo 213.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, e conforme estabelecido no RT [art.º 56.º, n.º 4]. Nestes casos, os preços aplicáveis são os constantes do Quadro 3-42.
- Para a parcela de consumo fornecida pelo autoconsumo:
 - Quando a instalação de armazenamento se encontra ligada diretamente à RESP (ou seja, quando a partilha de energia da instalação de armazenamento para as restantes instalações participantes em autoconsumo utiliza a RESP): há lugar à isenção do pagamento de tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. Tal decorre do facto de à partilha subsequente, em autoconsumo através da RESP, se aplicarem essas tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP, conforme estabelecido no RT [art.º 62.º, n.º 8]. Evita-se, assim, um duplo pagamento.
 - Quando a instalação de armazenamento não se encontra ligada diretamente à RESP (ou seja, quando a partilha de energia da instalação de armazenamento para as restantes instalações participantes em autoconsumo não utiliza a RESP): há lugar à isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema [RT, art.º 56.º, n.º 4], mas não há lugar a uma isenção integral do pagamento de tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. Nestes casos, os preços aplicáveis são os constantes no Quadro 3-41.

No caso de instalações com estatuto do cliente eletrointensivo (ver secção 3.10) participantes em autoconsumo, há lugar à isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa

de Uso Global do Sistema. A isenção dos CIEG não inclui os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade [art.º 208.º, n.º 9];

Note-se 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)⁸⁹. 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 62.º, n.º 10].

⁸⁹ 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».

Quadro 3-39 - 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	0,0716	0,0073	0,0069	0,0067	0,0063
AT	AT	0,0273	0,0112	0,0103	0,0091	0,0084
	MAT	0,1515	0,0125	0,0115	0,0102	0,0094
MT	MT	0,0927	0,0179	0,0161	0,0129	0,0114
	AT	0,1139	0,0189	0,0170	0,0135	0,0119
	MAT	0,2435	0,0203	0,0182	0,0146	0,0129
BTE	BT	0,2710	0,0342	0,0306	0,0248	0,0206
	MT	0,3879	0,0371	0,0331	0,0266	0,0221
	AT	0,4109	0,0382	0,0340	0,0273	0,0227
	MAT	0,5521	0,0397	0,0353	0,0285	0,0237
BTN>	BT	n.a.	0,1381	0,0477	0,0115	
	MT		0,1835	0,0502	0,0132	
	AT		0,1930	0,0511	0,0138	
	MAT		0,2457	0,0524	0,0150	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	0,1376	0,0365	0,0123	
	MT		0,1830	0,0390	0,0140	
	AT		0,1925	0,0399	0,0146	
	MAT		0,2452	0,0412	0,0158	
BTN bi-horária	BT	n.a.	0,0563		0,0123	
	MT		0,0682		0,0140	
	AT		0,0710		0,0146	
	MAT		0,0835		0,0158	
BTN simples	BT	n.a.	0,0415			
	MT		0,0499			
	AT		0,0520			
	MAT		0,0607			

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

Quadro 3-40 - 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	0,0686	0,0046	0,0043	0,0042	0,0039
AT	AT	0,0211	0,0065	0,0060	0,0053	0,0049
	MAT	0,1453	0,0078	0,0072	0,0064	0,0059
MT	MT	0,0845	0,0107	0,0096	0,0077	0,0068
	AT	0,1057	0,0117	0,0105	0,0083	0,0073
	MAT	0,2353	0,0131	0,0117	0,0094	0,0083
BTE	BT	0,2526	0,0202	0,0181	0,0148	0,0123
	MT	0,3695	0,0231	0,0206	0,0166	0,0138
	AT	0,3925	0,0242	0,0215	0,0173	0,0144
	MAT	0,5337	0,0257	0,0228	0,0185	0,0154
BTN>	BT	n.a.	0,0810	0,0355	0,0080	
	MT		0,1264	0,0380	0,0097	
	AT		0,1359	0,0389	0,0103	
	MAT		0,1886	0,0402	0,0115	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	0,0772	0,0263	0,0084	
	MT		0,1226	0,0288	0,0101	
	AT		0,1321	0,0297	0,0107	
	MAT		0,1848	0,0310	0,0119	
BTN bi-horária	BT	n.a.	0,0357		0,0084	
	MT		0,0476		0,0101	
	AT		0,0504		0,0107	
	MAT		0,0629		0,0119	
BTN simples	BT	n.a.	0,0265			
	MT		0,0349			
	AT		0,0370			
	MAT		0,0457			

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

Quadro 3-41 - 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	0,0657	0,0019	0,0018	0,0017	0,0016
AT	AT	0,0149	0,0019	0,0017	0,0015	0,0014
	MAT	0,1515	0,0032	0,0029	0,0026	0,0024
MT	MT	0,0763	0,0036	0,0032	0,0026	0,0023
	AT	0,0975	0,0046	0,0041	0,0032	0,0028
	MAT	0,2271	0,0060	0,0053	0,0043	0,0038
BTE	BT	0,2343	0,0063	0,0057	0,0048	0,0040
	MT	0,3512	0,0092	0,0082	0,0066	0,0055
	AT	0,3742	0,0103	0,0091	0,0073	0,0061
	MAT	0,5521	0,0118	0,0104	0,0085	0,0071
BTN>	BT	n.a.	0,0240	0,0233	0,0046	
	MT		0,0694	0,0258	0,0063	
	AT		0,0789	0,0267	0,0069	
	MAT		0,1316	0,0280	0,0081	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	0,0169	0,0162	0,0046	
	MT		0,0623	0,0187	0,0063	
	AT		0,0718	0,0196	0,0069	
	MAT		0,1245	0,0209	0,0081	
BTN bi-horária	BT	n.a.	0,0152		0,0046	
	MT		0,0271		0,0063	
	AT		0,0299		0,0069	
	MAT		0,0424		0,0081	
BTN simples	BT	n.a.	0,0116			
	MT		0,0200			
	AT		0,0221			
	MAT		0,0308			

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

3.9 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, em cujo âmbito se inclui [art.º 3.º, alínea qq), na redação vigente ⁹⁰]:

- o armazenamento autónomo, quando a instalação tenha ligação direta à RESP e não esteja associada a centro eletroprodutor ou UPAC,
- o armazenamento colocalizado, quando uma instalação de armazenamento se encontre combinada com um centro eletroprodutor de fonte renovável ou UPAC, ligados no mesmo ponto de acesso à rede.

Com a revisão regulamentar do setor elétrico, na sequência da Consulta Pública n.º 113, estabeleceu-se que a isenção de tarifas de Acesso às Redes, em vigor à data, para os produtores hidroelétricos, na parte que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem e posterior produção de energia elétrica, deveria ser igualmente aplicada às instalações de armazenamento, autónomas ou que estejam associadas a um centro eletroprodutor, e que não participem em autoconsumo, desde que a energia elétrica utilizada no carregamento a partir da RESP se destine a posterior injeção na RESP.

Desta forma, foi estabelecido nos termos do art.º 56.º do RT, a isenção de pagamento de tarifas de Acesso às Redes:

- aos produtores hidroelétricos que necessitem de adquirir energia elétrica para bombagem no âmbito do seu processo de produção,
- às instalações de armazenamento, autónomas ou que estejam associadas a um centro electroprodutor, e que não participem em autoconsumo, desde que a energia elétrica utilizada no carregamento a partir da RESP se destine a posterior injeção na RESP.

As isenções referidas vigoram até ao final de 2029 [RT, art.º 56.º, n.º 3].

⁹⁰ Redação do [Decreto Lei n.º 99/2024](#), de 3 de dezembro, que altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis, que entrará em vigor a 18 de dezembro de 2024.

Nas restantes situações, não enquadradas nos casos acima referidos, vigora a isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, nos termos do n.º 3 do artigo 213.º do Decreto-Lei n.º 15/2022. No Quadro 3-42 apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento, a vigorar em 2026.

Quadro 3-42 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento, para as instalações que não beneficiam de uma isenção nos termos do RT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0657
	Contratada	0,0050
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0019
	Horas cheias	0,0018
	Horas de vazio normal	0,0017
	Horas de super vazio	0,0016
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0236
	Capacitiva	0,0177

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1391
	Contratada	0,0035
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0032
	Horas cheias	0,0029
	Horas de vazio normal	0,0026
	Horas de super vazio	0,0024
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0236
	Capacitiva	0,0177

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Tarifas para a energia elétrica em 2026

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2271
	Contratada	0,0206
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0060
	Horas cheias	0,0053
	Horas de vazio normal	0,0043
	Horas de super vazio	0,0038
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0257
	Capacitiva	0,0193

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM BTE		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,5154
	Contratada	0,0255
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0118
	Horas cheias	0,0104
	Horas de vazio normal	0,0085
	Horas de super vazio	0,0071
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0325
	Capacitiva	0,0248

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Tarifas para a energia elétrica em 2026

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	0,9191
	34,5	1,1489
	41,4	1,3786
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1316
	Horas cheias	0,0280
	Horas de vazio	0,0081

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM BTN (\leq 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0383
	2,3	0,0766
	3,45	0,1149
	4,6	0,1532
	5,75	0,1915
	6,9	0,2298
	10,35	0,3446
	13,8	0,4595
	17,25	0,5745
20,7	0,6894	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0308
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0424
	Horas de vazio	0,0081
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1245
	Horas cheias	0,0209
	Horas de vazio	0,0081

O detalhe relativo às instalações de armazenamento participantes em autoconsumo encontra-se descrito na secção 3.8.3.

3.10 TARIFAS APLICÁVEIS 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 SEN, 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]. O Decreto-Lei n.º 99/2024 ⁹¹, de 3 de dezembro, vem proceder a alterações ao quadro legal aplicável às instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, nomeadamente quanto à sua conformidade com o Direito da União Europeia, em especial com as normas relativas a auxílios de Estado.

Deste modo, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, a obtenção do estatuto depende do cumprimento de 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], assim como o cumprimento cumulativo de outros requisitos estabelecidos no diploma [art.º 194.º, n.º 2], designadamente, a existência de ligação à rede de serviço público (RESP), a integração em setores de atividade considerados como elegíveis no quadro das orientações relativas a auxílios estatais à proteção do clima e do ambiente e à energia, e o cumprimento dos requisitos estabelecidos no âmbito do comércio europeu de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (CELE) ou do sistema de gestão dos consumos intensivos de energia (SGCIE).

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 à componente de consumo de energia elétrica (através da contratação com um comercializador, por exemplo): redução de 75% ou 85% dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º do diploma ⁹², que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, não podendo tal redução pressupor um pagamento do encargo em valor inferior a 0,5 EUR/MWh;
- no que se refere à componente de autoconsumo (proveniente de UPAC): isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo previstos no

⁹¹ [Decreto Lei n.º 99/2024](#), de 3 de dezembro, que altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis.

⁹² Nos termos do n.º 9 do artigo 208.º, na redação vigente, a isenção dos CIEG não inclui os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade.

diploma, e isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º do diploma⁹², que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema.

No que respeita aos limiares mínimos do consumo médio anual de energia elétrica e ao grau de eletrointensidade, já referidos, é ainda aplicável o previsto na Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, na redação da Portaria n.º 203-A/2025/1, de 24 de abril, a qual estabelece que os benefícios da redução parcial dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema nos termos da alínea a) do n.º 2 do artigo 195.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na componente de consumo de energia elétrica proveniente da RESP, carecem de operacionalização por parte da ERSE⁹³ e que as medidas de redução de encargos apenas produzem efeitos após a notificação de aprovação por parte da Comissão Europeia⁹⁴.

A aprovação pela Comissão Europeia da proposta governamental no âmbito do processo de decisão de auxílios de Estado ocorreu em 24 de abril de 2025⁹⁵. Em sequência, a ERSE aprovou os preços das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Venda Clientes Finais⁹⁶, aplicáveis às instalações de consumo que obtenham o estatuto do cliente eletrointensivo, através da Diretiva n.º 8/2025⁹⁷.

3.10.1 ISENÇÕES DE CIEG

No que se refere ao consumo de energia elétrica, o n.º 3 do artigo 195.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, estabelece duas modalidades de apoio:

- 85% do custo elegível se a instalação pertencer a um setor «em risco significativo» de acordo com o anexo 1 da Comunicação da Comissão Europeia 2022/C 80/01 sobre as orientações relativas a auxílios estatais à proteção do clima e do ambiente e à energia 2022⁹⁸;
- 75% do custo elegível se a instalação pertencer a um setor «em risco» de acordo com o mesmo anexo.

⁹³ Nos termos do art.º 9.º, n.º 1.

⁹⁴ Nos termos do art.º 19.º, n.º 2.

⁹⁵ «[State Aid SA.111450 – Portugal Electricity levy reduction for energy-intensive users in Portugal](https://competition-cases.ec.europa.eu/search?search=SA.111450)», Comissão Europeia, 24 de abril de 2025, disponível em <https://competition-cases.ec.europa.eu/search?search=SA.111450>.

⁹⁶ No caso das tarifas de Venda a Clientes Finais, estas referem-se às situações de fornecimento supletivo.

⁹⁷ [Diretiva n.º 8/2025](#), de 30 de julho, que procede à primeira alteração à Diretiva n.º 2/2025, de 10 de janeiro, que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025.

⁹⁸ [Orientações relativas a auxílios estatais à proteção do clima e do ambiente e à energia 2022](#).

Não obstante o disposto anteriormente, a intensidade do apoio pode ser aumentada até 85% para as instalações pertencentes a setores «em risco», desde que as instalações demonstrem que pelo menos 50% do seu consumo de eletricidade provém de fontes de energia renováveis e, cumulativamente, pelo menos 10% desse consumo seja assegurado por um instrumento de contratação a prazo ou contrato bilateral, ou, pelo menos, 5% abrangido por autoconsumo de origem renovável [art.º 195.º, n.º 4].

Tal como referido anteriormente, no que se refere a autoconsumo (proveniente de UPAC) é estabelecida a isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG, previstos no artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, que incidem sobre a tarifa de UGS.

Adicionalmente, nos termos do n.º 9 do artigo 208.º, do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, a isenção dos CIEG não inclui os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade.

Uma vez que os custos relativos a mecanismos de capacidade não estão incluídos na componente de CIEG abrangida pelas deduções, é necessário conhecer os preços relativos a essa rubrica de CIEG. O Quadro 3-43 apresenta os preços dos custos relativos a mecanismos de capacidade, para cada nível de tensão, aplicado aos preços da parcela II da tarifa UGS.

Quadro 3-43 - Custos com mecanismos de capacidade

CUSTOS COM MECANISMOS DE CAPACIDADE						
Níveis de fornecimento	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
MAT	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
AT	0,0002	0,0001	0,0002	0,0002	0,0001	0,0001
MT	0,0003	0,0005	0,0003	0,0002	0,0002	0,0002
BTE	0,0007	0,0006	0,0005	0,0005	0,0004	0,0003

Conforme referido, as deduções de 75%, 85% e 100% aplicam-se aos CIEG que incidem sobre a parcela II da tarifa de UGS excluindo os custos com mecanismos de capacidade, cujos valores constam no

Quadro 3-44, obtidos pela diferença entre os preços da parcela II da tarifa UGS e os preços da tabela anterior.

Quadro 3-44 - CIEG que incidem sobre a parcela II da tarifa de UGS excluindo os custos com mecanismos de capacidade, sobre os quais se aplicam as deduções de CIEG para instalações de clientes eletrointensivos

CIEG QUE INCIDEM SOBRE A PARCELA II DA TARIFA DE UGS EXCLUINDO OS MECANISMOS DE CAPACIDADE						
Níveis de fornecimento	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
MAT	0,0058	0,0075	0,0053	0,0050	0,0049	0,0046
AT	0,0122	0,0053	0,0091	0,0084	0,0075	0,0069
MT	0,0161	0,0247	0,0140	0,0127	0,0101	0,0089
BTE	0,0360	0,0302	0,0274	0,0244	0,0196	0,0163

As deduções correspondentes às modalidades de isenção previstas no Decreto-Lei n.º 15/2022, obtidas por aplicação das percentagens de dedução aos preços apresentados na tabela anterior, são as que constam no Quadro 3-45, no Quadro 3-46 e no Quadro 3-47.

Quadro 3-45 - CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes de instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 75%

CIEG A DEDUZIR PARA CÁLCULO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO - ISENÇÃO 75% DE CIEG						
Níveis de fornecimento	Potência em horas de ponta	Potência contratada	Energia ativa EUR/kWh			
	EUR/(kW.dia)	EUR/(kW.dia)	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	0,0044	0,0056	0,0040	0,0038	0,0037	0,0035
AT	0,0092	0,0040	0,0068	0,0063	0,0056	0,0052
MT	0,0121	0,0185	0,0105	0,0095	0,0076	0,0067
BTE	0,0270	0,0227	0,0206	0,0183	0,0147	0,0122

Quadro 3-46 - CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes de instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 85%

CIEG A DEDUZIR PARA CÁLCULO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO - ISENÇÃO 85% DE CIEG						
Níveis de fornecimento	Potência em horas de ponta	Potência contratada	Energia ativa EUR/kWh			
	EUR/(kW.dia)	EUR/(kW.dia)	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	0,0049	0,0064	0,0045	0,0043	0,0042	0,0039
AT	0,0104	0,0045	0,0077	0,0071	0,0064	0,0059
MT	0,0137	0,0210	0,0119	0,0108	0,0086	0,0076
BTE	0,0306	0,0257	0,0233	0,0207	0,0167	0,0139

Quadro 3-47 - CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP de instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo

CIEG A DEDUZIR PARA CÁLCULO DA TARIFA DE ACESSO A APLICAR ÀS INSTALAÇÕES DE AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP QUE OBTENHA O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO					
Níveis de fornecimento	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	0,0058	0,0053	0,0050	0,0049	0,0046
AT	0,0122	0,0091	0,0084	0,0075	0,0069
MT	0,0161	0,0140	0,0127	0,0101	0,0089
BTE	0,0360	0,0274	0,0244	0,0196	0,0163

No Quadro 3-48 e no Quadro 3-49 apresenta-se a desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, desagregados por cada uma das suas componentes, e devidamente arredondado, aplicável para as modalidades de isenção de 75% e 85% dos encargos de CIEG.

Quadro 3-48 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema aplicável a clientes eletrointensivos com isenção de 75%

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - COM ISENÇÃO 75% DE CIEG							
Níveis de fornecimento	Potência contratada CMEC EUR/(kW.dia)						
	CMEC - EDP Gestão da Produção de Energia, SA				Componente de alisamento CMEC		Total
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Ajustamento Parcela Fixa	Ajustamento Parcela de acerto	
	Renda Anual - valor inicial dos CMEC	Ajustamento	Renda anual - ajustamento final CMEC	Ajustamento			
MAT	0,00091	-0,00001	0,00026	0,00000	-0,00001	-0,00001	0,00114
AT	0,00091	-0,00001	0,00026	0,00000	-0,00001	-0,00001	0,00114
MT	0,00091	-0,00001	0,00026	0,00000	-0,00001	-0,00001	0,00114
BTE	0,00091	-0,00001	0,00026	0,00000	-0,00001	-0,00001	0,00114

Quadro 3-49 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema aplicável a clientes eletrointensivos com isenção de 85%

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - COM ISENÇÃO 85% DE CIEG							
Níveis de fornecimento	Potência contratada CMEC EUR/(kW.dia)						
	CMEC - EDP Gestão da Produção de Energia, SA				Componente de alisamento CMEC		Total
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Ajustamento - Parcela Fixa	Ajustamento - Parcela de acerto	
	Renda Anual - valor inicial dos CMEC	Ajustamento	Renda anual - ajustamento final CMEC	Ajustamento			
MAT	0,00055	0,00000	0,00015	0,00000	-0,00001	0,00000	
AT	0,00055	0,00000	0,00015	0,00000	-0,00001	0,00000	0,00069
MT	0,00055	0,00000	0,00015	0,00000	-0,00001	0,00000	0,00069
BTE	0,00055	0,00000	0,00015	0,00000	-0,00001	0,00000	0,00069

3.10.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO COM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO

Considerando as reduções de CIEG aplicáveis, o Quadro 3-50 e o Quadro 3-51 apresentam os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações de consumo que obtenham o estatuto do cliente eletrointensivo, em MAT, AT, MT e BTE, nas modalidades de isenção de 75% e de 85% dos encargos de CIEG.

Quadro 3-50 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 75% dos CIEG

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO - ISENÇÃO 75% DE CIEG								
Níveis de fornecimento	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
	Horas de Ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
MAT	0,0672	0,0070	0,0033	0,0031	0,0030	0,0028	0,0236	0,0177
AT	0,1423	0,0049	0,0057	0,0052	0,0046	0,0042	0,0236	0,0177
MT	0,2314	0,0273	0,0098	0,0087	0,0070	0,0062	0,0257	0,0193
BTE	0,5251	0,0336	0,0191	0,0170	0,0138	0,0115	0,0325	0,0248

Quadro 3-51 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações de consumo com estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 85% dos CIEG

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO - ISENÇÃO 85% DE CIEG								
Níveis de fornecimento	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
	Horas de Ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
MAT	0,0667	0,0062	0,0028	0,0026	0,0025	0,0024	0,0236	0,0177
AT	0,1411	0,0044	0,0048	0,0044	0,0038	0,0035	0,0236	0,0177
MT	0,2298	0,0248	0,0084	0,0074	0,0060	0,0053	0,0257	0,0193
BTE	0,5215	0,0306	0,0164	0,0146	0,0118	0,0098	0,0325	0,0248

No que se refere às tarifas de Acesso às Redes, na componente de consumo, verifica-se que é respeitada a condição de o valor do encargo não ser inferior a 0,5 EUR/MWh.

3.10.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DA OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS PARA ENTREGAS EM MAT, AT, MT, APLICÁVEIS ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO COM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO

Considerando os montantes de redução de CIEG aplicáveis, os quadros seguintes apresentam os preços das tarifas de Acesso às Redes da opção tarifária por épocas para entregas em MAT, AT e MT, aplicáveis às instalações de consumo que obtenham o estatuto do cliente eletrointensivo, nas modalidades de isenção de 75% e 85% dos encargos de CIEG.

Quadro 3-52 - Preços das tarifas de Acesso às Redes da opção tarifária por épocas a aplicar a instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 75% dos CIEG

OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO - ISENÇÃO 75% DE CIEG										
Nível de tensão	Potência EUR/(kW.dia)				Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
	Horas de Ponta			Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
	Época Alta	Época Média	Época Baixa							
MAT	0,0942	0,0835	0,0513	0,0070	0,0033	0,0031	0,0030	0,0028	0,0236	0,0177
AT	0,2112	0,1714	0,1051	0,0049	0,0057	0,0052	0,0046	0,0042	0,0236	0,0177
MT	0,3668	0,2677	0,1642	0,0273	0,0098	0,0087	0,0070	0,0062	0,0257	0,0193

Quadro 3-53 - Preços das tarifas de Acesso às Redes da opção tarifária por épocas a aplicar a instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 85% dos CIEG

OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO - ISENÇÃO 85% DE CIEG										
Nível de tensão	Potência EUR/(kW.dia)				Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
	Horas de Ponta			Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
	Época Alta	Época Média	Época Baixa							
MAT	0,0934	0,0828	0,0509	0,0062	0,0028	0,0026	0,0025	0,0024	0,0236	0,0177
AT	0,2094	0,1700	0,1042	0,0044	0,0048	0,0044	0,0038	0,0035	0,0236	0,0177
MT	0,3642	0,2659	0,1631	0,0248	0,0084	0,0074	0,0060	0,0053	0,0257	0,0193

No que se refere à opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes, na componente de consumo, verifica-se que é respeitada a condição de o valor encargo não ser inferior a 0,5 EUR/MWh.

3.10.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR AO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP, APLICÁVEIS ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO COM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO

Considerando os montantes de redução de CIEG aplicáveis, o quadro seguinte apresenta os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP.

Quadro 3-54 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP de instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP A INSTALAÇÕES QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO						
Níveis de fornecimento 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	0,0658	0,0020	0,0019	0,0018	0,0017
AT	AT	0,0151	0,0021	0,0019	0,0016	0,0015
	MAT	0,1393	0,0034	0,0031	0,0027	0,0025
MT	MT	0,0766	0,0039	0,0034	0,0028	0,0025
	AT	0,0978	0,0049	0,0043	0,0034	0,0030
	MAT	0,2274	0,0063	0,0055	0,0045	0,0040
BTE	BT	0,2350	0,0068	0,0062	0,0052	0,0043
	MT	0,3519	0,0097	0,0087	0,0070	0,0058
	AT	0,3749	0,0108	0,0096	0,0077	0,0064
	MAT	0,5161	0,0123	0,0109	0,0089	0,0074

No que se refere às tarifas de Acesso às Redes, na componente de autoconsumo, verifica-se que é respeitada a condição de o valor encargo não ser inferior a 0,5 EUR/MWh.

3.10.5 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS A APLICAR PELO CUR NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, o CUR assegura o fornecimento de eletricidade aos clientes cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercializador de eletricidade, bem como nas demais situações de fornecimento supletivo, previstas nos termos do artigo 140.º, n.º 3, do referido Decreto-Lei.

As tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo resultam da adição da tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo (ponto 3.10), associadas aos níveis de tensão MAT, AT, MT e BTE, das tarifas de Energia (ponto 3.13.1) e da tarifa de Comercialização (ponto 3.13.2).

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais, no âmbito do fornecimento supletivo, aplicáveis às instalações de consumo que obtenham o estatuto do cliente eletrointensivo, com redução de 75% e de 85% dos encargos correspondentes aos CIEG.

Quadro 3-55 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR, no âmbito do fornecimento supletivo, às instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 75% dos CIEG

TARIFA A APLICAR PELO CUR A INSTALAÇÕES QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO - ISENÇÃO 75% DE CIEG													
Níveis de fornecimento	Termo tarifário fixo EUR/dia	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh								Energia reativa EUR/kvarh	
		Horas de Ponta	Contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Indutiva	Capacitiva
				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		
MAT	0,6927	0,0672	0,0070	0,0994	0,0932	0,0793	0,0733	0,0887	0,0872	0,0791	0,0775	0,0236	0,0177
AT	0,6927	0,1423	0,0049	0,1038	0,0971	0,0821	0,0758	0,0929	0,0909	0,0820	0,0801	0,0236	0,0177
MT	0,6927	0,2314	0,0273	0,1121	0,1042	0,0870	0,0798	0,1007	0,0978	0,0868	0,0842	0,0257	0,0193
BTE	1,0231	0,5251	0,0336	0,1313	0,1212	0,1008	0,0906	0,1189	0,1143	0,1006	0,0953	0,0325	0,0248

Quadro 3-56 - Tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR, no âmbito do fornecimento supletivo, às instalações de consumo com o estatuto do cliente eletrointensivo, para isenção de 85% dos CIEG

TARIFA A APLICAR PELO CUR A INSTALAÇÕES QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO - ISENÇÃO 85% DE CIEG													
Níveis de fornecimento	Termo tarifário fixo EUR/dia	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh								Energia reativa EUR/kvarh	
		Horas de Ponta	Contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Indutiva	Capacitiva
				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		
MAT	0,6927	0,0667	0,0062	0,0989	0,0927	0,0788	0,0729	0,0882	0,0867	0,0786	0,0771	0,0236	0,0177
AT	0,6927	0,1411	0,0044	0,1029	0,0963	0,0813	0,0751	0,0920	0,0901	0,0812	0,0794	0,0236	0,0177
MT	0,6927	0,2298	0,0248	0,1107	0,1029	0,0860	0,0789	0,0993	0,0965	0,0858	0,0833	0,0257	0,0193
BTE	1,0231	0,5215	0,0306	0,1286	0,1188	0,0988	0,0889	0,1162	0,1119	0,0986	0,0936	0,0325	0,0248

3.11 TARIFAS APLICÁVEIS À MOBILIDADE ELÉTRICA

O regime jurídico da mobilidade elétrica foi recentemente revisto, através da publicação do Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto (RJME)⁹⁹, com vista à adequação do modelo de mobilidade elétrica português ao quadro normativo da União Europeia. Este diploma elimina a gestão centralizada da rede de mobilidade elétrica em Portugal, até agora operada pela Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME), mas estabelece um regime transitório, até 31 de dezembro de 2026, para salvaguardar uma transição sem interrupções entre regimes jurídicos.

Nos termos do RJME cabe à ERSE a aprovação das alterações necessárias ao RME em vigor para acomodar o novo regime. Para o efeito foi lançada, a 14 de outubro de 2025, a Consulta Pública n.º 135¹⁰⁰, com prazo de receção de contributos até 25 de novembro de 2025.

As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos e as tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM para vigorar em 2026, constam do RT e são aplicáveis durante o regime transitório e apenas aos fornecimentos dos CEME em pontos de carregamento que se mantenham integrados na rede da ME. 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 autónomo¹⁰¹.

O RT estabelece as seguintes tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica [art.º 57.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.

⁹⁹ [Decreto-Lei n.º 93/2025](#), de 14 de agosto que estabelece o regime jurídico da mobilidade elétrica, aplicável à organização, acesso e exercício das atividades relativas à mobilidade elétrica.

¹⁰⁰ <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-publica-135/>

¹⁰¹ Para o efeito, consultar a página da ERSE dedicada às tarifas da EGME em <https://www.erse.pt/mobilidade-eletrica/tarifas-e-precos/>.

- 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 AT.
- 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 MAT.

As duas últimas tarifas aplicam-se a partir de 2024, conforme o RT em vigor.

Refira-se que a ERSE promoveu uma consulta pública em 2024 ¹⁰², propondo a eliminação das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica de modo a que o custo da utilização da rede elétrica pública fosse recuperado, na sua totalidade, nas tarifas de acesso às redes aplicáveis ao titular do ponto de entrega da RESP. No entanto, considerando os comentários recebidos, a proposta não foi adotada pelo que se manteve para 2025, e se mantém para 2026, a publicação das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica.

O RT estabelece, ainda, tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, aplicáveis pelas respetivas empresas responsáveis pelas redes elétricas, para aprovisionamento dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) para carregamentos nas Regiões Autónomas. Estas tarifas são as seguintes [art.º 104.º]:

- Tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAA, aplicável aos fornecimentos de eletricidade a realizar pela empresa responsável pela rede elétrica na 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 empresa responsável pela rede elétrica na RAM aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica.

3.11.1 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 57.º, n.º 1] e são faturadas pelos ORD aos comercializadores do setor elétrico (CSE) que aprovisionem os CEME

¹⁰² [Consulta Pública n.º 123](#), relativa à proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico.

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

Conforme referido, existem quatro tarifas distintas, em função do nível de tensão do ponto de entrega da RESP à rede de mobilidade elétrica (nível de tensão em que se encontra ligada a instalação elétrica do ponto de carregamento) ser em BT, em MT, em AT ou em MAT. Esta separação permite aplicar de forma mais coerente as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à Mobilidade Elétrica. Por exemplo, 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 57.º, números 3 a 6]:

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

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, em MT e em AT são convertidos para preços de energia por período horário [RT, art.º 58.º, números 1 e 3].

A estrutura de preços destas tarifas apresenta diferenciação horária (bi-horária e tri-horária), o que permite garantir a inexistência de subsídio 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 58.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.

A conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa é feita com diferenciação dos preços de energia por período horário [RT, art.º 58.º, número 4] ¹⁰³.

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, aplicáveis nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, são as constantes do Quadro 3-57 ao Quadro 3-60.

¹⁰³ A análise subjacente encontra-se detalhada no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2026».

Quadro 3-57 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1861
	Horas cheias	0,0345
	Horas de vazio	0,0134
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0664
	Horas de vazio	0,0134

Quadro 3-58 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1957
	Horas cheias	0,0354
	Horas de vazio	0,0140
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0692
	Horas de vazio	0,0140

Quadro 3-59 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,2410
	Horas cheias	0,0379
	Horas de vazio	0,0157
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0812
	Horas de vazio	0,0157

Quadro 3-60 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, 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 Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,2807
	Horas cheias	0,0769
	Horas de vazio	0,0266
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1192
	Horas de vazio	0,0266

As repartições pelas várias tarifas por atividade dos preços das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 3-61 e no Quadro 3-62.

Quadro 3-61 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, na opção tri-horária, repartidos pelas 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	0,1334	0,0332	0,0122
Uso da Rede de Transporte em AT	0,0527	0,0013	0,0012
Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0095	0,0009	0,0006
Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0454	0,0025	0,0017
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0397	0,0390	0,0109
Uso Global do Sistema - Parcela I	0,0010	0,0010	0,0010
Uso Global do Sistema - Parcela II	0,1324	0,0322	0,0112

Quadro 3-62 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, na opção bi-horária, repartidos pelas 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	0,0540	0,0122
Uso da Rede de Transporte em AT	0,0125	0,0012
Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0028	0,0006
Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0119	0,0017
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0380	0,0109
Uso Global do Sistema - Parcela I	0,0010	0,0010
Uso Global do Sistema - Parcela II	0,0530	0,0112

3.11.2 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, pelas empresas responsáveis pela rede elétrica na RAA e na RAM, aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica [RT, art.º 104.º]. Estas tarifas possibilitam o aprovisionamento dos CEME nas regiões autónomas, sem prejuízo de outras possibilidades que existam nestas regiões ¹⁰⁴.

Estas tarifas são compostas por preços de energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh [RT, art.º 105.º e art.º 106.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.

¹⁰⁴ Por exemplo, compra e venda de energia por contrato bilateral.

- Tarifa de Comercialização aplicável às entregas em BTN, convertida para preços de energia por período horário.

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

A tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA consta do Quadro 3-63 e a tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM no Quadro 3-64.

Quadro 3-63 - 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	0,1127
	Horas cheias	0,1060
	Horas de vazio	0,0905
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1080
	Horas de vazio	0,0905

Quadro 3-64 - 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	0,1127
	Horas cheias	0,1060
	Horas de vazio	0,0905
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1080
	Horas de vazio	0,0905

3.12 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Em 2026, nos termos previstos pelo artigo 289.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, 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, na redação vigente e densificadas nos termos do RRC.

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

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do Comercializador de Último Recurso em BTN a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2026.

Quadro 3-65 - 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	1,3655
	34,5	1,6966
	41,4	2,0278
Tarifa de longas utilizações	27,6	2,1134
	34,5	2,6346
	41,4	3,1558
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,3043
	Horas cheias	0,1623
	Horas de vazio	0,0965
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2615
	Horas cheias	0,1561
	Horas de vazio	0,0954

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Tarifas para a energia elétrica em 2026

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri- horária	3,45		0,1917
	4,6		0,2499
	5,75		0,3079
	6,9		0,3659
	10,35		0,5397
	13,8		0,7136
	17,25		0,8875
20,7		1,0614	
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1654
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1988
	Horas de vazio		0,1087
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2495
	Horas cheias		0,1690
	Horas de vazio		0,1087

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
Tarifa simples, bi- horária e tri-horária	1,15		0,0893
	2,3		0,1500
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1620
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1988
	Horas de vazio		0,1087
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2495
	Horas cheias		0,1690
	Horas de vazio		0,1087

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ($> 20,7$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6		1,1939
	34,5		1,4923
	41,4		1,7902
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,3202
	Horas cheias		0,1660
	Horas de vazio		0,0983

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Tarifas para a energia elétrica em 2026

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (≤20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		EUR/dia	
Tarifa simples	3,45	0,0994	
	4,6	0,1379	
	5,75	0,1763	
	6,9	0,2148	
	10,35	0,3239	
	13,8	0,4348	
	17,25	0,5435	
	20,7	0,6563	
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,1882
		4,6	0,2409
		5,75	0,2923
		6,9	0,3471
		10,35	0,4675
		13,8	0,5774
17,25		0,6851	
20,7	0,7973		
Energia ativa		EUR/kWh	
Tarifa simples		0,1804	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2083	
	Horas de vazio	0,1118	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3463	
	Horas cheias	0,1728	
	Horas de vazio	0,1118	

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		0,0492
Tarifa de longas utilizações		0,0764
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,3043
	Horas cheias	0,1623
	Horas de vazio	0,0965
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2615
	Horas cheias	0,1561
	Horas de vazio	0,0954

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/(kW.dia)
		0,0562
Energia ativa		EUR/kWh
	Tarifa simples	0,1654
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1988
	Horas de vazio	0,1087
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2495
	Horas cheias	0,1690
	Horas de vazio	0,1087

Em 2026, mantém-se em vigor o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, regulamentado pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, na redação da Portaria n.º 6/2021, de 6 de janeiro e a Diretiva n.º 1/2018, de 3 de janeiro. Assim, as faturas dos comercializadores devem conter o conteúdo mínimo a publicitar relativamente à oferta equiparada ao mercado regulado.

3.13 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, na redação vigente, o Comercializador de Último Recurso assegura o fornecimento aos clientes que não transitaram para o mercado livre, aos que regressem ao CUR por via do regime equiparado, bem como nas demais situações de fornecimento supletivo, previstas nos termos do artigo 140.º, n.º 3, do referido Decreto-Lei.

As situações descritas anteriormente integram o conceito de fornecimento supletivo, nos termos no n.º 5, do artigo 26.º, do Regulamento Tarifário, aplicando-se as tarifas transitórias vigentes e, após a extinção destas, as tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo que resultam da adição das tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização.

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

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

Os preços da tarifa de Energia, a aplicar pelo CUR a clientes em MAT, AT, MT e BTE, no âmbito do n.º 5, 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 3.4.1.

Quadro 3-66 - 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 normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0940	0,0880	0,0742	0,0684	0,0833	0,0820	0,0740	0,0726
AT	4	0,0960	0,0898	0,0754	0,0695	0,0851	0,0836	0,0753	0,0738
MT	4	0,1002	0,0934	0,0779	0,0715	0,0888	0,0870	0,0777	0,0759
BTE	4	0,1091	0,1011	0,0839	0,0760	0,0967	0,0942	0,0837	0,0807

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

Os preços das tarifas de Comercialização, a aplicar pelo CUR a clientes em MAT, AT, MT e BTE, no âmbito do n.º 5, do artigo 26.º do RT, apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 3-67 - Tarifas de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT e MT	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	0,6927
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0021
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	1,0231
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0031

3.13.3 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 5, do artigo 26.º do RT, para os fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE são os referidos no ponto 3.2.

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 3.1.

Para os fornecimentos do CUR a aplicar às instalações com estatuto do cliente eletrointensivo aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes apresentadas no ponto 3.10.2.

3.13.4 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 3.13.1), da tarifa de Comercialização (ponto 3.13.2) e da tarifa de Acesso às Redes (ponto 3.2), 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 5, do artigo 26.º e 34.º do RT, a vigorar a partir do dia 1 de janeiro de 2026.

Quadro 3-68 - 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
		0,6927
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0716
	Contratada	0,0126
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1034
	Horas cheias	0,0970
	Horas de vazio normal	0,0830
	Horas de super vazio	0,0768
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0927
	Horas cheias	0,0910
	Horas de vazio normal	0,0828
	Horas de super vazio	0,0810
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0236
Capacitiva		0,0177

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM AT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,6927
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1515
	Contratada	0,0089
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1106
	Horas cheias	0,1034
	Horas de vazio normal	0,0877
	Horas de super vazio	0,0810
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0997
	Horas cheias	0,0972
	Horas de vazio normal	0,0876
	Horas de super vazio	0,0853
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0236
Capacitiva		0,0177

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Tarifas para a energia elétrica em 2026

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,6927
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2435
	Contratada	0,0458
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1226
	Horas cheias	0,1137
	Horas de vazio normal	0,0946
	Horas de super vazio	0,0865
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1112
	Horas cheias	0,1073
	Horas de vazio normal	0,0944
	Horas de super vazio	0,0909
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0257
Capacitiva		0,0193

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		1,0231
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,5521
	Contratada	0,0563
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1519
	Horas cheias	0,1395
	Horas de vazio normal	0,1155
	Horas de super vazio	0,1028
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1395
	Horas cheias	0,1326
	Horas de vazio normal	0,1153
	Horas de super vazio	0,1075
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0325
Capacitiva		0,0248

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

Com a extinção das tarifas transitórias em MT, deixa de haver referência de preço para efeitos da compra e venda de energia entre o CUR e o CUR exclusivamente em BT. Neste contexto, o CUR aplica aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT uma tarifa que resulta da soma da tarifa de Energia em MT (ponto 3.13.1), da tarifa de Comercialização em MT (ponto 3.13.2) e da tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos CUR a atuar exclusivamente em BT (ponto 3.7).

No quadro seguinte apresentam-se os preços da tarifa a 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 vigorar a partir do dia 1 de janeiro de 2026.

Quadro 3-69 - 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
		0,6927
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2608
	Contratada	0,0514
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1340
	Horas cheias	0,1238
	Horas de vazio normal	0,1030
	Horas de super vazio	0,0929
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1226
	Horas cheias	0,1174
	Horas de vazio normal	0,1028
	Horas de super vazio	0,0973

3.14 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

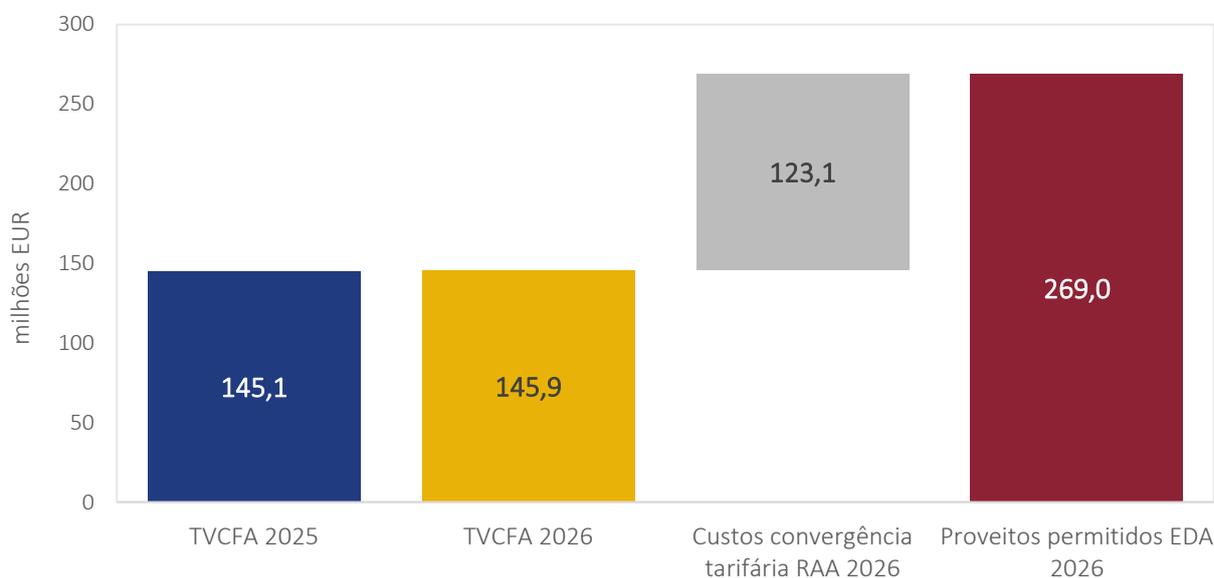
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 2026 encontra-se descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2026».

Na Figura 3-5 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2026 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 3-5 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA



TVCFA 2025 - Proveitos obtidos com a aplicação da TVCF da RAA em 2025

TVCFA 2026 - Proveitos obtidos com a aplicação da TVCF da RAA em 2026

A aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2025 às quantidades da RAA de 2026 proporcionaria 145,1 milhões de euros. Em 2026, a TVCFA aplicada às quantidades da RAA recupera um valor equivalente

ao que seria recuperado com as tarifas aditivas do Continente, proporcionando 145,9 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da empresa responsável pela rede elétrica da RAA 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 vigorar em 2026, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-70 - 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
		0,0164
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta		0,2435
Contratada		0,0458
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1228
	Horas cheias	0,1142
	Horas de vazio normal	0,0958
	Horas de super vazio	0,0867
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1126
	Horas cheias	0,1085
	Horas de vazio normal	0,0949
	Horas de super vazio	0,0910
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0257
Capacitiva		0,0193

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Tarifas para a energia elétrica em 2026

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,4697
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,5521
	Contratada	0,0584
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1535
	Horas cheias	0,1413
	Horas de vazio normal	0,1174
	Horas de super vazio	0,1029
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1428
	Horas cheias	0,1353
	Horas de vazio normal	0,1164
	Horas de super vazio	0,1075
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0325
	Capacitiva	0,0248

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,3655
	34,5	1,6966
	41,4	2,0278
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3235
	Horas cheias	0,1635
	Horas de vazio	0,0964

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Tarifas para a energia elétrica em 2026

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	0,1929
	4,6	0,2520
	5,75	0,3083
	6,9	0,3665
	10,35	0,5394
	13,8	0,7122
	17,25	0,8832
	20,7	1,0636
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1683
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2005
	Horas de vazio	0,1082
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2584
	Horas cheias	0,1681
	Horas de vazio	0,1082

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	0,0790
	2,3	0,1435
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1652
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2005
	Horas de vazio	0,1082
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2584
	Horas cheias	0,1681
	Horas de vazio	0,1082

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		0,0492
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3235
	Horas cheias	0,1635
	Horas de vazio	0,0964

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0548
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1683
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2005
	Horas de vazio	0,1082
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2584
	Horas cheias	0,1681
	Horas de vazio	0,1082

3.15 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

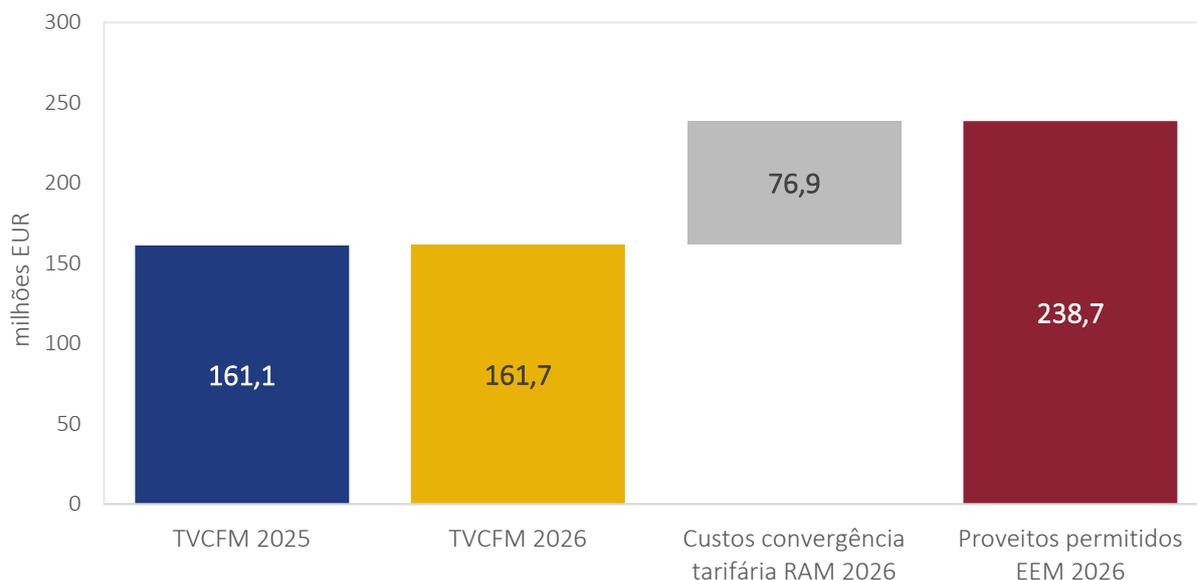
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 2026 encontra-se descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2026».

Na Figura 3-6 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2026 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 3-6 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM



TVCFM 2025 - Proveitos obtidos com a aplicação da TVCF da RAM em 2025

TVCFM 2026 - Proveitos obtidos com a aplicação da TVCF da RAM em 2026

A aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2025 às quantidades da RAM de 2026 proporcionaria 161,1 milhões de euros. Em 2026, a TVCFM aplicada às quantidades da RAM recupera um valor equivalente ao que seria recuperado com as tarifas aditivas do Continente, proporcionando 161,7 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da empresa responsável pela rede elétrica da RAM 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 vigorar em 2026, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-71 - 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
		0,0164
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2435
	Contratada	0,0458
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1226
	Horas cheias	0,1139
	Horas de vazio normal	0,0952
	Horas de super vazio	0,0866
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1119
	Horas cheias	0,1079
	Horas de vazio normal	0,0947
	Horas de super vazio	0,0910
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0257
	Capacitiva	0,0193

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,4886
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,5521
	Contratada	0,0579
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1530
	Horas cheias	0,1408
	Horas de vazio normal	0,1170
	Horas de super vazio	0,1029
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1420
	Horas cheias	0,1346
	Horas de vazio normal	0,1161
	Horas de super vazio	0,1075
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0325
	Capacitiva	0,0248

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Tarifas para a energia elétrica em 2026

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,3306
	34,5	1,6347
	41,4	1,9384
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3206
	Horas cheias	0,1619
	Horas de vazio	0,0918

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	0,1919
	4,6	0,2505
	5,75	0,3069
	6,9	0,3648
	10,35	0,5387
	13,8	0,7111
	17,25	0,8835
	20,7	1,0559
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1659
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1980
	Horas de vazio	0,1075
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2531
	Horas cheias	0,1650
	Horas de vazio	0,1075

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029*

Tarifas para a energia elétrica em 2026

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	0,0764
	2,3	0,1373
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1641
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1980
	Horas de vazio	0,1075
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2531
	Horas cheias	0,1650
	Horas de vazio	0,1075

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		0,0475
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3206
	Horas cheias	0,1619
	Horas de vazio	0,0918

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($IP \leq 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0542
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1659
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1980
	Horas de vazio	0,1075
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2531
	Horas cheias	0,1650
	Horas de vazio	0,1075

3.16 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.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, a tarifa social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em BTN, nos termos do Regulamento Tarifário aplicável ao setor elétrico. A aplicação de um desconto no acesso às redes permite garantir o acesso a todos os consumidores a este regime, independentemente do seu comercializador de energia elétrica.

A ERSE estabelece a tarifa social de Acesso às Redes e a tarifa social de Venda a Clientes Finais aplicável pelo Comercializador de Último Recurso.

Atualmente encontra-se em vigor o desconto de 33,8% sobre as tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, definido para 2025 (nos termos do Despacho n.º 12371/2024, de 18 de outubro). O valor do desconto mantém-se para 2026, conforme Despacho n.º 12372/2025, de 21 de outubro.

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 baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo ¹⁰⁵, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

No Quadro 3-72 apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2026 e para o correspondente valor do desconto. O número de clientes beneficiários da tarifa social de eletricidade em Portugal continental, para o ano de 2026, 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 empresa responsável pela rede elétrica na RAA e da empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

Quadro 3-72 - Clientes tarifa social e valor global do desconto

	N.º de clientes beneficiários de tarifa social	Desconto (Mil €)
Portugal continental	762 800	129 972
RA Açores	17 316	3 356
RA Madeira	18 413	3 478

3.16.1 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 e do desconto da tarifa social de Acesso às Redes, a vigorar em 2026.

De acordo com os valores publicados no Quadro 3-73, verifica-se que os preços de energia ativa, em horas de vazio e horas cheias, são negativos. Esta situação ocorre porque os valores do desconto social na energia ativa (Quadro 3-74) são uniformes por período horário. Caso estes valores assumissem a diferenciação por período horário que existe na tarifa de Acesso às Redes em BTN, como aconteceu nas tarifas do ano 2021, isso evitaria os preços negativos na tarifa social de Acesso às Redes, mas implicaria inconsistências de

¹⁰⁵ Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a 6272,64 EUR, acrescido de 50% por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de 10.

preços entre períodos horários na tarifa social de Venda a Clientes Finais. Importa referir que 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.

Tal como no ano anterior, em 2026 os preços de potência contratada da tarifa social de Acesso às Redes não são nulos. Esta decisão visa assegurar variações preço a preço mais próximas da variação média da tarifa social de Venda a Clientes Finais, harmonizando assim o impacte tarifário entre os diferentes clientes vulneráveis.

Quadro 3-73 - 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	0,0212
	2,3	0,0423
	3,45	0,0635
	4,6	0,0847
	5,75	0,1058
	6,9	0,1270
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0139
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0367
	Horas de vazio	-0,0310
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1984
	Horas cheias	-0,0056
	Horas de vazio	-0,0310

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis, para o ano de 2026, são os que constam no Quadro 3-74.

Quadro 3-74 - 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	0,0361
	2,3	0,0722
	3,45	0,1083
	4,6	0,1444
	5,75	0,1806
6,9	0,2166	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0468
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0468
	Horas de vazio	0,0468
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0468
	Horas cheias	0,0468
	Horas de vazio	0,0468

Os valores indicados no Quadro 3-74 resultam da diferença entre os valores das tarifas de Acesso às Redes em BTN ≤ 6,9 kVA, referidas no Quadro 3-27, e as tarifas sociais de Acesso às Redes, referidas no Quadro 3-73, sendo de aplicação obrigatória a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador.

3.16.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Os preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis dos comercializadores de último recurso em Portugal continental são os que constam no Quadro 3-75.

Quadro 3-75 - 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	0,0834
	4,6	0,1055
	5,75	0,1273
	6,9	0,1493
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1186
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1520
	Horas de vazio	0,0619
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2027
	Horas cheias	0,1222
	Horas de vazio	0,0619

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	0,0532
	2,3	0,0778
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1152
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1520
	Horas de vazio	0,0619
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2027
	Horas cheias	0,1222
	Horas de vazio	0,0619

Os preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis pela empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma dos Açores são os que constam no Quadro 3-76.

Quadro 3-76 - 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	0,0846
	4,6	0,1076
	5,75	0,1277
	6,9	0,1499
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1215
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1537
	Horas de vazio	0,0614
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2116
	Horas cheias	0,1213
	Horas de vazio	0,0614

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	0,0429
	2,3	0,0713
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1184
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1537
	Horas de vazio	0,0614
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2116
	Horas cheias	0,1213
	Horas de vazio	0,0614

Os preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis pela empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma da Madeira são os que constam no Quadro 3-77.

Quadro 3-77 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária		3,45	0,0836
		4,6	0,1061
		5,75	0,1263
		6,9	0,1482
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1191
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1512
	Horas de vazio		0,0607
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2063
	Horas cheias		0,1182
	Horas de vazio		0,0607

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS
Potência			EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária		1,15	0,0403
		2,3	0,0651
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1173
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1512
	Horas de vazio		0,0607
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2063
	Horas cheias		0,1182
	Horas de vazio		0,0607

4 PREÇOS E PARÂMETROS DOS SERVIÇOS REGULADOS

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

A fixação dos preços dos serviços regulados consta de distintas peças regulamentares:

- Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC) ¹⁰⁶:
 - preços da leitura extraordinária,
 - quantia mínima a pagar em caso de mora,
 - preços da interrupção e do restabelecimento do fornecimento de energia elétrica (presencial e remoto),
 - encargos com a ativação de instalações eventuais,
 - preço para a realização da estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável.
- Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI) ¹⁰⁷:
 - preços da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição,
 - preço da recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.
- Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC) ¹⁰⁸:
 - preço da aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD,
 - preço da instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo.

¹⁰⁶ [Regulamento n.º 827/2023](#), de 28 de julho.

¹⁰⁷ [Regulamento n.º 817/2023](#), de 27 de julho.

¹⁰⁸ [Regulamento n.º 815/2023](#), de 27 de julho.

- Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia (RAIE) ¹⁰⁹:
 - preço da deteção e tratamento de anomalias,
 - majoração a aplicar ao valor devido a título de indemnização em caso de reincidência.

Ainda no âmbito do RAIE é aprovado o desvio padrão aplicável nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) ¹¹⁰.

- Regulamento Tarifário (RT) ¹¹¹:
 - preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador,
 - preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio,
 - preço da componente fixa das tarifas de referência de aquisição supletiva de eletricidade aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores.

Alguns preços são estabelecidos na sequência da análise de proposta submetida pelas empresas reguladas, outros são atualizados diretamente com o deflator implícito no consumo privado para 2026 e outros resultam de decisão da ERSE.

No que se refere aos preços atualizados pelo deflator implícito no consumo privado considera-se a previsão da Comissão Europeia publicada no *European Economic Forecast, Autumn 2025*, no valor de 2,1%.

¹⁰⁹ [Regulamento n.º 814/2023](#), de 27 de julho.

¹¹⁰ [Regulamento n.º 987/2025](#), de 13 de agosto.

¹¹¹ [Regulamento n.º 1218/2025](#), de 7 de novembro.

4.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

4.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC) ¹¹² prevê a aprovação anual pela ERSE dos seguintes valores:

- Preços de leitura extraordinária:

O RRC estabelece que, se por facto imputável ao cliente, e após duas tentativas, não for possível o acesso ao equipamento de medição para efeitos de leitura, durante um período que não deve ultrapassar os quatro meses consecutivos, e não existindo qualquer comunicação por parte do cliente sobre os dados de consumo durante o mesmo período, o operador da rede deve promover a realização de uma leitura extraordinária, havendo lugar ao pagamento de encargos com a realização da referida leitura por parte do cliente (artigo 37.º).

Cabe à ERSE a fixação anual do preço de leitura extraordinária, mediante apresentação de proposta fundamentada por parte dos operadores das redes (artigo 384.º).

- Quantia mínima a pagar em caso de mora:

O RRC estabelece que o não pagamento das faturas no prazo estipulado constitui o cliente em mora e pode fundamentar a interrupção do fornecimento. Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do dia seguinte ao do vencimento da fatura. Tratando-se de clientes de Baixa Tensão Normal dos comercializadores de último recurso, se o valor resultante do cálculo dos juros não atingir uma determinada quantia mínima, os atrasos de pagamento ficam sujeitos ao pagamento dessa quantia mínima, de modo a cobrir os custos de processamento administrativo originados pelo atraso (artigo 66.º).

Cabe à ERSE a fixação anual da quantia mínima a pagar em caso de mora, mediante apresentação de proposta fundamentada por parte dos comercializadores de último recurso (artigo 386.º).

¹¹² [Regulamento n.º 827/2023](#), de 28 de julho.

- Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica (remoto e presencial):

De acordo com o previsto no RRC, os comercializadores e os clientes que sejam agentes de mercado são responsáveis pelo pagamento dos serviços de interrupção e de restabelecimento ao operador de rede, sem prejuízo do direito de regresso sobre os seus clientes. Depois de ocorrida uma interrupção, os clientes podem solicitar o restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos termos e nos prazos máximos estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço, mediante o pagamento de uma quantia a fixar pela ERSE (artigo 80.º).

A fixação anual dos preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento, de forma remota ou presencial, deve ser precedida de proposta fundamentada por parte dos operadores das redes (artigo 387.º).

Refira-se que, ao serviço de restabelecimento do fornecimento e ao serviço de reposição da potência são aplicáveis os preços relativos ao adicional de urgência, quando solicitada pelo cliente, equivalentes ao adicional de urgência para o serviço de interrupção/restabelecimento.

- Encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais:

Consideram-se ligações eventuais as que se destinam a alimentar instalações de carácter eventual, nomeadamente eventos temporários de natureza social, cultural ou desportiva. O RRC dispõe que o operador da rede de distribuição presta o serviço de ativação de instalações eventuais, incluindo a ligação e desligação da instalação à rede, sendo que os respetivos encargos são publicados pela ERSE e suportados pelo requisitante (artigo 133.º).

Na sequência da revisão do RRC, decorrente da [Consulta Pública n.º 113](#), estes encargos passaram a ser fixados com base em proposta dos operadores das redes. Até então, eram atualizados automaticamente com o deflator implícito no consumo privado.

- Preço para a realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável:

De acordo com o previsto no RRC, aos interessados que pretendam injetar na rede eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis, os operadores de redes devem disponibilizar estimativa do valor dos custos de ligação à rede. Os encargos inerentes à realização de estimativa dos custos de ligação são suportados pelo requisitante e publicados pela ERSE de acordo com a norma complementar que estabelece os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica, e atualizados em

janeiro de cada ano pelos operadores das redes, de acordo com o valor previsto para o deflator implícito no consumo privado (artigo 148.º).

Os operadores das redes de energia elétrica devem enviar para aprovação da ERSE proposta fundamentada, no prazo de 120 dias após a data de entrada do RRC em vigor. Este preço foi fixado pela primeira vez para 2024, na sequência da revisão do RRC, decorrente da Consulta Pública n.º 113.

O RRC estabelece que, para todos os preços, exceto o preço para a realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável, a aprovação anual é precedida de apresentação de propostas fundamentadas à ERSE por parte dos operadores das redes e dos comercializadores de último recurso, até 15 de setembro de cada ano.

4.1.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Para efeitos de aprovação dos preços regulados previstos no RRC, para o ano de 2026, a ERSE recebeu propostas por parte da E-REDES, da EDA, da EEM e da SU Eletricidade.

No caso da E-REDES, na qualidade de operador de redes de distribuição, a metodologia utilizada, idêntica à adotada nos últimos anos, considera os preços das tarefas executadas por Prestadores de Serviço Externo (PSE) ou pela própria empresa, acrescidos dos custos de gestão e de estrutura, refletindo o princípio geral de que os preços dos serviços regulados devem aderir aos respetivos custos.

Recorde-se que, a respeito dos valores propostos pela E-REDES, a ERSE aquando da fixação das tarifas e dos preços para o ano de 2015, definiu que esta empresa deveria justificar os valores adotados para os encargos administrativos com as atuações para as quais se definem preços de serviços regulados. A proposta da empresa, para efeitos do ano de 2016, integrou informação de justificação dos valores propostos para os custos de estrutura respetivos, tendo a ERSE aceitado o valor de 20% para a recuperação dos custos de natureza administrativa das tarefas sujeitas a preço regulado, percentual que se tem mantido nos últimos anos e que a empresa propõe que se considere, uma vez mais, para efeitos do ano de 2026.

Na sua proposta, e à semelhança dos anos anteriores, a E-REDES refere que os custos com as tarefas executadas pelos PSE são baseados nos preços previstos no contrato de Empreitada Contínua (EC) revisto em 2022 na sequência da realização de um concurso público internacional.

Por seu lado, a SU Eletricidade, na qualidade de comercializador de último recurso apresentou proposta para a quantia mínima a pagar em caso de mora, a qual prevê a manutenção dos valores aprovados para

2025 uma vez que, segundo a empresa, não se verificaram alterações dos fundamentos para os custos decorrentes do atraso no pagamento das faturas.

A EDA e a EEM, enquanto empresas responsáveis pela rede elétrica na RAA e RAM, respetivamente, propõem para 2026 a atualização dos preços em vigor em 2025, por aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%, com exceção da quantia mínima a pagar em caso de mora, cujas propostas são de manutenção dos valores aprovados em 2025.

4.1.2.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

E-REDES

A E-REDES apresentou uma proposta para os preços de leitura extraordinária aplicáveis a clientes em baixa tensão normal (BTN) ¹¹³, em 2026, nos termos indicados no Quadro 4-1. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Quadro 4-1 - Preços de leitura extraordinária – Proposta da E-REDES para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela E-Redes para 2026	Variação (%)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	8,35	9,50	13,8%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	34,25	47,95	40,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	34,25	47,95	40,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-1 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

¹¹³ A utilização generalizada da telecontagem em alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE), em Portugal continental, permite que se possa prescindir da aprovação do preço deste serviço para esses níveis de tensão e de fornecimento. Apesar de em dezembro de 2024 a E-Redes ter concluído a instalação de contadores inteligentes no universo de clientes em BTN, mantém-se a publicação do preço deste serviço.

À semelhança dos anos anteriores, os preços propostos correspondem a 50% dos custos reais de realização da respetiva tarefa. A repartição destes custos entre operador de rede e cliente distribui de forma equitativa o custo, considerando que é uma atividade que beneficia em igual medida ambas as partes.

Conforme referido, as leituras extraordinárias de instalações de clientes em BTN são, em regra, efetuadas por PSE. Os valores negociados para o ano de 2026, aos quais acrescem 20% relativos aos custos administrativos e de estrutura, apresentam-se no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Valores das tarefas a realizar por PSE ao serviço da E-REDES, em 2026

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Tarefa Prestador Serviço 2026	Custo Administrativo 2026	Custo Total 2026	50% do Custo Total 2026	Preços em vigor em 2025	Variação 2026/2025
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	15,84	3,17	19,00	9,50	8,35	13,8%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	103,02	20,6	123,62	61,81	34,25	80,5%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	103,02	20,6	123,62	61,81	34,25	80,5%

Apesar dos custos das tarefas a realizar pelos PSE serem muito superiores nos dias úteis após as 17:00 e fora dos dias úteis, o que se traduz numa variação de cerca de 81% face a 2025, a E-REDES propõe uma limitação da variação de preços de 40%, face aos preços em vigor em 2025.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Os preços propostos pela EDA para o serviço de leitura extraordinária na Região Autónoma dos Açores em 2026 constam do Quadro 4-3. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EDA para 2026. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, no valor de 2,0%.

Quadro 4-3 - Preços de leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela EDA para 2026	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,37	12,62	2,0%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,78	25,28	2,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,98	31,60	2,0%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,36	6,49	2,0%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,78	25,28	2,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,98	31,60	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-3 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA

Os preços propostos pela EEM para o serviço de leitura extraordinária na Região Autónoma da Madeira em 2026 constam do Quadro 4-4. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EEM para 2026. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, no valor de 2,0%.

Quadro 4-4 - Preços de leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela EEM para 2026	Variação (%)
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,37	12,62	2,0%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,76	25,26	2,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,97	31,59	2,0%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	8,52	8,69	2,0%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	23,49	23,96	2,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,98	31,60	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-4 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.1.2.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

A SU Eletricidade, a EDA e a EEM, na qualidade de comercializadores de último recurso, em Portugal continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, respetivamente, propuseram, para 2026, a manutenção dos valores da quantia mínima a pagar em caso de mora, nos termos do Quadro 4-5.

Quadro 4-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da SU Eletricidade, da EDA e da EEM para 2026

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela SU Eletricidade, EDA e EEM para 2026	Variação (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	0,0%
Mais de 8 dias	1,85	1,85	0,0%

4.1.2.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA
(PRESENCIAL E REMOTO)

E-REDES

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica (presencial e remoto) propostos pela E-REDES para Portugal continental em 2026 são apresentados no Quadro 4-6. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os preços propostos pela empresa resultam dos preços das tarefas contratadas a PSE (concurso de empreitada contínua estabelecido em 2022), acrescidos de encargos administrativos e de estrutura, no valor de 20%.

Como resultado da revisão de empreitada contínua em 2022, a E-REDES propõe aumentos variados, entre os 3,1% e os 40%, sendo este último resultado da aplicação de uma limitação, que, se inexistente, resultaria num aumento de 165%.

Quadro 4-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da E-REDES para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela E-Redes para 2026	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	146,11	157,57	7,8%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	855,70	884,93	3,4%
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	109,69	116,15	5,9%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	308,62	343,76	11,4%
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	43,21	55,93	29,4%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	15,56	16,36	5,1%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	40,51	41,76	3,1%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	69,52	73,05	5,1%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	52,51	67,69	28,9%
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	13,61	15,47	13,7%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	15,56	16,36	5,1%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	17,85	18,46	3,4%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	69,52	73,05	5,1%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS*	40,91	57,27	40,0%
	Interrupção / Restabelecimento remoto	3,46	3,82	10,4%
Adicional para restabelecimento remoto urgente**	3,46	3,82	10,4%	

* Aplicável também ao serviço de reposição urgente, não remota, da potência contratada após redução de potência por facto imputável ao cliente

** Aplicável também aos serviços de reposição urgente, remota, da potência contratada após redução de potência por facto imputável ao cliente

Aos valores indicados no Quadro 4-6 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O Quadro 4-7 apresenta os valores propostos pela EDA para a Região Autónoma dos Açores em 2026 referentes aos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os valores propostos pela empresa resultam da aplicação do deflator implícito no consumo privado previsto para 2026, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

Regista-se a ausência de proposta de preços para os serviços de interrupção e restabelecimento remoto bem como para o adicional para restabelecimento urgente remoto.

Quadro 4-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EDA para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela EDA para 2026	Variação (%)
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	74,29	75,78	2,0%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	247,66	252,61	2,0%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	18,58	18,95	2,0%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	30,98	31,60	2,0%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	37,16	37,90	2,0%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	69,41	70,80	2,0%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	74,29	75,78	2,0%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS* Clientes em BTN	25,67	26,18	2,0%
	Clientes em BTE	27,25	27,80	2,0%
	Interrupção / Restabelecimento remoto	3,37	-	-
	Adicional para restabelecimento remoto urgente**	3,37	-	-

* Aplicável também ao serviço de reposição urgente, não remota, da potência contratada após redução de potência por facto imputável ao cliente

** Aplicável também aos serviços de reposição urgente, remota, da potência contratada após redução de potência por facto imputável ao cliente

Aos valores indicados no Quadro 4-7 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA

O Quadro 4-8 apresenta os valores propostos pela EEM para a Região Autónoma da Madeira em 2026 referentes aos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os valores propostos resultam da aplicação, pela empresa, do deflator implícito no consumo privado previsto para 2026, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

Quadro 4-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EEM para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela EEM para 2026	Variação (%)
AT e MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	74,26	75,75	2,0%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	247,56	252,51	2,0%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	13,77	14,05	2,0%
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	18,58	18,95	2,0%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	30,91	31,53	2,0%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	37,14	37,88	2,0%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	89,39	91,18	2,0%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	92,89	94,75	2,0%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS* Clientes em BTN	25,62	26,13	2,0%
	Clientes em BTE	27,25	27,80	2,0%
	Interrupção / Restabelecimento remoto	3,37	3,44	2,0%
	Adicional para restabelecimento remoto urgente**	3,37	3,44	2,0%

* Aplicável também ao serviço de reposição urgente, não remota, da potência contratada após redução de potência por facto imputável ao cliente

** Aplicável também aos serviços de reposição urgente, remota, da potência contratada após redução de potência por facto imputável ao cliente

Aos valores indicados no Quadro 4-8 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.1.2.4 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS

A partir de 2024, a fixação do preço de ativação do fornecimento a instalações eventuais passou a ser precedida de apresentação de proposta dos operadores das redes de distribuição. Foram recebidas propostas da E-REDES, da EDA e da EEM.

E-REDES

Os preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais, que inclui a ligação e desligação da instalação à rede, propostos pela E-REDES para Portugal continental em 2026 são apresentados no Quadro 4-9. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os preços propostos pela empresa consideram a intervenção da equipa interna da E-REDES na atividade de contratação (sistemas comerciais) e dos PSE (concurso de empreitada contínua estabelecido em 2022) para a intervenção no local, com recurso a equipamentos. A estes custos acrescem encargos administrativos e de estrutura, no valor de 20%.

Quadro 4-9 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da E- REDES para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela E-Redes para 2026	Variação (%)
BTE	Ativação de instalação eventuais	137,90	191,69	39,0%
BTN	Ativação de instalação eventuais	50,58	52,43	3,7%

Aos valores indicados no Quadro 4-9 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

A proposta da E-REDES é de ligeiro acréscimo no preço para BTN, e de acréscimo acentuado, no preço para BTE.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O Quadro 4-10 apresenta os valores propostos pela EDA para a Região Autónoma dos Açores em 2026 referentes aos preços dos serviços de ativação de instalações eventuais. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os valores propostos pela empresa resultam da aplicação do deflator implícito no consumo privado previsto para 2026, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

Quadro 4-10 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EDA para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela EDA para 2026	Variação (%)
BTE	Ativação de instalações eventuais	125,43	127,94	2,0%
BTN	Ativação de instalações eventuais	56,58	57,71	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-10 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA

O Quadro 4-11 apresenta os valores propostos pela EEM para a Região Autónoma da Madeira em 2026 referentes aos preços dos serviços de ativação de instalações eventuais. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os valores propostos resultam da aplicação do deflator implícito no consumo privado previsto para 2026, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

Quadro 4-11 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EEM para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela EEM para 2026	Variação (%)
BTE	Ativação de instalações eventuais	125,43	127,94	2,0%
BTN	Ativação de instalações eventuais	56,58	57,71	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-11 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.1.2.5 PREÇO DE REALIZAÇÃO DE ESTIMATIVA DE CUSTOS DE LIGAÇÃO À REDE DE PRODUTORES DE ENERGIA RENOVÁVEL

Nos termos do n.º 7 do artigo 54.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, previamente à obtenção da reserva de capacidade de injeção na RESP, os interessados que pretendam injetar na rede eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis podem solicitar, ao operador de rede a que se pretendem ligar, uma estimativa do valor dos custos dos elementos de ligação à rede. O preço deste serviço é aprovado pela ERSE. A nível regulamentar, a definição deste preço está prevista no artigo 148.º do RRC ¹¹⁴.

No artigo 390.º, refere-se que os operadores das redes devem enviar para aprovação da ERSE uma proposta fundamentada, no prazo de 120 dias após a data de entrada em vigor do regulamento. Foi recebida proposta da E-REDES, dentro do prazo previsto regulamentarmente, não tendo sido rececionada proposta dos restantes operadores de rede. Essa proposta serviu de base ao estabelecimento do preço para o ano de 2024.

Não foram rececionadas propostas das empresas para 2025 nem para 2026. De notar que não está previsto regulamentarmente o envio anual de proposta para o preço da realização da estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável.

4.1.3 PREÇOS PARA 2026

Como referido anteriormente, os preços dos serviços regulados previstos no RRC são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes e pelos comercializadores de último recurso.

Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores das redes, que têm uma natureza individualizada, ou seja, não correspondem a atuações sistémicas dos operadores. Fundamentalmente por esta razão, é definido um preço explicitado dessa atuação, de modo a que a utilização destes serviços não corresponda a um aumento dos custos operacionais dos operadores das redes e, conseqüentemente, das tarifas de uso das redes suportadas por todos os utilizadores.

¹¹⁴ Refira-se que, nos termos legais, as instalações de armazenamento têm tratamento equiparado às instalações de produção.

Por outro lado, a natureza regulada do preço destina-se a assegurar que a prestação do serviço é nivelada, de acordo com regras de requisição e custeio transparentes. É neste sentido que se promove, no quadro da definição do preço para estes serviços regulados, a aderência dos mesmos aos custos incorridos pelo prestador do serviço, em linha com as recomendações do Conselho Tarifário da ERSE.

A definição de preços regulados alinhados com a estrutura de custos decorre, assim, da análise da informação justificativa que acompanha as propostas dos operadores.

Tendo em conta estas considerações bem como os trabalhos desenvolvidos desde 2011, a ERSE propõe aceitar as propostas das empresas devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação, promovendo assim a aderência dos preços aos custos de prestação dos serviços regulados, embora acautelando que o processo de convergência seja gradual, através da limitação dos aumentos anuais dos preços a 10,0%, valor idêntico ao valor utilizado em 2025.

Em acréscimo, e atendendo ao objetivo de fazer aderir os preços dos serviços regulados à respetiva estrutura de custos, a ERSE considera que a justificação apresentada pela E-REDES para a estrutura de custos administrativos seguida para Portugal continental, assente na regra de 20% sobre o custo de prestação de serviço por terceiros, é para manter em 2026.

No que se refere aos preços atualizados pelo deflator implícito no consumo privado, considera-se a atualização do deflator implícito no consumo privado de acordo com a previsão da Comissão Europeia publicada no *European Economic Forecast, Autumn 2025*, no valor de 2,1%.

Tendo por base o enquadramento anterior, apresentam-se seguidamente as justificações da ERSE que servem de base à definição dos preços dos serviços regulados previstos no RRC, para o ano de 2026.

4.1.3.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

PORTUGAL CONTINENTAL

A necessidade de realização de leituras extraordinárias está associada à circunstância de ainda existirem contadores sem acesso remoto que estão situados no interior das residências dos clientes, o que dificulta a realização das leituras programadas (previstas nos roteiros de leitura). Esta situação ganha maior relevância pelo facto de, em muitos casos, os clientes se encontrarem ausentes das suas residências durante o horário de realização das leituras programadas (dias úteis, das 8 às 17 horas).

A proposta da E-REDES relativa aos preços para 2026 para a realização de leituras extraordinárias – baseada nos valores contratados com os respetivos PSE – considera que os mesmos devem resultar da repartição do seu custo real dividido igualmente entre o cliente e o operador da rede.

A ERSE reconhece o interesse para o sistema elétrico da realização de leituras extraordinárias, designadamente para prevenir e detetar situações de apropriação ilícita de energia elétrica, considerando-se indispensável que os operadores das redes ofereçam aos clientes a possibilidade de prestação destes serviços a preços acessíveis e em horários alargados.

A ERSE admite a metodologia proposta pela E-REDES, no entanto, considera que o aumento de preços deve ser gradual, o que se consubstancia num aumento máximo de 10,0% do preço de leitura extraordinária. Assim, os preços aplicáveis em Portugal continental, em 2026, pela realização de leituras extraordinárias, nos termos previstos no artigo 384.º do RRC, são os constantes do Quadro 4-12.

Quadro 4-12 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	9,19
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	37,67
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	37,68

Aos valores constantes do Quadro 4-12 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes cujas instalações se encontrem em telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados ao custo de prestação do serviço, a ERSE adota como pressuposto de atualização o deflator implícito no consumo privado previsto para 2026, o que resulta num aumento de 2,1% nos preços face a 2025, em linha com o proposto pela empresa. Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na Região Autónoma dos Açores em 2026 são os constantes do Quadro 4-13.

Quadro 4-13 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,63
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,30
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,63
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,49
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,30
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,63

Aos valores constantes do Quadro 4-13 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes cujas instalações se encontrem em telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados ao custo de prestação do serviço, a ERSE adota como pressuposto de atualização o deflador implícito no consumo privado previsto para 2026, o que resulta num aumento de 2,1% nos preços face a 2025, em linha com a proposta da empresa. Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na Região Autónoma da Madeira em 2026, constam do Quadro 4-14.

Quadro 4-14 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,63
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,28
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,62
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	8,70
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	23,98
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,63

Aos valores constantes do Quadro 4-14 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes cujas instalações se encontrem em telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária.

4.1.3.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os valores para a quantia mínima a pagar em caso de mora mantêm-se inalterados desde 1999, ano em que foram aprovados pela primeira vez pela ERSE ¹¹⁵. A aprovação destes valores ocorreu após demonstração de que os mesmos se destinavam exclusivamente a suprir os custos administrativos incorridos pelos comercializadores de último recurso com a existência de atrasos de pagamento por parte dos clientes.

Refira-se que a quantia mínima é aplicada somente aos clientes em BTN e nos casos em que o valor dos juros de mora é muito reduzido, não cobrindo os custos adicionais de processamento administrativo motivados pelo atraso no pagamento das faturas de energia elétrica.

A proposta efetuada pela SU Eletricidade, pela EDA e pela EEM, na qualidade de comercializadores de último recurso, para os valores de quantia mínima a pagar em caso de mora não sofre alterações face a 2025, nem se alteram os fundamentos para os custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas.

Estes factos permitem, no entender da ERSE, concluir que os valores em vigor são adequados, não se justificando a sua alteração.

Face ao exposto, os valores de quantia mínima em caso de mora, em Portugal continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, não sofrem alterações e apresentam-se no Quadro 4-15.

A este propósito remete-se para a [Recomendação ERSE n.º 1/2020](#) na qual a ERSE recomenda aos comercializadores que não tenham optado por uma isenção de juros, a aplicação uniforme da taxa de juro legal em caso de mora no pagamento do preço devido pelo fornecimento de energia nos contratos de fornecimento celebrados com clientes, com particular enfoque no caso dos consumidores.

¹¹⁵ Em 2004 foram também adotados nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

**Quadro 4-15 - Quantia mínima a pagar em caso de mora para 2026, em Portugal continental,
na RAA e na RAM**

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

Os prazos referidos no Quadro 4-15 são contínuos.

4.1.3.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA
(PRESENCIAL E REMOTO)

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM MAT

A entidade concessionária da RNT não apresentou proposta relativa aos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte, aplicáveis a clientes em muito alta tensão (MAT).

Deste modo, para 2026, mantêm-se os preços em vigor em 2025, nos termos apresentados no Quadro 4-16.

**Quadro 4-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2026
(MAT)**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MAT	Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo: Interrupção / Restabelecimento	271,45
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação): Interrupção / Restabelecimento	1927,95

Aos valores constantes do Quadro 4-16 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM AT, MT E BT

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica são aplicados aos clientes na sequência de incumprimento das suas obrigações contratuais. A interrupção do fornecimento de energia elétrica é precedida de aviso prévio ¹¹⁶ relativamente à data em que irá ocorrer, período durante o qual o cliente pode diligenciar no sentido de evitar a interrupção e o consequente pagamento destes serviços.

Considerando de forma conjugada a proposta da E-REDES e a limitação de 10,0% para os aumentos anuais dos preços dos serviços prestados, os preços aprovados para 2026, em Portugal continental, no caso de instalações ligadas às redes de AT, MT e BT são os que constam do Quadro 4-17.

¹¹⁶ Os prazos mínimos do aviso prévio são estipulados no artigo 79.º do RRC.

Quadro 4-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2026
(AT, MT e BT)

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	157,57
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	884,93
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	116,15
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	339,48
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	47,53
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	16,36
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	41,76
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	73,05
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS*	57,76
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	14,97
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	16,36
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	18,46
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	73,05
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS*	45,00
	Interrupção / Restabelecimento remoto	3,81
	Adicional para restabelecimento remoto urgente**	3,81

* Aplicável também ao serviço de reposição urgente, não remota, da potência contratada após redução de potência por facto imputável ao cliente

** Aplicável também aos serviços de reposição urgente, remota, da potência contratada após redução de potência por facto imputável ao cliente

Aos valores constantes do Quadro 4-17 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados aos custos de prestação do serviço, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em vigor em 2025 são atualizados pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2026 (no valor de 2,1%), em linha com a proposta da EDA. Deste modo, os preços para a Região Autónoma dos Açores em 2026 são os que constam do Quadro 4-18.

Quadro 4-18 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA, para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	75,85
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	252,86
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	18,97
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	31,63
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	37,94
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	70,87
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	75,85
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS* Clientes em BTN	26,21
	Clientes em BTE	27,82
	Interrupção / Restabelecimento remoto	3,44
	Adicional para restabelecimento remoto urgente**	3,44

* Aplicável também ao serviço de reposição urgente, não remota, da potência contratada após redução de potência por facto imputável ao cliente

** Aplicável também ao serviços de reposição urgente, remota, da potência contratada após redução de potência por facto imputável ao cliente

Aos valores constantes do Quadro 4-18 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados aos custos de prestação do serviço, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em vigor em 2025 são atualizados pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2026 (no valor de 2,1%), em linha com a proposta da EEM. Deste modo, os preços para a Região Autónoma da Madeira em 2026 são os que constam do Quadro 4-19.

Quadro 4-19 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM, para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	75,82
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	252,76
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	14,06
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	18,97
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	31,56
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	37,92
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	91,27
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	94,84
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS* Clientes em BTN	26,16
	Clientes em BTE	27,82
	Interrupção / Restabelecimento remoto	3,44
	Adicional para restabelecimento remoto urgente**	3,44

* Aplicável também ao serviço de reposição urgente, não remota, da potência contratada após redução de potência por facto imputável ao cliente

** Aplicável também aos serviços de reposição urgente, remota, da potência contratada após redução de potência por facto imputável ao cliente

Aos valores constantes do Quadro 4-19 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.1.3.4 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS

PORTUGAL CONTINENTAL

Considerando de forma conjugada a proposta da E-REDES e a limitação de 10,0% para os aumentos anuais dos preços dos serviços prestados, os preços aprovados para 2026, em Portugal continental, no caso de instalações eventuais ligadas às redes de BTE e BTN são os que constam do Quadro 4-20.

**Quadro 4-20 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2026,
em Portugal continental**

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços
BTE	Ativação de instalação eventuais	151,69
BTN	Ativação de instalação eventuais	52,43

Aos valores constantes do Quadro 4-20 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados ao custo de prestação do serviço, a ERSE adota como pressuposto de atualização o deflator implícito no consumo privado previsto para 2026, o que resulta num aumento de 2,1% nos preços face a 2025, em linha com as propostas das empresas.

Deste modo, os preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais a aplicar na Região Autónoma dos Açores, em 2026, são os constantes do Quadro 4-21.

Quadro 4-21 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2026, na RAA

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços
BTE	Ativação de instalações eventuais	128,06
BTN	Ativação de instalações eventuais	57,77

Aos valores constantes do Quadro 4-21 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

No caso da Região Autónoma Madeira, os preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais a aplicar em 2026 são os constantes do Quadro 4-22.

Quadro 4-22 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2026, na RAM

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços
BTE	Ativação de instalações eventuais	128,06
BTN	Ativação de instalações eventuais	57,77

Aos valores constantes do Quadro 4-22 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.1.3.5 PREÇO DE REALIZAÇÃO DE ESTIMATIVA DE CUSTOS DE LIGAÇÃO À REDE DE PRODUTORES DE ENERGIA RENOVÁVEL

O preço para a realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável, em 2026, é nulo e é o que consta no Quadro 4-23.

Quadro 4-23 - Preços de realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável para 2026

Unidade: EUR

	Preço
Estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável	0,000

4.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DOS SERVIÇOS DAS REDES INTELIGENTES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.2.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Conforme estabelecido no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI) ¹¹⁷, nos casos em que o acesso à porta de comunicação normalizada do contador inteligente requeira a desselagem e a resselagem da tampa de terminais, os operadores das redes de distribuição em BT (ORD BT) devem prestar esses serviços sempre que o cliente os solicite, diretamente ou através do respetivo comercializador (artigo 13.º). Este serviço destina-se a permitir o acesso à porta HAN nos equipamentos de medição inteligente, nas situações em que esta ainda não esteja acessível do exterior (inexistência do chicote) ou quando se torne necessário instalar equipamento de recolha de dados no interior da tampa do contador (necessidade de acesso a tomada de 230 V).

Os titulares das instalações dotadas de contador inteligente, não integradas nas redes inteligentes, têm o direito de solicitar a recolha pontual de diagramas de carga (artigo 31.º).

Assim, o artigo 25.º prevê a fixação de preços para a realização dos seguintes serviços regulados por parte dos operadores das redes de distribuição em BT:

- Operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes,
- Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes.

4.2.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Relativamente aos preços dos serviços regulados previstos no RSRI, a ERSE recebeu propostas da E-REDES, da EDA e da EEM.

Em síntese, a E-REDES propõe a manutenção, em 2026, do racional adotado nos anos anteriores, de definição de uma intervenção tipo, representativa dos serviços prestados que necessitam de deslocação à

¹¹⁷ [Regulamento n.º 817/2023](#), de 27 de julho.

instalação. Assim, a proposta da empresa tem por base o custo de uma intervenção local em horário normal acrescido dos encargos administrativos e de estrutura.

Por sua vez, a EDA e a EEM propõem, para 2026, a atualização dos preços em vigor em 2025, por aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

4.2.2.1 PREÇO DA OPERAÇÃO DE DESSELAGEM E POSTERIOR RESSELAGEM PELO ORD BT PARA ACESSO À PORTA DE COMUNICAÇÃO NORMALIZADA DOS CONTADORES INTELIGENTES

E-REDES

A metodologia proposta pela E-REDES para a formação do preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes, assenta no pressuposto de que ambas as operações se concretizam numa única deslocação ao local de consumo, é semelhante à adotada em 2025, e faz uso da referência do preço da tarefa em horário normal, realizada em regra por prestação de serviços externos (PSE), acrescendo 20% relativamente a encargos administrativos e de estrutura ¹¹⁸.

Deste modo, o preço proposto pela E-REDES para a operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes para Portugal continental em 2026 é o indicado no Quadro 4-24, refletindo um aumento de 13,7% face ao preço atual.

Quadro 4-24 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes – Proposta da E-REDES para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2025	Preço proposto pela E-Redes para 2026	Variação (%)
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	16,71	19,00	13,7%

¹¹⁸ Ver Quadro 4-2, custo total em horário normal.

Aos valores indicados no Quadro 4-24 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EDA– ELECTRICIDADE DOS AÇORES E EEM – EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA

O preço proposto pela EDA e pela EEM para a operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes na Região Autónoma dos Açores e da Madeira em 2026 consta do Quadro 4-25. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto para 2026. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado para 2026 constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

Quadro 4-25 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes – Proposta da EDA e da EEM para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2025	Preço proposto pela EDA e EEM para 2026	Variação (%)
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	15,75	16,07	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-25 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.2.2.2 PREÇO DO SERVIÇO DE RECOLHA PONTUAL DE DIAGRAMAS DE CARGA DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO DOTADAS DE CONTADOR INTELIGENTE NÃO INTEGRADAS EM REDES INTELIGENTES

E-REDES

O preço proposto pela E-REDES relativo ao serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes (que, maioritariamente, depende do custo de deslocação ao local de consumo) resulta, à semelhança da metodologia adotada para 2025, do custo de uma tarefa executada por PSE em horário normal, incluindo encargos administrativos e de estrutura, a que devem ser somados os custos com o armazenamento, tratamento e disponibilização dos diagramas de carga.

Assim, o preço proposto pela E-REDES para o serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes para Portugal continental em 2026 é o indicado no Quadro 4-26, refletindo um aumento de 16,3% face ao preço atual.

Quadro 4-26 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da E-REDES para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2025	Preço proposto pela E-Redes para 2026	Variação (%)
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	33,81	39,33	16,3%

Aos valores indicados no Quadro 4-26 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES E EEM – EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA

O preço proposto pela EDA e EEM para o serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira em 2026 consta do Quadro 4-27. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto para 2026. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

Quadro 4-27 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da EDA e EEM para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela EDA e EEM para 2026	Variação (%)
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	33,27	33,94	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-27 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.2.3 PREÇOS PARA 2026

Os preços dos serviços regulados previstos no RSRI são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

Para efeitos do ano de 2026, a ERSE recebeu propostas da E-REDES, da EDA e da EEM, cabendo referir que, atualmente, a Região Autónoma dos Açores não dispõe ainda de contadores integrados em rede inteligente em BTN.

Os pressupostos adotados pela ERSE para a sua aprovação coincidem com os aplicáveis aos preços previstos no RRC, nos termos do capítulo 4.1, detalhando-se seguidamente as justificações consideradas necessárias.

4.2.3.1 PREÇO DA OPERAÇÃO DE DESSELAGEM E POSTERIOR RESSELAGEM PELO ORD BT PARA ACESSO À PORTA DE COMUNICAÇÃO NORMALIZADA DOS CONTADORES INTELIGENTES

PORTUGAL CONTINENTAL

A proposta apresentada pela E-REDES, alinhada com a do ano anterior, assenta no custo de uma tarefa realizada por PSE em horário normal, a que acrescem encargos administrativos e de estrutura (20%), e resulta num aumento de 16,3% face ao preço que vigora em 2025, superior à limitação máxima considerada de 10,0% para variação máxima dos preços. Assim, aplicando a referida limitação máxima, o preço a aplicar em Portugal continental, em 2026, pela operação de desselagem e posterior resselagem

pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes, é o que consta do Quadro 4-28.

Quadro 4-28 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes em Portugal continental para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	18,38

Ao valor indicado no Quadro 4-28 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A proposta apresentada pela EDA e pela EEM assenta na atualização dos valores que vigoram em 2025 através do deflator implícito no consumo privado previsto para 2026.

O preço a cobrar na Região Autónoma dos Açores no ano de 2026 pela operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes é o constante do Quadro 4-29, observando uma variação de 2,1%.

Quadro 4-29 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes na RAA para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	16,08

Ao valor indicado no Quadro 4-29 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

O preço a cobrar na Região Autónoma da Madeira no ano de 2026 pela operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes é o constante do Quadro 4-30, observando uma variação de 2,1%.

Quadro 4-30 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes na RAM para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	16,08

Ao valor indicado no Quadro 4-30 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.2.3.2 PREÇO DO SERVIÇO DE RECOLHA PONTUAL DE DIAGRAMAS DE CARGA DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO DOTADAS DE CONTADOR INTELIGENTE NÃO INTEGRADAS EM REDES INTELIGENTES

PORTUGAL CONTINENTAL

A proposta apresentada pela E-REDES para Portugal continental para 2026, à semelhança da metodologia adotada para 2025, reflete o custo de uma tarefa executada por PSE em horário normal, incluindo encargos administrativos e de estrutura, a que se somam os custos com o armazenamento, tratamento e disponibilização dos diagramas de carga, resulta num aumento de 16,3% face ao preço que vigora em 2025, superior à limitação máxima considerada de 10,0% para variação máxima dos preços. Assim, aplicando a referida limitação máxima, o preço a aplicar em Portugal continental, em 2026, pelo serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes, enquadrado pelo disposto nos artigos 31.º e 33.º do RSRI, é o que consta do Quadro 4-31.

De notar que este preço deve ser unicamente aplicável nas situações em que não tenha sido possível a integração da instalação de consumo em rede inteligente por facto imputável ao cliente.

Quadro 4-31 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes em Portugal continental para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	37,19

Ao valor indicado no Quadro 4-31 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A proposta apresentada pela EDA e pela EEM, que merece a concordância da ERSE, assenta na atualização dos valores que vigoram em 2025 com o deflator implícito no consumo privado previsto para 2026.

O preço a aplicar na Região Autónoma dos Açores pelo serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes é o constante do Quadro 4-32, observando uma variação de 2,1%.

Quadro 4-32 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes na RAA para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	33,97

Ao valor indicado no Quadro 4-32 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

O preço a aplicar na Região Autónoma da Madeira pelo serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes é o constante do Quadro 4-33, observando uma variação de 2,1%.

Quadro 4-33 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes na RAM para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	33,97

Ao valor indicado no Quadro 4-33 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.3 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DO AUTOCONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.3.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC) ¹¹⁹ prevê que os autoconsumidores são responsáveis por todos os encargos associados ao equipamento de medição a instalar nos pontos de ligação da instalação de produção ou de armazenamento à rede interna ou à RESP. Salvo opção contrária do autoconsumidor titular da instalação, a aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição cabem aos operadores das redes, mediante a cobrança ao autoconsumidor titular da instalação de preço regulado aprovado pela ERSE (artigo 17.º). Adicionalmente, conforme n.º 7 do artigo 95.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, quando o autoconsumidor não disponha de sistemas de contagem adequados, o operador de rede procede à sua instalação no prazo de quatro meses, podendo o mesmo ser instalado em prazo inferior, não superior a 45 dias, nos casos em que seja solicitada urgência na instalação e mediante pagamento de um preço pelo serviço prestado, nos termos definidos pela ERSE.

Assim, conforme artigo 23.º do RAC, a ERSE aprova anualmente os seguintes preços:

- preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD,

¹¹⁹ [Regulamento n.º 815/2023](#), de 27 de julho.

- preço regulado para instalação urgente do equipamento de medição no regime de autoconsumo.

Estes preços são aprovados pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição.

4.3.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

4.3.2.1 PREÇOS DE AQUISIÇÃO, INSTALAÇÃO, EXPLORAÇÃO E MANUTENÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO OU DE ARMAZENAMENTO EM AUTOCONSUMO, A PAGAR PELOS AUTOCONSUMIDORES AOS ORD

Relativamente aos preços para 2026 do serviço regulado de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD, a ERSE recebeu proposta da E-REDES, da EDA e da EEM.

Trata-se de um serviço, cujo preço foi aprovado pela primeira vez para 2024, sob proposta da E-REDES, tendo sido considerado que o preço deve refletir as seguintes rubricas: i) custo de aquisição do equipamento; ii) custo do *modem* de comunicações; iii) custo de comunicação ao longo do período de vida útil dos equipamentos (10 anos); iv) custo dos transformadores de medição, se aplicável; v) custo da mão-de-obra de instalação; vi) custo de operação e manutenção ¹²⁰ e; vii) custo de estrutura de 20%. Face à proposta da empresa, a ERSE não considerou a rubrica dos custos associados à realização das verificações iniciais e periódicas.

E-REDES

Os preços propostos pela E-REDES para a aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD, em Portugal continental, em 2026, constam do Quadro 4-34. Os aumentos são justificados pela empresa com o aumento generalizado do custo de aquisição dos materiais, principalmente nos níveis de tensão superiores.

¹²⁰ Durante os 10 anos, a resolução de eventuais avarias não gera a cobrança adicional do preço do serviço regulado.

Quadro 4-34 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD – Proposta da E-REDES para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Equipamentos de medição		Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela E-Redes para 2026	Variação (%)	
BT	Normal monofásico		172,68	185,92	7,7%	
	Normal trifásico		214,18	225,68	5,4%	
	Especial		364,21	410,03	12,6%	
MT	Lado BT	10 kV, 15 kV ou 30 kV	368,11	412,07	11,9%	
	Lado MT	10 kV; Potência <1 MVA		2 954,43	3 357,33	13,6%
		10 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA		2 954,43	3 357,33	13,6%
		10 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA		2 954,43	3 357,33	13,6%
		10 kV; Potência ≥ 10 MVA		2 954,43	3 357,33	13,6%
		15 kV; Potência <1 MVA		3 085,33	3 619,70	17,3%
		15 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA		3 085,33	3 619,70	17,3%
		15 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA		3 085,33	3 619,70	17,3%
		15 kV; Potência ≥ 10 MVA		3 085,33	3 619,70	17,3%
		30 kV; Potência <1 MVA		3 405,30	4 250,04	24,8%
		30 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA		3 405,30	4 250,04	24,8%
	30 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA		3 405,30	4 250,04	24,8%	
	30 kV; Potência ≥ 10 MVA		3 405,30	4 250,04	24,8%	
	AT	1 MVA ≤ Potência < 5 MVA		25 175,41	33 327,95	32,4%
5 MVA ≤ Potência < 10 MVA		25 175,41	33 327,95	32,4%		
Potência ≥ 10 MVA		25 175,41	33 327,95	32,4%		

Aos valores indicados no Quadro 4-34 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O preço proposto pela EDA para a aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD na Região Autónoma dos Açores, em 2026, consta do Quadro 4-35. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto para 2026. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado para 2026 constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%. De notar que o valor reportado como sendo de 2025 não é o vigente em 2025.

Quadro 4-35 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD – Proposta da EDA para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Equipamentos de medição	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela EDA para 2026	Variação (%)
BT	Normal monofásico	172,68	178,71	3,5%
	Normal trifásico	214,18	221,44	3,4%

Aos valores indicados no Quadro 4-35 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA

O preço proposto pela EEM para a aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD na Região Autónoma da Madeira, em 2026, consta do Quadro 4-36. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto para 2026. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado para 2026 constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

Quadro 4-36 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD – Proposta da EEM para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Equipamentos de medição	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela EEM para 2026	Variação (%)
BTN	Normal monofásico	172,68	176,13	2,0%
	Normal trifásico	214,18	218,46	2,0%
BTE		364,21	371,49	2,0%
MT lado da BT		368,11	375,47	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-36 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.3.2.2 PREÇO DE INSTALAÇÃO URGENTE DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO NO REGIME DE AUTOCONSUMO

Relativamente aos preços para 2026 do serviço regulado de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo, a ERSE recebeu proposta da E-REDES, da EDA e da EEM.

E-REDES

A E-REDES apresentou à ERSE uma proposta para o preço de instalação urgente de equipamento no regime de autoconsumo que se equipara a um serviço realizados pelos PSE que envolva a movimentação de equipamentos, acrescido dos encargos de estrutura, nos termos indicados no Quadro 4-37.

**Quadro 4-37 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo –
Proposta da E-REDES para 2026**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela E-Redes para 2026	Variação (%)
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	17,36	22,36	28,8%

Aos valores indicados no Quadro 4-37 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O preço proposto pela EDA para o serviço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo para a Região Autónoma dos Açores em 2026 consta do Quadro 4-38. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto pela empresa para 2026. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, no valor de 2,0%.

**Quadro 4-38 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo –
Proposta da EDA para 2026**

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela EDA para 2026	Variação (%)
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	15,75	16,07	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-38 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA

O preço proposto pela EEM para o serviço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo para a Região Autónoma da Madeira em 2026 consta do Quadro 4-39. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto pela EEM para 2026. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, no valor de 2,0%.

**Quadro 4-39 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo –
Proposta da EEM para 2026**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2025	Preços propostos pela EEM para 2026	Variação (%)
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	15,75	16,07	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-39 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.3.3 PREÇOS PARA 2026

4.3.3.1 PREÇOS DE AQUISIÇÃO, INSTALAÇÃO, EXPLORAÇÃO E MANUTENÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO OU DE ARMAZENAMENTO EM AUTOCONSUMO, A PAGAR PELOS AUTOCONSUMIDORES AOS ORD

Os preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD, previstos no RAC, são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

Para efeitos do ano de 2026, a ERSE recebeu proposta da E-REDES, da EDA e da EEM.

PORTUGAL CONTINENTAL

A proposta apresentada pela E-REDES resulta num aumento de 5,4% a 32,4% face ao preço que vigora em 2025, superior à limitação máxima considerada de 10,0% para variação máxima dos preços. Assim, aplicando a referida limitação máxima, os preços a aplicar em Portugal continental, em 2026, pela aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, são os que se apresentam, no Quadro 4-40.

Quadro 4-40 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD em Portugal continental, para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço		Preço
BT	Normal monofásico		185,92
	Normal trifásico		225,68
	Especial		400,63
MT	Lado BT	10 kV, 15 kV ou 30 kV	404,92
	Lado MT	10 kV; Potência <1 MVA	3 249,87
		10 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	3 249,87
		10 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	3 249,87
		10 kV; Potência ≥ 10 MVA	3 249,87
		15 kV; Potência <1 MVA	3 393,86
		15 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	3 393,86
		15 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	3 393,86
		15 kV; Potência ≥ 10 MVA	3 393,86
		30 kV; Potência <1 MVA	3 745,83
		30 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	3 745,83
		30 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	3 745,83
		30 kV; Potência ≥ 10 MVA	3 745,83
AT	1 MVA ≤ Potência < 5 MVA		27 692,95
	5 MVA ≤ Potência < 10 MVA		27 692,95
	Potência ≥ 10 MVA		27 692,95

Aos valores indicados no Quadro 4-40 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

As propostas apresentadas pela EDA e pela EEM assentam na atualização dos valores que vigoram em 2025 através do deflator implícito no consumo privado previsto para 2026.

O preço a cobrar na Região Autónoma dos Açores no ano de 2026 pela aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD, é o constante do Quadro 4-41, observando uma variação de 2,1%.

Quadro 4-41 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD na RAA para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Normal monofásico	176,31
	Normal trifásico	218,68

Aos valores indicados no Quadro 4-41 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

O preço a cobrar na Região Autónoma da Madeira no ano de 2026 pela aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD, é o constante do Quadro 4-42, observando uma variação de 2,1%.

Quadro 4-42 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD na RAM para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Normal monofásico	176,31
	Normal trifásico	218,68
BTE		371,86
MT lado da BT		375,84

Aos valores indicados no Quadro 4-42 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.3.3.2 PREÇO DE INSTALAÇÃO URGENTE DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO NO REGIME DE AUTOCONSUMO

Os preços regulados para a instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

Para efeitos do ano de 2026, a ERSE recebeu proposta da E-REDES, da EDA e da EEM.

PORTUGAL CONTINENTAL

Em 2024, a E-REDES alterou a metodologia de cálculo do preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo deixando de o equiparar ao preço da desselagem e resselagem ¹²¹, o que se traduziu num importante aumento proposto pelo operador. Ainda que se concorde com a nova metodologia, considera-se que o aumento de preços deve ser gradual, com um limite de 10,0%. Assim, o preço a aplicar em 2026 é o constante no Quadro 4-43.

Quadro 4-43 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo em Portugal continental para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	19,10

Ao valor indicado no Quadro 4-43 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a utilização do indexante do deflator implícito no consumo privado para efeitos de atualização anual, tendo como fonte o relatório *European Economic Forecast – Autumn 2025* da Comissão Europeia, de 2,1%, o preço a cobrar pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, em 2026, nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, para a instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo consta dos Quadro 4-44.

Quadro 4-44 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo na RAA para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	16,08

¹²¹ A Diretiva n.º 19/2022, de 2 de setembro, definiu o preço regulado para instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo para cada sistema elétrico (Portugal continental, Região Autónoma dos Açores e Região Autónoma da Madeira) indexando-o ao preço aplicável à operação de desselagem e posterior resselagem do equipamento de medição.

Quadro 4-45 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo na RAM para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	16,08

Aos valores indicados no Quadro 4-44 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.4 PREÇOS E PARÂMETROS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA APROPRIAÇÃO INDEVIDA DE ENERGIA

4.4.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Conforme decorre do número 3 do artigo 256.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, os operadores de rede podem cobrar os encargos por si incorridos com a deteção e tratamento da anomalia em situações de apropriação indevida de energia, de acordo com os montantes limite definidos pela ERSE. Adotando este preceito legal, o artigo 11.º do Regulamento da Apropriação Indevida de Energia (RAIE) ¹²² prevê a fixação de preço para o serviço regulado de deteção e tratamento de anomalias. Prevê ainda a definição de majoração a aplicar ao valor devido a título de indemnização em caso de reincidência.

O consumo médio anual (CMA) e o desvio padrão, aprovados nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados ¹²³ e do RAIE, são elementos a considerar nos processos de apropriação indevida de energia, nas situações em que não existam registos nos equipamentos de medição da energia ou em que estes não sejam fiáveis.

O RAIE estabelece que a valorização destes três parâmetros (preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias, majoração em caso de reincidência e o CMA e desvio padrão) é aprovada pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das redes. O Guia de Medição refere que os valores do consumo médio anual são aprovados pela ERSE, mediante proposta dos ORD (Artigo 52.º).

¹²² [Regulamento n.º 814/2023](#), de 27 de julho.

¹²³ [Regulamento n.º 987/2025](#), de 13 de agosto.

4.4.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Relativamente aos serviços regulados previstos no RAIE, a ERSE recebeu proposta da E-REDES, da EDA e da EEM.

4.4.2.1 PREÇO PELO SERVIÇO DE DETEÇÃO E TRATAMENTO DE ANOMALIAS E MAJORAÇÃO A APLICAR AO VALOR DEVIDO A TÍTULO DE INDEMNIZAÇÃO EM CASO DE REINCIDÊNCIA

E-REDES

A metodologia proposta pela E-REDES para a definição do preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias, assenta no pressuposto de que é necessária deslocação ao local com recurso a prestadores de serviços externos sendo que para fazer a inspeção será necessária eventual desmontagem e montagem de equipamentos de medição. A estes custos acrescem 20% relativos a encargos administrativos e de estrutura. Quanto ao valor da majoração por reincidência, a E-REDES propõe o valor de 23%.

Deste modo, o preço proposto pela E-REDES para o serviço de deteção e tratamento de anomalias e a majoração por reincidência, para Portugal continental, em 2026, são os indicados no Quadro 4-46.

Quadro 4-46 - Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência – Proposta da E-REDES para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2025	Proposta E-Redes para 2026	Variação (%)
MT e BT	Deteção e tratamento da anomalia	92,36	94,45	2,3%
	Majoração por reincidência	23%	23%	0 p.p.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES E EEM – EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA

Os preços propostos pela EDA e pela EEM para o serviço de deteção e tratamento de anomalias na Região Autónoma dos Açores e da Madeira em 2026 constam do Quadro 4-47. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto para 2026. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado para 2026 constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2025*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

Quadro 4-47 - Preço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência – Proposta da EDA e EEM para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Em vigor em 2025	Proposta EDA e EEM para 2026	Variação (%)
MT e BT	Deteção e tratamento da anomalia	92,36	94,21	2,0%
	Majoração por reincidência	23%	23%	0 p.p.

4.4.2.2 CONSUMO MÉDIO ANUAL E DESVIO PADRÃO

E-REDES

A E-REDES apresenta uma proposta de valores do Consumo Médio Anual (CMA) e do Desvio Padrão calculados tendo por base o consumo medido dos clientes de cada segmento, BTN, BTE, MT, AT e MAT, para Portugal Continental em 2024, para vigorar em 2026, indicados no Quadro 4-48.

Quadro 4-48 - Consumo Médio Anual (CMA) e Desvio Padrão – Proposta da E-REDES para 2026

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	Em vigor em 2025		Proposta E-Redes para 2026		variação	
		CMA	Desvio padrão	CMA	Desvio padrão	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	175	430	159	432	-9%	0%
	2,3	550	795	579	930	5%	17%
	3,45	1 357	1 216	1 469	1 296	8%	7%
	4,6	2 216	1 518	2 406	1 609	9%	6%
	5,75	2 667	1 786	2 913	1 897	9%	6%
	6,9	2 756	3 223	3 035	2 499	10%	-22%
	10,35	3 701	3 910	4 078	3 888	10%	-1%
	13,8	5 263	5 268	5 725	5 746	9%	9%
	17,25	7 343	14 469	8 082	8 159	10%	-44%
	20,7	9 791	9 905	10 864	11 187	11%	13%
	27,6	19 928	17 138	21 817	19 235	9%	12%
	34,5	24 600	21 207	26 813	24 587	9%	16%
	41,4	29 962	26 855	31 687	29 151	6%	9%
BTE		80 031	97 653	80 307	98 798	0%	1%
MT		537 537	1 504 216	544 285	1 516 387	1%	1%
AT		18 671 553	43 565 037	19 731 759	46 765 346	6%	7%
MAT		28 314 899	107 014 509	27 442 915	106 531 936	-3%	0%

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA apresenta uma proposta de valores do Consumo Médio Anual (CMA) e do Desvio Padrão calculados tendo por base o consumo medido dos clientes de cada segmento, BTN, BTE e MT, para a Região Autónoma dos Açores em 2024, para vigorar em 2026, indicados no quadro seguinte.

Quadro 4-49 - Consumo Médio Anual (CMA) e Desvio Padrão – Proposta da EDA para 2026

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	Em vigor em 2025		Proposta EDA para 2026		variação	
		CMA	Desvio padrão	CMA	Desvio padrão	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	280	529	264	514	-6%	-3%
	2,3	619	768	633	797	2%	4%
	3,45	1 807	1 441	1 832	1 452	1%	1%
	4,6	2 275	1 581	2 319	1 605	2%	2%
	5,75	2 885	1 829	2 957	1 917	2%	5%
	6,9	3 178	2 322	3 248	2 355	2%	1%
	10,35	3 884	3 809	3 917	3 762	1%	-1%
	13,8	5 540	5 571	5 560	5 597	0%	0%
	17,25	7 781	7 385	7 825	7 450	1%	1%
	20,7	10 957	11 228	11 025	11 272	1%	0%
	27,6	22 422	20 750	22 348	20 946	0%	1%
	34,5	26 127	19 901	27 960	21 969	7%	10%
	41,4	33 507	28 706	33 965	28 566	1%	0%
BTE		67 417	88 691	75 334	113 596	12%	28%
MT		366 031	1 041 310	343 405	959 237	-6%	-8%

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM apresenta uma proposta de valores do Consumo Médio Anual (CMA) e do Desvio Padrão calculados tendo por base o consumo medido dos clientes de cada segmento, BTN, BTE e MT, em 2024, para a Região Autónoma da Madeira, para vigorar em 2026, indicados no quadro seguinte.

**Quadro 4-50 - Consumo Médio Anual (CMA) e Desvio Padrão – Proposta da
EEM para 2026**

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	Em vigor em 2025		Proposta EEM para 2026		variação	
		CMA	Desvio padrão	CMA	Desvio padrão	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	959	1 828	1 005	1 814	5%	-1%
	2,3	1 396	1 926	1 303	1 713	-7%	-11%
	3,45	1 627	1 504	1 674	1 567	3%	4%
	4,6	2 084	1 611	2 108	1 708	1%	6%
	5,75	2 480	1 729	2 544	1 764	3%	2%
	6,9	1 641	2 142	2 720	2 213	66%	3%
	10,35	4 783	5 373	4 930	5 599	3%	4%
	13,8	5 571	7 383	5 704	7 701	2%	4%
	17,25	8 283	10 807	8 276	10 502	0%	-3%
	20,7	9 680	15 051	10 007	12 705	3%	-16%
	27,6	18 189	18 604	18 972	19 732	4%	6%
	34,5	25 383	23 314	25 373	23 073	0%	-1%
41,4	34 307	31 382	34 799	31 947	1%	2%	
BTE		111 492	159 289	109 909	157 913	-1%	-1%
MT		845 380	1 140 169	846 685	1 119 437	0%	-2%

4.4.3 PREÇOS E PARÂMETROS PARA 2026

Os preços e parâmetros dos serviços regulados previstos no RAIE são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição. Para efeitos do ano de 2026, a ERSE recebeu propostas da E-REDES, EDA e EEM.

4.4.3.1 PREÇO DO SERVIÇO DE DETEÇÃO E TRATAMENTO DE ANOMALIAS E MAJORAÇÃO POR REINCIDÊNCIA

PORTUGAL CONTINENTAL

A proposta apresentada pela E-REDES para o preço de deteção e tratamento de anomalias e da majoração por reincidência para o ano de 2026 é considerada adequada sendo o preço e parâmetro a aplicar em 2026 os constantes do Quadro 4-51, traduzindo-se num aumento do preço em 2,3% face ao ano de 2025.

Quadro 4-51 - Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência, em Portugal continental, para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	2026
MT e BT	Deteção e tratamento da anomalia (EUR)	94,45
	Majoração por reincidência (%)	23%

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Em 2024, por ausência de propostas da EDA e da EEM, foram assumidos os mesmos valores para Portugal continental e para Regiões Autónomas. Para 2025, embora tenham sido recebidas propostas das empresas de atualização com o deflador (2,0%), a ERSE considerou ser de manter a opção de 2024, equiparando os preços nas Regiões Autónomas aos de Portugal continental (0,8%) Na altura, apesar de se reconhecer que a dispersão geográfica aumenta os custos associados à deteção e tratamento de anomalias, entendeu-se que, nessa fase de implementação, faria sentido manter uma equiparação territorial.

Os preços propostos pela EDA e pela EEM para o serviço de deteção e tratamento de anomalias nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira para 2026 constam do Quadro 4-47. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto para 2026. Mantendo o critério de equiparação territorial, aplica-se nas regiões autónomas o mesmo preço que se aplica em Portugal continental, observando uma variação de 2,3% face a 2025, conforme o Quadro 4-52 e o Quadro 4-53.

Quadro 4-52 - Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência, Regiões Autónomas dos Açores, para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	2026
MT e BT	Deteção e tratamento da anomalia (EUR)	94,45
	Majoração por reincidência (%)	23%

Quadro 4-53 - Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência, Regiões Autónomas da Madeira, para 2026

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	2026
MT e BT	Deteção e tratamento da anomalia (EUR)	94,45
	Majoração por reincidência (%)	23%

4.4.3.2 CONSUMO MÉDIO ANUAL E DESVIO PADRÃO

PORTUGAL CONTINENTAL

É aceite a proposta apresentada pela E-REDES para Portugal continental para 2026. Nesta medida, os valores de consumo médio anual e desvio padrão, em Portugal continental, em 2026, são os que constam do Quadro 4-54.

Quadro 4-54 - Consumo médio anual e desvio padrão em Portugal continental para 2026

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	159	432
	2,3	579	930
	3,45	1 469	1 296
	4,6	2 406	1 609
	5,75	2 913	1 897
	6,9	3 035	2 499
	10,35	4 078	3 888
	13,8	5 725	5 746
	17,25	8 082	8 159
	20,7	10 864	11 187
	27,6	21 817	19 235
	34,5	26 813	24 587
	41,4	31 687	29 151
BTE		80 307	98 798
MT		544 285	1 516 387
AT		19 731 759	46 765 346
MAT		27 442 915	106 531 936

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

É aceite a proposta apresentada pela EDA para a Região Autónoma dos Açores para 2026. Nesta medida, os valores de consumo médio anual e desvio padrão, são os que constam do quadro seguinte.

Quadro 4-55 - Consumo médio anual e desvio padrão na Região Autónoma dos Açores para 2026

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	264	514
	2,3	633	797
	3,45	1 832	1 452
	4,6	2 319	1 605
	5,75	2 957	1 917
	6,9	3 248	2 355
	10,35	3 917	3 762
	13,8	5 560	5 597
	17,25	7 825	7 450
	20,7	11 025	11 272
	27,6	22 348	20 946
	34,5	27 960	21 969
	41,4	33 965	28 566
BTE		75 334	113 596
MT		343 405	959 237

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

É aceite a proposta apresentada pela EEM para a Região Autónoma da Madeira para 2026. Nesta medida, os valores de consumo médio anual e desvio padrão, são os que constam do Quadro 4-56.

Quadro 4-56 - Consumo médio anual e desvio padrão na Região Autónoma da Madeira, em 2026

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	1 005	1 814
	2,3	1 303	1 713
	3,45	1 674	1 567
	4,6	2 108	1 708
	5,75	2 544	1 764
	6,9	2 720	2 213
	10,35	4 930	5 599
	13,8	5 704	7 701
	17,25	8 276	10 502
	20,7	10 007	12 705
	27,6	18 972	19 732
	34,5	25 373	23 073
	41,4	34 799	31 947
BTE		109 909	157 913
MT		846 685	1 119 437

4.5 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO TARIFÁRIO

4.5.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O Regulamento Tarifário (RT) ¹²⁴ prevê a publicação de:

- Preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador (artigo 108.º),
- Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio (artigo 109.º),
- Preço da componente fixa das tarifas de referência de aquisição supletiva de eletricidade aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores (artigos 27.º, 107.º e 197.º).

4.5.2 PREÇOS PARA 2026

4.5.2.1 PREÇO APLICÁVEL NA MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E DE AGREGADOR

Conforme resultou da [Consulta Pública n.º 113](#), a tarifa de Operação Logística e de Mudança de Comercializador foi eliminada, com efeitos desde 2024. Parte dos custos dessa atividade, alargada à mudança de agregador e renomeada de operação logística de mudança de comercializador e de agregador, passou a ser recuperada através de um preço regulado aplicável aos comercializadores e, outra parte, passou a ser recuperada na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, incluída na tarifa de Acesso às Redes. O preço regulado é aplicável ao comercializador cessionário (novo comercializador), nos termos do artigo 108.º do RT em vigor.

O preço é aplicável à contratação inicial, às mudanças de comercializador e de agregador ativadas na plataforma do OLMCA, nomeadamente às captações de clientes que os comercializadores de mercado efetuam na carteira dos CUR, às situações em que os clientes mudam entre dois comercializadores em mercado, e ainda aos regressos legalmente permitidos a fornecimento pelos CUR ¹²⁵. No caso de contratos duais, que incluem os fornecimentos de eletricidade e gás, e por equiparação com as mudanças necessárias no caso de fornecimentos individuais de cada vetor energético, o preço regulado é devido separadamente para cada vetor energético.

¹²⁴ [Regulamento n.º 1218/2025](#), de 7 de novembro.

¹²⁵ Nos termos do artigo 247.º do RRC.

A determinação do preço regulado e da parcela a recuperar através das tarifas de Acesso às Redes procura que seja um preço adequado ao custo, evitando gerar ajustamentos, que seja estável ao longo do tempo e que a recuperação dos custos através das tarifas tenha um carácter supletivo.

Assim, o preço estabelecido para 2024 e 2025 procurou que, face à estimativa de mudanças de comercializador a ocorrer, fossem recuperados metade dos proveitos permitidos do OLMCA através do preço regulado.

Para 2026, em resultado da quebra significativa ao nível dos proveitos (por via dos ajustamentos relativos a 2024), os custos da atividade serão recuperados em 85% pelo preço regulado, promovendo-se assim uma maior contribuição por esta via. O aumento da referida percentagem, além de assegurar a supletividade da parcela remanescente (que é incorporada na tarifa UGS), permite controlar oscilações no preço por forma a conferir estabilidade aos agentes de mercado ¹²⁶.

Assumindo o número médio de mudanças de comercializador (1 373 168 entre agosto de 2024 e julho de 2025, incluindo entradas diretas), resulta um preço regulado de 0,57 EUR por mudança, conforme apresentado no Quadro 4-57, representado uma variação de -17,2% face a 2025.

Quadro 4-57 - Preço aplicável na mudança de comercializador, em 2026

Unidade: EUR

Mudança de comercializador / agregador	Preço em vigor em 2025	Preço para 2026	Variação (%)
Preço aplicável na mudança de comercializador /agregador (EUR/mudança)	0,69	0,57	-17,2%

Ao valor indicado no Quadro 4-57 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.5.2.2 PREÇOS APLICÁVEIS A PROJETOS DE INVESTIGAÇÃO CIENTÍFICA E DESENVOLVIMENTO INSERIDOS EM ZONAS LIVRES TECNOLÓGICAS QUE OBTENHAM REGISTO PRÉVIO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, estabelece a existência de Zonas Livres Tecnológicas (ZLT) em Portugal que permitem a dispensa de certas regras regulatórias e que visam promover e facilitar a

¹²⁶ De notar que uma maior contribuição via do preço regulado num ano em que os proveitos se reduzem por efeito de ajustamentos permite, ainda, que nos anos seguintes, em que este efeito conjuntural já não se sinta, garantir, também, estabilidade do preço, reduzindo a contribuição por esta via.

realização de atividades de investigação, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos, modelos inovadores, conceitos, modelos de negócio, no âmbito das atividades de produção, armazenamento, promoção da mobilidade elétrica e autoconsumo de eletricidade.

Conforme estabelecido no artigo n.º 223 do referido Decreto-Lei n.º 15/2022, os projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em ZLT que obtenham registo prévio ¹²⁷ estão isentos do pagamento de tarifas de Acesso às Redes, bem como de encargos relativos à participação nas redes. Estes projetos ficam sujeitos ao pagamento de um valor fixado em euros por MW e por dia a estabelecer pela ERSE. O valor destina-se a participar os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT e suportados pelos operadores da rede nacional de transporte de eletricidade (RNT) ou da rede nacional de distribuição de eletricidade (RND).

Dando cumprimento ao disposto legalmente, e no seguimento da Consulta Pública n.º 113, o preço foi previsto no artigo 107.º do RT. Assim, aos projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio é aplicável um preço em euros por MW e por dia, apenas em Portugal continental, a pagar ao respetivo operador de rede, que pretende cobrir os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT e suportados pelo operador da rede.

O referido preço é então calculado com base nas receitas anuais das tarifas de uso das redes, por nível de tensão, e nas correspondentes quantidades de potência contratada ou de potência tomada ¹²⁸ (consoante o caso).

O Quadro 4-58 apresenta os preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em ZLT que obtenham registo prévio aplicáveis a instalações de consumo, em 2026, bem como a variação face ao ano anterior.

¹²⁷ A instalação de projetos de investigação científica e desenvolvimento nas ZLT está sujeita a procedimentos de comunicação prévia no caso de projetos com potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW ou a procedimentos de registo prévio no caso de projetos com capacidade instalada superior a 30 kW. De referir, que o artigo 223.º se refere exclusivamente a procedimentos de registo prévio.

¹²⁸ A potência tomada corresponde ao maior valor da potência ativa média, registado em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

Note-se que os preços em vigor não seguem a hierarquia de preços por nível de tensão, entre MT e BT. Tal resulta do facto de a potência contratada em BTN ser por escalões, e não pelo máximo da potência tomada em 12 meses, enviesando as quantidades associadas. Por esse motivo, foram alterados os pressupostos de cálculo do preço em BT, de modo a melhor alinhar os preços, passando o preço para a BT a ser determinado com base nas quantidades e valores relativos à BTE, respeitando assim a hierarquia de preços. De notar que, de acordo com informação prestada pela E-Redes, não há, atualmente, projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas.

Quadro 4-58 - Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio (instalações de consumo), em 2026

Unidade: EUR/(kW.dia)

Preços a aplicar nas ZLT (Aplicável ao consumo)	Preços em vigor em 2025	Preço para 2026	Variação (%)
Preço aplicável nas ZLT que obtenham registo prévio			
MAT	0,0409	0,0416	1,8%
AT	0,0951	0,1000	5,1%
MT	0,1176	0,1216	3,4%
BT	0,0738	0,1740	135,8%

Com a Consulta Pública n.º 134, clarifica-se que o preço determinado para aplicação aos projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em ZLT que obtenham registo prévio, se aplica não só a instalações de consumo, sendo, nesse caso, o preço relativo à potência tomada, em kW (Quadro 4-58), como também a instalações de produção, situação em que o preço se refere à potência de ligação, em kVA. De facto, considerando que o objeto das ZLT pode abarcar distintas atividades que não apenas o consumo, mas também a injeção na rede, é necessário clarificar que, nas situações de aplicação a produtores, a variável de faturação deve considerar a potência de ligação.

Para a determinação do preço aplicável a instalações de produção em ZLT, considerou-se como opção metodológica proceder ao apuramento do “desconto” implícito no preço aprovado para globalidade das ZLT de consumo (o desconto corresponde à isenção de TAR e de encargos de comparticipação nas redes) e aplicar a mesma proporção na produção, indistintamente por nível de tensão.

Tendo em conta que o Decreto-Lei n.º 15/2022 refere explicitamente «o pagamento de um valor», para «comparticipar os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias».

Assim, os preços para instalações de produção em ZLT são calculados a partir dos valores de encargos com participações nas redes em cada nível de tensão aos quais se aplica o mesmo desconto implícito para as instalações de consumo (50%, valor único para todos os níveis de tensão) ¹²⁹.

O Quadro 4-59 apresenta os preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em ZLT que obtenham registo prévio aplicáveis a instalações de produção, em 2026, bem como a variação face ao ano anterior.

Quadro 4-59 - Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio (instalações de produção), em 2026

Unidade: EUR/(kVA.dia)

Preços a aplicar nas ZLT (Aplicável à produção)	Preços em vigor em 2025	Preço para 2026	Variação (%)
Preço aplicável nas ZLT que obtenham registo prévio			
MAT	-	0,0257	-
AT	-	0,0214	-
MT	-	0,0214	-
BT	-	0,0143	-

4.5.2.3 PARCELA FIXA RELATIVA AOS CUSTOS DE FUNCIONAMENTO AFETOS À ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES RENOVÁVEIS EM MERCADO E DE EXCEDENTES DE AUTOCONSUMO

O Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece que nas situações de aquisição supletiva pelo agregador de último recurso (AUR), tanto a produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, como a autoconsumidores que injetem a energia excedentária na RESP, aplicam-se as tarifas de referência definidas pela ERSE [artigo 148.º, n.º 2].

A eletricidade adquirida pelo AUR deve ser colocada em mercados organizados, através de contratos bilaterais ou através de mecanismos regulados, em ambos os casos previamente aprovados pela ERSE, nos termos estabelecidos no RRC [artigo 150.º, n.º 2, al. a)]. Transitoriamente, até que seja atribuída a licença de AUR, cabe ao CUR assegurar a aquisição de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, desde

¹²⁹ Percentagem estimada para uma permanência de 2 anos.

que a potência de ligação atribuída não exceda 1 MW, incluindo o excedente de autoconsumo [artigo 288.º, n.º 1 e n.º 2].

De salientar que esta atuação transitória prevista para o CUR estava já enquadrada no âmbito da norma transitória do Decreto-Lei n.º 76/2019, prevendo, no caso, a substituição da figura do facilitador de mercado. Nos termos deste diploma, a ERSE já tinha a obrigação de aprovar a definição do parâmetro de encargos suportados pelos produtores em regime especial, que cumpriu através da aprovação da Diretiva n.º 5/2021, de 24 de fevereiro.

O RT passou a integrar as regras para a definição da tarifa de referência que permite remunerar os produtores de energia renovável em regime de mercado e os excedentes dos autoconsumidores. Assim, nos termos do artigo 107.º do RT, as tarifas de referência proporcionam uma remuneração calculada a partir das seguintes parcelas:

- Parcela relativa à valorização da energia aos preços do mercado diário do MIBEL;
- Parcela relativa aos encargos suportados com a representação em mercado, nomeadamente os desvios à programação, devido à participação no MIBEL, e outros encargos;
- Parcela relativa aos custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo.

A expressão de cálculo da tarifa de referência aplicável ao CUR, transitoriamente com as funções previstas para o AUR, está prevista no artigo 197.º do RT.

O cálculo da remuneração assume uma formulação idêntica à anterior. Assim, o regime remuneratório considera o preço de energia horário no OMIE repercutido de acordo com o perfil horário de produção, líquido dos custos com os desvios em mercado (pro rata) e de um encargo fixo a estabelecer pela ERSE pelo serviço de intermediação, com a formulação dos encargos prevista no RT, no artigo 197.º, n.ºs 2, 3 e 4.

Face ao exposto, o preço para a componente fixa que cobre, parcial ou totalmente, os custos de funcionamento, em euros por kW e por mês, para 2026, é de 0,0279 EUR/(kW.mês) (conforme o Quadro 4-60). O referido preço foi atualizado com o deflator implícito do consumo privado de 2,1%, de acordo com a previsão da Comissão Europeia no *European Economic Forecast, Autumn 2025*, face ao valor em vigor em 2025.

O preço permite recuperar 8% dos custos de funcionamento do ano.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Preços e parâmetros dos serviços regulados

Quadro 4-60 - Parcela fixa relativa aos custos de funcionamento afetos à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, em 2026

Unidade: EUR/(kW.mês)

	Preço em vigor em 2025	Preço para 2026	Varição (%)
Preço de aquisição a produtores de energia renovável e a autoconsumidores	0,0273	0,0279	2,1%

5 IMPACTES TARIFÁRIOS

No presente capítulo apresentam-se os impactes das decisões tarifárias tomadas pela ERSE para 2026 nas tarifas das atividades reguladas.

Como ponto de partida apresentam-se as receitas a recuperar nas tarifas do setor elétrico (ponto 5.1). Os impactes das decisões tarifárias são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios¹³⁰ (pontos 5.2 a 5.4): (i) das tarifas por atividade; (ii) das tarifas de Acesso às Redes; (iii) dos preços médios de referência de Venda a Clientes Finais; (iv) das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental, em BTN, e das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, em MAT, AT, MT e BTE; (v) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA; e (vi) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM. Adicionalmente, são apresentadas análises sobre a convergência tarifária entre Portugal continental e as Regiões Autónomas (ponto 5.9), sobre os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (ponto 5.10) e sobre o impacte das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado em BTN (ponto 5.11).

Relativamente à evolução dos preços médios, apresentada nas secções 5.2 até 5.4, importa explicitar os critérios adotados para decompor as variações dos preços médios entre os anos 2025 e 2026, designadamente pela identificação de três estados distintos:

- **«Tarifas 2025, consumos 2025»:** O primeiro estado corresponde à situação no ano 2025, isto é, assume as quantidades e as tarifas para 2025, conforme o documento «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025».
- **«Tarifas 2025, consumos 2026»:** O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos para 2026, conforme o presente documento, assumindo as tarifas do ano 2025.
- **«Tarifas 2026, consumos 2026»:** O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2026 e as respetivas quantidades para esse ano.

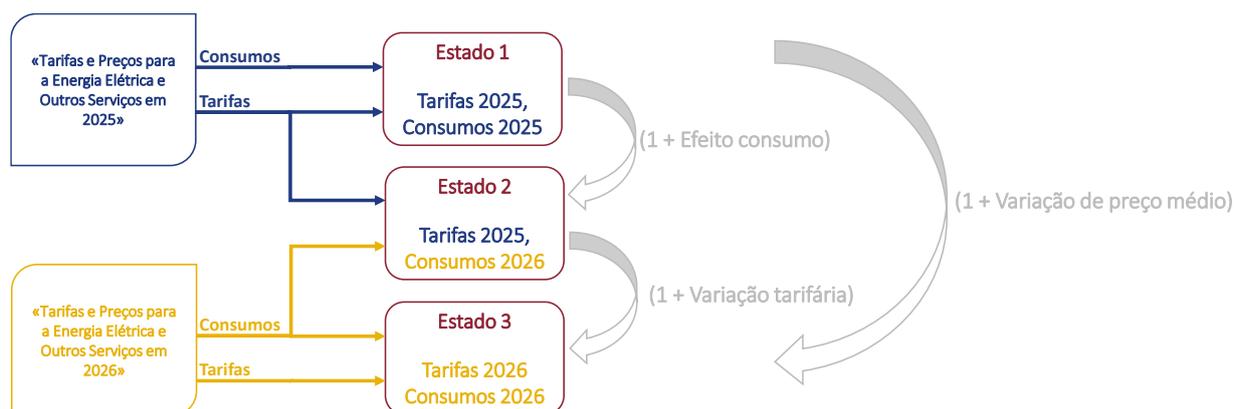
Com esta separação é possível identificar os efeitos que afetam a variação dos preços médios das tarifas no que respeita, por um lado, à variação dos preços das tarifas e, por outro lado, à alteração do cabaz de quantidades vendidas (ver Figura 5-1). A variação do preço médio representa a conjugação da variação dos

¹³⁰ 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).

preços das tarifas (variação tarifária) com a alteração do cabaz das quantidades vendidas (efeito consumo). Em termos algébricos, a variação de preço médio entre o ano 2025 (estado 1) e o ano 2026 (estado 3) depende da variação tarifária e do efeito consumo através da seguinte equação ¹³¹:

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

Figura 5-1 - Decomposição da variação de preço médio



Em resumo, o efeito da variação tarifária entre um ano e o ano seguinte traduz a alteração dos preços das tarifas, assumindo a estrutura de consumos do ano seguinte.

5.1 RECEITAS A RECUPERAR NAS TARIFAS DO SETOR ELÉTRICO

Esta secção apresenta as receitas a recuperar com as tarifas reguladas para o ano de 2026, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

5.1.1 PORTUGAL CONTINENTAL

O quadro seguinte apresenta as receitas a recuperar com as tarifas reguladas em Portugal continental, por entidade, designadamente pelo Operador da Rede de Transporte (ORT), pelos Operadores das Redes de Distribuição (ORD) e pelo Comercializador de Último Recurso (CUR). Adicionalmente, é apresentado o valor

¹³¹ 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.

total das receitas a recuperar através das tarifas aplicadas ao cliente final, isto é, o valor repercutido nos clientes finais do setor elétrico, líquido de ajustamentos de faturação entre as várias entidades.

Quadro 5-1 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas no ano 2026, em Portugal continental

Unidade: milhares de euros

	Receitas		Receitas, por entidade			
	Total		OLMCA	ORT	ORD	CUR
Tarifas por atividade						
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	378 817			370 662	378 817	21 064
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	45 945	147		55 911	45 945	2 547
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	1 241 092			260 539	1 241 092	100 845
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	1 251 803				1 251 803	110 534
Tarifa de Energia	235 692					235 692
Tarifa de Comercialização	30 222					30 222
Sub-total	3 183 570		147	687 111	2 917 656	500 904
Outros valores						
Desconto social	-129 972				-129 972	-9 066
Sub-total	-129 972		0	0	-129 972	-9 066
TOTAL	3 053 598		147	687 111	2 787 684	491 838

As receitas do **ORT**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas ao operador da rede de distribuição em MT e AT (secção 4.2), designadamente a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte ¹³².

As receitas dos **ORD**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas às entregas a clientes do Comercializador de Último Recurso e a clientes no mercado liberalizado (secção 4.3), designadamente a tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição ¹³³. Estas tarifas reguladas formam a tarifa de Acesso às Redes (secção 4.5).

As receitas do **CUR**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas às entregas a clientes do CUR, designadamente a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização (secção 4.4), para além da tarifa de Acesso às Redes.

¹³² A tarifa de Uso Global do Sistema subdivide-se na Parcela I e na Parcela II. A tarifa de Uso da Rede de Transporte inclui a tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para os clientes ligados em MAT e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para os clientes ligados em AT e para os restantes clientes.

¹³³ A tarifa de Uso da Rede de Distribuição inclui a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

Nas receitas dos ORD e do CUR identifica-se o valor do desconto social, que representa um benefício monetário para os clientes elegíveis para este apoio social. No caso do CUR o valor é referente aos clientes do mercado regulado. No caso dos ORD o valor é referente a todos os clientes em Portugal continental, incluindo os mercados regulado e liberalizado.

O valor total de receitas a recuperar nas tarifas reguladas do setor elétrico em Portugal continental, na ótica do cliente final, encontra-se igualmente apresentado na primeira coluna do Quadro 5-1. Este valor é dado pela soma das receitas dos ORD com as receitas do CUR nas componentes das tarifas de Energia e Comercialização.

5.1.2 REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 5-2 apresenta as receitas a recuperar com as tarifas reguladas nas Regiões Autónomas, discriminando entre valores a recuperar na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM).

Quadro 5-2 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas no ano 2026, nas Regiões Autónomas

	<i>Unidade: milhares de euros</i>		
	Receitas	Receitas, por região	
	Total	RAA	RAM
Tarifas por atividade			
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	14 741	7 072	7 669
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	1 710	819	891
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	58 305	27 415	30 890
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	59 158	27 426	31 732
Tarifa de Energia	159 543	76 450	83 093
Tarifa de Comercialização	14 111	6 676	7 435
Sub-total	307 567	145 857	161 710
Outros valores			
Desconto social	-6 834	-3 356	-3 478
Sub-total	-6 834	-3 356	-3 478
TOTAL	300 733	142 501	158 232

As receitas na **RAA** resultam da aplicação das tarifas reguladas às entregas a clientes finais, designadamente as tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes ¹³⁴ e as tarifas de Energia e Comercialização. A soma destas tarifas resulta na tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar na RAA (secção 4.14).

As receitas na **RAM** resultam da aplicação das tarifas reguladas às entregas a clientes finais, designadamente as mesmas tarifas que são aplicadas na RAA. A soma destas tarifas resulta na tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar na RAM (secção 4.15).

Em ambas as regiões, repercute-se nos clientes finais o valor do desconto social, que representa um benefício monetário para os clientes elegíveis para este apoio social.

O valor total de receitas a recuperar nas tarifas reguladas do setor elétrico das Regiões Autónomas, na ótica do cliente final, encontra-se igualmente apresentado na primeira coluna do Quadro 5-2. Este valor é dado pela soma das receitas das duas regiões.

5.2 TARIFAS POR ATIVIDADE

5.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2025 E 2026

Nesta secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas das atividades reguladas pela ERSE entre os anos 2025 e 2026.

A Figura 5-2 apresenta a variação do preço médio para as várias tarifas que compõem a tarifa de Acesso às Redes, a qual é suportada por todos os consumidores do mercado elétrico, incluindo o mercado liberalizado e o mercado regulado. A figura identifica que a tarifa de Uso Global do Sistema apresenta um decréscimo do preço médio entre 2025 e 2026, de -5,0%. Para o decréscimo da UGS em 2026 contribui a diminuição do montante do sobrecusto da aquisição da produção com remuneração garantida, no ano.

Verifica-se que as tarifas de Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição em todos os níveis de tensão apresentam um acréscimo do preço médio entre 2025 e 2026.

¹³⁴ Tal como em Portugal continental, também nas Regiões Autónomas a tarifa de Acesso às Redes inclui as seguintes tarifas: tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte e tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

Observa-se que no caso da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT o acréscimo se justifica quer pelo efeito da variação tarifária (+3,1%), quer pelo efeito consumo (+1,9%). Quanto à tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT o acréscimo do preço médio, de +1,4%, é justificado pelo acréscimo da variação tarifária em +1,9% e pelo efeito consumo que decresce -0,5%.

No que se refere à tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, à tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT e à tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT o acréscimo do preço médio é essencialmente impulsionado pelo efeito da variação tarifária, de +8,4%, +7,9% e +7,9%, respetivamente.

Figura 5-2 - Evolução do preço médio nas parcelas da tarifa de Acesso às Redes

Tarifa	Preço médio 2025	Preço médio 2026	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso Global do Sistema	0,0281 EUR/kWh Receitas: 1 322 141 mil EUR Quantidades: 47 127 GWh	0,0267 EUR/kWh Receitas: 1 287 037 mil EUR Quantidades: 48 283 GWh	-5,0%	-5,0%	+0,0%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	0,0044 EUR/kWh Receitas: 10 804 mil EUR Quantidades: 2 471 GWh	0,0046 EUR/kWh Receitas: 12 555 mil EUR Quantidades: 2 733 GWh	+5,0%	+3,1%	+1,9%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	0,0079 EUR/kWh Receitas: 354 189 mil EUR Quantidades: 44 656 GWh	0,0080 EUR/kWh Receitas: 366 261 mil EUR Quantidades: 45 549 GWh	+1,4%	+1,9%	-0,5%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0019 EUR/kWh Receitas: 82 981 mil EUR Quantidades: 44 656 GWh	0,0020 EUR/kWh Receitas: 91 557 mil EUR Quantidades: 45 549 GWh	+8,2%	+8,4%	-0,2%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0086 EUR/kWh Receitas: 325 322 mil EUR Quantidades: 37 861 GWh	0,0093 EUR/kWh Receitas: 356 665 mil EUR Quantidades: 38 481 GWh	+7,9%	+7,9%	-0,1%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0318 EUR/kWh Receitas: 725 609 mil EUR Quantidades: 22 846 GWh	0,0341 EUR/kWh Receitas: 803 581 mil EUR Quantidades: 23 578 GWh	+7,3%	+7,9%	-0,5%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A Figura 5-3 apresenta a variação do preço médio para a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização ¹³⁵, 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 decréscimo de -2,5% do preço médio, impulsionado pelo efeito da variação tarifária (-2,6%). No caso da tarifa de Comercialização prevê-se um acréscimo significativo de +7,4% no preço médio entre 2025 e 2026, explicado essencialmente pela variação tarifária de +8,2%.

Figura 5-3 - Evolução do preço médio nas tarifas de Energia e Comercialização

Tarifa	Preço médio 2025	Preço médio 2026	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia	0,0944 EUR/kWh Receitas: 231 896 mil EUR Quantidades: 2 457 GWh	0,0920 EUR/kWh Receitas: 235 692 mil EUR Quantidades: 2 562 GWh	-2,5%	-2,6%	+0,0%
Tarifa de Comercialização	0,0110 EUR/kWh Receitas: 26 980 mil EUR Quantidades: 2 457 GWh	0,0118 EUR/kWh Receitas: 30 222 mil EUR Quantidades: 2 562 GWh	+7,4%	+8,2%	-0,7%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

5.2.2 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2002 E 2026

O Quadro 5-3 apresenta a evolução nas tarifas das atividades reguladas em termos reais e nominais desde o ano 2002 ¹³⁶.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam, em 2026, um valor real inferior face ao ano de 2002, graças aos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e, consequentemente, partilhados com os consumidores.

¹³⁵ 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.

¹³⁶ Os preços médios apresentados até 2023 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias.

A tarifa de Uso Global do Sistema observou uma tendência de crescimento desde 2002 até 2021, fruto do incremento acentuado dos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG). Note-se que estes CIEG cresceram até 2021 em volume (é exemplo o diferencial de custo com a produção com remuneração garantida) e em número (novos custos foram sendo incluídos na tarifa ao longo dos anos, como a remuneração dos terrenos dos centros eletroprodutores e os CMEC). Nas tarifas de 2009 a tendência de crescimento foi contrariada, por via das disposições constantes do Decreto-Lei n.º 165/2008 que adiaram os sobrecustos com a produção com remuneração garantida de 2009 por um período máximo de 15 anos, com efeitos a partir de 2010. Essa tendência voltou a ser contrariada em 2012 e 2013, 2018 e 2019 e mais recentemente em 2022 e 2023, devido a uma redução dos CIEG, que assumiram um valor negativo, gerando uma tarifa de Uso Global do Sistema negativa. Em 2024, os CIEG regressaram a valores positivos, apesar das medidas de contenção tarifária de elevado valor, o mesmo sucedendo com a tarifa de Uso Global do Sistema ¹³⁷. Para 2025 verificou-se um acréscimo, no entanto, sem atingir os valores de 2021. Em 2026 observa-se um ligeiro decréscimo da tarifa de Uso Global do Sistema.

A tarifa de Energia observou em 2024, 2025 e em 2026 um decréscimo significativo face a 2023, devido a uma descida de preços no mercado grossista de eletricidade.

¹³⁷ Os CIEG são recuperados pela parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema e pela tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT. Com a reformulação do RT ([Consulta Pública n.º 113](#)), toda a parcela II da tarifa de UGS é composta por CIEG.

Quadro 5-3 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100)

Preço médio (ano 2002 = 100)		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Energia	real	100	96	101	103	97	96	88	123	86	81	103	104	101	99	88	83	86	102	91	82	178	245	112	99	93
	nominal	100	100	107	113	110	111	104	148	104	97	123	127	125	125	113	107	114	138	125	115	263	390	187	171	167
Uso da Rede Transporte	real	100	93	103	104	101	113	144	144	185	178	171	205	222	172	161	191	171	149	139	141	157	157	156	155	154
	nominal	100	96	109	114	114	131	170	173	223	214	205	251	274	216	207	249	227	201	192	198	232	250	261	270	275
Uso da Rede Distribuição AT	real	100	97	77	70	78	72	148	161	161	142	157	164	165	151	148	156	123	116	103	103	115	107	100	95	100
	nominal	100	101	82	76	88	84	175	193	194	170	188	200	203	190	189	203	163	157	141	144	170	170	167	165	178
Uso da Rede Distribuição MT	real	100	96	91	84	89	91	94	98	98	85	95	100	99	87	85	91	72	67	58	58	66	61	57	54	57
	nominal	100	99	97	92	101	106	111	117	118	102	114	123	122	109	109	118	95	91	79	81	98	98	95	94	101
Uso da Rede Distribuição BT	real	100	95	93	88	88	92	98	89	99	91	92	96	95	91	95	90	81	78	76	75	67	63	63	61	64
	nominal	100	98	98	97	99	106	115	107	119	110	111	118	117	115	122	117	108	106	104	105	99	100	104	107	115
Uso Global do Sistema	real	100	131	138	192	222	268	436	49	472	675	653	637	708	841	901	934	923	723	750	781	-291	-848	344	401	370
	nominal	100	135	146	210	251	312	515	58	569	811	782	780	873	1058	1155	1214	1223	975	1033	1097	-431	-1349	574	696	661
Comercialização em MAT, AT e MT	real	100	285	436	334	267	238	71	219	126	133	141	145	140	448	447	437	180	372	253	10	431	346	130	415	755
	nominal	100	295	462	365	301	276	84	262	152	160	169	178	173	564	573	569	239	502	348	14	638	550	217	720	1348
Comercialização BTE	real	100	165	254	240	194	195	84	107	69	68	72	79	76	103	451	451	44	45	190	228	352	110	246	819	745
	nominal	100	171	269	263	219	227	99	128	83	82	86	96	94	129	578	587	58	61	262	320	521	174	411	1421	1331
Comercialização BTN	real	100	139	106	87	78	97	107	124	124	106	99	98	98	100	111	110	143	162	176	180	185	150	148	177	186
	nominal	100	144	112	95	88	113	127	149	149	128	118	120	120	126	143	143	190	218	243	253	273	239	247	307	332

Nota: Na tarifa de Energia, os preços médios de 2020 a 2023 incluem o efeito das atualizações trimestrais ocorridas nesses anos. O efeito da fixação excepcional de tarifas em julho de 2022, em julho de 2023 e em junho de 2024 também foi tido em conta nos valores dos anos 2022, 2023 e 2024, nomeadamente na tarifa de Energia e na tarifa de Uso Global do Sistema.

O Quadro 5-4 resume as variações anuais médias para vários períodos de regulação do setor elétrico, os quais têm tido uma duração de três anos, excetuando o período de regulação de 2002 a 2005. A partir do período de regulação 2018-2021 a duração é de 4 anos ¹³⁸.

Quadro 5-4 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período de regulação

Variação anual média		2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022-2025	2026 *
Energia	real	1,0%	-5,1%	-2,7%	7,6%	-6,5%	-0,3%	4,9%	-5,3%
	nominal	4,0%	-2,6%	-2,2%	8,5%	-4,8%	1,6%	10,6%	-2,6%
Uso Rede Transporte	real	1,4%	11,4%	7,3%	7,7%	-4,9%	-7,3%	2,5%	-0,9%
	nominal	4,5%	14,3%	7,9%	8,6%	-3,2%	-5,5%	8,0%	1,9%
Uso Rede Distribuição AT	real	-11,4%	28,6%	-1,4%	5,2%	-1,9%	-9,9%	-2,0%	5,4%
	nominal	-8,7%	32,0%	-0,9%	6,1%	-0,1%	-8,1%	3,3%	8,4%
Uso Rede Distribuição MT	real	-5,5%	3,6%	-3,2%	5,2%	-2,8%	-10,6%	-1,7%	4,9%
	nominal	-2,7%	6,3%	-2,7%	6,1%	-1,1%	-8,8%	3,6%	7,9%
Uso Rede Distribuição BT	real	-4,0%	3,3%	-2,2%	1,2%	-1,6%	-4,6%	-4,8%	4,9%
	nominal	-1,1%	6,0%	-1,7%	2,1%	0,1%	-2,7%	0,4%	7,9%
Uso Global do Sistema	real	24,2%	31,5%	15,7%	1,6%	9,7%	-4,4%	-15,3%	-7,7%
	nominal	28,0%	34,9%	16,3%	2,5%	11,6%	-2,5%	-10,8%	-5,0%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	49,4%	-40,2%	23,0%	1,9%	46,1%	-60,8%	151,8%	82,1%
	nominal	54,0%	-38,7%	23,7%	2,8%	48,7%	-60,1%	165,5%	87,3%
Comercialização em BTE	real	34,0%	-29,7%	-6,5%	3,6%	81,2%	-15,7%	37,7%	-9,0%
	nominal	38,1%	-27,8%	-6,0%	4,5%	84,4%	-14,1%	45,2%	-6,3%
Comercialização em BTN	real	-4,5%	7,1%	-0,2%	-2,8%	3,9%	13,3%	-0,5%	5,0%
	nominal	-1,6%	9,9%	0,3%	-1,9%	5,8%	15,5%	4,9%	8,0%

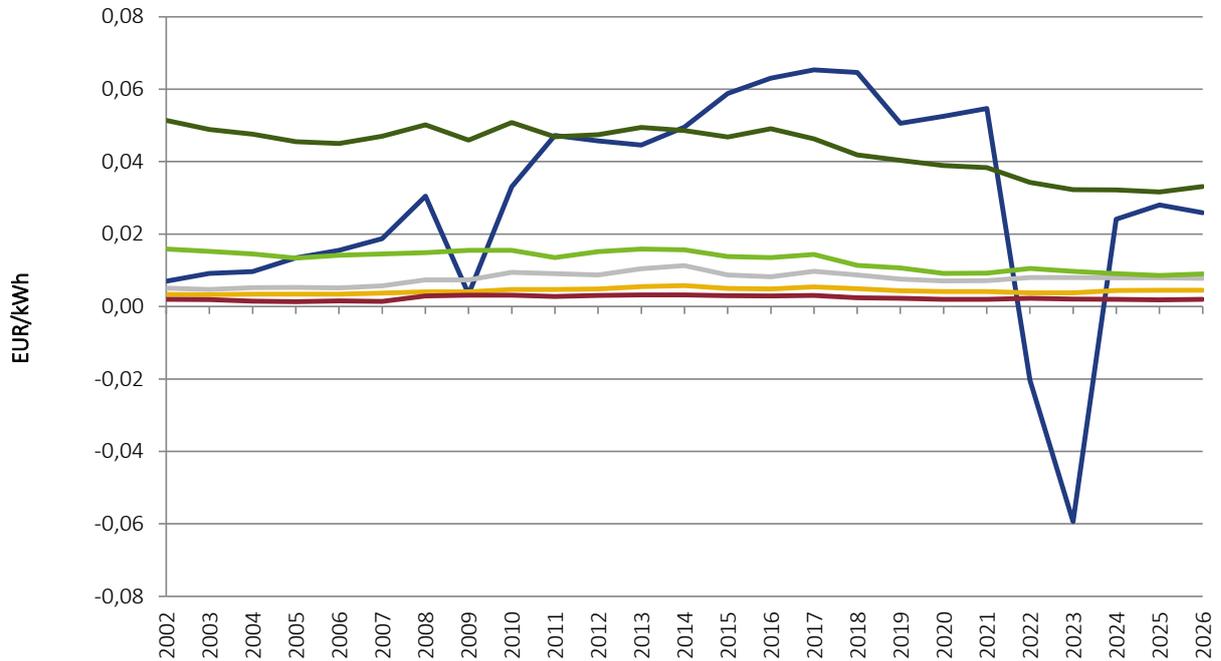
Nota: Na tarifa de Energia, os preços médios de 2020 a 2023 incluem o efeito das atualizações trimestrais ocorridas nesses anos. O efeito da fixação excepcional de tarifas em julho de 2022, julho de 2023 e junho de 2024 também foi tido em conta nos valores dos anos 2022, 2023 e 2024, nomeadamente na tarifa de Energia e na tarifa de Uso Global do Sistema. * A última coluna representa o primeiro ano do período de regulação que agora se inicia.

Na Figura 5-4 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade a preços constantes de 2025. Depois de um período de forte queda da tarifa de Uso Global do Sistema, em 2022 e 2023, inclusive para valores negativos da mesma ordem de grandeza dos valores em anos anteriores, em 2024, 2025 e em 2026, o preço da tarifa de Uso Global do Sistema retoma valores positivos, ainda que abaixo dos anos anteriores, apenas

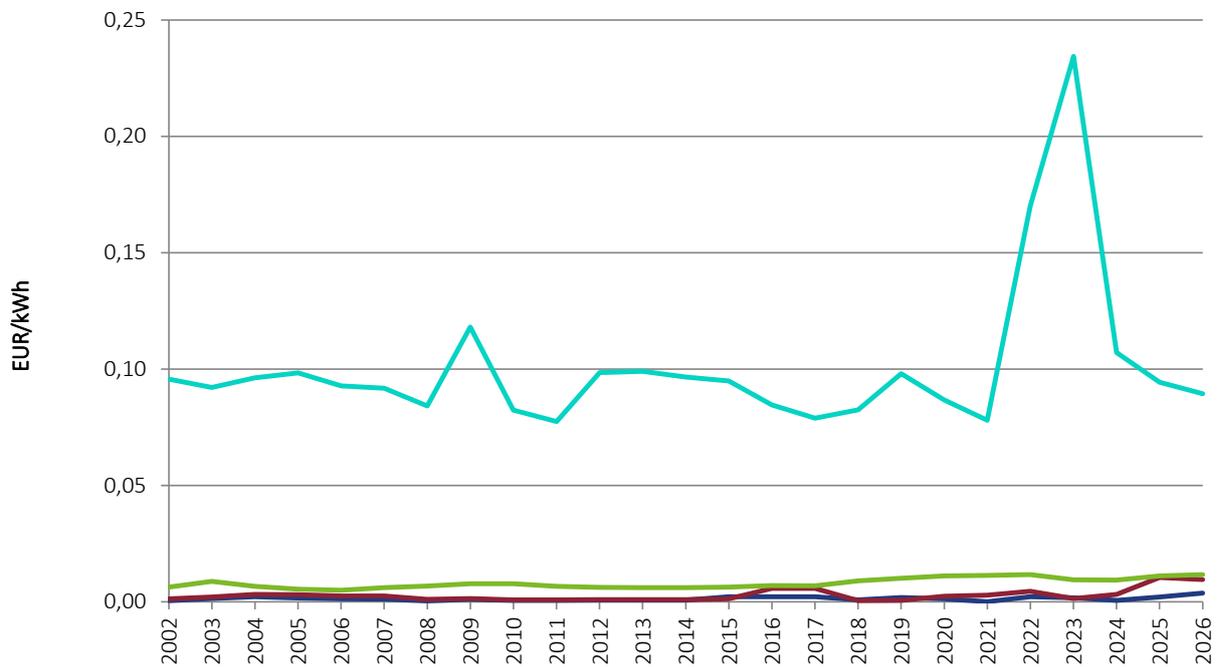
¹³⁸ A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

comparável com os valores de 2008. A tarifa de Energia reduz significativamente de 2023 para 2024, sendo que em 2025 e 2026 assiste-se a um ligeiro decréscimo face aos anos anteriores, mas ainda sem retomar os níveis de 2021.

Figura 5-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2025)



— UGS — URT MAT — URT AT — URD AT — URD MT — URD BT



— C MAT/AT/MT — C BTE — C BTN — TE

Legenda: UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema; URT MAT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT; URT AT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT; URD AT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT; URD MT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT; URD BT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT; C MAT/AT/MT - Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT; C BTE - Tarifa de Comercialização em BTE; C BTN - Tarifa de Comercialização em BTN; TE - Tarifa de Energia

5.3 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

5.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2025 E 2026

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 2025 e 2026. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio, discriminada por atividade regulada.

A Figura 5-5 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Acesso às Redes. É de referir que os valores apresentados refletem os valores médios do SEN, e incorporam o facto de existirem instalações com estatuto do cliente eletrointensivo, que beneficiam de isenções na parcela II da tarifa de UGS, e os restantes clientes do SEN, que não beneficiam de isenções análogas. O acréscimo de +0,9% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2025 e 2026, é impulsionado fundamentalmente por um acréscimo tarifário de +1,1%. Esta variação justifica-se em grande parte pelo acréscimo da tarifa de Uso da Rede de Distribuição (capítulo 5.2.1).

Figura 5-5 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, valores médios do SEN

Tarifa	Preço médio 2025	Preço médio 2026	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Acesso às Redes	0,0599 EUR/kWh Receitas: 2 821 047 mil EUR Quantidades: 47 127 GWh	0,0604 EUR/kWh Receitas: 2 917 656 mil EUR Quantidades: 48 283 GWh	+0,9%	+1,1%	-0,1%

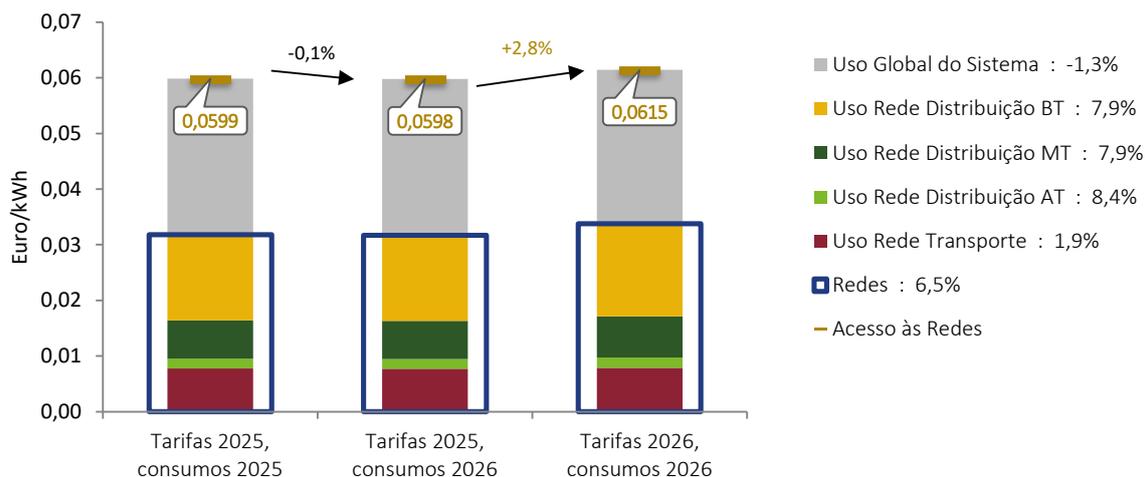
Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

Nas figuras seguintes (Figura 5-6 a Figura 5-11), é apresentada a estrutura do preço médio da tarifa de Acesso às Redes, e respetivas variações, considerando os preços aplicados aos clientes que não beneficiam do estatuto do cliente eletrointensivo, o que significa que não incluem o efeito das isenções para instalações com estatuto do cliente eletrointensivo (isenções CEI) ¹³⁹. Isto explica a diferença de valores entre a Figura 5-5 e a Figura 5-6, que apesar de considerarem ambas a totalidade dos clientes do SEN, apresentam preços médios e variações tarifárias diferentes no ano 2026 para a tarifa de Acesso às Redes.

¹³⁹ Apesar de da Figura 5-6 até Figura 5-11 estarem construídas com o mesmo critério, retirando eventuais efeitos por isenções CEI, esta abordagem apenas poderá ter efeitos nos casos de MAT, AT, MT e BTE, uma vez que não podem existir instalações CEI em BTN.

Na legenda da Figura 5-6, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: +1,9% para o Uso da Rede de Transporte, +8,4% para o Uso da Rede de Distribuição em AT, +7,9% para o Uso da Rede de Distribuição em MT, +7,9% para o Uso da Rede de Distribuição em BT e -1,3% para o Uso Global do Sistema.

Figura 5-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, sem isenções CEI



Em seguida, apresentam-se as figuras com a evolução tarifária das tarifas de Acesso às Redes, entre 2025 e 2026, para os diferentes níveis de tensão, com discriminação por atividade. Regista-se uma variação tarifária da tarifa de Acesso às Redes de -2,9% em MAT, -0,8% em AT, +1,8% em MT, +2,7% em BTE e de +3,5% em BTN. Em termos médios globais observa-se um aumento de +2,8% da tarifa de Acesso às Redes.

Figura 5-7 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MAT, sem isenções CEI

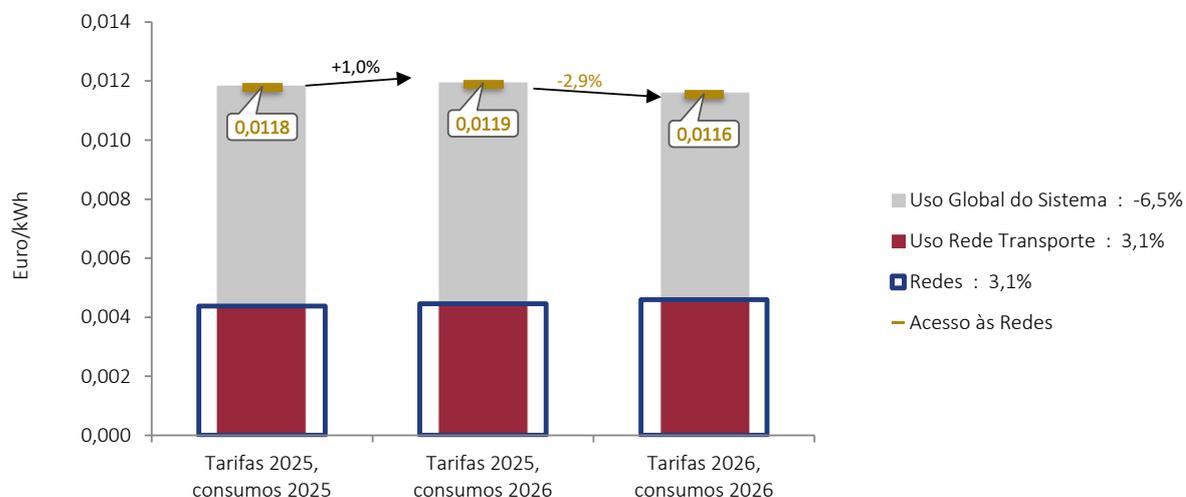


Figura 5-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT, sem isenções CEI

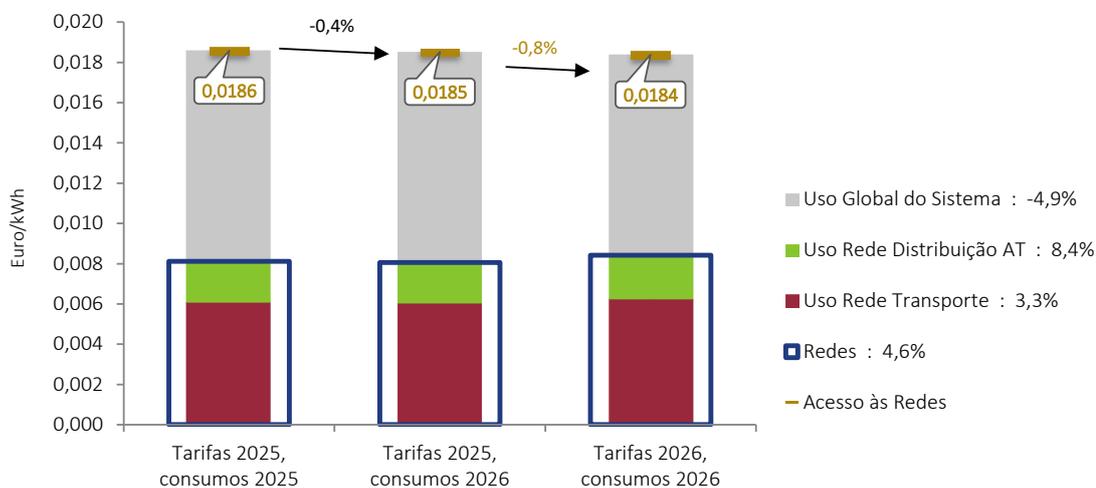


Figura 5-9 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT, sem isenções CEI

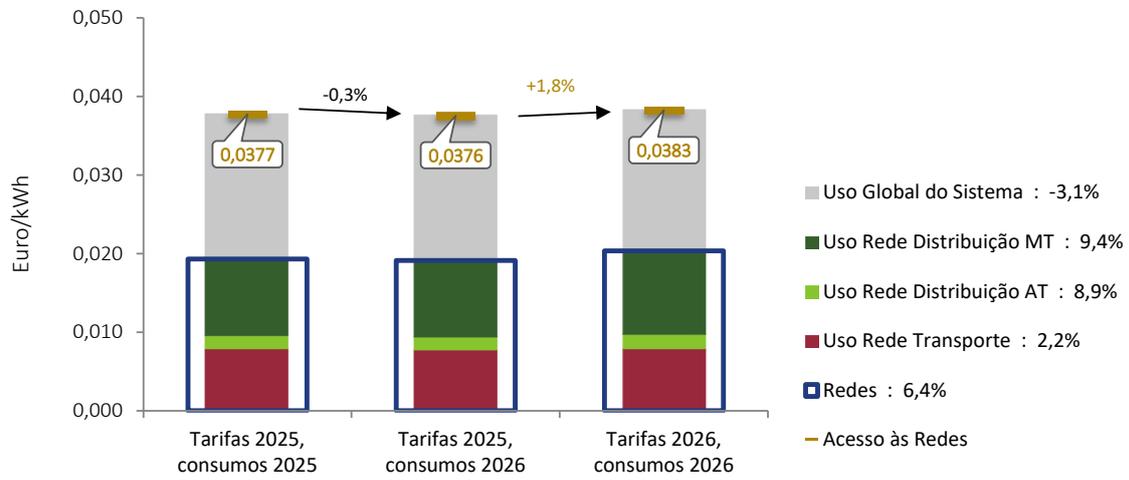


Figura 5-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE, sem isenções CEI

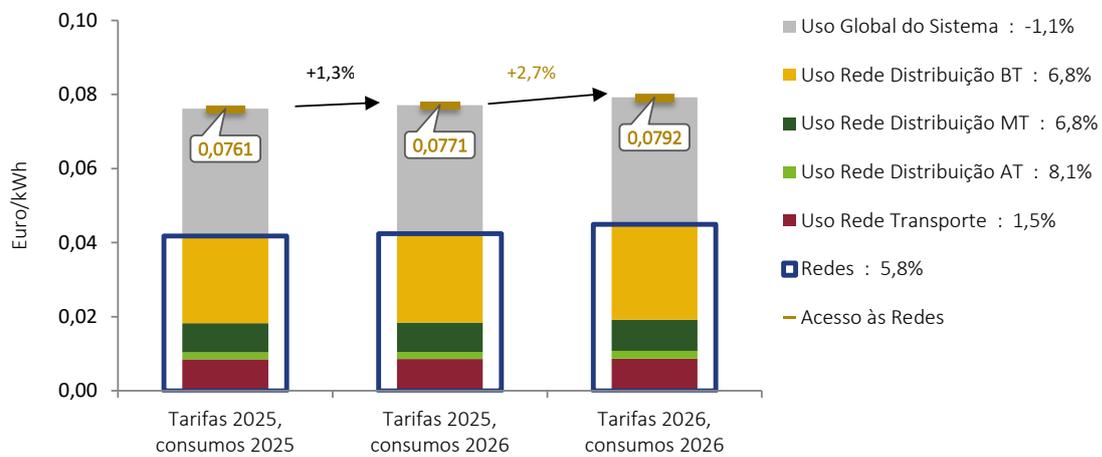
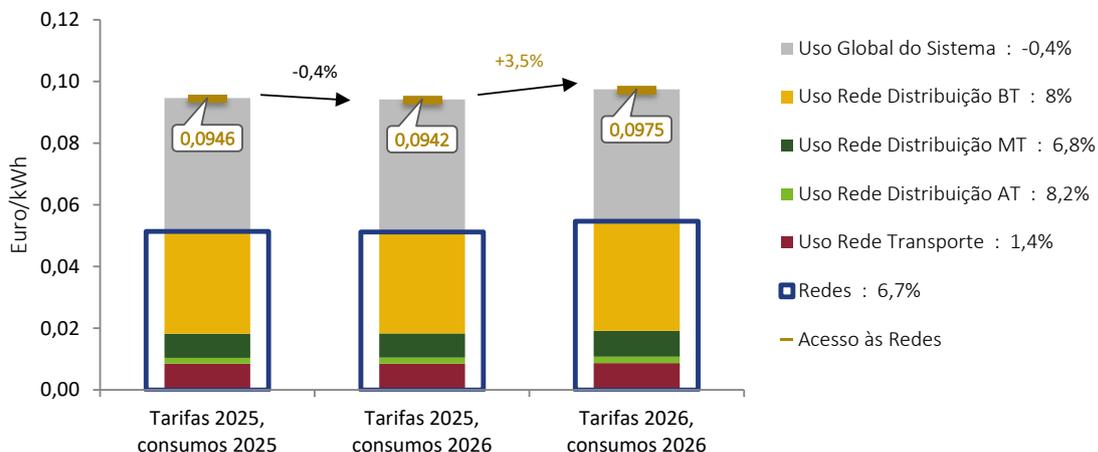


Figura 5-11 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN, sem isenções CEI



5.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2026

Na Figura 5-12, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2026.

Os preços médios apresentados refletem os valores médios do SEN, e incorporam a estimativa de isenções na parcela II da tarifa de UGS de que beneficiam as instalações com estatuto do cliente eletrointensivo, cujo efeito é repercutido nos restantes clientes do SEN.

Na Figura 5-13 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 5-12 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes,
decomposição por atividade (valores médios do SEN)

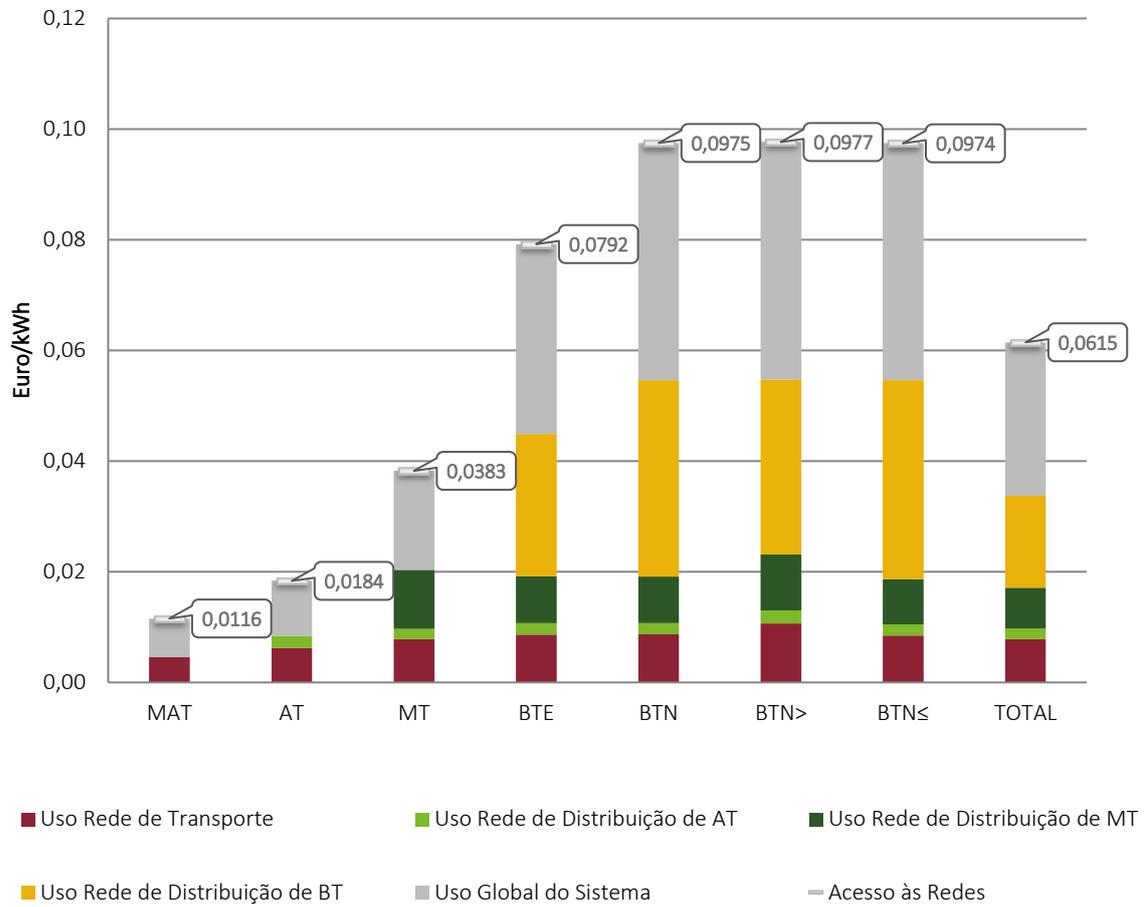
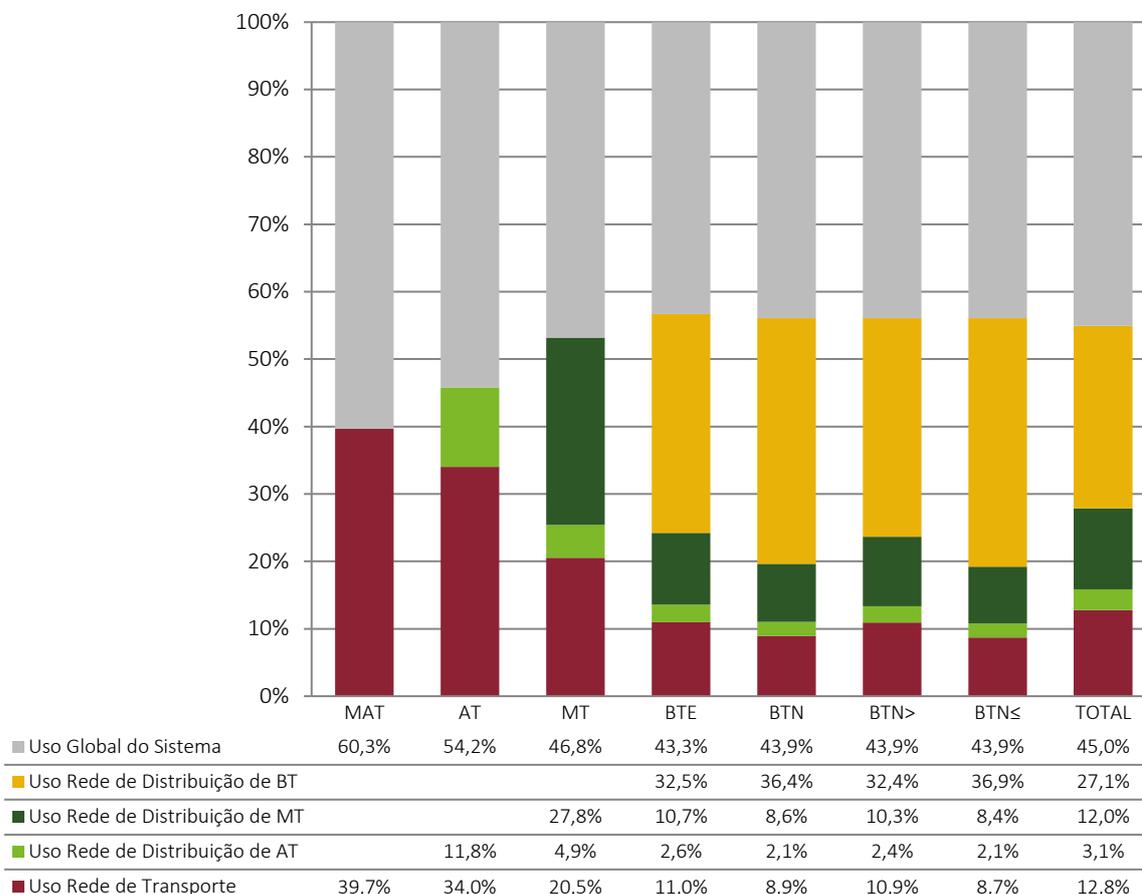


Figura 5-13 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes,
decomposição por atividade (valores médios do SEN)



Na Figura 5-14 e na Figura 5-15 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 Gestão do Sistema e na parcela de CIEG.

Os CIEG correspondem aos encargos decorrentes da adoção de medidas de política energética e ambiental e incluem:

- Os custos considerados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, nomeadamente, (i) o diferencial de custo com a aquisição de energia aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou com outros regimes bonificados de apoio à remuneração (PRG), (ii) o diferencial de custo com a aquisição de energia ao

abrigo dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) vigentes, (iii) os encargos decorrentes dos CMEC, (iv) os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade, (v) o diferencial de custo decorrente da convergência tarifária entre o território nacional continental e as Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, (vi) os encargos dos Planos de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC), (vii) os montantes respeitantes à sustentabilidade dos mercados e os sobreprojeitos decorrentes da extinção das tarifas reguladas ou transitórias, (viii) os encargos com a remuneração dos terrenos do domínio público hídrico e, ainda, as medidas de contenção tarifária do SEN.

- Os custos considerados na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, que se referem às rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT.

Figura 5-14 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes (valores médios do SEN)

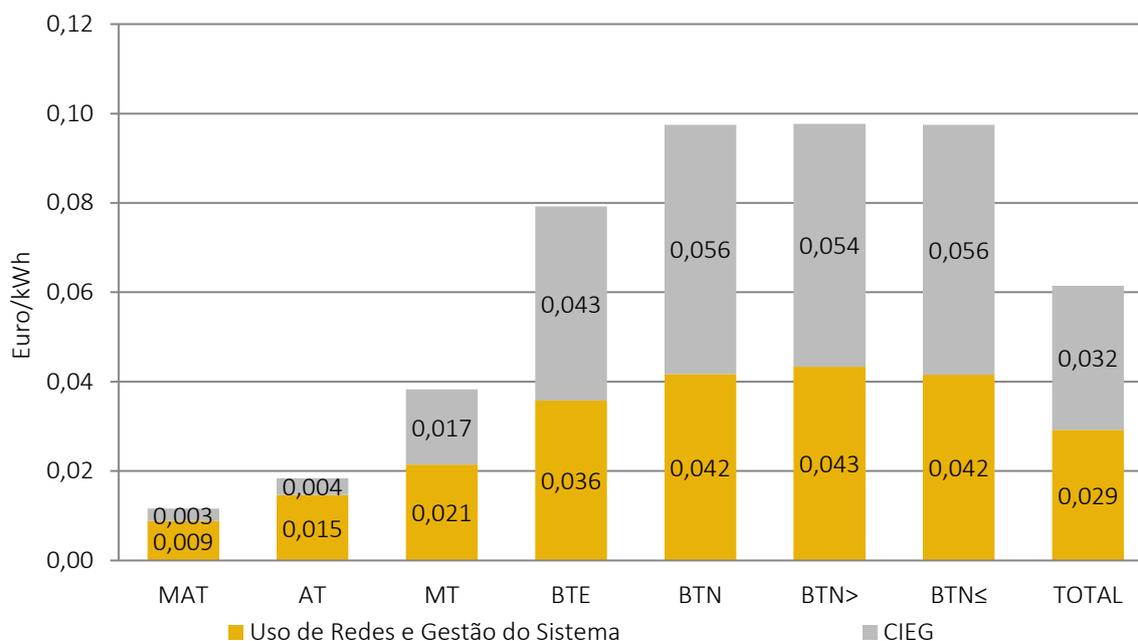
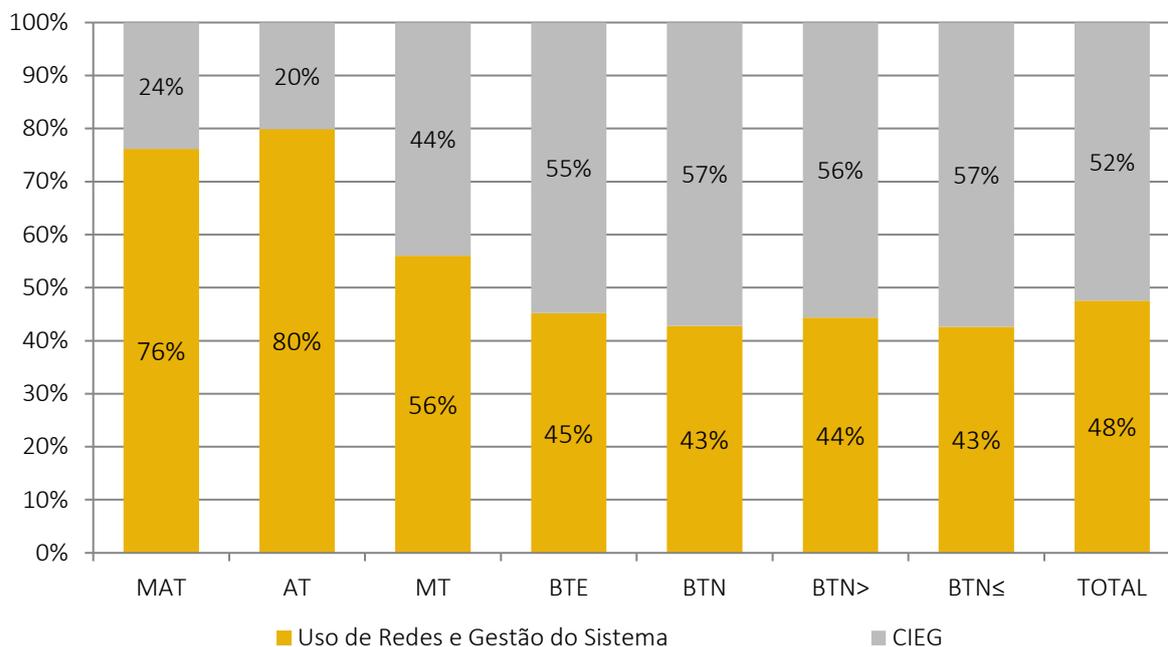


Figura 5-15 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes (valores médios do SEN)



5.3.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 1999 E 2026

A Figura 5-16 e a Figura 5-17 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes ¹⁴⁰, no período compreendido entre 1999 e 2026, por nível de tensão. As figuras avaliam a evolução a preços correntes e a preços constantes de 2025, respetivamente, considerando os preços aplicados aos clientes que não beneficiam do estatuto do cliente eletrointensivo, o que significa que não incluem o efeito das isenções para instalações com estatuto do cliente eletrointensivo (isenções CEI).

Os preços médios apresentados até 2025 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano. Utiliza-se a estrutura de consumos de 2026 de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos entre anos e analisar apenas as variações tarifárias.

¹⁴⁰ Até ao ano 2017 a tarifa de Acesso às Redes corresponde à soma da tarifa de Uso Global do Sistema, da tarifa de Uso da Rede de Transporte e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição. Entre os anos 2018 e 2023 incluiu também a tarifa OLMC, referente à atividade do Operador Logístico de Mudança de Comercializador.

Figura 5-16 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes), sem isenções CEI

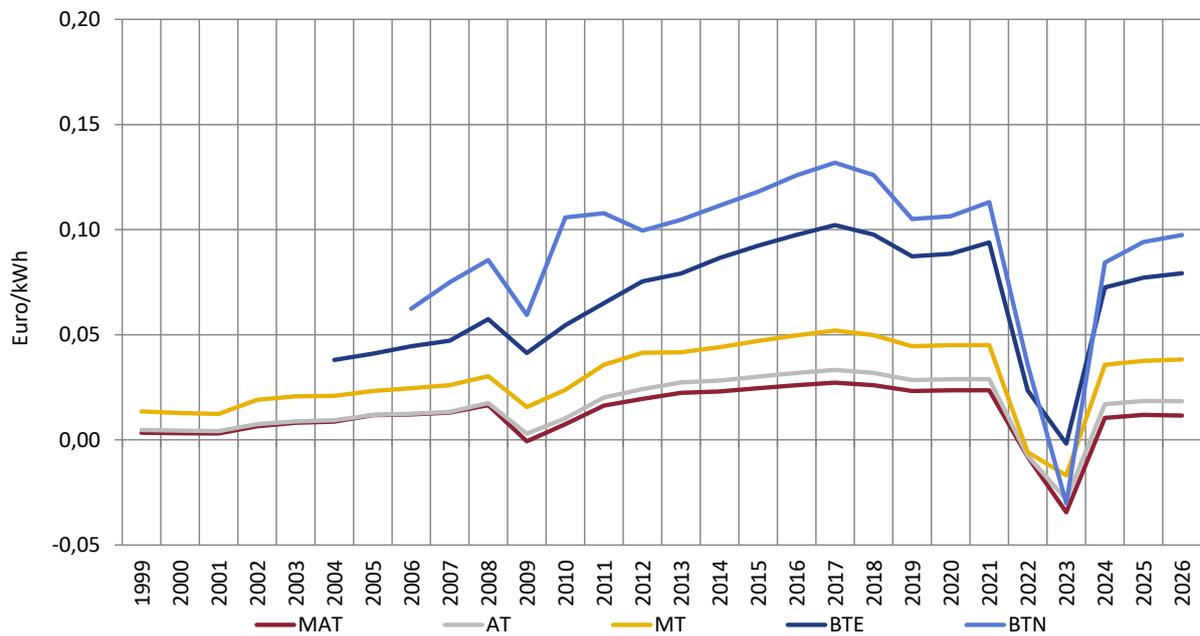
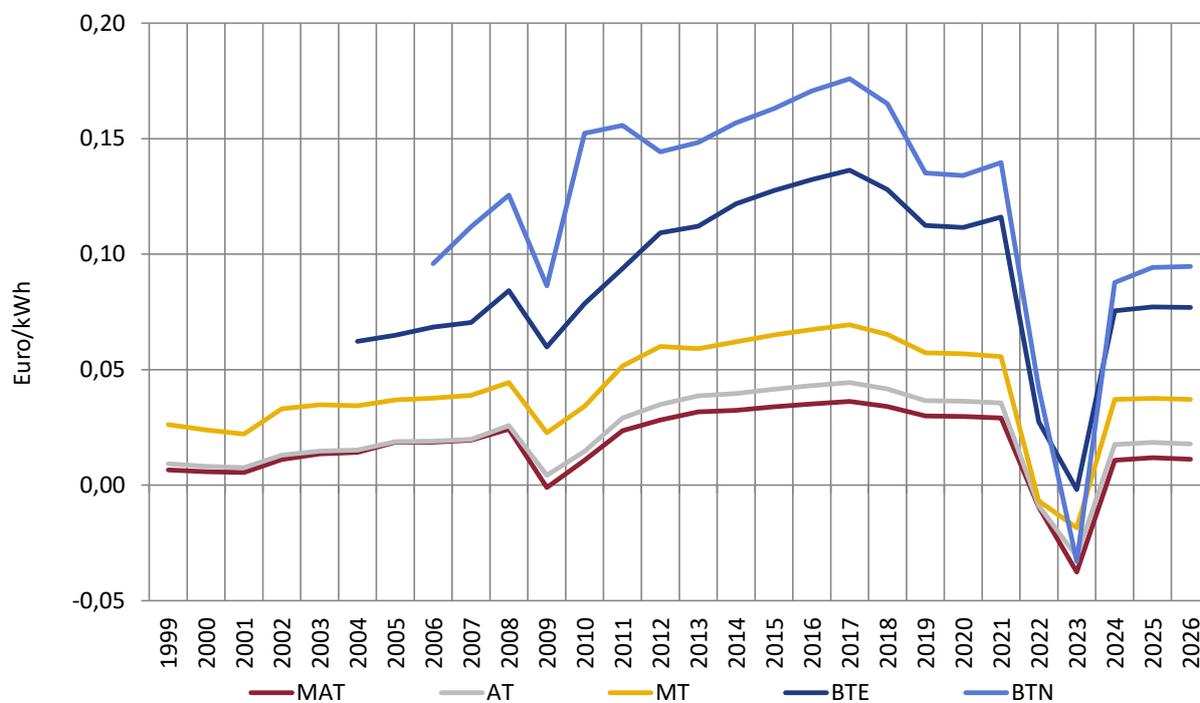


Figura 5-17 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2025), sem isenções CEI



No quadro seguinte apresenta-se a evolução das tarifas de Acesso às Redes, apresentada nas figuras anteriores.

Quadro 5-5 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão, sem isenções CEI

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
MAT	real	100	88	83	168	204	214	280	280	292	365	-15	161	354	424	476	487	510	529	545	512	450	446	437	-143	-565	163	179	169
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	652	671	717	757	793	758	678	687	687	-236	-1004	303	347	337
AT	real	100	88	82	140	160	165	205	207	215	279	46	159	315	378	420	430	450	467	481	452	397	394	386	-97	-335	191	201	194
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	574	593	633	669	700	669	599	606	606	-161	-596	357	389	387
MT	real	100	91	85	126	133	131	141	144	148	169	87	131	197	229	225	237	248	257	265	249	219	217	213	-26	-70	142	144	142
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	308	326	349	368	385	369	330	334	334	-43	-125	264	278	283
BTE	real	-	-	-	-	-	100	106	111	115	137	99	129	149	168	175	192	204	214	221	209	186	189	198	46	-3	131	136	137
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	228	243	257	269	257	230	233	247	62	-5	191	203	208
BTN	real	-	-	-	-	-	-	-	100	117	130	91	160	158	142	148	158	167	177	182	172	143	145	153	45	-36	97	107	108
	nominal	-	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	179	189	202	211	202	168	170	181	57	-48	135	151	156

Nota: O ano 1999 corresponde à base 100, exceto nos casos da BTE e da BTN.

O Quadro 5-6 resume as variações anuais médias para os vários períodos de regulação do setor elétrico, os quais têm tido uma duração de três anos, excetuando o período de regulação de 2002 a 2005. A partir do período de regulação 2018-2021 a duração é de 4 anos ¹⁴¹.

Quadro 5-6 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período de regulação, sem isenções CEI

Variação		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018-2021	2022-2025	2026*
MAT	real	-8,9%	35,6%	9,2%	-1,0%	11,2%	3,9%	-5,4%	-20,0%	-5,7%
	nominal	-5,6%	40,1%	12,1%	-0,5%	12,2%	5,7%	-3,5%	-15,7%	-2,9%
AT	real	-9,4%	25,7%	10,9%	4,1%	10,9%	3,9%	-5,4%	-15,1%	-3,6%
	nominal	-6,1%	29,8%	13,8%	4,7%	11,8%	5,7%	-3,5%	-10,5%	-0,8%
MT	real	-8,0%	13,6%	6,3%	5,2%	6,3%	3,8%	-5,4%	-9,4%	-1,1%
	nominal	-4,7%	17,4%	9,1%	5,7%	7,3%	5,7%	-3,5%	-4,4%	1,8%
BTE	real	-	-	8,9%	2,9%	8,9%	4,7%	-2,6%	-8,9%	0,8%
	nominal	-	-	11,9%	4,2%	10,0%	5,7%	-2,1%	-4,8%	2,7%
BTN	real	-	-	-	6,6%	0,1%	4,8%	-4,3%	-8,6%	1,5%
	nominal	-	-	-	8,0%	1,1%	5,7%	-3,8%	-4,5%	3,5%

Para os níveis de tensão MAT, AT e MT está a ser utilizado o IPIB e para BT está a ser utilizado o IHPC.

* A última coluna representa o primeiro ano do período de regulação que agora se inicia.

5.4 PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

5.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2025 E 2026

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 2025 e 2026. 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

¹⁴¹ A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

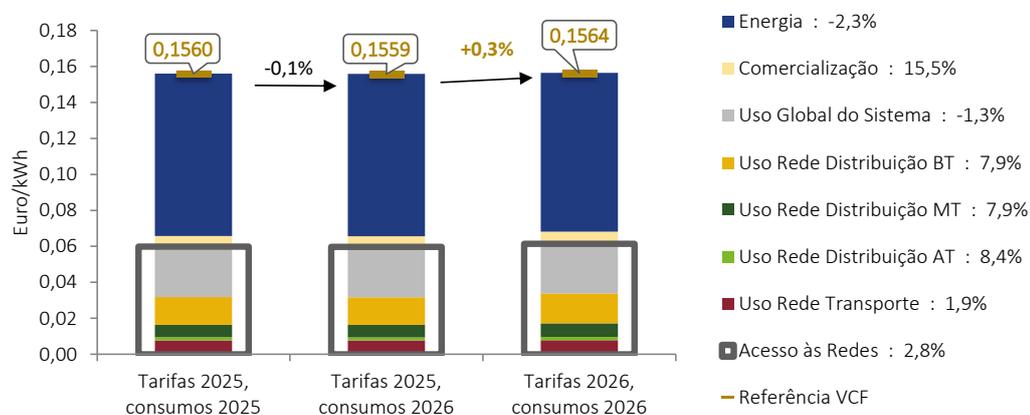
melhor expectativa dos preços eficientes praticados no mercado retalhista. Apresenta-se igualmente a estrutura destes preços médios por atividade regulada para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

Nas figuras seguintes (Figura 5-18 a Figura 5-23), é apresentada a estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, e respetivas variações, considerando os preços aplicados aos clientes que não beneficiam do estatuto do cliente eletrointensivo, o que significa que não incluem o efeito das isenções para instalações com estatuto do cliente eletrointensivo (isenções CEI).

A variação de +0,3% no preço médio de referência de venda a clientes finais, entre 2025 e 2026, decorre de um acréscimo tarifário de +0,3% e de um decréscimo de -0,1% por efeito consumo (Figura 5-18).

Na legenda da Figura 5-18, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: +1,9% para o Uso da Rede de Transporte, +8,4% para o Uso da Rede de Distribuição em AT, +7,9% para o Uso da Rede de Distribuição em MT, +7,9% para o Uso da Rede de Distribuição em BT, -1,3% para o Uso Global do Sistema, +15,5% para a Comercialização e -2,3% para a Energia.

Figura 5-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, sem isenções CEI



Em seguida, apresentam-se as figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio de referência de venda a clientes finais, entre 2025 e 2026, para os diferentes níveis de tensão. Estas variações de preço médio são justificadas por variações tarifárias diferenciadas das tarifas por atividade regulada.

Figura 5-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT, sem isenções CEI

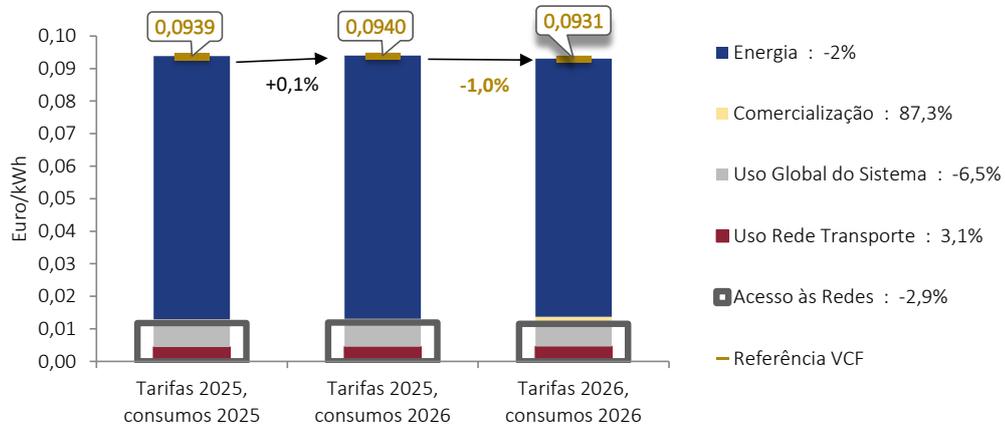


Figura 5-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT, sem isenções CEI

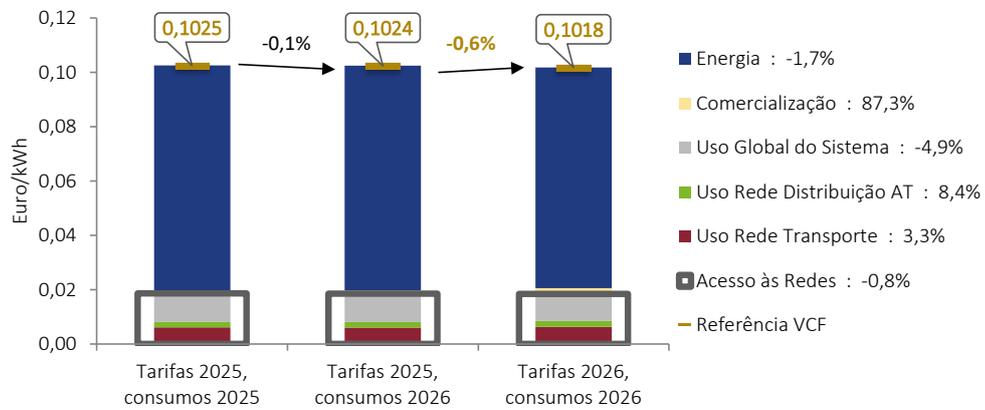


Figura 5-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT, sem isenções CEI

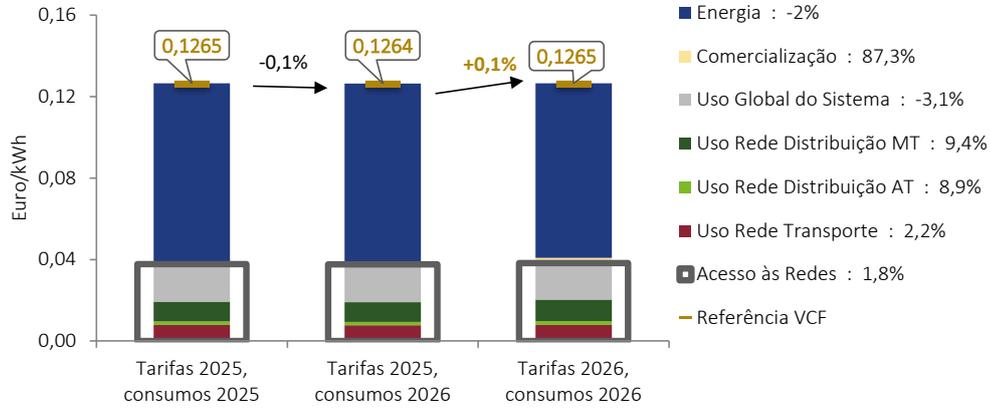


Figura 5-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE, sem isenções CEI

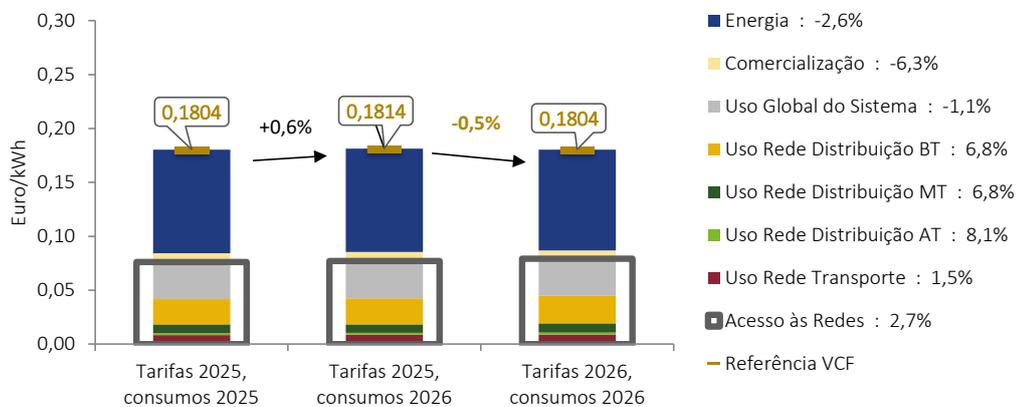
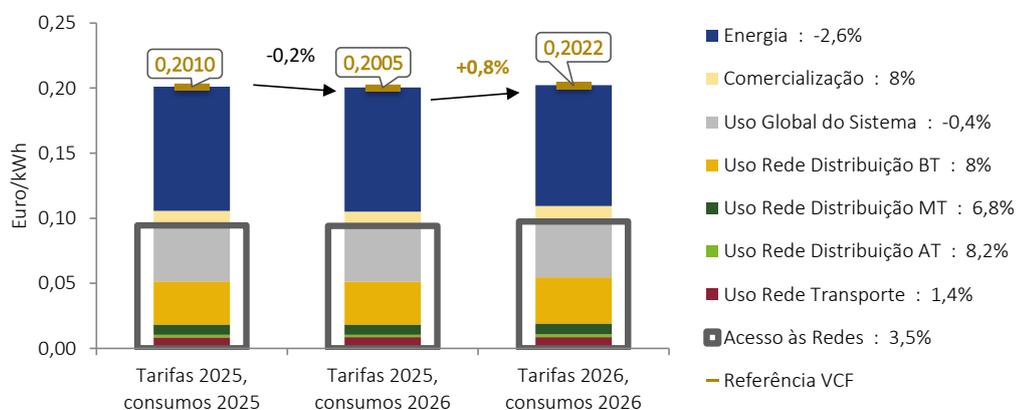


Figura 5-23 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN, sem isenções CEI

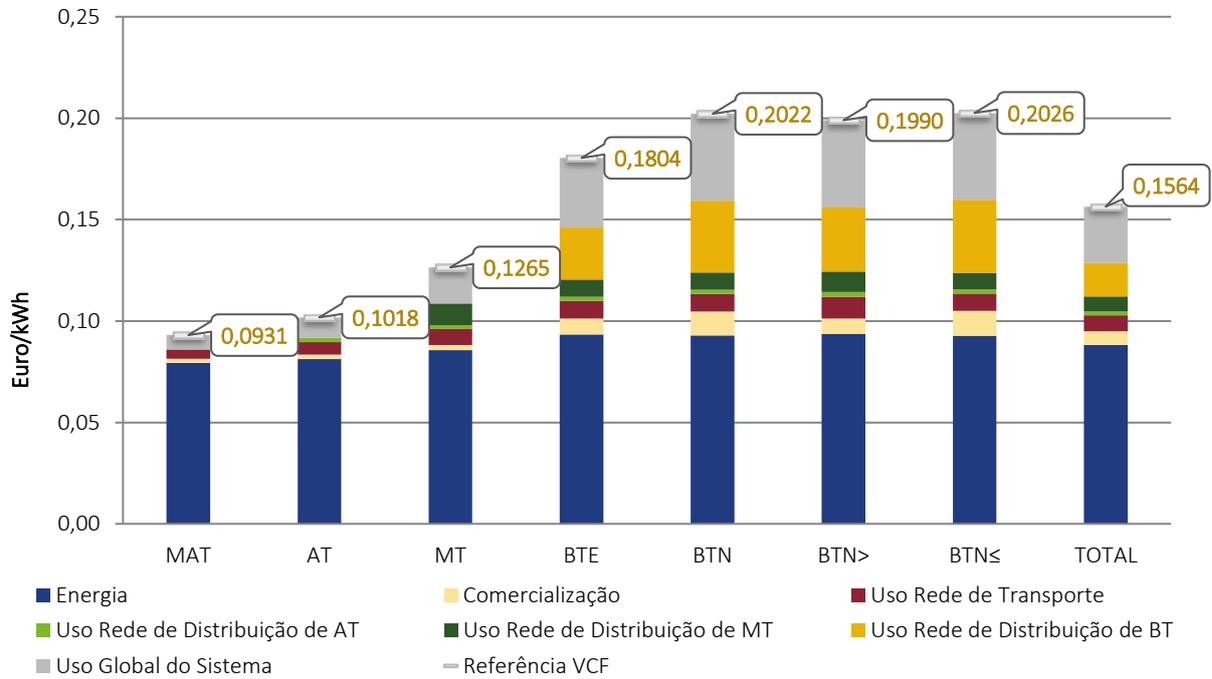


5.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2026

Na Figura 5-24, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2026.

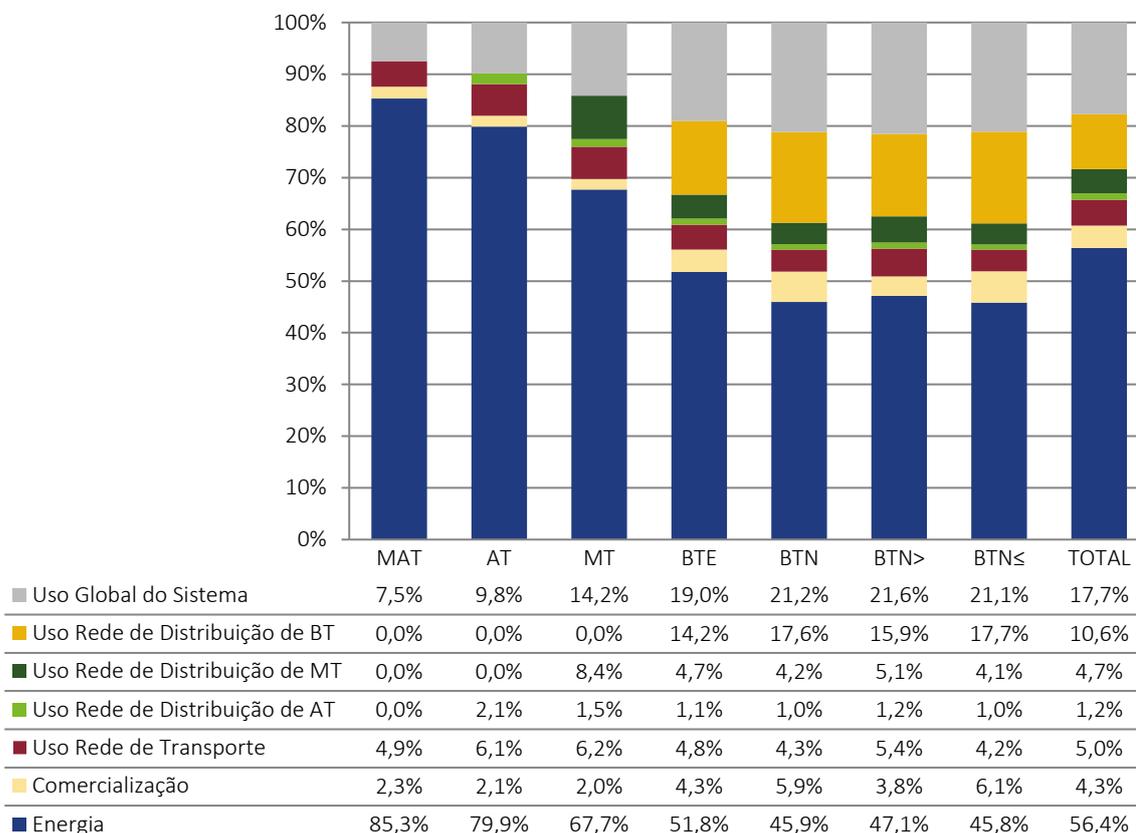
Os valores apresentados refletem os valores médios do SEN, e incorporam a estimativa de isenções na parcela II da tarifa de UGS de que beneficiam as instalações com estatuto do cliente eletrointensivo, cujo efeito é repercutido nos restantes clientes do SEN.

Figura 5-24 - Preço médio de referência de venda a clientes finais,
decomposição por atividade (valores médios do SEN)



Na Figura 5-25 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 5-25 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade (valores médios do SEN)



Na Figura 5-26 e na Figura 5-27, 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, Gestão do Sistema e na parcela de CIEG ¹⁴².

¹⁴² Os CIEG incluem a parcela referente às rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT, recuperados pela tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

Figura 5-26 - Preço médio de referência de venda a clientes finais (valores médios do SEN)

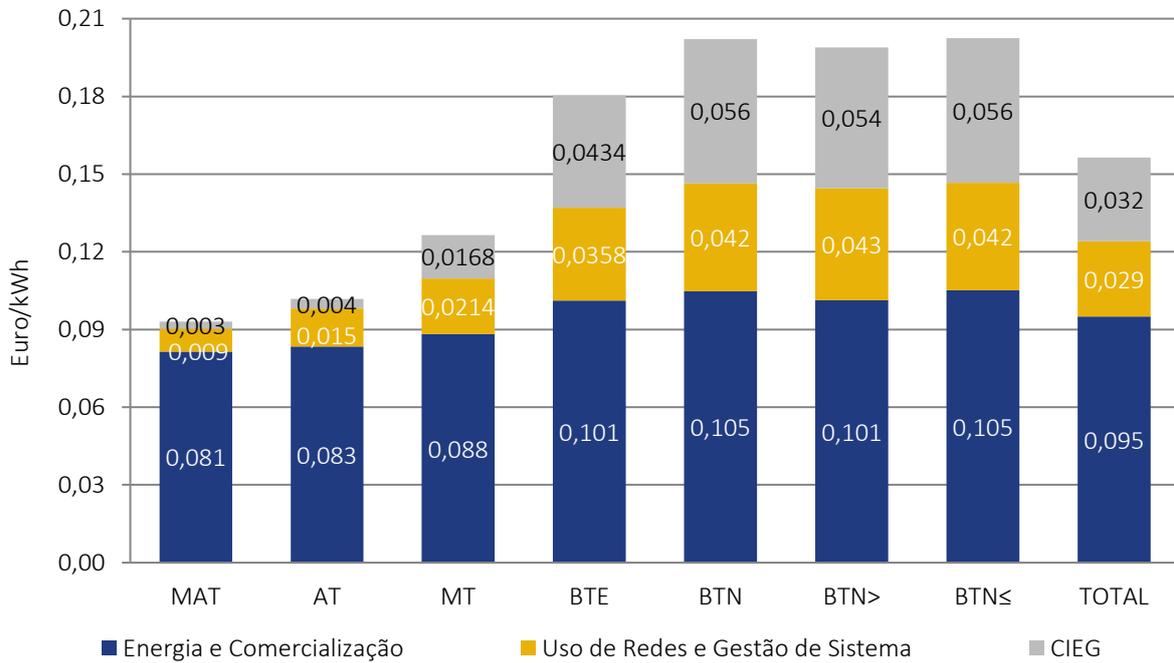
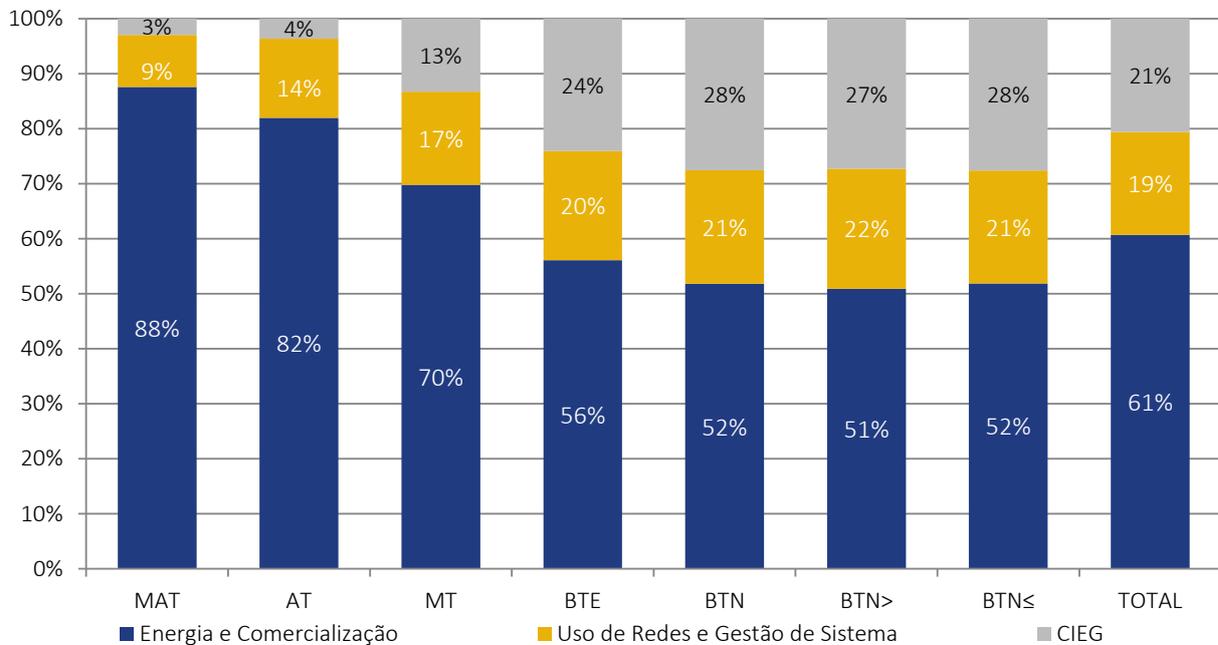


Figura 5-27 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais (valores médios do SEN)



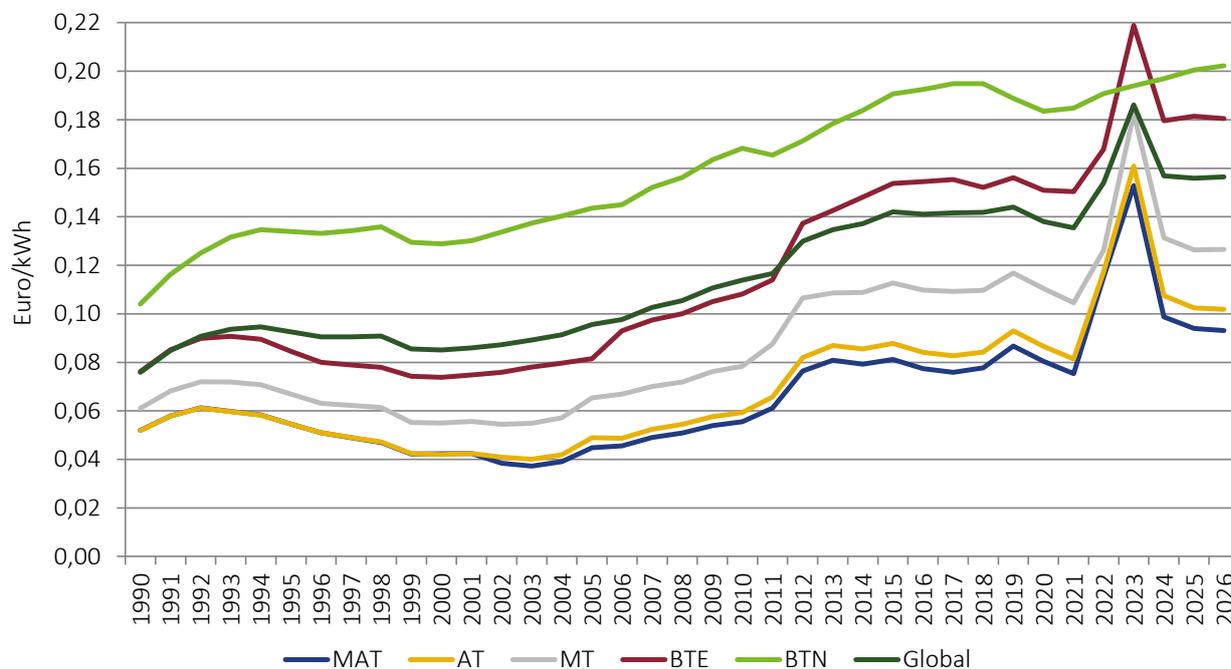
5.4.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 1990 E 2026

Na Figura 5-28 e na Figura 5-29 apresenta-se a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais desde 1990 até 2026, em termos globais e por nível de tensão. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2026 integrando quer os fornecimentos no mercado livre, quer do comercializador de último recurso de Portugal continental, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos entre anos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Nas figuras (Figura 5-28 e Figura 5-29) e quadros (Quadro 5-7 e Quadro 5-8) seguintes, consideram-se os preços aplicados aos clientes que não beneficiam do estatuto do cliente eletrointensivo, o que significa que não incluem o efeito das isenções para instalações com estatuto do cliente eletrointensivo (isenções CEI).

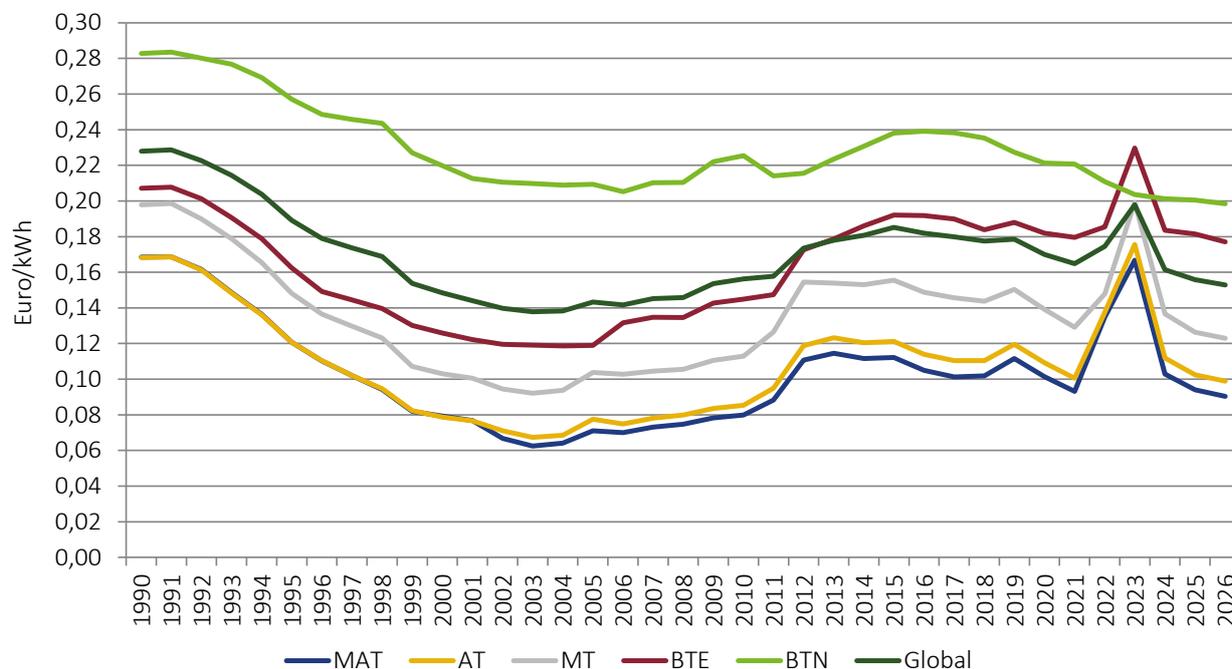
Os preços médios apresentados até 2010 são equivalentes aos das tarifas de Venda a Clientes Finais da comercialização de último recurso. A partir de 2011 iniciou-se o processo de extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais para os fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE. Assim, no cálculo dos preços médios apresentados a partir de 2011 considera-se a aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais.

Figura 5-28 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão, sem isenções CEI (preços correntes)



A preços constantes de 2025, o preço médio global registou entre 1990 e 2026 um decréscimo médio anual de -1,1%. Em 2026, o preço médio global é cerca de 67,1% do verificado em 1990. Em MAT, AT, MT, BTE e BTN, os preços médios em 2026 são 53,7%, 58,8%, 62,1%, 85,5% e 70,2% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 5-29 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão, sem isenções CEI (preços constantes de 2025)



O Quadro 5-7 apresenta a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais em Portugal continental, desde 1998. A ERSE fixou tarifas reguladas pela primeira vez em 1999.

Quadro 5-7 - Evolução real e nominal do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão, sem isenções CEI

Tarifas		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
MAT	real	100	87	84	81	71	66	68	75	74	78	79	83	85	94	118	122	118	119	111	107	108	118	108	99	143	177	109	100	96
	nominal	100	90	90	90	82	79	83	95	97	104	108	115	118	130	163	172	169	173	165	161	165	185	171	160	245	325	210	200	198
AT	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	126	130	127	128	120	117	117	126	115	106	145	185	118	108	105
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	139	174	184	181	186	178	175	179	197	184	172	248	341	228	217	216
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	103	125	125	124	126	121	118	117	122	113	105	120	162	111	103	100
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	143	174	177	177	183	179	178	179	190	180	170	205	297	214	206	206
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	97	96	102	104	106	124	128	133	138	137	136	132	135	130	129	133	165	132	130	127
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	146	176	183	190	197	198	199	195	200	194	193	215	281	231	233	232
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	93	88	89	92	95	98	98	98	97	93	91	91	87	84	83	82	81
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	122	126	131	135	140	142	143	143	139	135	136	140	143	145	148	149
Global	real	100	91	88	85	83	82	82	85	84	86	86	91	93	93	103	105	107	110	108	107	105	106	101	98	103	117	96	92	91
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	128	143	148	151	156	155	156	156	159	152	149	170	205	173	172	172

O Quadro 5-8 resume as variações anuais médias em cada um dos períodos de regulação do setor elétrico ¹⁴³.

Quadro 5-8 - Variações anuais médias do preço médio de referência de venda a clientes finais, por período de regulação, sem isenções CEI

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018-2021	2022-2025	2026*
MAT	real	-6,6%	-1,9%	1,7%	5,7%	8,1%	-3,2%	-2,1%	0,2%	-3,8%
	nominal	-3,3%	1,3%	4,4%	6,3%	9,1%	-1,5%	-0,2%	5,7%	-1,0%
AT	real	-6,8%	0,3%	1,0%	5,9%	8,3%	-2,8%	-2,3%	0,5%	-3,4%
	nominal	-3,5%	3,6%	3,6%	6,5%	9,2%	-1,1%	-0,4%	5,9%	-0,6%
MT	real	-6,5%	0,8%	0,6%	6,2%	6,6%	-1,6%	-3,0%	-0,5%	-2,7%
	nominal	-3,3%	4,1%	3,2%	6,8%	7,5%	0,1%	-1,1%	4,9%	0,1%
BTE	real	-4,4%	-0,7%	4,2%	3,1%	8,1%	0,7%	-1,4%	0,2%	-2,4%
	nominal	-1,4%	2,2%	7,0%	4,4%	9,1%	1,6%	-0,8%	4,8%	-0,5%
BTN	real	-4,4%	-0,4%	0,2%	0,6%	2,5%	1,1%	-1,9%	-2,4%	-1,0%
	nominal	-1,4%	2,5%	2,9%	1,9%	3,6%	2,0%	-1,3%	2,1%	0,8%
Global	real	-5,1%	-0,1%	0,6%	2,6%	4,6%	-0,2%	-2,2%	-1,4%	-1,9%
	nominal	-1,8%	2,7%	3,3%	3,4%	5,6%	1,1%	-1,1%	3,6%	0,3%

* A última coluna não representa um período regulatório completo.

5.5 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

5.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2025 E 2026

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 2025 e 2026.

A Figura 5-30 apresenta a variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BTN, e o efeito da variação tarifária e o efeito consumo. Para além de apresentar os resultados para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN, apresentam-se ainda os resultados separados pelos consumos de BTN > (> 20,7 kVA) e pelos consumos de BTN ≤ (≤ 20,7 kVA).

¹⁴³ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 e do anterior período regulatório 2018-2021, que contam com uma duração de 4 anos. A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter também uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

Para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN verifica-se o decréscimo do preço médio -0,1%, que resulta do efeito conjugado do decréscimo por efeito consumo (-1,1%) e de um decréscimo tarifário de -0,1%. Para BTN > assiste-se a um acréscimo do preço médio (+0,4%), resultante do aumento tarifário de +1,1% e do decréscimo por efeito consumo (-0,6%). Para BTN ≤ verifica-se o decréscimo do preço médio (-0,2%), decorrente da variação por efeito consumo de -1,2% e da variação tarifária de +1,0%.

Figura 5-30 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN

Tarifa	Preço médio 2025	Preço médio 2026	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN	0,1981 €/kWh Receitas: 458 933 mil € Quantidades: 2 317 GWh	0,1979 €/kWh Receitas: 483 256 mil € Quantidades: 2 442 GWh	-0,1%	+1,0%	-1,1%
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1900 €/kWh Receitas: 44 216 mil € Quantidades: 233 GWh	0,1908 €/kWh Receitas: 43 999 mil € Quantidades: 231 GWh	+0,4%	+1,1%	-0,6%
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1990 €/kWh Receitas: 414 717 mil € Quantidades: 2 084 GWh	0,1986 €/kWh Receitas: 439 257 mil € Quantidades: 2 212 GWh	-0,2%	+1,0%	-1,2%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

5.5.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2026

Na Figura 5-31 e na Figura 5-32 apresenta-se para cada nível de tensão a decomposição e a estrutura, por atividade regulada, do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, em BTN, do comercializador de último recurso. A decomposição apresentada pressupõe que os preços a pagar pelo acesso às redes coincidem com os preços das tarifas por atividade incluídas nas tarifas de Acesso às Redes (Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição) aplicáveis a cada fornecimento. Os preços médios das tarifas de Energia e de Comercialização são obtidos subtraindo ao preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão, o preço médio pago pelo acesso às redes. A estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização coincide com a estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização aplicáveis a cada fornecimento.

Figura 5-31 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2026

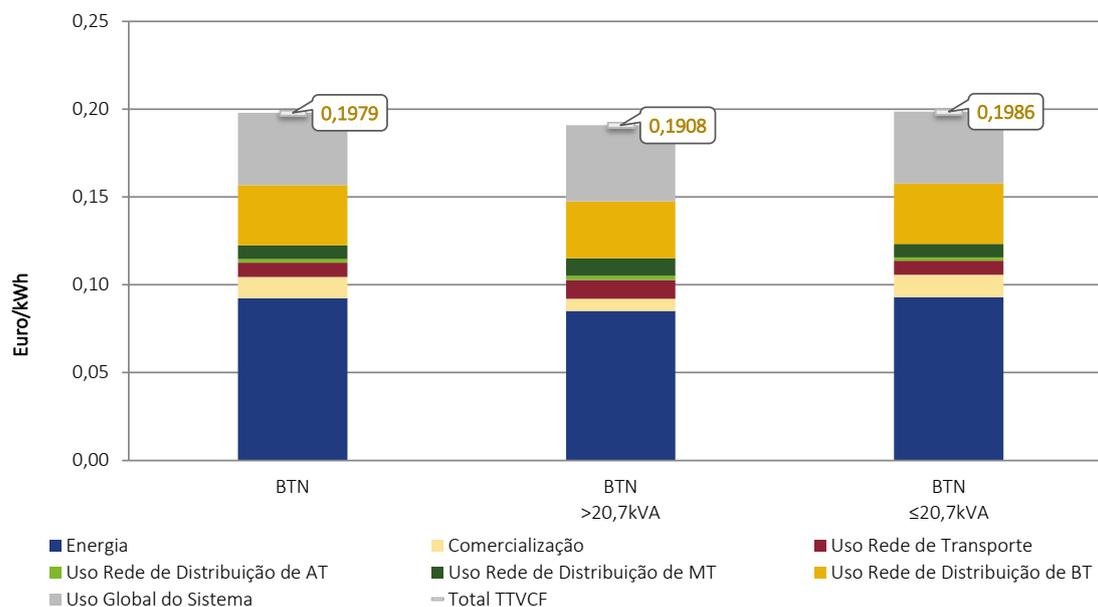
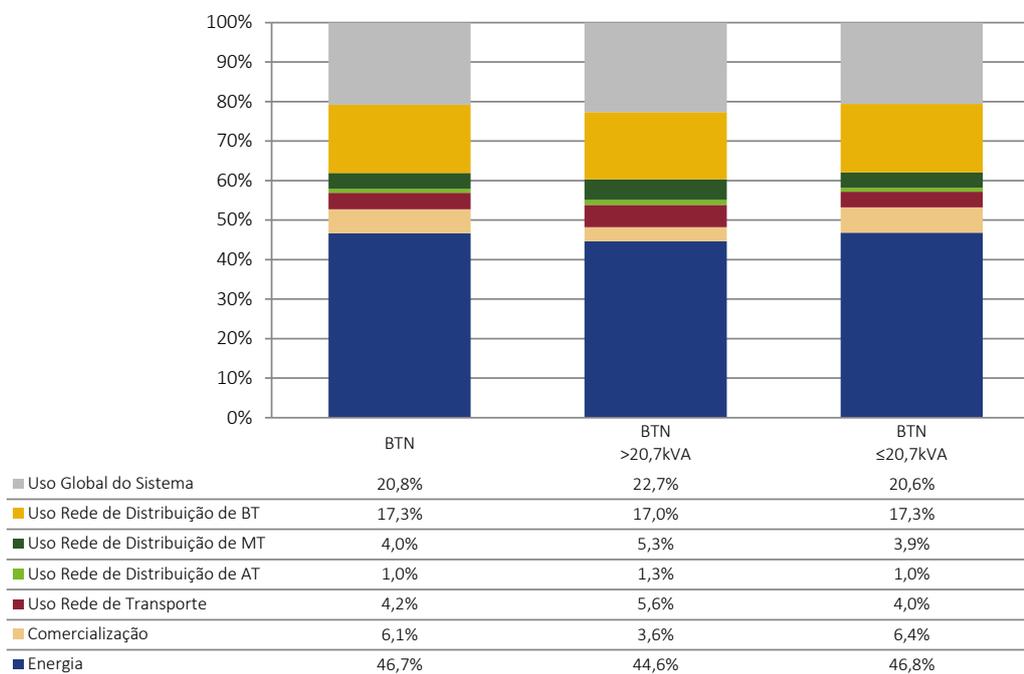
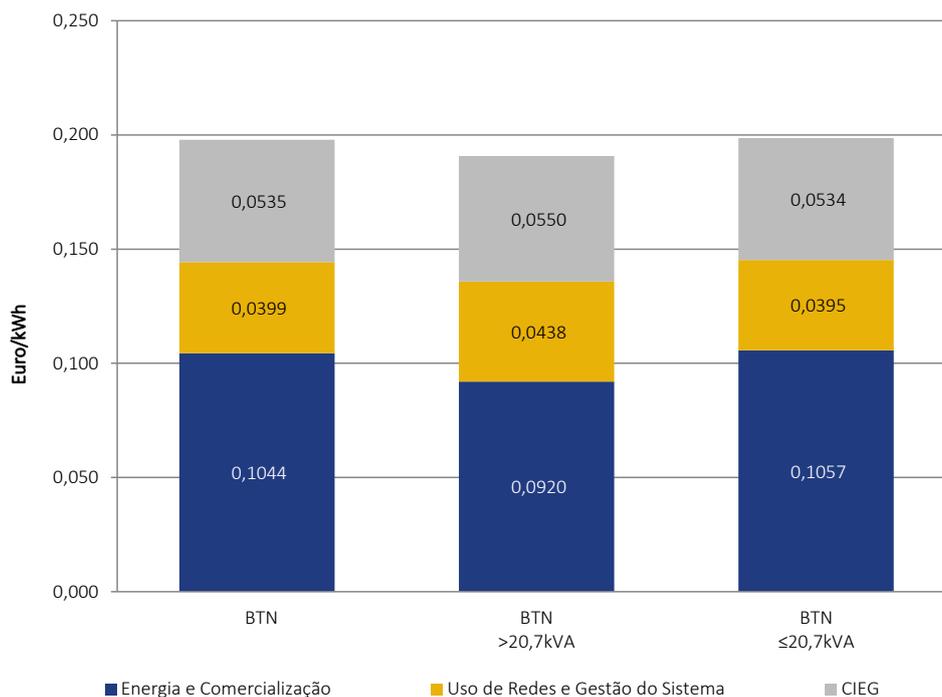


Figura 5-32 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2026



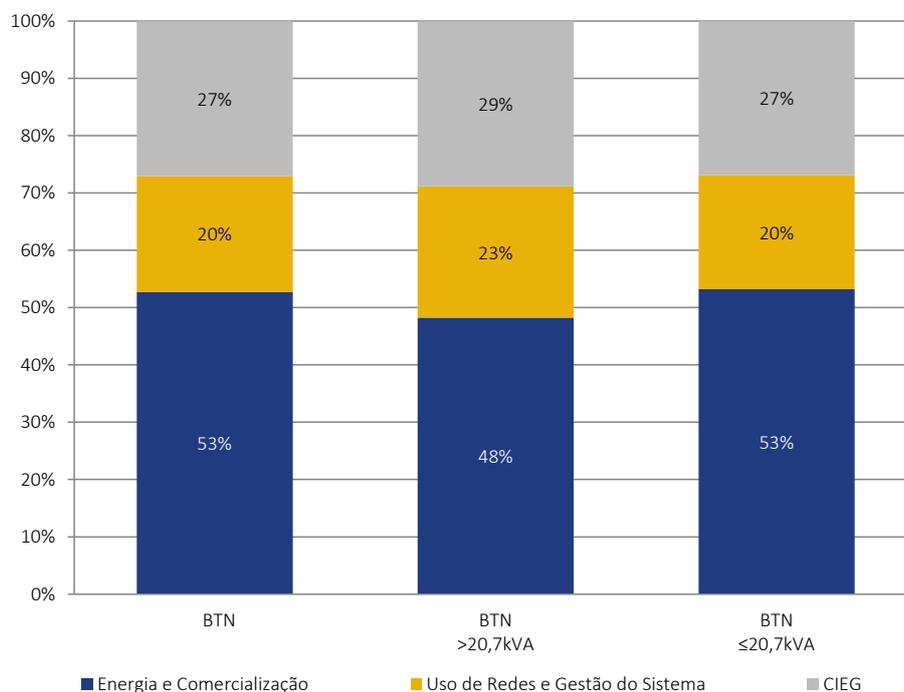
Na Figura 5-33 e na Figura 5-34, apresenta-se a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, nas parcelas: (i) Energia e Comercialização; (ii) Uso de Redes e Gestão do Sistema; e (iii) CIEG ¹⁴⁴.

Figura 5-33 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2026, decomposto por parcelas



¹⁴⁴ Os CIEG incluem as rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT, recuperados pela tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, e os restantes CIEG recuperados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

Figura 5-34 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2026, decomposto por parcelas



5.5.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 1990 E 2026

Esta secção apresenta as variações nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do mercado regulado desde 1990 até 2026, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2026 ¹⁴⁵. No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos de regulação, os quais tiveram início em 1998.

Tratando-se de uma série de dados longa, ela contém um conjunto de situações que ocorreram nesse horizonte temporal ¹⁴⁶. Destaca-se o início da aprovação de tarifas reguladas por uma entidade reguladora independente em 1998 e a liberalização progressiva do mercado elétrico português.

¹⁴⁵ A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias entre anos. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

¹⁴⁶ Para o nível de tensão AT, o preço médio apresentado inclui, até 2001, o desconto praticado na fatura. O preço apresentado inclui também o efeito da aplicação dos ajustamentos trimestrais entre 2002 e 2005. Os preços médios de 2020 a 2023 incluem

A preços correntes (Figura 5-35), verifica-se uma trajetória crescente nos vários níveis de tensão, excetuando em 2019 e 2020, anos em que se verificam reduções nas tarifas transitórias. Observa-se que os consumidores em níveis de tensão inferiores suportam preços médios mais elevados. Esta realidade deve-se, entre outras razões, ao facto de a estrutura tarifária em Portugal alocar os custos das redes elétricas de acordo com a utilização por parte dos consumidores, assumindo-se um sistema em cascata, dos níveis de tensão mais elevados para os mais baixos. Isto leva a que cada consumidor apenas participe no pagamento das redes elétricas até ao seu nível de tensão, estando isento de pagar as redes elétricas a jusante.

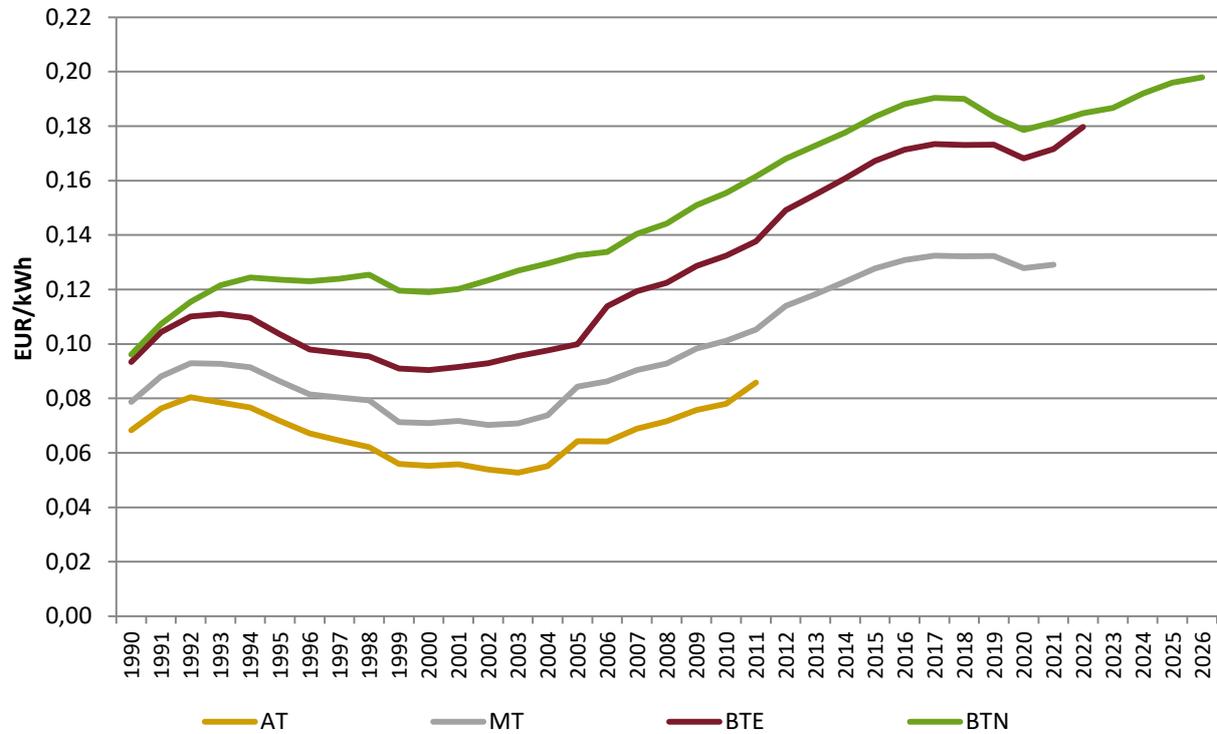
A preços constantes de 2025 (Figura 5-36), em BTN o preço médio registou desde 1990 até 2026 uma redução média anual de -0,9%. Em BTN o preço médio em 2026 é cerca de 74,2% do respetivo preço médio verificado em 1990.

o efeito das revisões trimestrais ocorridos nesses anos. Os anos de 2022 e 2023 incluem o efeito das revisões excecionais ocorridas em julho de 2022 e julho de 2023. O ano de 2024 inclui o efeito da revisão excecional ocorrida em julho de 2024.

Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excecionais, revistas em julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006 que estabeleceu novas regras para a repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de origem renovável.

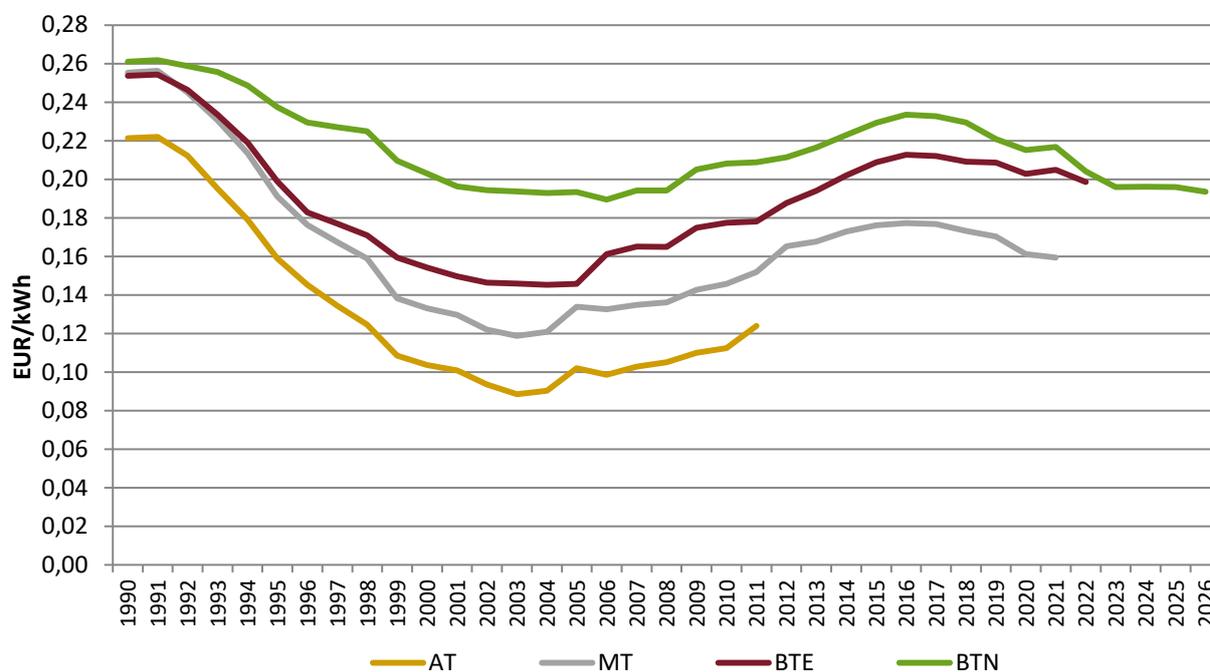
Os preços médios em 2007 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais ponderadas das tarifas fixadas em dezembro de 2006 para vigorar a partir de janeiro de 2007 e das tarifas extraordinárias, aprovadas para vigorarem entre setembro e dezembro de 2007 motivadas pela cessação dos CAE e o início da aplicação dos CMEC.

Figura 5-35 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão
(preços correntes)



Nota: Para AT as figuram só incluem dados até 2011 uma vez que o número de consumidores no mercado regulado nesse nível de tensão desceu para um valor que impossibilita a apresentação de preços médios representativos. Em 2022 as tarifas transitórias de MT encontram-se extintas. Em 2023 as tarifas transitórias de BTE encontram-se extintas.

Figura 5-36 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão
(preços constantes de 2025)



Nota: Para AT as figuram só incluem dados até 2011 uma vez que o número de consumidores no mercado regulado nesse nível de tensão desceu para um valor que impossibilita a apresentação de preços médios representativos. Em 2022 as tarifas transitórias de MT encontram-se extintas. Em 2023 as tarifas transitórias de BTE encontram-se extintas.

O Quadro 5-9 apresenta a evolução na tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 1998. O início em 1998 prende-se com o início da regulação independente do setor elétrico em Portugal.

Quadro 5-9 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (ano 1998 = 100)

Preço médio		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
AT	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	96	104	105	109	111	112	111	109	107	101	100	-	-	-	-	-
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	144	149	155	161	165	167	167	167	161	163	-	-	-	-	-
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	97	96	102	104	104	110	114	118	122	124	124	122	122	119	120	116	-	-	-	-
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	156	162	169	175	180	182	181	182	176	180	188	-	-	-	-
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	93	93	94	96	99	102	104	103	102	98	96	96	91	87	87	87	86
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	134	138	142	146	150	152	151	146	142	145	147	149	153	156	158

Nota: Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual. As tarifas transitórias em MT e em BTE encontram-se extintas em 2022 e 2023 respetivamente.

O Quadro 5-10 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico ¹⁴⁷. Destaca-se que o primeiro período de regulação (1999-2001) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais, o que só voltou a acontecer no período de regulação (2018-2021). No anterior período de regulação (2022-2025) e no primeiro ano do atual período de regulação (2026-2029) verificam-se reduções reais dos preços médios.

Quadro 5-10 - Variações anuais médias da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais por período de regulação

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022-2025**	2026***
AT *	real	-6,8%	0,3%	1,0%	5,7%	-	-	-	-	-
	nominal	-3,5%	3,6%	3,6%	6,2%	-	-	-	-	-
MT	real	-6,5%	0,8%	0,6%	3,7%	4,4%	0,7%	-2,5%	-	-
	nominal	-3,3%	4,1%	3,2%	4,3%	5,3%	2,5%	-0,6%	-	-
BTE	real	-4,4%	-0,7%	4,2%	2,6%	4,3%	1,6%	-0,8%	-3,1%	-
	nominal	-1,4%	2,2%	7,0%	4,0%	5,3%	2,5%	-0,3%	4,7%	-
BTN	real	-4,4%	-0,4%	0,2%	2,4%	2,2%	1,4%	-1,8%	-2,5%	-1,2%
	nominal	-1,4%	2,5%	2,9%	3,8%	3,2%	2,3%	-1,2%	1,9%	1,0%

Nota:

* Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual.

** Para BTE a última coluna representa apenas a variação anual de 2021 para 2022.

*** Não representa um período regulatório completo.

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

5.6.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2025 E 2026

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 2025 e 2026.

A Figura 5-37 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. Verificam-se decréscimos do preço médio em MAT e AT (-0,9% e -1,6%, respetivamente) e aumentos do preço médio

¹⁴⁷ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 em Portugal Continental e o anterior período de regulação, que contaram com uma duração de 4 anos. A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter também uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

em MT e BTE (+0,7% e + 2,4%, respetivamente). Note-se que para 2026 prevêem-se quantidades nulas em MAT e AT.

Figura 5-37 - 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 2025	Preço médio 2026	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de venda a clientes finais em MAT	0,0939 €/kWh	0,0931 €/kWh	-0,9%	-1,0%	+0,1%
Tarifa de venda a clientes finais em AT	0,1034 €/kWh	0,1018 €/kWh	-1,6%	+0,6%	-1,0%
Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1269 €/kWh Receitas: 9 500 mil € Quantidades: 75 GWh	0,1278 €/kWh Receitas: 8 778 mil € Quantidades: 69 GWh	+0,7%	+0,6%	+0,2%
Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1783 €/kWh Receitas: 11 634 mil € Quantidades: 65 GWh	0,1824 €/kWh Receitas: 9 394 mil € Quantidades: 51 GWh	+2,4%	-0,6%	+3,0%

Nota 1: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde

Nota 2: Face à ausência de quantidades em MAT e AT no ano 2025, o preço médio foi estimado a partir da estrutura de consumos do mercado liberalizado para esses níveis de tensão.

5.6.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2026

Na Figura 5-38 e na Figura 5-39 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 e Uso da Rede de Distribuição) aplicáveis a cada fornecimento.

Figura 5-38 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2026

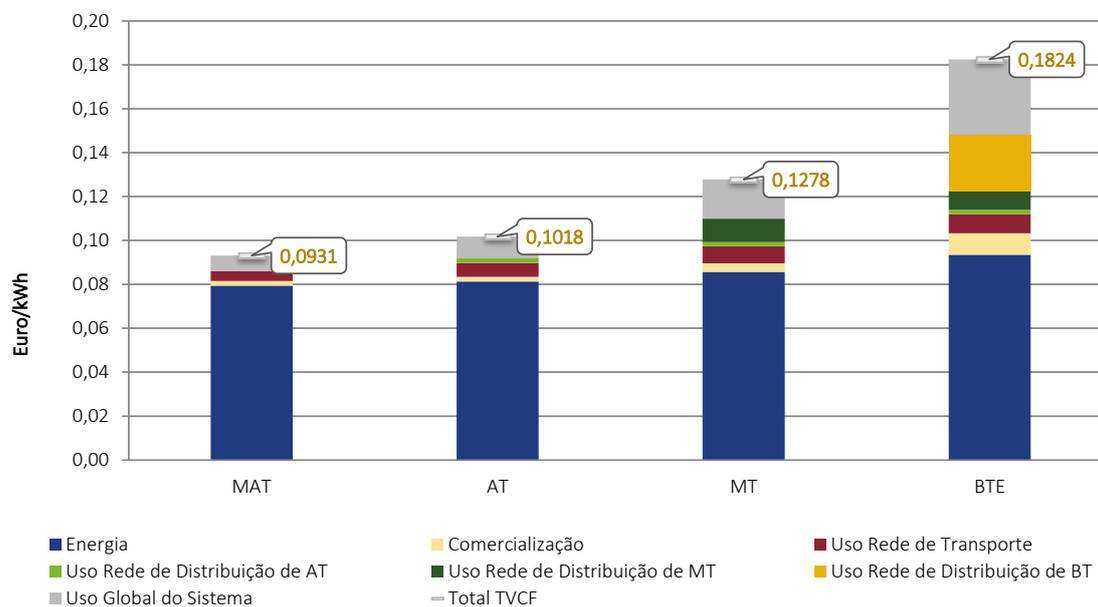
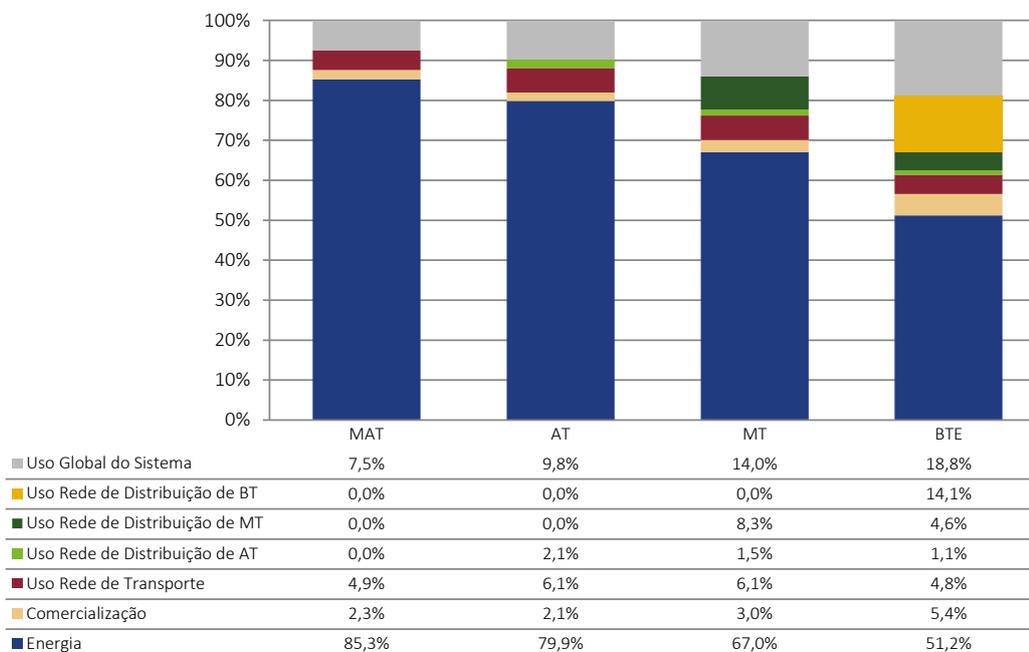
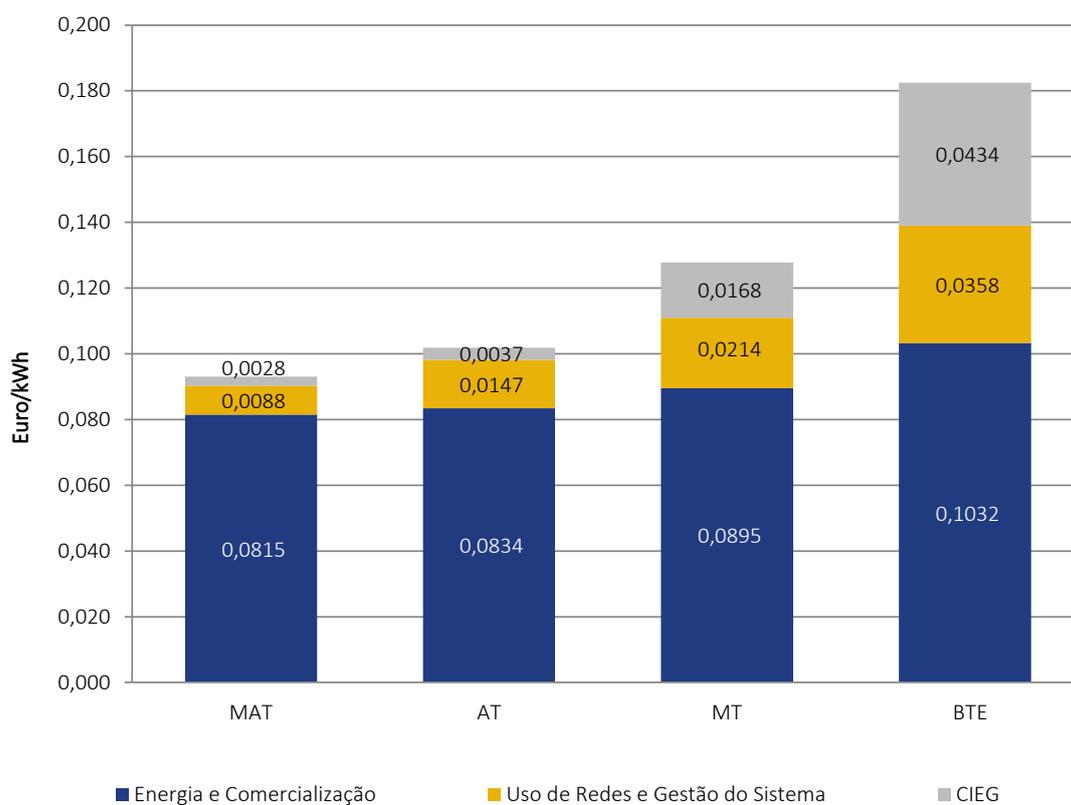


Figura 5-39 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2026



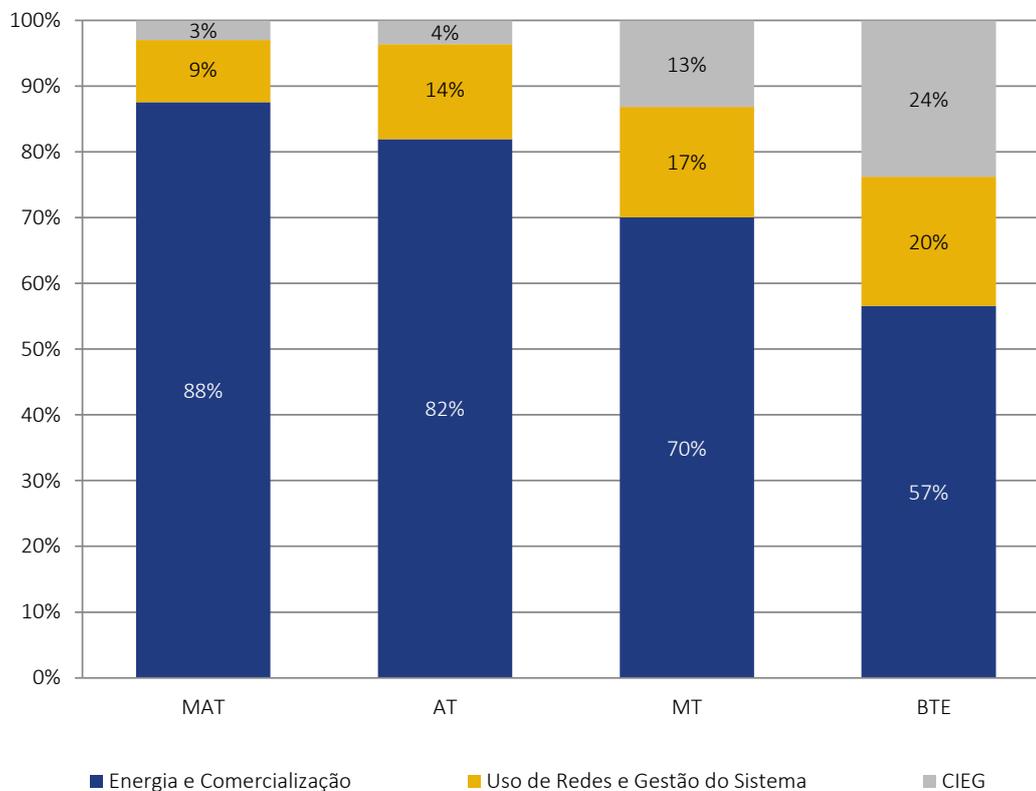
Na Figura 5-39 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, em MAT, AT, MT e BTE, do comercializador de último recurso, nas parcelas: (i) Energia e Comercialização; (ii) Uso de Redes e Gestão do Sistema; e (iii) CIEG¹⁴⁸.

Figura 5-40 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2026, decomposto por parcelas



¹⁴⁸ Os CIEG incluem as rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT, recuperados pela tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, e os restantes CIEG recuperados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

Figura 5-41 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2026, decomposto por parcelas



5.7 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

5.7.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2025 E 2026

Em 2026, os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam no global uma variação tarifária +0,5%, relativamente a 2025, conforme se ilustra na Figura 5-42.

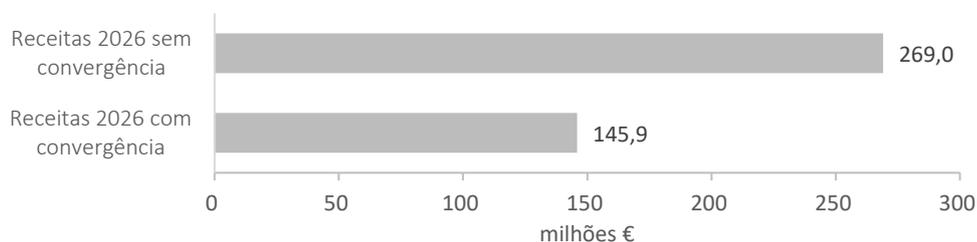
Figura 5-42 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA

Tarifa	Preço médio de 2025	Preço médio de 2026	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA (total)	0,1725 €/kWh Receitas: 137 927 mil € Quantidades: 799 GWh	0,1729 €/kWh Receitas: 145 857 mil € Quantidades: 844 GWh	+0,2%	+0,5%	-0,3%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1271 €/kWh Receitas: 37 706 mil € Quantidades: 297 GWh	0,1259 €/kWh Receitas: 38 504 mil € Quantidades: 306 GWh	-0,9%	+0,1%	-1,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1796 €/kWh Receitas: 12 264 mil € Quantidades: 68 GWh	0,1752 €/kWh Receitas: 13 494 mil € Quantidades: 77 GWh	-2,4%	-0,8%	-1,7%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1945 €/kWh Receitas: 10 533 mil € Quantidades: 54 GWh	0,1959 €/kWh Receitas: 11 629 mil € Quantidades: 59 GWh	+0,7%	+1,2%	-0,4%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,2036 €/kWh Receitas: 77 423 mil € Quantidades: 380 GWh	0,2048 €/kWh Receitas: 82 230 mil € Quantidades: 402 GWh	+0,6%	+0,8%	-0,3%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 5-43 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAA em 2025 nas receitas da tarifa de Venda a Clientes Finais. É visível que na ausência do mecanismo de convergência as receitas a recuperar nas tarifas seriam significativamente mais elevadas em 2026.

Figura 5-43 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA



Nota: A figura assume a aplicação das tarifas referidas à estrutura de consumos prevista para 2026.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAA em 2026. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2026, isso resultaria numa variação tarifária de +85,4% entre 2025 e 2026, o que compara com uma variação tarifária global de +0,5% para a RAA.

5.7.2 EVOLUÇÃO ENTRE 1990 E 2026

A Figura 5-44 e a Figura 5-45 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2026, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2026 ¹⁴⁹. No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos de regulação desde 2002.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1998 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma dos Açores com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional dos Açores.

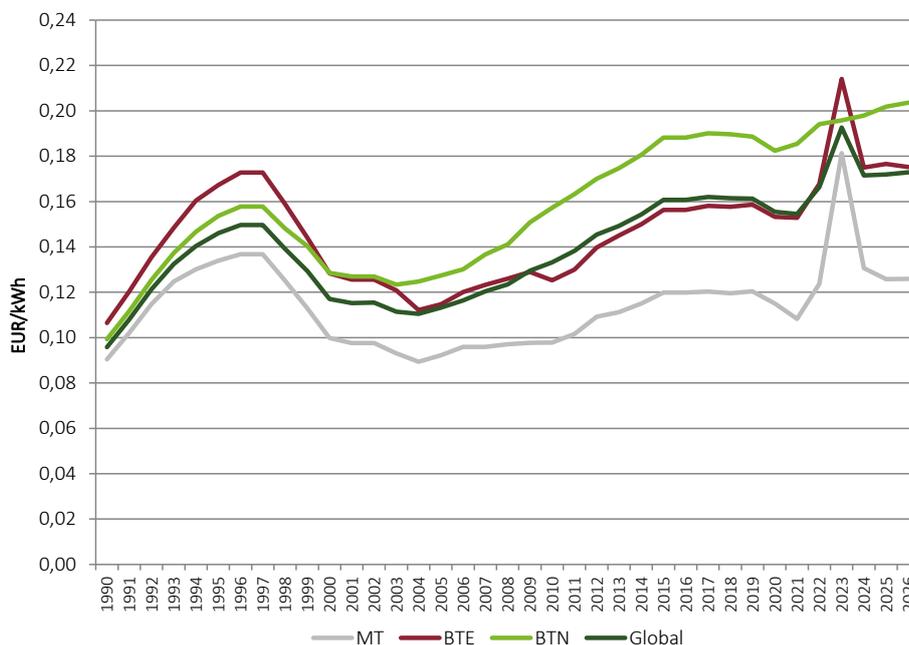
A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA passaram a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às Regiões Autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

Depois de em 2024, se ter verificado, para MT e BTE um decréscimo acentuado nas tarifas de Venda a Clientes Finais, a partir de 2025 assiste-se a uma ligeira recuperação.

A preços correntes (Figura 5-44), no período compreendido entre 1990 e 2026, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de +1,7%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de +2,0%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, variações médias anuais de +1,4% e +0,9%, respetivamente.

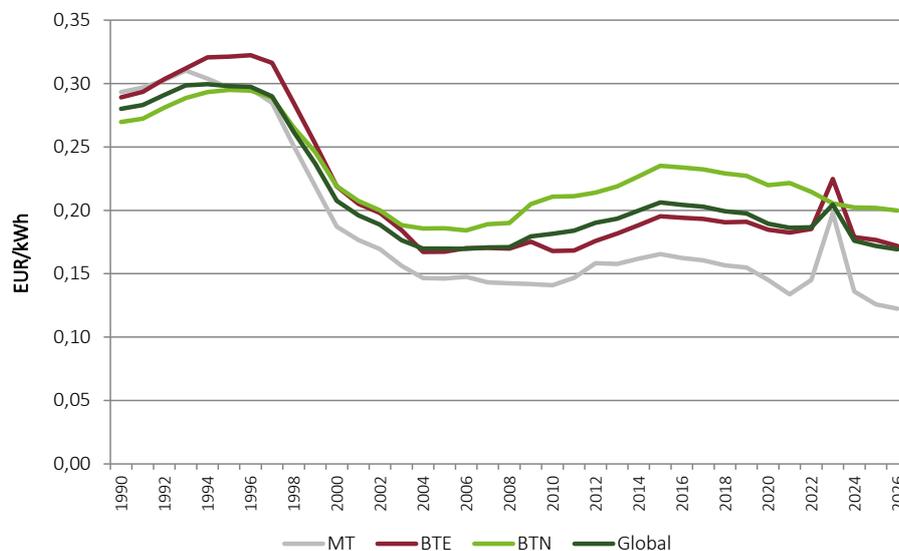
¹⁴⁹ A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Figura 5-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)



A preços constantes de 2025 (Figura 5-45), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2004. Após um acréscimo muito acentuado em 2023, em 2024 verifica-se um decréscimo acentuado em MT e BTE e, a partir de 2025, um ligeiro decréscimo. Entre 1990 e 2026, o preço médio global decresceu a uma taxa anual de -1,4%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de -0,8%. Ainda a preços constantes de 2025, em 2026, os preços médios em MT, são cerca de 42% dos preços verificados em 1990 e em BTE os preços médios são cerca de 59% dos preços verificados em 1990. Em BTN, os preços médios são cerca de 74% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 5-45 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2025)



O Quadro 5-11 apresenta a evolução na tarifa de Venda a Clientes Finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002. É de salientar que em termos reais registam-se atualmente valores inferiores aos valores de 2002 em MT e BTE.

Quadro 5-11 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA
(ano 2002 = 100)

Preço médio		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
MT	real	100	92	86	86	87	84	84	84	83	87	93	93	95	98	96	95	92	91	86	79	86	117	80	74	72
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	114	118	123	123	123	122	123	118	111	127	186	134	129	129
BTE	real	100	93	84	85	86	86	86	89	85	85	89	92	95	99	98	98	96	97	93	92	94	114	90	89	87
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	115	119	124	124	126	126	126	122	122	134	170	139	141	139
BTN	real	100	94	93	93	92	95	95	102	105	106	107	109	113	118	117	116	115	114	110	111	107	103	101	101	100
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	138	142	148	148	150	149	149	144	146	153	154	156	159	160

O Quadro 5-12 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico ¹⁵⁰. Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais de MT, BTE e BTN ¹⁵¹ e que no anterior período de regulação se verifica a mesma situação. No anterior período de regulação (2022-2025) e em 2026, observam-se reduções reais em todos os níveis de tensão.

Quadro 5-12 - Variações anuais médias da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA, por período de regulação

Variação anual média		2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022-2025	2026*
MT	real	-4,8%	-0,9%	1,0%	3,3%	-0,3%	-4,5%	-1,5%	-2,7%
	nominal	-1,9%	1,7%	1,5%	4,2%	1,5%	-2,6%	3,8%	0,1%
BTE	real	-5,4%	0,5%	-0,3%	3,8%	0,9%	-1,4%	-0,8%	-2,6%
	nominal	-3,0%	3,2%	1,0%	4,9%	1,8%	-0,9%	3,7%	-0,8%
BTN	real	-2,4%	0,7%	3,6%	2,4%	0,8%	-1,2%	-2,3%	-1,0%
	nominal	0,1%	3,5%	5,0%	3,4%	1,7%	-0,6%	2,1%	0,9%

* A última coluna não representa um período regulatório completo

5.8 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

5.8.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2025 E 2026

Em 2026, os preços da Tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam no global uma variação tarifária de +0,4%, relativamente a 2025, conforme se ilustra na Figura 5-46.

¹⁵⁰ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 em Portugal Continental e o anterior período regulatório, que contam com uma duração de 4 anos. A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

¹⁵¹ Com exceção da evolução nominal em BTN no período de 2003-2005, que foi de 0,1%.

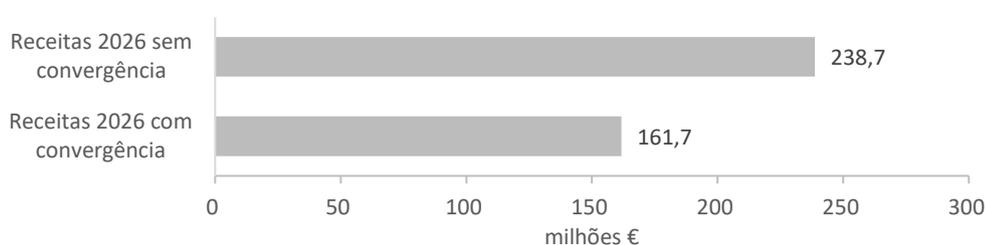
Figura 5-46 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM

Tarifa	Preço médio de 2025	Preço médio de 2026	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM (total)	0,1768 €/kWh Receitas: 155 691 mil € Quantidades: 881 GWh	0,1775 €/kWh Receitas: 161 710 mil € Quantidades: 911 GWh	+0,4%	+0,4%	-0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1245 €/kWh Receitas: 29 660 mil € Quantidades: 238 GWh	0,1241 €/kWh Receitas: 30 007 mil € Quantidades: 242 GWh	-0,4%	-0,2%	-0,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1797 €/kWh Receitas: 26 553 mil € Quantidades: 148 GWh	0,1784 €/kWh Receitas: 26 996 mil € Quantidades: 151 GWh	-0,7%	-0,6%	-0,1%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1949 €/kWh Receitas: 12 947 mil € Quantidades: 66 GWh	0,1971 €/kWh Receitas: 13 837 mil € Quantidades: 70 GWh	+1,1%	+1,5%	-0,3%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,2021 €/kWh Receitas: 86 530 mil € Quantidades: 428 GWh	0,2030 €/kWh Receitas: 90 869 mil € Quantidades: 448 GWh	+0,4%	+0,7%	-0,3%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência com as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 5-47 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAM em 2026 nas receitas da tarifa de Venda a Clientes Finais. É visível que na ausência do mecanismo de convergência as receitas a recuperar nas tarifas seriam significativamente mais elevadas em 2026.

Figura 5-47 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM



Nota: A figura assume a aplicação das tarifas referidas à estrutura de consumos prevista para 2026.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAM. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2026, isso resultaria numa variação tarifária de +48,2% entre 2025 e 2026, o que compara com uma variação tarifária global de +0,4% para a RAM.

5.8.2 EVOLUÇÃO ENTRE 1990 E 2026

A Figura 5-48 e a Figura 5-49 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2026, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2026 ¹⁵². No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos de regulação desde 2002.

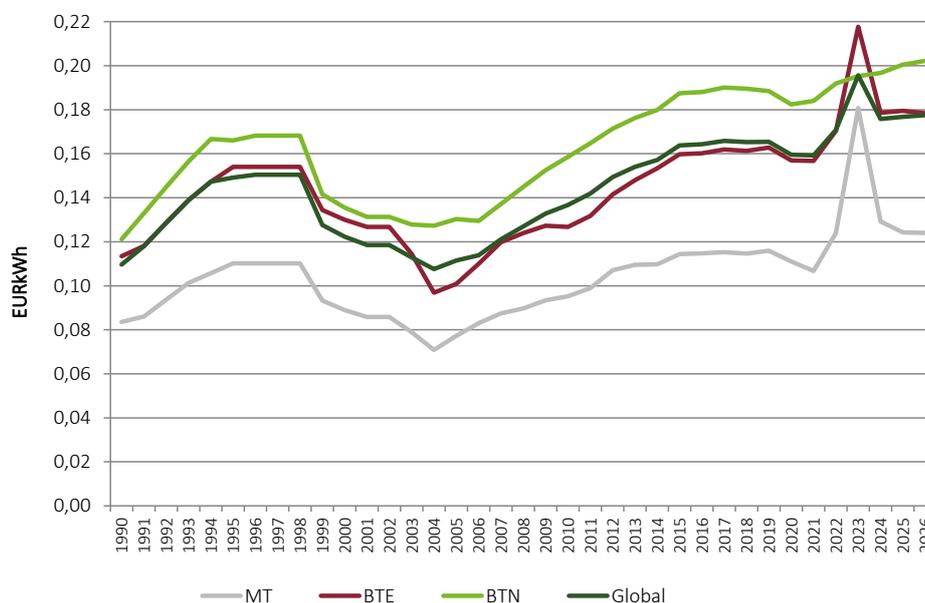
Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1997 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma da Madeira com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional da Madeira.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM passam a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

A preços correntes (Figura 5-48), no período compreendido entre 1990 e 2026, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de +1,3%. Os preços médios em BTN, BTE e MT registaram acréscimos médios anuais de +1,4%, +1,3% e 1,1%, respetivamente.

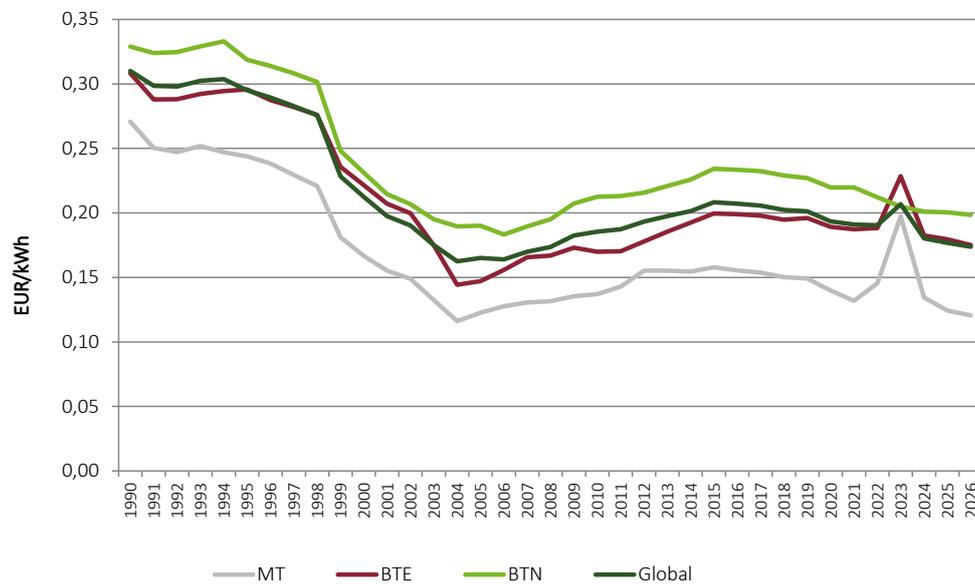
¹⁵² A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Figura 5-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM
(preços correntes)



A preços constantes de 2025 (Figura 5-49), entre 1990 e 2026, o preço médio global sofreu reduções médias anuais de -1,6%. Os preços médios em MT registaram uma redução média anual de -2,2% e os preços médios em BTE e em BTN reduções a uma taxa média anual de -1,6% e -1,4%, respetivamente. Ainda a preços constantes de 2025, em 2026, os preços médios em MT são cerca de 45% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios são cerca de 57% e 60% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 5-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM
(preços constantes de 2025)



O Quadro 5-13 apresenta a evolução na tarifa de Venda a Clientes Finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002.

Quadro 5-13 - Evolução real e nominal do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, ano 2002 = 100

Preço médio		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
MT	real	100	89	78	82	86	88	88	91	92	96	104	104	104	106	104	103	101	100	94	89	98	132	90	83	81
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	128	128	133	134	134	134	135	129	124	144	211	151	145	145
BTE	real	100	88	72	74	78	83	84	87	85	85	89	93	96	100	100	99	98	98	95	94	94	114	91	90	88
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	117	121	126	126	128	127	128	124	124	134	172	141	142	141
BTN	real	100	94	92	92	89	92	94	100	103	103	104	107	109	113	113	112	111	110	106	106	103	99	97	97	96
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	134	137	143	143	145	144	144	139	140	146	149	150	153	154

O Quadro 5-14 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico ¹⁵³. Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de venda a clientes finais de MT, BTE e BTN. No período regulatório anterior (2022-2025) e em 2026 verificam-se reduções reais dos preços médios em todos os níveis de tensão.

Quadro 5-14 - Variações anuais médias da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, por período de regulação

Variação anual média		2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022-2025	2026*
MT	real	-6,3%	2,4%	2,8%	2,6%	-0,1%	-3,8%	-1,5%	-3,0%
	nominal	-3,4%	5,1%	3,3%	3,5%	1,6%	-1,9%	3,9%	-0,2%
BTE	real	-9,7%	4,3%	0,7%	4,2%	0,9%	-1,4%	-1,0%	-2,5%
	nominal	-7,3%	7,1%	2,0%	5,2%	1,8%	-0,8%	3,5%	-0,6%
BTN	real	-2,8%	0,9%	3,0%	2,0%	0,9%	-1,4%	-2,3%	-1,1%
	nominal	-0,3%	3,6%	4,4%	3,0%	1,8%	-0,8%	2,2%	0,8%

* A última coluna não representa um período regulatório completo

5.9 CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

A convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira designa o processo gradual com que os preços unitários das tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) dessas regiões se aproximam dos preços unitários da tarifa Aditiva do Setor Elétrico, a qual representa a estrutura de custos eficientes de Portugal continental.

Em média, os preços da tarifa Aditiva são mais baixos do que os valores necessários para recuperar os proveitos permitidos das atividades reguladas dos setores elétricos das Regiões Autónomas (RA). A diferença entre os proveitos permitidos das atividades reguladas nas RA e as receitas recuperadas com as

¹⁵³ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 em Portugal Continental e o anterior período de regulação, que contam com uma duração de 4 anos. A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

TVCF das RA é designado como custo da convergência tarifária ¹⁵⁴, o qual é repercutido anualmente na tarifa de Uso Global do Sistema, aplicando-se a todos os clientes em território nacional.

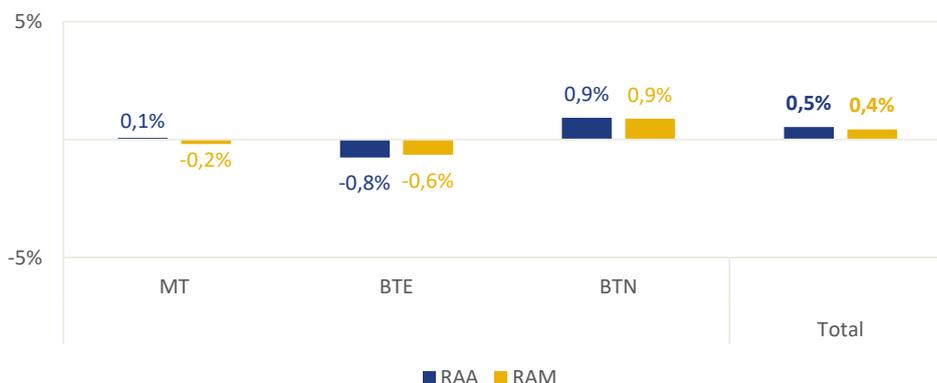
Desde 2002, ano em que as atribuições de regulação da ERSE passaram a incluir as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a uniformidade tarifária tem vindo a ser implementada de forma gradual. O princípio da uniformidade tarifária no território nacional concretiza-se através da definição de uma tarifa eficiente, designada por **tarifa Aditiva**, para a qual a tarifa de Venda a Clientes Finais no mercado regulado deve convergir. O processo de convergência não é imediato, uma vez que iria exigir aumentos elevados em alguns preços individuais, o que poderia causar impactes tarifários significativos nos clientes finais, dependendo do seu perfil de utilização. Para mitigar os impactes tarifários, são aplicados mecanismos de convergência em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, os quais determinam preços para a TVCF que recuperam o mesmo montante de receitas, mas que limitam preço-a-preço as variações face à TVCF do ano anterior. Por isso, apesar de não se aplicarem diretamente os preços da tarifa Aditiva, aplicam-se preços que recuperam um nível de receitas equivalente ao que resultaria da tarifa Aditiva.

Isto significa que a variação tarifária em cada região depende da variação tarifária que resultaria da tarifa Aditiva, nomeadamente para Portugal continental e para as Regiões Autónomas. Dito de outra forma, o nível tarifário em cada região é determinado pela tarifa Aditiva, enquanto a estrutura preço-a-preço é determinada pela conjugação da tarifa aditiva com os mecanismos de convergência.

As variações tarifárias que resultam da tarifa aditiva nas RA para os anos 2025 e 2026, incluindo a discriminação pelos níveis de MT, BTE e BTN, encontram-se na figura seguinte.

¹⁵⁴ Este custo também é designado por diferencial de custo das Regiões Autónomas.

Figura 5-50 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2025 e 2026

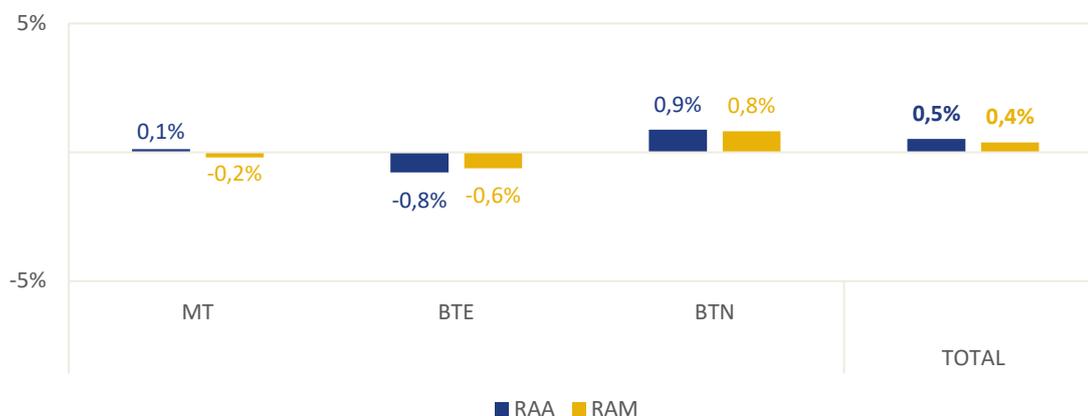


Verifica-se que as variações tarifárias da tarifa Aditiva não são idênticas entre as duas Regiões Autónomas, apesar de serem semelhantes, devido à existência de estruturas de consumo diferentes. No caso particular de BTE, regista-se uma redução tarifária. No caso de BTN, a variação tarifária registada é ligeiramente inferior nas Regiões Autónomas quando comparado com a variação da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BTN para Portugal continental (secção 5.4.1) por uma questão de estrutura de consumo. Nas Regiões Autónomas o peso do consumo em BTN> é maior que o peso correspondente em Portugal continental ¹⁵⁵, sendo que a tarifa Aditiva observa uma variação menor nos fornecimentos em BTN>.

À semelhança da situação em Portugal continental, a tarifa Aditiva só se aplica diretamente às Regiões Autónomas caso esta tarifa não resulte em variações preço-a-preço acima dos valores máximos permitidos, estipulados anualmente pela ERSE, na comparação da tarifa Aditiva para o próximo ano com a TVCF do ano corrente. Sempre que exista pelo menos um preço a variar mais do que o valor máximo permitido, é aplicado um mecanismo de limitação de acréscimos tarifários, que reduz as variações mais altas, ao mesmo tempo que aumenta as variações mais baixas, preservando a variação tarifária global para cada Região Autónoma. A variação tarifária da TVCF nas duas RA é apresentada na Figura 5-51.

¹⁵⁵ Em Portugal continental, os consumos do mercado regulado em BTN>, previstos para 2026, têm um peso de aproximadamente 9,4% do total em BTN. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira esse valor é de 12,9% e 13,6%, respetivamente.

Figura 5-51 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2025 e 2026



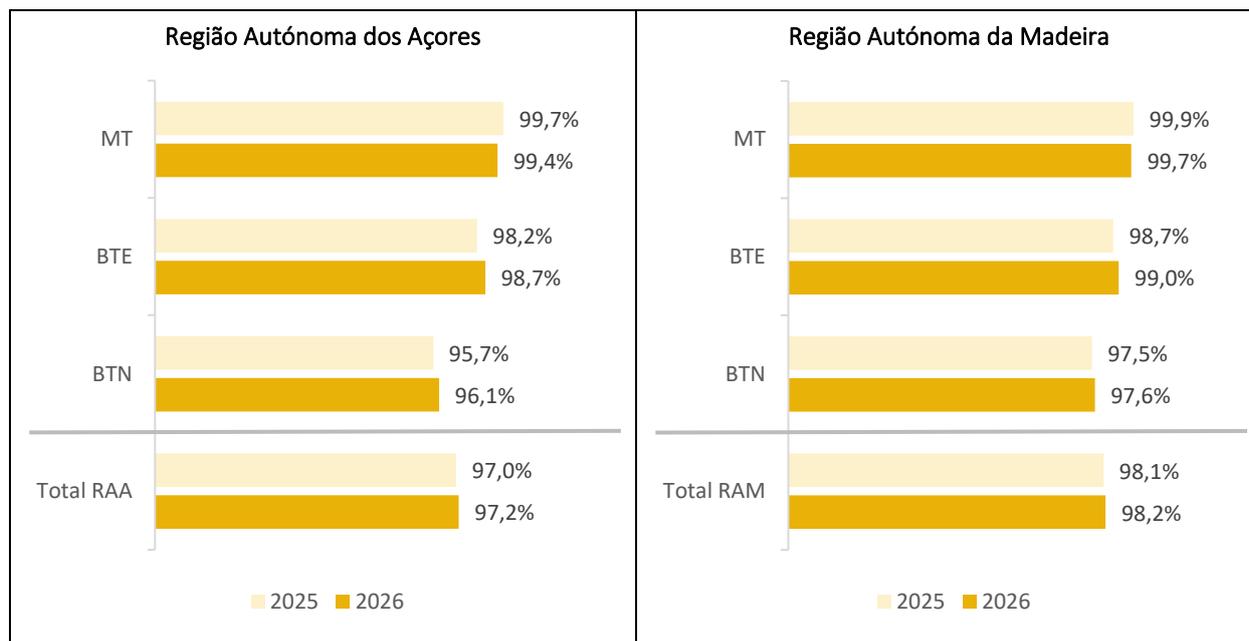
Na comparação entre a Figura 5-50 e a Figura 5-51 podem existir diferenças, pelo facto de ainda não se ter atingido a convergência tarifária preço-a-preço, mas apenas a convergência em termos médios ¹⁵⁶.

Apesar de globalmente, e em cada nível de MT, BTE e BTN, estar assegurada no ano 2026 a convergência tarifária em termos médios, na comparação preço-a-preço existem diferenças entre a TVCF e a tarifa Aditiva. A figura seguinte quantifica o grau de convergência tarifária preço-a-preço entre as TVCF das RA com a tarifa Aditiva. O indicador apresentado mede a percentagem de receitas corretamente recuperadas no referencial dos preços da tarifa Aditiva ¹⁵⁷. Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência tarifária preço-a-preço.

¹⁵⁶ A variação tarifária da tarifa Aditiva, na Figura 5-50, 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 5-51, 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.

¹⁵⁷ O indicador apresentado atingirá o valor de 100% quando todos os preços da TVCF forem iguais aos respetivos preços da tarifa aditiva. Para exemplificar a construção deste indicador, considere-se o seguinte exemplo: assumase que os preços A e B da tarifa aditiva geram receitas de 40 EUR e 60 EUR, respetivamente. Assuma-se ainda que os preços A e B da TVCF geram receitas de 35 EUR e 75 EUR, respetivamente. Isto significa que a TVCF está a recuperar corretamente uma receita de 35 EUR no preço A e 60 EUR no preço B, face ao total de 100 EUR. Logo, o grau de convergência tarifária neste exemplo seria de 95% (95 EUR/100 EUR).

Figura 5-52 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva



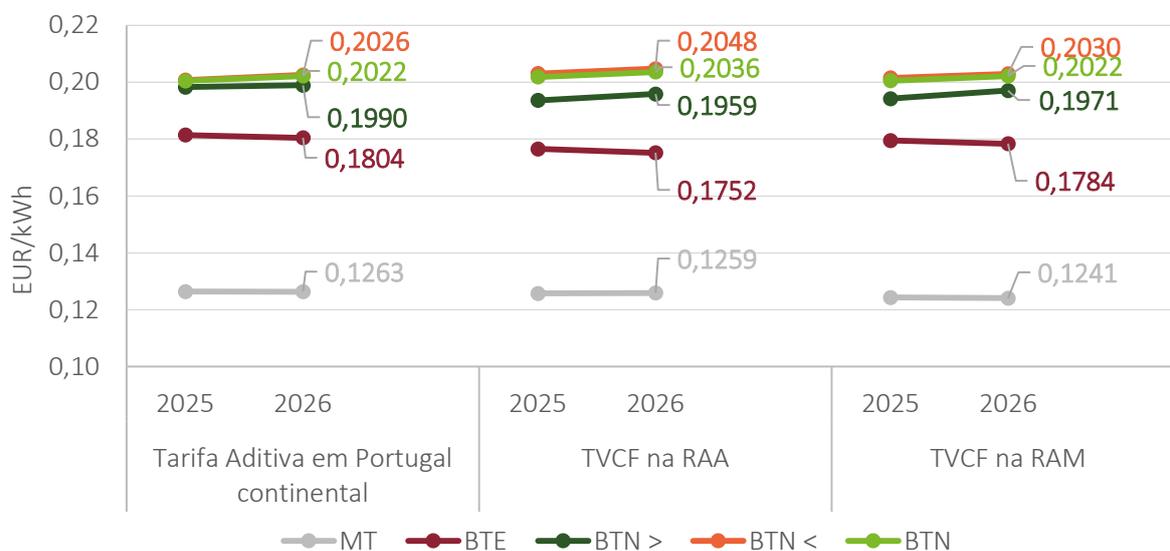
No geral, constata-se que no ano 2026 a convergência tarifária preço-a-preço nos valores totais da RAA e da RAM mantém valores próximos relativamente ao ano anterior, com um ligeiro aumento. Sendo que, individualmente, a aditividade tarifária apresenta uma melhoria nos fornecimentos em BTE e BTN e uma redução nos fornecimentos em MT.

Para mais informação sobre os processos de convergência tarifárias nas Regiões Autónomas, e em Portugal continental, consulte o capítulo 4 do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2026».

Por fim, na Figura 5-53 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental ¹⁵⁸ e das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM de 2025 e 2026, em EUR/kWh. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2026. Assim, a evolução entre 2025 e 2026 corresponde à variação tarifária em cada região.

¹⁵⁸ Adotam-se para Portugal continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de acesso com os preços de energia e comercialização.

Figura 5-53 - Preços médios da TVCF nas Regiões Autónomas, por comparação com a tarifa Aditiva



Notas: Tarifa Aditiva em Portugal continental calculada com as quantidades dos mercados regulado e liberalizado, e os preços médios no SEN (incluindo eventuais isenções tarifárias).

Salienta-se que o preço médio em BTE revela uma diminuição, contrastando com o aumento na tarifa Aditiva em MT, BTN> e BTN<, aplicada às quantidades em Portugal continental ¹⁵⁹. Como as TVCF nas Regiões Autónomas são orientadas pela tarifa Aditiva, os preços médios da RAA e da RAM revelam o mesmo comportamento.

Como última nota é de relembrar que, mesmo que já se tivesse atingido a convergência tarifária preço-a-preço nas Regiões Autónomas, poderiam resultar na Figura 5-53 ligeiras diferenças nos preços médios, em EUR/kWh, entre a tarifa Aditiva e as TVCF das RA, devido às diferenças nas estruturas de consumo.

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

Os CIEG são recuperados através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, com a exceção das rendas em Baixa Tensão pagas aos Municípios, cuja recuperação ocorre através da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

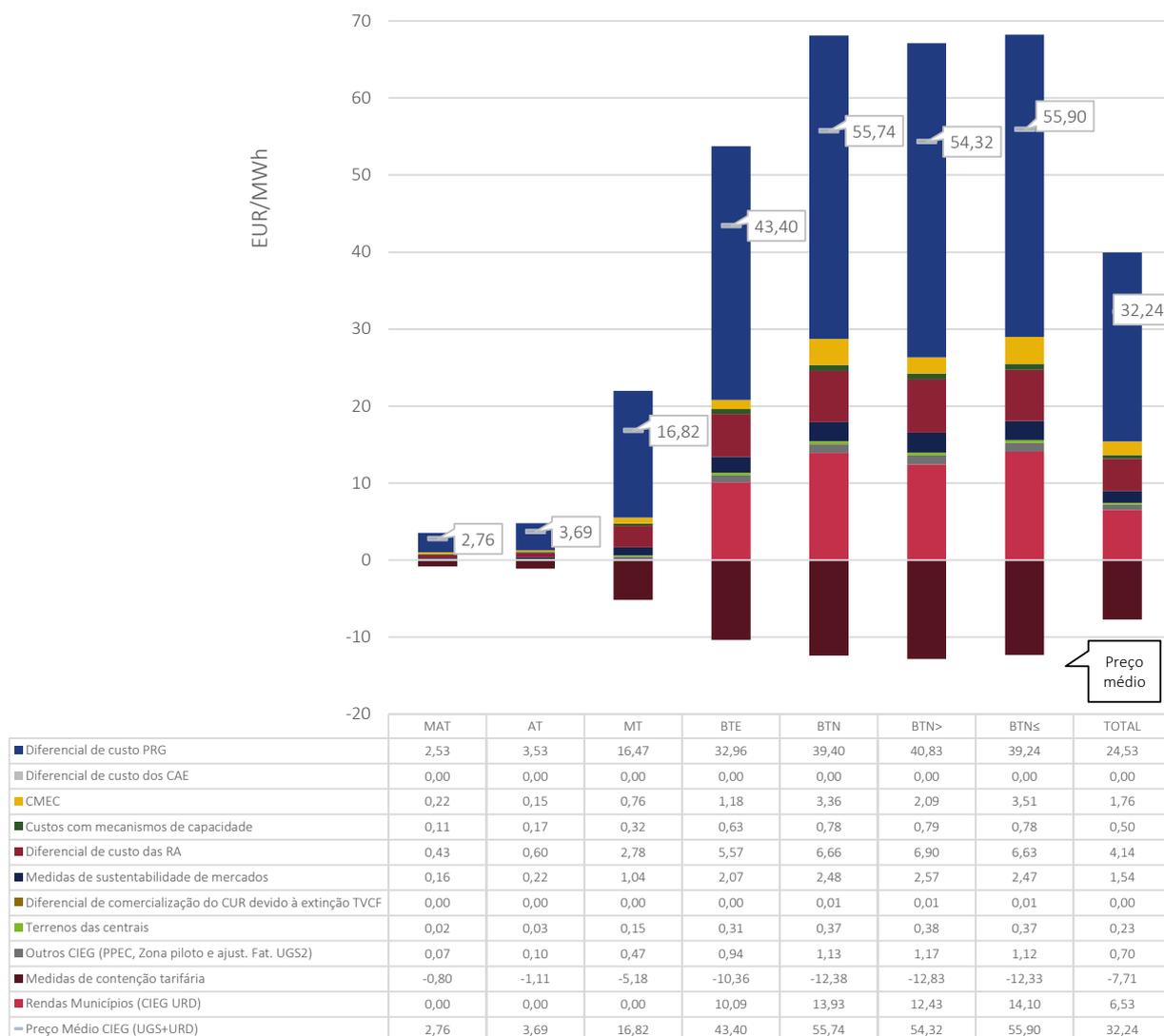
¹⁵⁹ É esta diminuição em BTE na tarifa Aditiva, conjugado com a maior preponderância destes fornecimentos nas Regiões Autónomas (ver nota de rodapé 155), que explicam as observações feitas relativamente à Figura 5-50.

As variações da tarifa de Uso Global do Sistema, que inclui adicionalmente na parcela I os custos com a gestão do sistema, resultam maioritariamente de variações dos CIEG decorrentes da legislação em vigor. Na Figura 5-54 apresenta-se, para cada nível de tensão e tipo de fornecimento, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2026, destaca-se, em particular, a existência de parcelas que assumem valores negativos, com impacto significativo no preço médio dos CIEG, correspondendo às medidas de contenção tarifária, que decorrem de legislação, de carácter ordinário. De entre as parcelas com valores positivos destacam-se, o diferencial de custo da produção com remuneração garantida (PRG)¹⁶⁰, o diferencial de custo com a aquisição de energia ao abrigo dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), o diferencial de custos decorrente da convergência tarifária entre o território nacional e as RA e, para os fornecimentos em BT e as rendas pagas aos Municípios.

Importa referir que o impacto dos descontos aplicados aos Consumidores Eletrointensivos contribui para a redução da receita global dos CIEG, tendo, por isso, de ser suportado pelos consumidores não abrangidos por este regime. Consequentemente, estes efeitos influenciam o preço médio apresentado na figura, o qual representa valores médios do SEN.

¹⁶⁰ O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de junho, na redação vigente, designa esta rubrica por «diferencial de custo com a aquisição de energia aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou com outros regimes bonificados de apoio à remuneração».

Figura 5-54 - Preço médio dos CIEG em 2026, por componente

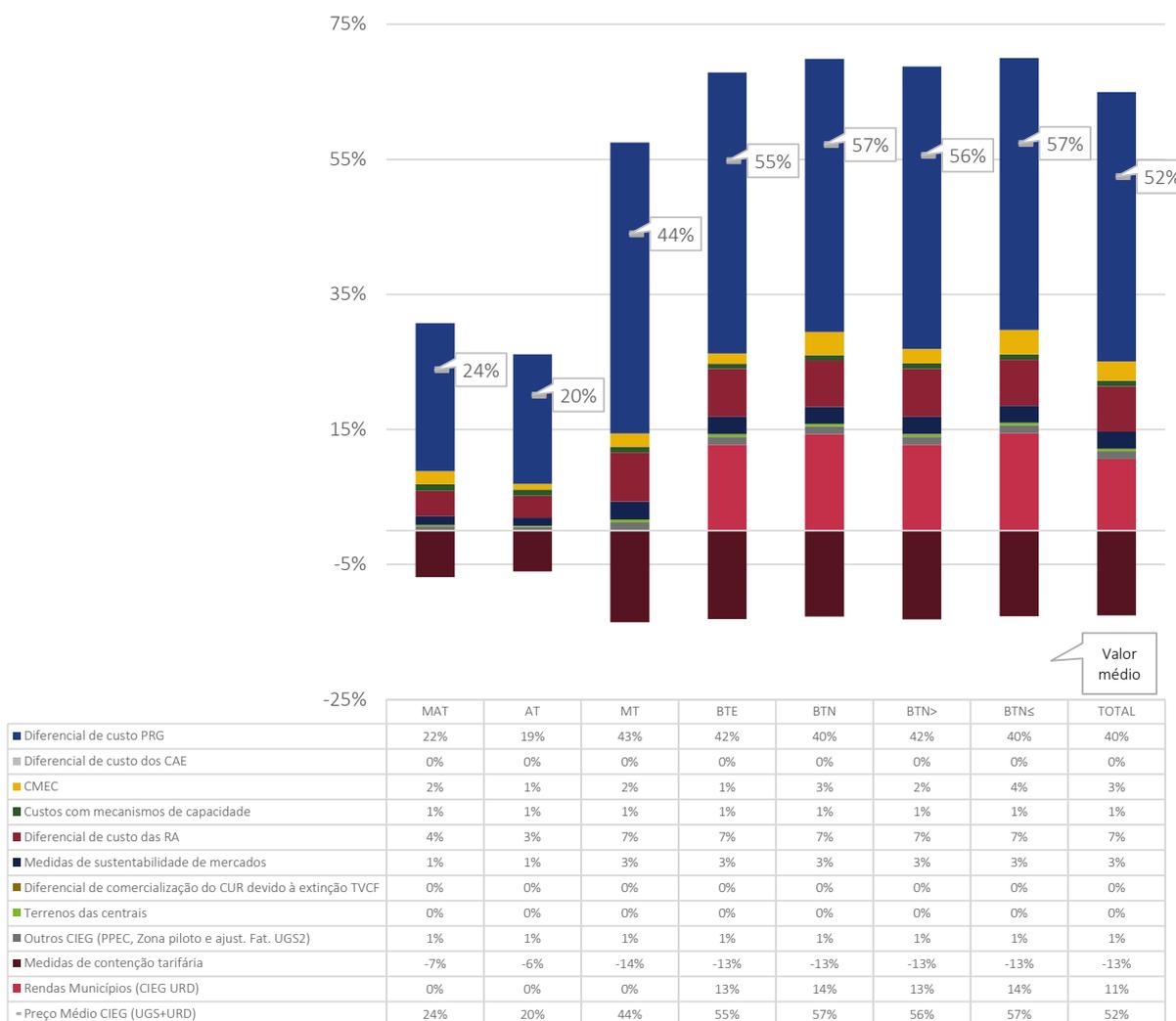


Legenda: **Diferencial de custo PRG** – Diferencial de custo da produção com remuneração garantida; **Diferencial de custo dos CAE** – Diferencial de custo com os Contratos de Aquisição de Energia; **CMEC** – Custos para a manutenção do equilíbrio contratual; **Custos com mecanismos de capacidade**– Parcela referente a mecanismos de capacidade, nos termos do artigo 100.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro; **Diferencial de custo das RA** – Diferencial de custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira; **Medidas de sustentabilidade de mercados**– Apoios associados à liberalização dos mercados de eletricidade; **Diferencial de comercialização do CUR devido à extinção da TVCF** – Parcela referente à atividade de comercialização no mercado regulado; **Terrenos das centrais** – Custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico; **Outros CIEG** (PPEC – Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia, Zona Piloto e ajustamentos de faturação de UGS2); **Medidas de contenção tarifária** – Conforme legislação em vigor; **Rendas Municípios** – Rendas de concessão da rede de distribuição em BT pagas aos municípios.

Na Figura 5-55 e na Figura 5-56, apresenta-se, para cada nível de tensão e tipo de fornecimento, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente.

Estima-se, para 2026, que os CIEG apresentem um peso nas tarifas de Acesso às Redes entre 20% em AT e 57% em BTN¹⁶¹.

Figura 5-55 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes em 2026

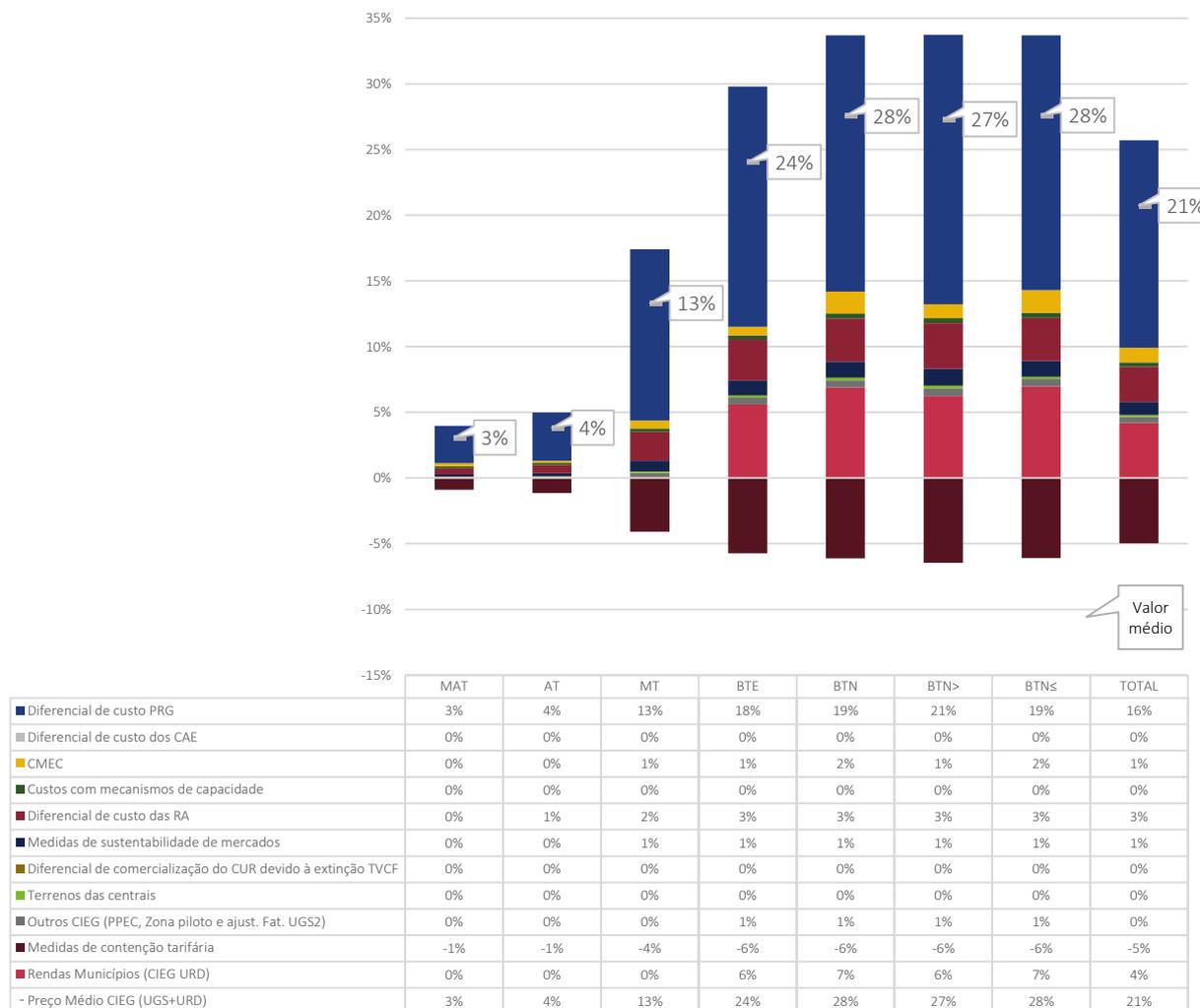


Nos preços totais pagos em 2026 pelos clientes, estima-se que os CIEG para MAT, AT, MT e BTE apresentem um peso de 3%, 4%, 13% e 24%, respetivamente. Na BTN, estima-se que os CIEG apresentem um peso de

¹⁶¹ É de referir que, contrariamente a anos anteriores, os valores apresentados diferem dos indicados no Quadro 3-28, uma vez que a Figura 5-5 representa valores médios do SEN, enquanto os valores do Quadro 3-28 consideram os CIEG e as tarifas de Acesso às Redes aplicados aos clientes que não beneficiam do estatuto do cliente eletrointensivo.

28%. Os preços totais pagos pelos clientes equivalem ao preço médio de referência de venda a clientes finais, conforme a secção 5.4.

Figura 5-56 - Peso dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes em 2026



Nota: Preços totais não incluem taxas e impostos.

5.11 OFERTAS DO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN

Esta secção apresenta o impacto das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado para os clientes domésticos ligados em BTN. A análise avalia o impacto da variação da tarifa de Acesso às

Redes na fatura total anual das ofertas de mercado (Quadro 5-16). A análise quantifica assim o efeito na fatura dos clientes exclusivamente por via da tarifa de Acesso às Redes, cujo valor é aprovado pela ERSE. Por isso, não são internalizados na análise as eventuais alterações de preço na componente de energia, cujo valor é determinado individualmente por cada comercializador no mercado liberalizado, e que habitualmente são decididas durante o mês de janeiro.

A análise utiliza a informação das ofertas comerciais incluídas no [simulador de preços de energia da ERSE](#) ¹⁶², adotando para o cálculo os três consumidores tipo ¹⁶³ presentes no simulador da ERSE, cujas características se encontram resumidas no Quadro 5-15.

Quadro 5-15 - Consumidores tipo no fornecimento de eletricidade

Consumidor tipo	Descrição	Potência contratada	Consumo anual
Consumidor 1	Casal sem filhos	3,45 kVA	1 900 kWh (40% em vazio)
Consumidor 2	Casal com dois filhos	6,90 kVA	5 000 kWh (40% em vazio)
Consumidor 3	Casal com quatro filhos	13,80 kVA	10 900 kWh (40% em vazio)

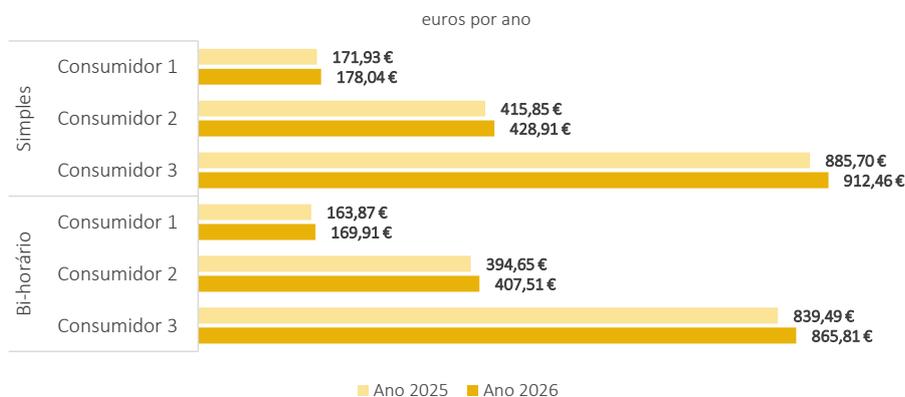
Tendo por base os consumidores tipo do Quadro 5-15, a Figura 5-57 apresenta o montante da tarifa de Acesso às Redes nas opções horárias simples e bi-horária para o ano 2025 e para o ano 2026, antes da aplicação do IVA. Na opção horária simples, a tarifa de Acesso às Redes apresenta um aumento anual de +6 euros, +13 euros e +27 euros, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente ¹⁶⁴.

¹⁶² Informação recolhida do simulador da ERSE a 5 de dezembro de 2025. A análise exclui ofertas condicionadas, ofertas com fidelização, ofertas com preços indexados, ofertas com descontos/reembolsos, ofertas com descontos para novos clientes e ofertas com serviços adicionais obrigatórios.

¹⁶³ Os consumidores tipo são clientes residenciais.

¹⁶⁴ Na opção bi-horária, os aumentos anuais são de +6 euros, +13 euros e +26 euros, respetivamente.

Figura 5-57 - Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo



Nota: Valores sem IVA.

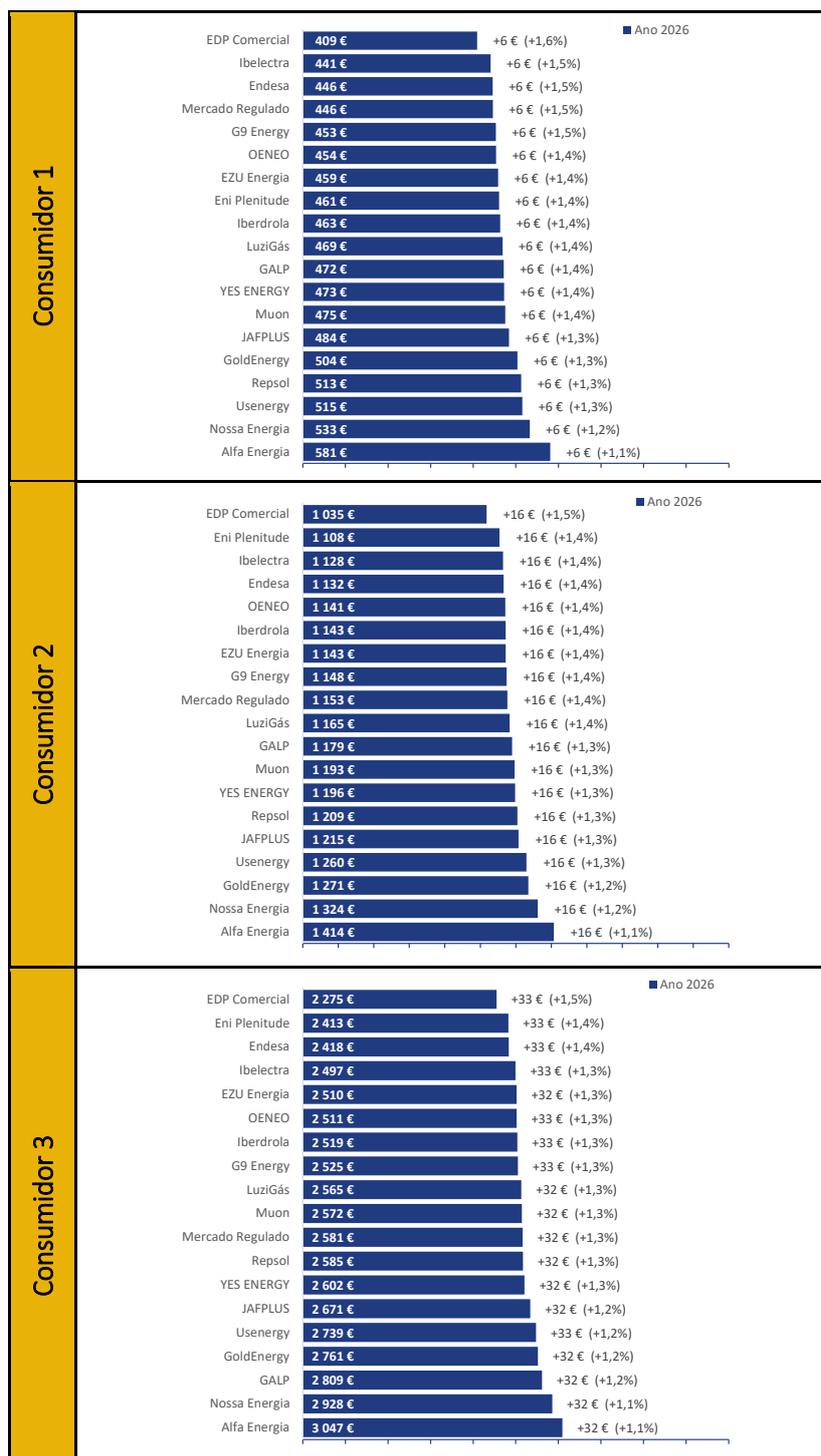
A fatura total pelo fornecimento de eletricidade inclui, para além da tarifa de Acesso às Redes, também a componente de energia ¹⁶⁵ e a componente de taxas e impostos ¹⁶⁶. O Quadro 5-16 apresenta a fatura total anual para o ano 2026, admitindo que os comercializadores atualizam, a 1 de janeiro de 2026, nas suas ofertas atuais apenas o valor correspondente à tarifa de Acesso às Redes. As figuras apresentadas apenas consideram a oferta mais competitiva de cada comercializador, dentro dos pressupostos referidos na nota de rodapé 162.

As figuras seguintes, divididas pelos três consumidores tipo, apresentam a fatura total e indicam também o impacte absoluto e percentual por via da variação da tarifa de Acesso às Redes a verificar no ano 2026, incluindo o efeito da taxa do IVA.

¹⁶⁵ Por componente de «energia» deve entender-se o valor cobrado pelo comercializador pela energia consumida, incluindo a margem pela atividade de comercialização.

¹⁶⁶ Por componente de «taxas e impostos» deve entender-se a taxa da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA) e o Imposto Especial de Consumo de Eletricidade (IEC). Na fatura de eletricidade é, ainda, faturada a Contribuição Audiovisual. A taxa DGEG não está incluída nos cálculos apresentados.

Quadro 5-16 - Fatura anual no ano 2026 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes



Nota: Utilizaram-se como ponto de partida as melhores ofertas comerciais de cada comercializador, a 5 de dezembro de 2025, adicionadas do impacte da tarifa Acesso às Redes para o ano 2026, consoante a opção horária (simples ou bi-horária). Os comercializadores estão ordenados por ordem crescente do valor total da fatura. Ver nota de rodapé 162 para mais informação.

Importa destacar os seguintes aspetos no Quadro 5-16:

- Para cada consumidor tipo a tarifa de Acesso às Redes assume um de dois valores, dependendo se a oferta em causa corresponde à opção horária simples ou bi-horária ¹⁶⁷. O impacte em euros não depende do comercializador em questão, uma vez que a aplicação da tarifa de Acesso às Redes é igual para clientes com as mesmas características de consumo.
- O impacte da variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes em termos percentuais é diferente entre as várias ofertas, diminuindo à medida que se passa de uma oferta mais competitiva para uma oferta menos competitiva ¹⁶⁸. A razão está no facto de o mesmo aumento absoluto na tarifa de Acesso às Redes, em euros, resultar num aumento percentual mais baixo quando o valor da fatura total é mais alto.
- O valor apresentado para o total da fatura anual no mercado regulado não corresponde ao valor definitivo em 2026, uma vez que não integra ainda uma possível atualização das tarifas de energia e comercialização, que afetam a tarifa transitória a aplicar no mercado regulado.

Face aos valores no Quadro 5-16, o impacte médio da alteração da tarifa de Acesso às Redes no mercado liberalizado resulta em aumentos na fatura para todos os consumidores tipo. Nos valores apresentados para o mercado liberalizado, o aumento médio é de +1,4%, para os consumidores tipo 1, e +1,3%, para os consumidores do tipo 2 e 3. Este impacte não inclui as alterações cumulativas na componente de energia, a decidir individualmente por cada comercializador em mercado liberalizado.

¹⁶⁷ A análise apresentada não considera ofertas com opção tri-horária.

¹⁶⁸ Poderá ocorrer um padrão oposto entre ofertas adjacentes caso as opções horárias em causa sejam diferentes.

6 ANÁLISE DE SUSTENTABILIDADE ECONÓMICA DO SEN

O objetivo desta análise de sustentabilidade económica do Sistema Elétrico Nacional (SEN) é o desenvolvimento de previsões a médio prazo sobre a evolução dos proveitos e das tarifas do setor, para poder avaliar a estabilidade tarifária em anos futuros. Consequentemente, esta avaliação permite sustentar a necessidade de ativar os mecanismos regulatórios que se destinam a assegurar a estabilidade tarifária, nomeadamente a transferência intertemporal de proveitos referentes aos CIEG ¹⁶⁹ e a repercussão condicional de ajustamentos provisórios de atividades com volatilidade de proveitos ¹⁷⁰.

A análise baseia-se na projeção dos proveitos permitidos, numa perspetiva da globalidade do SEN ¹⁷¹, suportada na determinação do nível de proveitos a recuperar, balizados pela evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais ¹⁷² (preço médio RVCF), por forma a garantir a estabilidade tarifária. Importa sublinhar que 2026 é um ano de início de período de regulação, pelo que estão incorporados nesta análise os efeitos de novos parâmetros que vigoram até 2029 e que justificam diferenças dos resultados face aos do ano anterior ¹⁷³.

Nesta análise de sustentabilidade, o conceito de estabilidade tarifária foi implementado tendo em consideração a evolução do preço médio RVCF. Sempre que o nível dos proveitos permitidos, num determinado ano, resulte em variações tarifárias acima de limites pré-definidos para o preço médio RVCF, é identificado o nível de proveitos a recuperar nesse ano, que obedece aos limites. A recuperação do excedente é adiada constituindo dívida tarifária. As evoluções futuras da dívida tarifária criada e do serviço de dívida são analisadas. Adicionalmente, verifica-se se o serviço da dívida a pagar em anos seguintes leva à criação de nova dívida que comprometa a estabilidade tarifária no curto e médio prazo ou, no limite, provoque um efeito recursivo, que impeça a recuperação dessa dívida. A verificação da estabilidade tarifária passa também por identificar a necessidade de uma alocação dos CIEG na parcela II da tarifa de UGS (UGS2), por nível de tensão e tipo fornecimento, que seja diferente da alocação padrão prevista no RT em vigor.

¹⁶⁹ Conforme previsto no n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 e no RT em vigor.

¹⁷⁰ Mecanismo introduzido no [Regulamento n.º 1218/2025, de 7 de novembro](#), na sequência da [Consulta Pública n.º 134](#).

¹⁷¹ Para além dos proveitos das atividades reguladas, são consideradas na análise as previsões dos custos globais de energia e de comercialização no mercado liberalizado.

¹⁷² Os 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, isto é, incluindo os mercados regulado e liberalizado. Para informação sobre estes preços em 2026, consulte o ponto 5.4.

¹⁷³ Ver capítulo 6 do documento «[Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025](#)», de dezembro de 2024.

6.1 METODOLOGIA

A análise prospetiva da sustentabilidade do SEN tem por base os proveitos permitidos determinados no presente exercício tarifário, assim como a estrutura tarifária das atividades, por nível de tensão, do presente exercício tarifário. Nesta análise, pressupõe-se que o quadro legal e regulamentar não se altera no horizonte de simulação, até 2030, e que seja possível adiar a recuperação de um determinado nível de proveitos quando o nível tarifário ultrapasse o preço médio RVCF, criando-se dívida tarifária. A análise de sustentabilidade subentende a determinação sequencial das seguintes variáveis-chave:

- proveitos permitidos anuais das atividades reguladas, incluindo o serviço da dívida, e custos de energia e de comercialização para a globalidade do SEN, tendo por base a previsão de um conjunto de variáveis determinantes da sua evolução, sem alteração das restantes (*ceteris paribus*);
- evolução dos preços médios RVCF que assegure a estabilidade tarifária, de acordo com limitações de variações tarifárias pré-definidas, podendo para esse efeito ser alterada a alocação, por nível de tensão e tipo de fornecimento, dos CIEG recuperados pela UGS2 e/ou ativar-se os mecanismos regulatórios para assegurar a estabilidade tarifária;
- evolução da dívida tarifária no horizonte de análise, que assegure os objetivos de estabilidade tarifária.

6.2 PRESSUPOSTOS

6.2.1 PARA PREVISÃO DOS PROVEITOS

O total dos proveitos permitidos adotado nas simulações resulta da soma de:

- proveitos recuperados pelas tarifas de UGS (incluindo os CIEG);
- proveitos permitidos das atividades de transporte e distribuição de energia elétrica;
- custos de energia e de comercialização para a globalidade do SEN (mercado liberalizado e CUR).

Os valores base para as simulações apresentadas neste capítulo são os proveitos permitidos das atividades reguladas para 2026 ¹⁷⁴, acrescidos dos custos de energia e comercialização estimados para o mercado liberalizado. O valor dos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso às redes apresentado no Quadro 6-1, (linha 6), assim como o total de proveitos, é igual ao da Figura 2-1 deste documento.

Quadro 6-1 - Proveitos permitidos das atividades reguladas em 2026 e proveitos de energia e comercialização do mercado liberalizado (ML), antes da aplicação dos mecanismos regulatórios para assegurar a estabilidade tarifária

	Unid.: 10 ³ euros
	Tarifas 2026
(1) Uso Global do Sistema do ORT (ao nível do Transporte)	316 449
(2) Uso Global do Sistema do ORD (ao nível da Distribuição)	970 587
(3) Proveitos a recuperar com as tarifas de UGS (1) + (2)	1 287 037
(4) Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	378 817
(5) Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 251 803
(6) Proveitos a recuperar pelo conjunto das tarifas de acesso (3) + (4) + (5)	2 917 656
(7) Proveitos da Comercialização (CUR)	30 222
(8) Proveitos da Compra e Venda de Energia s/ ajust. (CUR)	235 692
(9) Total dos proveitos permitidos a recuperar com as tarifas reguladas (6) + (7) + (8)	3 183 570
(10) Proveitos de energia e comercialização estimados para o ML	4 219 323
(11) Total dos proveitos do SEN (9) + (10)	7 402 893

Fonte: ERSE

Na análise efetuada, as principais variáveis ¹⁷⁵ que condicionam os proveitos permitidos entre os anos de 2027 e 2030 são as seguintes:

- consumo total de energia elétrica em Portugal continental;
- preço de energia elétrica nos mercados grossistas;

¹⁷⁴ Antes da aplicação dos mecanismos regulatórios para assegurar a estabilidade tarifária.

¹⁷⁵ No entanto, foi tido em conta um conjunto mais vasto de variáveis, cujas evoluções têm um impacto menor na sustentabilidade económica do SEN tendo em conta as suas atuais características estruturais.

- preço das licenças de emissão de CO₂;
- número de licenças de emissão de CO₂ leiloadas em Portugal;
- energia elétrica total adquirida aos produtores com remuneração garantida (PRG) pelo agregador de último recurso (AUR);
- preço unitário de aquisição de energia elétrica aos PRG pelo AUR;
- neutralização dos ajustamentos tarifários repercutidos nos proveitos do ano 2026.

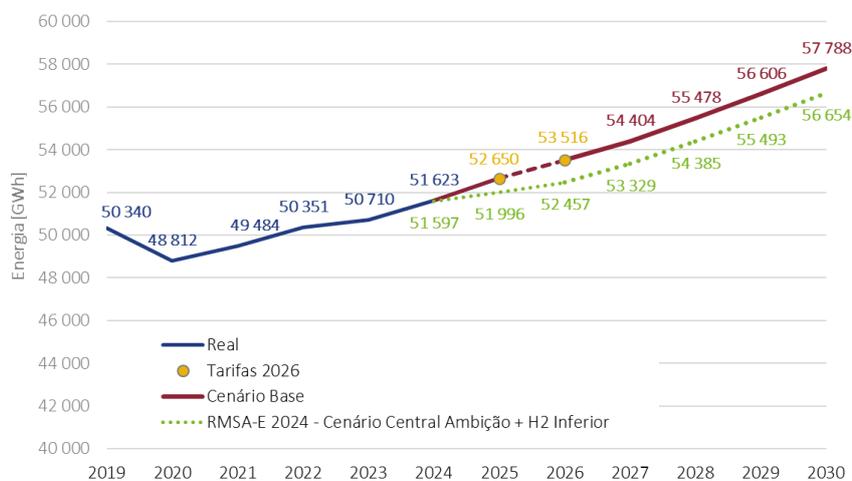
EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM PORTUGAL CONTINENTAL

Por uma questão de eficácia do processo de simulação, foi considerado apenas um cenário de evolução do consumo de energia elétrica total em Portugal continental, entre 2026 e 2030. Este cenário tem como ponto de partida o consumo referido à emissão definido no cálculo das tarifas para o ano de 2026 ¹⁷⁶ e pressupõe a evolução até 2030 com as taxas de variação anual implícitas no cenário Central Ambição do RMSA-E 2024 ¹⁷⁷, incluindo eletricidade veiculada na RNT para a produção de hidrogénio prevista no cenário Inferior para este tipo de consumos, o qual também consta no RMSA-E 2024. A Figura 6-1 ilustra o cenário considerado, que resulta numa previsão de aumento acumulado do consumo de energia elétrica de 2026 até 2030 de 8%.

¹⁷⁶ Ver documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2026”.

¹⁷⁷ Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2025-2040 (RMSA-E 2024).

Figura 6-1 – Cenário de evolução do consumo de energia elétrica, até 2030



Fonte: ERSE, RMSA-E 2024

EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Nas tarifas de energia elétrica para 2026, o preço de energia elétrica estimado para 2026 foi suportado nas informações dos mercados de futuros (OMIP) para contratos com entrega em 2025 e 2026, como justificado no documento de «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico».

Para a evolução do preço da energia elétrica até 2030, a análise de sustentabilidade económica do SEN considerou as previsões provenientes do estudo realizado pela ERSE. A sua utilização justifica-se pela reduzida liquidez dos produtos nos mercados de eletricidade para os prazos considerados nestas simulações, que se estendem até 2030.

O modelo original identificava como principais *drivers* dos preços de energia elétrica, o preço do gás natural e a produção de energia renovável e, em menor medida, o preço do petróleo e das licenças de emissão de CO₂. Este modelo incluía ainda dois desfasamentos autorregressivos, configurando-o como um modelo ARMAX (2,0)¹⁷⁸. Face aos testes realizados, este modelo apresentava uma boa capacidade de previsão trimestral.

¹⁷⁸ Sigla para *AutoRegressive Moving Average with exogenous variables*.

Na presente análise, considerou-se importante visitar o modelo original à luz da evolução recente do setor. Atualmente, a utilização de dois desfasamentos da variável dependente (preço médio trimestral do MIBEL) implica uma dependência histórica elevada, pouco representativa face às mudanças estruturais no sistema elétrico, no contexto da transição energética. Por este motivo, optou-se por eliminar as componentes autorregressivas do modelo.

Adicionalmente, considerou-se adequado tratar a sazonalidade através da incorporação de uma componente sazonal (*Seasonal ARMAX*¹⁷⁹), de forma a capturar os padrões sazonais da série de preços trimestrais. Para incorporar os efeitos da evolução futura do consumo, alterou-se a variável explicativa de "produção de energia renovável" em GWh, para "peso da produção renovável no consumo ibérico"¹⁸⁰ em percentagem. Este modelo apresenta um coeficiente de determinação (R^2) de 0,76, indicando um bom ajuste aos dados reais, e mantém a significância das principais variáveis exógenas do modelo anteriormente referidas.

De forma geral, o modelo responde adequadamente a alterações na estrutura do setor eletroprodutor e permite uma modelação com maior aderência aos preços ocorridos na realidade, o que minimiza projeções irrealistas de evolução dos preços médios trimestrais do mercado diário. Para obter a evolução dos preços resultantes do modelo, foi necessário definir uma evolução futura de variáveis de entrada, nomeadamente: (i) da produção renovável ibérica, (ii) da evolução do consumo ibérico, (iii) do preço do gás, (iv) do preço do petróleo (Brent) e (v) do preço das licenças de CO₂. Os pressupostos considerados para definir esta evolução foram os seguintes:

- **Produção renovável na Península Ibérica** – assumiu-se como referência a evolução da potência instalada prevista no Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) para Portugal e no plano similar de Espanha ¹⁸¹, com um perfil intranual de utilização da potência instalada por tecnologia que tem em conta a média da utilização verificada nos meses homólogos dos últimos 7 anos. Com estes pressupostos, as previsões de evolução da potência instalada renovável ao nível da Península Ibérica, são as da Figura 6-2.

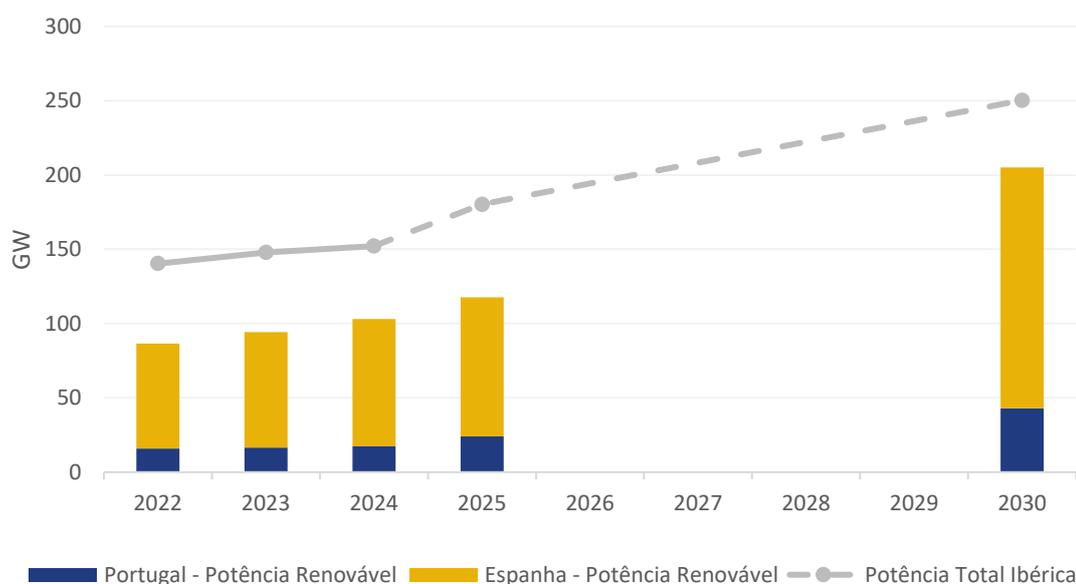
¹⁷⁹ Deste modo, o atual modelo pode ser considerado um SARMAX (0,0,0)(2,0,2) em taxas de crescimento. As componentes sazonais foram escolhidas de acordo com critérios de informação (quantificam o quão próximo estão os valores previstos pelo modelo dos valores reais observados), significância das variáveis exógenas, medida de ajuste do modelo (R^2), bem como da própria significância das componentes sazonais.

¹⁸⁰ As previsões do consumo ibérico são dadas pela informação mais recente constante no RMSA-E 2024 e nos PNEC 2030.

¹⁸¹ As versões finais do PNEC de Portugal e Espanha, entregues à Comissão Europeia estão disponíveis [aqui](#).

- **Consumo na Península Ibérica** – o ponto de partida para o consumo nacional é o consumo das tarifas para 2026 e pressupõe a evolução até 2030 com as taxas de variação anual implícitas no cenário Central Ambição do RMSA-E 2024 e cenário Inferior da eletricidade veiculada na RNT para a produção de hidrogénio. Relativamente ao consumo de Espanha, considera-se o cenário de evolução do PNIEC 2030, assumindo que o consumo de hidrogénio evolui de forma proporcional ao cenário inferior de eletricidade aplicado ao consumo português.
- **Preço das *commodities*** (preços do gás, do petróleo e das licenças de CO₂) – utilizou-se a evolução dos mercados de futuros e, nas situações de ausência de negociação de produtos para os horizontes pretendidos, aplicaram-se as taxas de variação em cadeia dos futuros trimestrais.

Figura 6-2 - Previsão da evolução da potência instalada renovável e total na Península Ibérica até 2030



Nota: Potência instalada no final do ano.

Fonte: REN, REE, PNEC 2030 (DGEG), PNIEC 2030 (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Espanha), ERSE

Para a determinação dos preços de energia elétrica através do modelo econométrico, realizou-se a atualização dos coeficientes de regressão, com dados até ao final do mês de novembro de 2025.

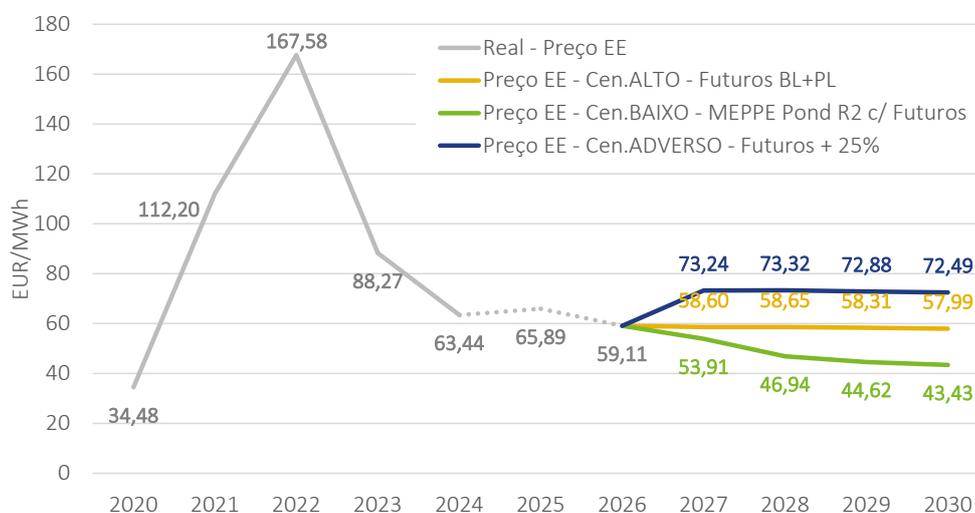
Os preços de energia elétrica previstos com base no modelo ponderado pelo mercado de futuros na proporção do coeficiente de determinação para 2030, resultam numa redução do preço médio de energia elétrica de cerca de 27%, em relação ao preço médio de mercado considerado para as tarifas de 2026. Por este motivo, considerou-se um cenário baixo de evolução dos preços, suportado no modelo econométrico.

Contudo, para ter uma simulação que reflita as condições de preço projetadas no mercado, bem como a incerteza na evolução dos preços de mercado, optou-se por incluir mais dois cenários de evolução de preços suportados nos produtos futuros do OMIP para a energia elétrica. Assim, foram considerados três cenários para a análise de sustentabilidade do SEN:

- **Cenário BAIXO** – resultados do modelo econométrico de previsão do preço de energia elétrica grossista, ponderado com os preços médios no mercado de futuros OMIP ¹⁸²;
- **Cenário ALTO** – preços médios no mercado de futuros OMIP dos produtos *Baseload* e *Peakload*;
- **Cenário ADVERSO** – preços dos mercados de futuros considerados no cenário ALTO, acrescidos de 25% (ver ponto 6.3.2).

Os preços de energia elétrica para estes três cenários, que foram considerados nas simulações, são os apresentados na Figura 6-3.

Figura 6-3 – Projeção dos preços de energia elétrica até 2030



Fonte: OMIP, ERSE

¹⁸² Na proporção do ajuste do modelo aos valores observados.

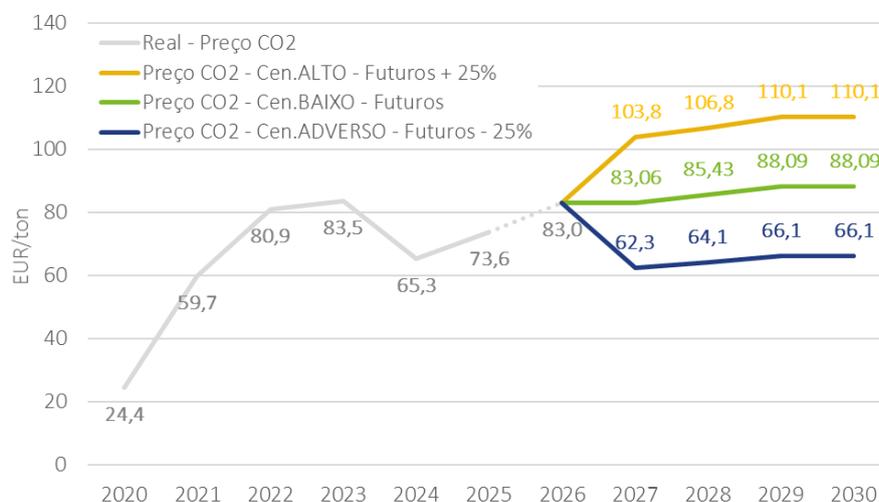
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS CO₂

No que respeita à evolução dos preços das licenças de CO₂ até 2030, foram considerados dois cenários:

- **Cenário BAIXO** – corresponde ao valor dos preços anuais (com entrega em dezembro), negociados no mercado a prazo, até 2029. Ultrapassada a data limite de negociação deste produto, assume-se que o valor permanece constante e igual ao preço de fecho do último contrato negociado.
- **Cenário ALTO** – resulta de uma variação de mais 25% aplicada sobre a trajetória do cenário BAIXO;
- **Cenário ADVERSO** – redução de 25% em relação ao preço considerado no cenário BAIXO, até 2030 (ver ponto 6.3.2).

Os valores considerados nas simulações são os apresentados na Figura 6-4. Os valores previstos para 2030, face aos valores para 2026, resultam em variações de +33%, +6% e –20% nos cenários ALTO, BAIXO e ADVERSO, respetivamente.

Figura 6-4 - Projeção dos preços das licenças de CO₂ até 2030



Fonte: Bloomberg, ERSE

Ao abrigo do disposto no Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, nesta análise de sustentabilidade considerou-se a transferência para o SEN de 60% das receitas dos leilões de licenças de CO₂, assumindo

que o número de licenças de emissão de CO₂ leiloadas em Portugal terá uma redução de 7,5%¹⁸³ ao ano. Esta tendência juntamente com a evolução dos preços das licenças de CO₂ simulados, resulta numa diminuição gradual das verbas transferidas para o SEN de 2027 até 2030. No cenário ALTO passarão de cerca de 417 para 350 milhões de euros, no cenário BAIXO de 333 para 280 milhões de euros e no cenário ADVERSO de 250 para 210 milhões de euros. No cálculo de proveitos de 2026, a previsão da transferência para o SEN de receitas provenientes das licenças de CO₂ é de 360 milhões de euros.

EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO E PREÇOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRG

A previsão da evolução do total de energia elétrica produzida pela PRG foi obtida com discriminação por tecnologia e por produtores em base mensal, considerando o respetivo período remanescente do regime bonificado legal.

Assume-se, ainda, que não há nova potência com tarifa garantida atribuída, exceto a potência de ligação às redes adjudicada nos leilões de solar fotovoltaica de 2019 e 2020 e nos leilões de solar fotovoltaica flutuante de 2021 (considera-se uma ligação gradual à rede até 2027 da totalidade desses produtores). Adicionalmente, são considerados os diferentes regimes remuneratórios por lotes, que foram determinados nesses leilões, assim como a data de início desse regime após o período experimental previsto na legislação, de modo a determinar os custos ou as compensações para o SEN.

Para a cogeração, foi considerado um perfil de produção mais baixo do que o histórico observado até à crise energética de 2022, baseado na informação mais recente sobre esta tecnologia, obtida no âmbito do processo tarifário para 2026.

A previsão da energia elétrica adquirida pelo AUR considera, como ponto de partida, a produção prevista pela SU Eletricidade para 2026 neste exercício tarifário (ver ponto 5.7.1 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico”). Na Figura 6-5 apresenta-se a projeção da produção de energia elétrica dos PRG a adquirir pela atividade de CVEE PRG do AUR até 2030, bem como a projeção do respetivo preço médio unitário. Em termos globais, a evolução do total de energia elétrica adquirida pelo AUR aos PRG pressupõe uma redução de 34% entre 2026 e 2030.

¹⁸³ Variação média do número de licenças de CO₂ leiloados em Portugal na fase III do CELE (2013-2020).

Por outro lado, a evolução do preço unitário de aquisição de energia elétrica aos PRG considera as atualizações de acordo com os principais indexantes dos regimes remuneratórios. Em particular, incorpora o efeito do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, para os produtores eólicos aderentes, o que torna o custo de aquisição desta tecnologia parcialmente dependente do preço de mercado e das taxas de inflação. Neste contexto, projeta-se uma redução de 25% do preço médio global de aquisição da PRG entre 2026 e 2030.

Figura 6-5 - Projeção de energia elétrica e preço unitário total de aquisição de energia aos PRG até 2030



Fonte: ERSE

OUTROS PRESSUPOSTOS USADOS NA PROJEÇÃO DOS PROVEITOS

Além dos pressupostos descritos anteriormente, consideraram-se ainda os seguintes:

1. taxas de remuneração de ativos constantes e iguais às previstas para tarifas 2026;
2. sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é mantido constante, com valores iguais aos previstos para as tarifas 2026;
3. os custos unitários dos indutores de metodologias do tipo *price cap* ou *revenue cap* com valores obtidos a partir dos de tarifas 2026, com as metas de eficiência definidas para o período de

regulação 2026-2029 e assumindo uma variação do PIB que tende para 2% no ano de 2028 e seguintes, aos quais são aplicadas evoluções dos indutores (previsões usadas para a definição dos parâmetros do período de regulação de 2026 a 2029 e mantendo a tendência até 2030);

4. a taxa de perdas na rede de transporte igual ao valor previsto pela REN para 2026, mantendo esta taxa até 2030, e a taxa de perdas na rede de distribuição igual ao valor previsto pela E-REDES para 2026, com um acréscimo de 0,035 p.p./ano¹⁸⁴;
5. anulação, a partir de 2027, dos ajustamentos das atividades reguladas que estão a ser repercutidos nas tarifas de 2026, o que corresponde a um aumento dos proveitos a recuperar pelas tarifas em 2027 da ordem de 124 milhões de euros.
6. Ao nível dos ajustamentos, as simulações consideram, ainda:
 - a. a recuperação em 2027 da estimativa de perda de receita na faturação da UGS2 em 2025, devido ao início dos descontos nas tarifas de acesso dos clientes eletrointensivos, sem contrapartida na UGS2 paga pelos demais clientes;
 - b. a previsão de ajustamentos da atividade de TEE, referentes ao custo de capital associado às aprovações autónomas de investimentos, que é reconhecido fora da base de custos TOTEX, nos termos do RT em vigor.

Nas simulações realizadas, as demais variáveis necessárias ao cálculo dos proveitos permitidos, que não foram referidas neste ponto, foram mantidas com um valor constante e iguais ao do presente exercício tarifário.

6.2.2 PARA PREVISÃO DOS EFEITOS TARIFÁRIOS

Os pressupostos considerados na evolução tarifária são os seguintes:

- a estrutura, por nível de tensão e tipo de fornecimento, das receitas de cada atividade mantém-se constante ao longo do período de análise e corresponde às do presente exercício tarifário. De notar

¹⁸⁴ Aumento das perdas técnicas associado ao crescimento da produção distribuída e ao aumento de penetração de veículos elétricos, em linha com o previsto pela E-REDES.

que, no caso dos custos de energia e de comercialização, tal corresponde à estrutura determinada para a globalidade do SEN;

- a alocação padrão dos CIEG recuperados pela UGS2 corresponde à constante no RT em vigor, ou seja, os CIEG são alocados de acordo com a estrutura das tarifas de Acesso às Redes deduzidas de CIEG (soma da tarifa de URT e das tarifas de URD com os preços da parcela I da tarifa de UGS);
- podem ser incorporadas alocações de CIEG diferentes da alocação padrão, caso sejam necessárias para assegurar a estabilidade tarifária ¹⁸⁵;
- a evolução tarifária é avaliada em termos de evolução dos preços médios RVCF, por nível de tensão e tipo de fornecimento, relativos à totalidade do consumo em Portugal continental, incluindo os mercados regulado e liberalizado ¹⁸⁶.

Na análise, os objetivos quanto à estabilidade tarifária, traduzem-se em limites à variação dos preços médios RVCF, em particular um limite de +3% em BTN, e, ainda, em trajetórias preferencialmente monótonas e graduais para os preços médios RVCF, por nível de tensão e tipo de fornecimento, no período de análise.

6.3 RESULTADOS

6.3.1 CENÁRIOS ALTO E BAIXO

Nesta seção são apresentados os principais resultados obtidos na projeção dos proveitos permitidos, da evolução dos preços médios RVCF e da dívida tarifária até 2030, para os cenários ALTO e BAIXO de evolução dos preços de energia elétrica no mercado grossista e das licenças de emissão de CO₂. A projeção para as restantes variáveis é a mesma em ambos os cenários.

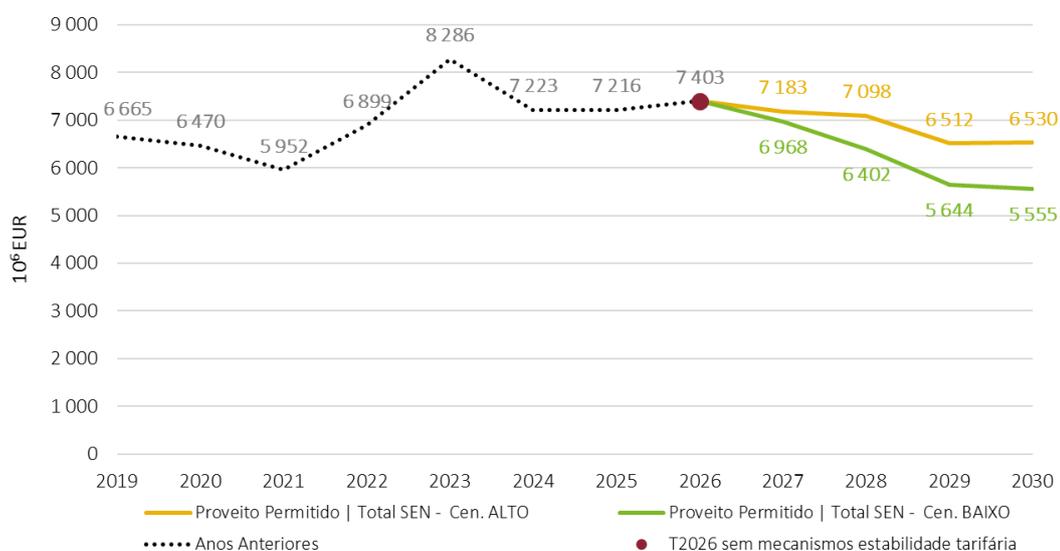
¹⁸⁵ Face à dificuldade de simular evoluções tarifárias exatas, que tenham em consideração a estrutura por variável de faturação do sinal das redes, em particular na presença de isenções para as instalações que tenham obtido o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, a análise considera a manutenção, por nível de fornecimento, da estrutura de alocação da parcela II da tarifa UGS presente nos valores do ano tarifário de 2026. Este pressuposto não invalida que no contexto dos próximos exercícios tarifários se proceda a convergência mais rápida para a alocação padrão prevista no RT.

¹⁸⁶ Ver ponto 5.4 para mais informação sobre os preços médios de referência de venda a clientes finais.

EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Em função dos cenários considerados, a evolução dos proveitos permitidos totais do SEN, sem ativação dos mecanismos regulatórios para assegurar a estabilidade tarifária no período de 2026 a 2030, é a que se apresenta na Figura 6-6.

Figura 6-6 - Resultado da evolução dos proveitos totais do SEN até 2030, sem ativação de mecanismos regulatórios para assegurar a estabilidade tarifária – Cenários ALTO e BAIXO



Nota: Em 2022, 2023 e 2024, o valor apresentado é uma ponderação entre o valor fixado em dezembro e o valor da fixação extraordinária.

Fonte: ERSE

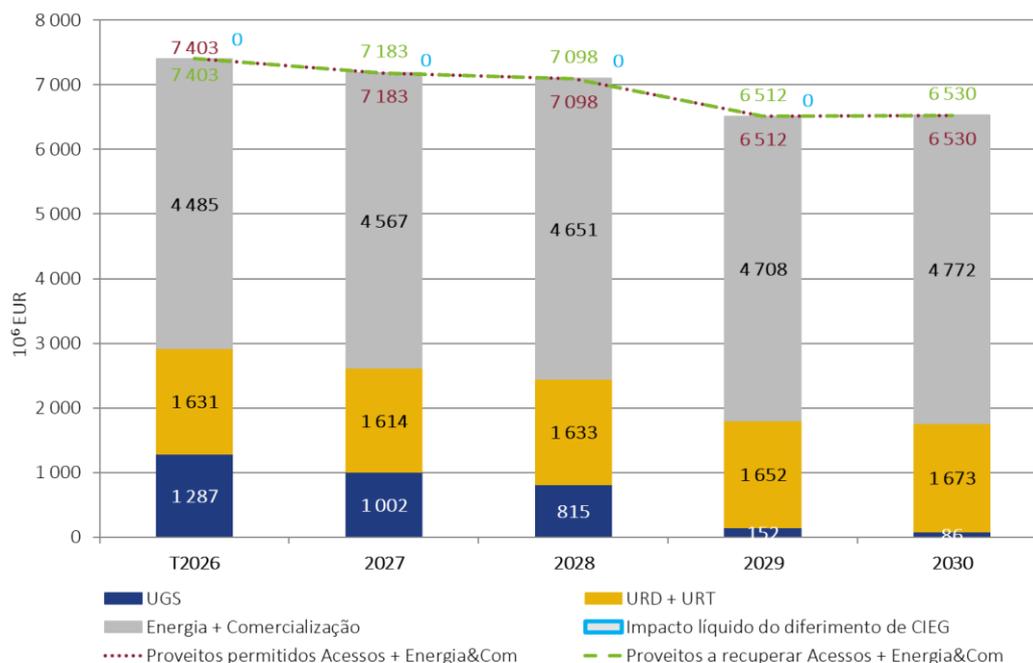
Neste exercício tarifário, não se identificaram problemas de estabilidade tarifária no próprio ano de 2026, que justifiquem a ativação a transferência intertemporal de proveitos referentes aos CIEG do ano 2026, para anos seguintes¹⁸⁷. Quanto à repercussão condicional de ajustamentos provisórios de atividades com volatilidade de proveitos, a mesma tem aplicabilidade a partir de 2027 para ajustamentos provisórios referentes a 2026, nos termos do RT em vigor, pelo que não foi analisada no presente exercício tarifário.

Deste modo, não foram ativados mecanismos regulatórios para assegurar a estabilidade tarifária no período de 2026 a 2030, relativamente aos cenários ALTO e BAIXO.

¹⁸⁷ Ao abrigo do n.º 8 do art.º 208.º do Decreto Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

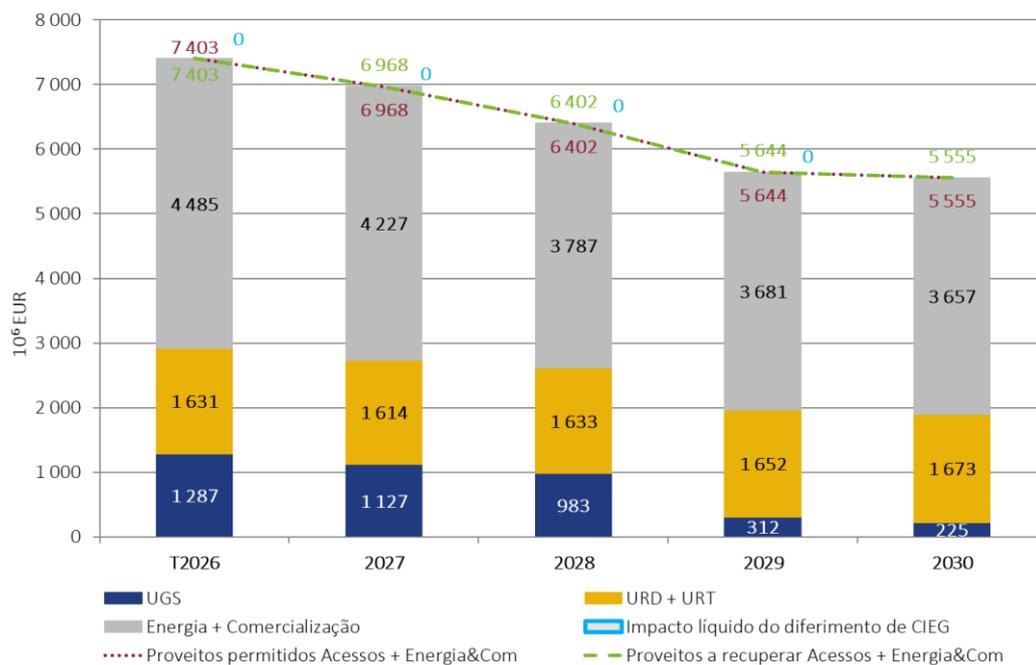
Os resultados para a evolução dos proveitos permitidos e a recuperar no período de 2027 a 2030 são apresentados na Figura 6-7 e na Figura 6-8, para o cenário ALTO e para o cenário BAIXO, respetivamente. Estas figuras mostram a decomposição do proveito permitido e a recuperar total do SEN, incluindo o serviço da dívida tarifária criada nos exercícios tarifários anteriores a 2026.

Figura 6-7 - Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 - Cenário ALTO



Fonte: ERSE

Figura 6-8 - Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 - Cenário BAIXO

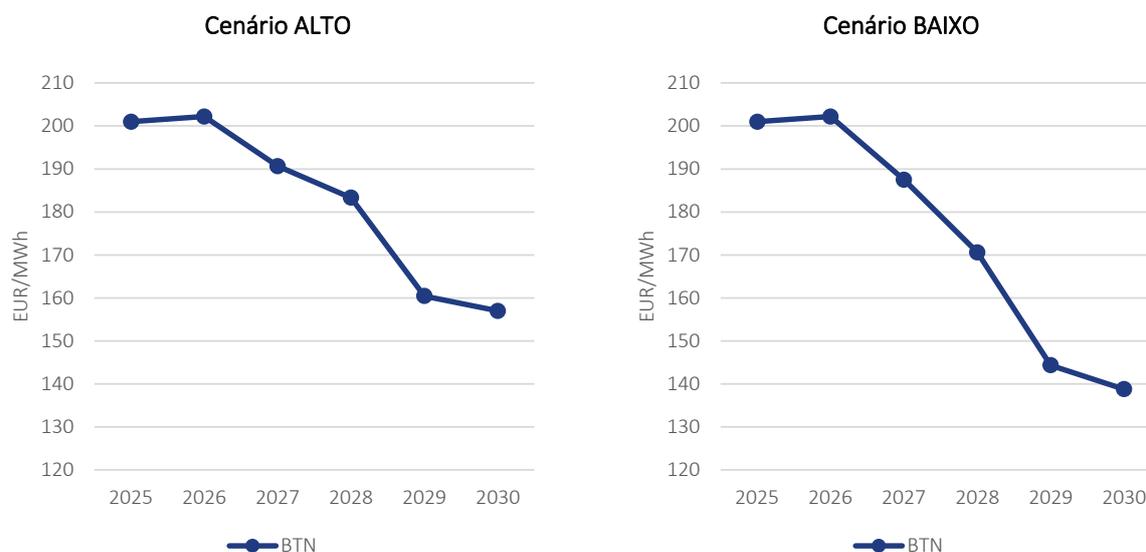


Fonte: ERSE

ESTABILIDADE TARIFÁRIA

A Figura 6-9 apresenta a trajetória do preço médio RVCF em BTN para o período de 2025 a 2030. Em ambos os cenários analisados observam-se diminuições monótonas do preço médio RVCF em BTN, com uma diminuição mais acentuada no cenário BAIXO.

Figura 6-9 - Trajetória do preço médio RVCF em BTN - Cenários ALTO e BAIXO

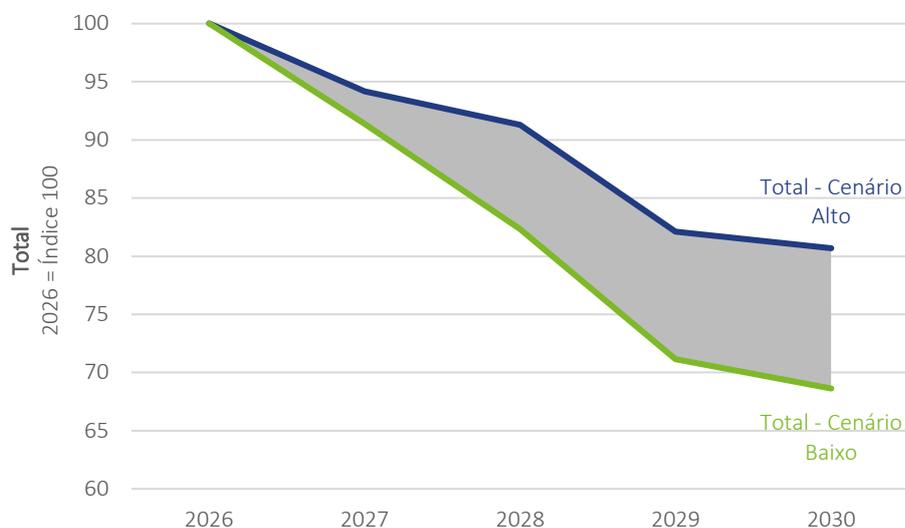


Fonte: ERSE. Preços médios dos anos incluem as tarifas aprovadas (2025 e 2026) e as tarifas simuladas para os cenários ALTO e BAIXO (2027 até 2030). Inclui consumos dos mercados regulado e liberalizado de Portugal continental. Os preços médios anuais são calculados com tarifas e quantidades do próprio ano, e por isso não refletem variações tarifárias.

No que respeita ao período de 2027 a 2030, a análise confirma não se levantarem questões quanto à estabilidade tarifária em BTN, tendo em conta os cenários simulados. Por um lado, as variações anuais do preço médio RVCF em BTN não ultrapassam o limite de +3% considerado na presente análise. Por outro lado, o preço médio RVCF nos diferentes níveis de fornecimento apresenta trajetórias convergentes para um nível tarifário mais reduzido no ano 2030, tanto no cenário ALTO, como no cenário BAIXO. Por estes motivos, as simulações realizadas não resultaram na ativação dos mecanismos regulatórios que asseguram a estabilidade tarifária.

A Figura 6-10 apresenta a trajetória simulada do preço médio RVCF para Portugal continental, apresentando para os anos 2027 a 2030 uma banda de valores compreendida pelos cenários ALTO e BAIXO partindo do valor das tarifas para 2026.

Figura 6-10 - Trajetória do preço médio RVCF em Portugal continental para a totalidade dos fornecimentos



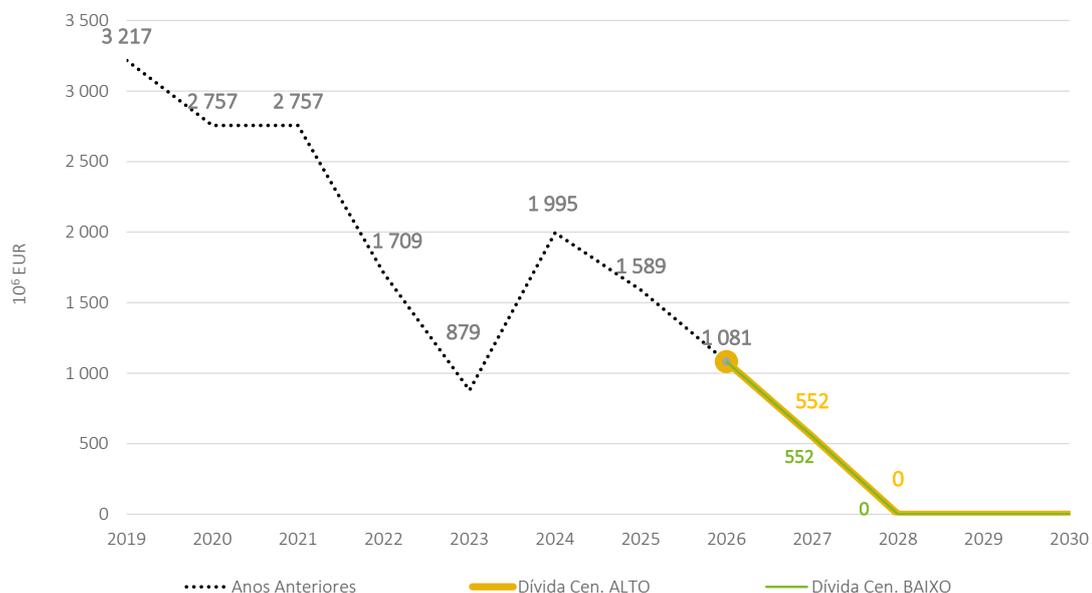
Fonte: ERSE. Preço médio RVCF para Portugal continental indexado em base 100 ao valor para 2026. Inclui o total dos consumos dos mercados regulado e liberalizado de Portugal continental.

EVOLUÇÃO DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Na Figura 6-11, mostram-se os resultados de evolução da dívida para os cenários ALTO e BAIXO. A dívida tarifária tem uma trajetória descendente, que havia sido interrompida em 2024, reduzindo-se de 1 589 milhões de euros, no final de 2025, para 1 081 milhões de euros, no final de 2026.

As simulações mostraram que, para os limites tarifários pré-definidos nesta análise de sustentabilidade, pode-se manter o horizonte de anulação da dívida tarifária até ao final do ano de 2028, em ambos os cenários, sem comprometer a estabilidade tarifária nos próximos anos, em particular na BTN.

Figura 6-11 - Cenários de evolução da dívida tarifária de 2026 a 2028

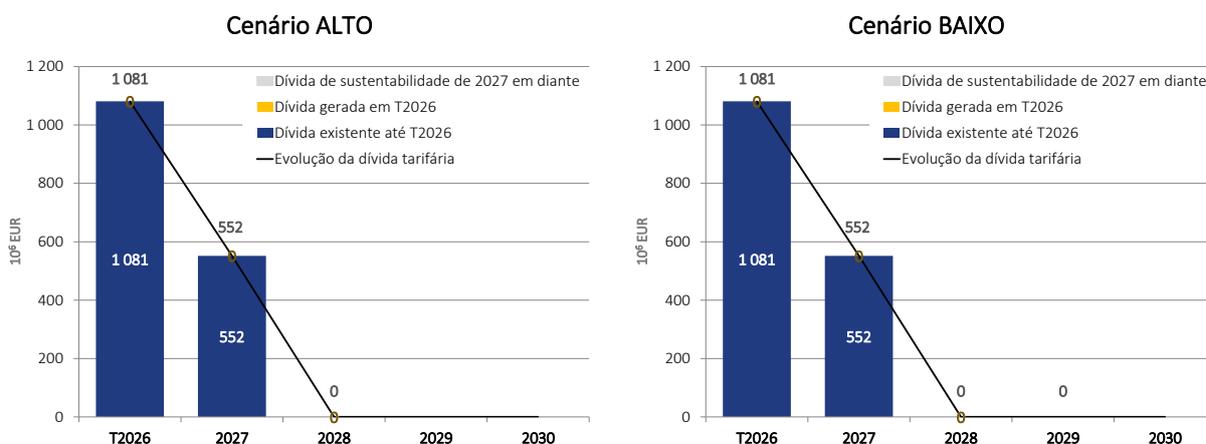


Nota: Os valores de dívida apresentados reportam-se ao final de cada ano.

Fonte: ERSE

O total da dívida apresentado na figura é a soma da dívida existente até 2026, com a dívida do próprio ano tarifário (nula em 2026) e com a dívida de sustentabilidade que eventualmente seja criada de 2027 em diante pela simulação (esta última surgiria em anos futuros, caso houvesse uma ativação dos mecanismos por razões de estabilidade tarifária). Como se verifica na Figura 6-12, em nenhum dos cenários apresentados se antevê a criação de nova dívida de sustentabilidade a partir de 2026, motivo pelo qual a trajetória da dívida é a mesma.

Figura 6-12 - Composição da dívida tarifária e sua evolução até 2030



Nota: Os valores de dívida apresentados reportam-se ao final de cada ano.

Fonte: ERSE

Os resultados apresentados para os cenários ALTO e BAIXO, apontam para que o nível da dívida existente em 2026 seja sustentável e que esteja assegurada a estabilidade tarifária e sustentabilidade futura do SEN. No entanto, e como já foi referido durante este capítulo, esta análise assenta em pressupostos de evolução de variáveis significativas, cuja alteração pode conduzir a uma realidade diferente. A alteração destas variáveis decorre, nomeadamente de fatores exógenos. Por este motivo, optou-se por simular um cenário em que os pressupostos para evolução do preço de eletricidade nos mercados grossistas e os preços do CO₂ levam a um agravamento dos proveitos a recuperar, desenvolvido no ponto seguinte.

6.3.2 CENÁRIO ADVERSO

Considerando as incertezas elencadas anteriormente, foi simulado um cenário ADVERSO com um agravamento dos custos totais do SEN, face aos cenários ALTO e BAIXO, com os seguintes pressupostos (ver ponto 6.2.1) ¹⁸⁸:

- **Preço de energia elétrica** – preços dos mercados de futuros considerados no cenário ALTO acrescidos de 25%.
- **Preços das licenças de CO₂** – redução de 25% em relação ao preço considerado no cenário BAIXO, até 2030.

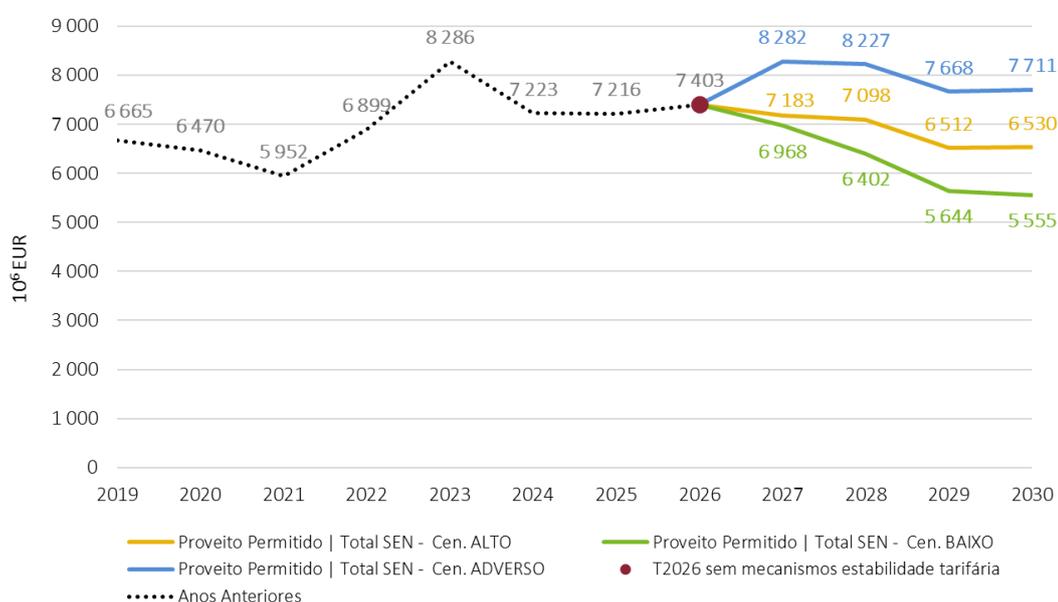
¹⁸⁸ Mantêm-se os pressupostos de evolução para as restantes variáveis utilizadas nas simulações.

A previsão de um preço de energia elétrica nos mercados grossistas superior ao considerado nos anos de 2027 a 2030 nos cenários ALTO e BAIXO, tem como consequência um aumento significativo dos custos de aquisição de energia elétrica. Por outro lado, esta trajetória do preço no mercado grossista será favorável para a redução do diferencial de custo da PRG, embora com menor magnitude face ao que resulta nos custos de energia. Por sua vez, a redução do preço das licenças de CO₂, tem um impacto direto nos proveitos recuperados pelas tarifas de acesso por via da redução das transferências para o SEN das receitas provenientes dos leilões dessas licenças.

EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Com estes pressupostos, a evolução dos proveitos permitidos totais do SEN que resultaria, sem ativação mecanismos regulatórios para assegurar a estabilidade tarifária em 2026, é a que se apresenta na Figura 6-13.

Figura 6-13 - Resultado da evolução do proveito permitido total SEN até 2030, sem ativação mecanismos regulatórios para assegurar a estabilidade tarifária - Cenário ADVERSO, ALTO e BAIXO



Nota: Em 2022, 2023 e 2024, o valor apresentado é uma ponderação entre o valor fixado em dezembro e o valor da fixação extraordinária.

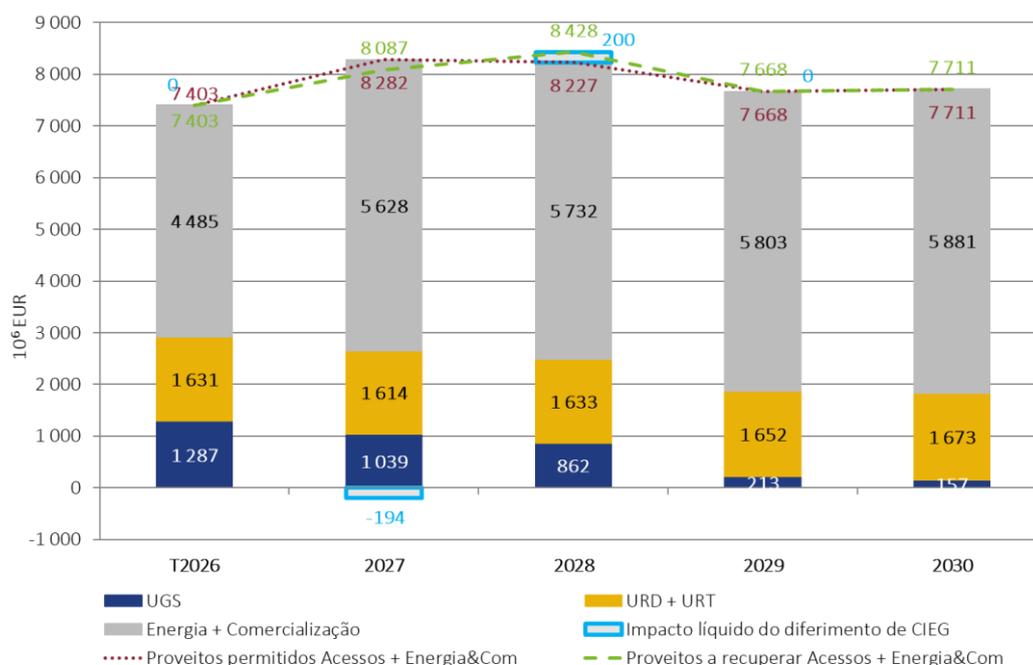
Fonte: ERSE

Verifica-se que caso não sejam aplicados mecanismos regulatórios de estabilidade tarifária no período de análise, poderão ser ultrapassados os limites à variação dos preços médios RVCF, nomeadamente em 2027. Por esse motivo foi simulado uma transferência intertemporal de proveitos, que assegure a estabilidade

tarifária em 2027, analisada mais adiante, de modo a conter a variação dos preços dentro do limite pré-estabelecido. As projeções dos proveitos permitidos e a recuperar são apresentadas na Figura 6-14, para o caso de uma transferência intertemporal de dois anos.

Este cenário implicaria a transferência de um montante de 194 milhões de euros em 2027, que poderia ser totalmente amortizado em 2028 (acrescido dos juros previstos legalmente), sem comprometer nesse ano os limites de variação dos preços. Neste caso, continuar-se-ia a garantir a trajetória descendente da dívida tarifária, como ilustrado adiante na Figura 6-16.

Figura 6-14 - Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030
Cenário ADVERSO com transferência intertemporal em 2027 (2 anos)



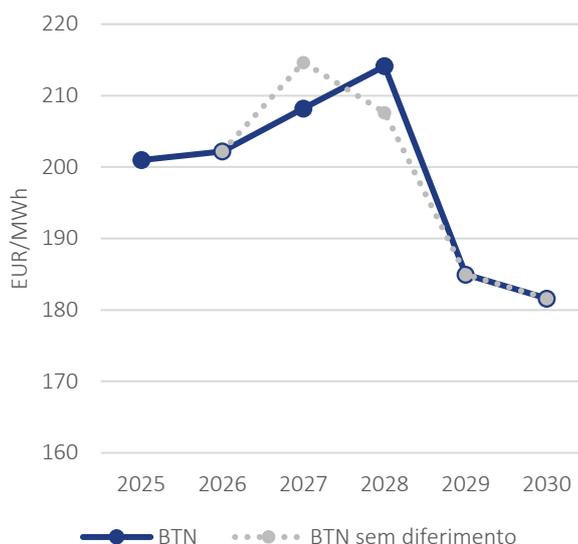
Fonte: ERSE

ESTABILIDADE TARIFÁRIA

No caso do cenário ADVERSO, foi avaliado o efeito na trajetória do preço médio RVCF por diferimento de CIEG no ano 2027, com o objetivo de não registar variações do preço médio RVCF acima do limite de +3% em BTN. No caso de um diferimento de CIEG em 2027, a recuperar integralmente no ano seguinte, resulta uma trajetória ascendente mais suavizada no preço médio RVCF em BTN, com um preço máximo em 2028, próximo do preço máximo que seria atingido logo em 2027, caso esse diferimento não existisse. Assim, o

diferimento de CIEG simulado permite adiar o nível tarifário máximo em um ano, com uma taxa de variação mais moderada em 2027, antes de o preço médio RVCF iniciar uma trajetória descendente. A trajetória do preço médio RVCF em BTN, nas duas situações, é apresentada na Figura 6-15.

Figura 6-15 - Trajetória do preço médio RVCF em BTN - Cenário ADVERSO

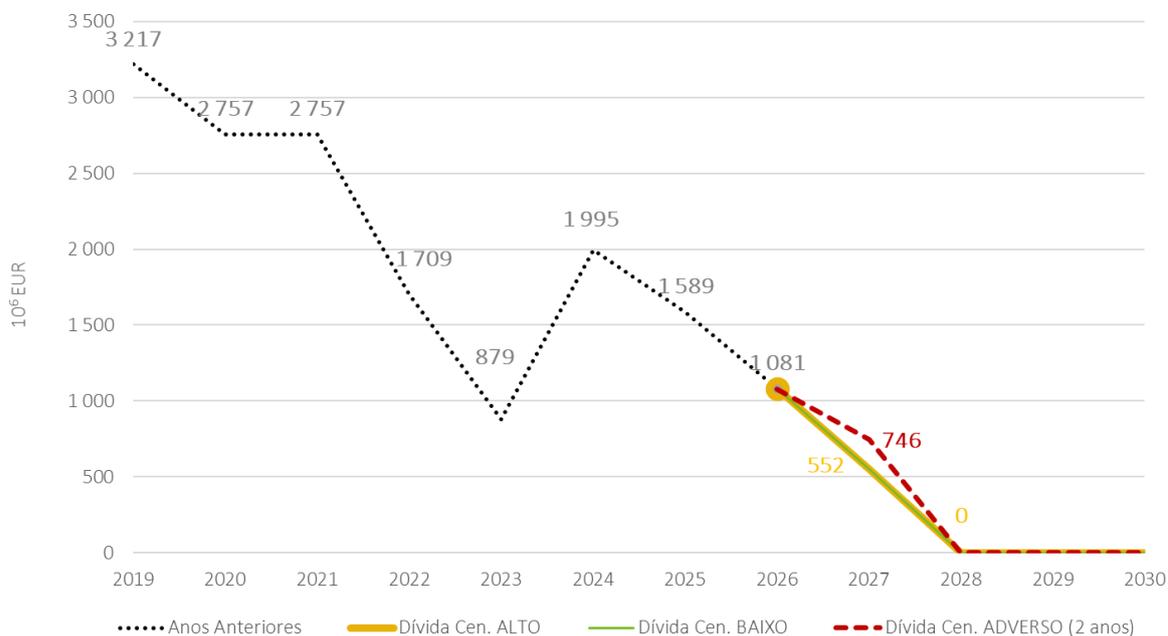


Fonte: ERSE. Preços médios RVCF em BTN incluem tarifas aprovadas (2025 e 2026) e tarifas simuladas para o cenário ADVERSO (2027 até 2030). Inclui consumos dos mercados regulado e liberalizado de Portugal continental. Os preços médios anuais são calculados com tarifas e quantidades do próprio ano, e por isso não refletem variações tarifárias.

EVOLUÇÃO DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Como foi referido, a transferência intertemporal de 194 milhões de euros em 2027, permite manter a trajetória descendente da dívida tarifária (Figura 6-16), embora a criação de nova dívida nesse ano altere a trajetória. Contudo, uma vez que as simulações apontam para a possibilidade de amortizar totalmente essa nova dívida em 2028, sem comprometer a estabilidade tarifária, verifica-se que a amortização total da dívida tarifária continua a ocorrer em 2028.

Figura 6-16 - Cenários de evolução da dívida tarifária de 2026 a 2028 - Cenário ADVERSO

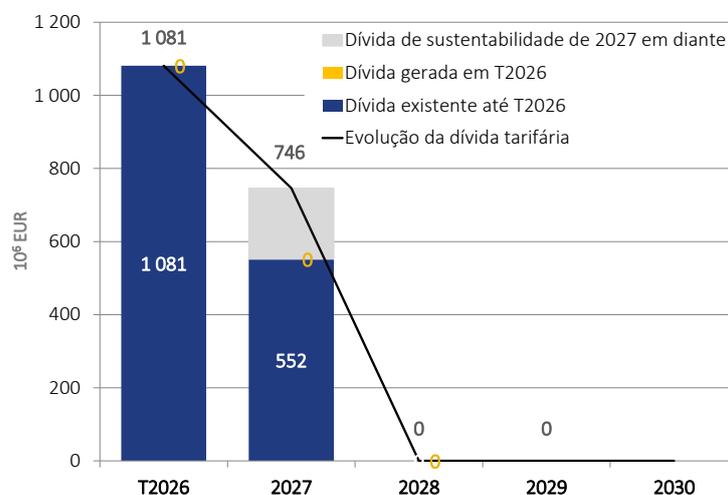


Nota: Os valores de dívida apresentados reportam-se ao final de cada ano.

Fonte: ERSE

Na Figura 6-17 decompõe-se o valor total da dívida entre a dívida (i) existente até 2026, (ii) criada no próprio ano tarifário (nula em 2026) e (iii) a dívida de sustentabilidade criada de 2027 em diante pela simulação, caso haja ativação dos mecanismos regulatórios de estabilidade tarifária. Como se verifica, no cenário ADVERSO é criada nova dívida de sustentabilidade em 2027 (194 milhões de euros).

Figura 6-17 - Composição da dívida tarifária e sua evolução até 2030
Cenário ADVERSO com transferência intertemporal em 2027 (2 anos)



Nota: Os valores de dívida apresentados reportam-se ao final de cada ano.

Fonte: ERSE

Considerando estes resultados, verifica-se que, mesmo num cenário mais gravoso, a tendência decrescente da dívida tarifária estará assegurada, embora existam riscos do seu prolongamento para além do ano de 2028, nomeadamente se um montante de dívida que venha a ser criado em 2027 não puder ser amortizado em apenas um ano, nomeadamente por existirem novos impactos na estabilidade tarifária em 2028.

6.4 RISCOS E LIMITAÇÕES DA ANÁLISE DE SUSTENTABILIDADE

Pese embora o pressuposto das simulações realizadas seja o de que o quadro legal e regulamentar se mantém inalterado no horizonte de simulação (até 2030), numa análise prospetiva desta natureza importa identificar, ainda que de forma qualitativa, as principais fontes de desvios nas previsões das variáveis que afetam os resultados obtidos na evolução dos proveitos e no preço médio RVCF. Por outro lado, apesar das perspetivas favoráveis para a sustentabilidade futura do SEN, decorrentes dos resultados apresentados nos pontos 6.3.1 e 6.3.2, uma evolução diferente de algumas das variáveis significativas pode conduzir a uma realidade significativamente diferente da que aqui se projetou. Neste sentido, importa relevar os seguintes aspetos:

- As eventuais alterações que possam ocorrer nos planos de investimento e desenvolvimento das redes de transporte e distribuição, que comportam montantes significativos de investimento de reforço e modernização das redes, motivados essencialmente pelo contexto de transição

energética, que, a acontecer, provocam alterações relevantes nos proveitos dos operadores de redes;

- Uma mobilização de instrumentos previstos no novo quadro legal europeu ¹⁸⁹, que futuramente introduzam novos custos a recuperar pelas tarifas do setor elétrico, como sejam os custos com contratos por diferenças (CfD - *contracts for differences*) de produção renovável, custos com mecanismos de capacidade, custos de integração de vetores energéticos, bem como outras alterações de política energética em Portugal, que possam retirar receitas externas atualmente transferidas para o SEN, em particular as referentes aos leilões de licenças de CO₂, ou que introduzam novos custos não previstos nestas simulações;
- As alterações do sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, por não se considerar nestas simulações os efeitos neste CIEG que decorrem das alterações do preço médio RVCF ou das alterações dos proveitos das atividades reguladas destas regiões;
- O pressuposto de que das projeções efetuadas para os anos t-1 e t, assim como para os anos t+1 e seguintes, não resultarão ajustamentos de proveitos a repercutir em qualquer um dos anos de simulação. Os exercícios tarifários recentes mostram, por exemplo, que com os volumes de PRG existentes, e que se manterão elevados pelo menos até 2027, os desvios do preço de eletricidade no mercado grossista podem gerar ajustamentos de grande magnitude nos proveitos recuperados pela tarifa UGS relativos ao diferencial de custo da PRG, podendo estes desvios ocorrer por excesso ou por defeito;
- O cenário de procura considerado nas simulações encerra alguma incerteza e poderão existir alterações destes resultados por efeitos do consumo, quer em termos de nível, quer em termos da sua estrutura por níveis de tensão. Contudo, grandes alterações do consumo não podem ser dissociadas de novos custos estruturais para o SEN (novos reforços de rede, novos custos de produção, novos instrumentos de flexibilidade), que não estão internalizados nestas simulações, podendo resultar em custos globais do SEN e evoluções tarifárias, por níveis de tensão, diferentes dos obtidos. Por outro lado, a otimização da rede existente a par com a resposta da procura e

¹⁸⁹ Nomeadamente [Diretiva \(UE\) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024](#), e [Regulamento \(UE\) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024](#).

novas soluções de flexibilidade, poderão contribuir para limitar as necessidades de investimento no SEN;

- Uma maior percentagem de consumo final de energia elétrica abastecido por autoconsumo, quer na modalidade de autoconsumo através da RESP ou de autoconsumo através de rede interna ou atrás do contador. Em ambos os casos, resulta um menor pagamento das tarifas de Acesso às Redes¹⁹⁰ por parte dessas instalações, aumentando os encargos a alocar às instalações sem autoconsumo.
- Uma evolução de preços de eletricidade no mercado grossista acima do previsto nos cenários usados nestas análises, que possa decorrer de menores concretizações dos Planos Nacionais de Energia e Clima de Portugal e Espanha e de uma potencial redução da capacidade de produção das tecnologias convencionais. Adicionalmente, os custos de regulação e com serviços de sistema imputados ao consumo assumem um peso cada vez maior nos custos de energia dos comercializadores, o que pode ter impactos relevantes nestas simulações, dado o peso elevado da componente de energia nos custos totais.

¹⁹⁰ Na modalidade de autoconsumo através da RESP, estão em vigor isenções tarifárias relativas aos encargos com os CIEG recuperados através da tarifa de Uso Global do Sistema, para além de estas instalações poderem beneficiar de uma redução total ou parcial do pagamento das tarifas de Uso das Redes. Na modalidade de autoconsumo através de rede interna ou atrás do contador, não há lugar ao pagamento das tarifas de Acesso às Redes na proporção do consumo correspondente ao autoconsumo.

ANEXOS

ANEXO I
PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

O cálculo de tarifas de eletricidade para 2026 tem em conta, designadamente, os seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
Lei n.º 45-A/2024 de 31 de dezembro	Orçamento do Estado para 2025.
Lei n.º 45-B/2024 de 31 de dezembro	Lei das Grandes Opções para 2024-2028.
Portaria n.º 367/2024/1, de 31 de dezembro	Estabelece os termos e condições da atividade de registo e contratação bilateral de energia.
Despacho n.º 1393/2025, de 30 de janeiro	Prorroga o prazo estabelecido no n.º 1 do Despacho n.º 1177/2024, de 31 de janeiro, que veio estabelecer as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral que incidem sobre as tarifas de acesso à rede elétrica de serviço público.
Decreto-Lei n.º 11/2025, de 19 de fevereiro.	Transpõe parcialmente a Diretiva (UE) 2024/1275, relativa ao desempenho energético dos edifícios, e altera o Decreto-Lei n.º 101-D/2020, de 7 de dezembro.
Despacho n.º 3495-C/2025 de 19 de março.	Aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2025.
Resolução da Assembleia da República n.º 127/2025, de 10 de abril	Atualização do Plano Nacional de Energia e Clima 2030

Diploma	Assunto
Decreto-Lei n.º 69/2025, de 23 de abril	Altera o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional.
Portaria n.º 203-A/2025/1, de 24 de abril	Procede à primeira alteração à Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo.
Decreto Regulamentar Regional n.º 21/2025/A, de 25 de julho	Primeira alteração ao Decreto Regulamentar Regional n.º 17/2022/A, de 8 de setembro, que regulamenta a atribuição de incentivos financeiros para a aquisição e instalação de sistemas solares fotovoltaicos a instalar na Região Autónoma dos Açores, no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência, designado por «SOLENERGE».
Resolução do Conselho de Ministros n.º 156/2025, de 9 de outubro	Estabelece o modelo de governança para a implementação do Plano Nacional Energia e Clima 2030, bem como a estrutura governamental para o acompanhamento e aplicação da Lei de Bases do Clima.
Despacho n.º 12372/2025, de 21 de outubro	Fixa a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2026.
Despacho n.º 12554/2025, de 27 de outubro	Determina a compensação final a aplicar para o ano de 2024 por unidade de energia injetada na rede elétrica de serviço público, no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial.
Decreto-Lei n.º 120/2025, de 14 de novembro	Altera o Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro, que estabelece o procedimento excecional de atribuição de capacidade de ligação à rede de instalações de consumo de energia elétrica em zonas de grande procura.
Despacho n.º 13622/2025, de 18 de novembro	Afeta receita à redução do défice tarifário do Sistema Elétrico Nacional.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2026
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Anexo I

Diploma	Assunto
Despacho n.º 14022/2025, de 25 de novembro	Procede à atualização do valor inscrito no Despacho n.º 3495-C/2025, de 19 de março, que aprova o orçamento do Fundo Ambiental para 2025.
Portaria n.º 425/2025/1 de 27 de novembro	Regulamenta os termos do procedimento concorrencial para a atribuição de títulos de reserva de capacidade de injeção (TRC) na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) para as novas centrais de biomassa.
Despacho n.º 14805-B/2025, de 12 de dezembro	Terceira alteração ao despacho anual do Fundo Ambiental para o ano de 2025.

ANEXO II
SIGLAS

SIGLAS	DEFINIÇÕES
AdC	Autoridade da Concorrência
AEE	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica
AGC	Acordo de Gestão de Consumo
AGS	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema
AT	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
BCE	Banco Central Europeu
BdP	Banco de Portugal
BT	Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)
BTE	Baixa Tensão Especial (baixa tensão com potência contratada superior a 41,4 kW)
BTN	Baixa Tensão Normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW)
C	Tarifas de comercialização
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CE	Comissão Europeia
CEE	Atividade Comercialização de Energia Elétrica
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CIF	Cost, Insurance and Freight
CIRC	Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade
CR	Tarifas de Comercialização de Redes
DEE	Distribuição de Energia Elétrica
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DRCIE	Direção Regional do Comércio, Indústria e Energia
ECOM	Efficiency measurement of Construction, Operation and Maintenance
EDA	EDA - Electricidade dos Açores, S.A.

SIGLAS	DEFINIÇÕES
EDIA	Empresa de Desenvolvimento de Infraestruturas do Alqueva, S.A.
EDP Distribuição	EDP Distribuição - Energia, S.A.
EEM	EEM - Empresa de Eletricidade da Madeira, S.A.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euro
FBCF	Formação bruta de capital fixo
FED	Reserva Federal Americana
FER	Fontes de Energia Renováveis
FMI	Fundo Monetário Internacional
FSE	Fornecimentos e Serviços Externos
FSSSE	Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Elétrico
GGs	Gestão Global do Sistema
IHPC	Índice Harmonizado de Preços ao Consumidor
INE	Instituto Nacional de Estatística
IP	Índice de Preços Implícito no Consumo Privado
IPC	Índice de Preços no Consumidor
ISP	Imposto sobre Produtos Petrolíferos
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
MF	Ministério das Finanças
MFAP	Ministério das Finanças e da Administração Pública
ML	Mercado Liberalizado
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
NT	Níveis de Tensão de MAT, AT e MT
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques

SIGLAS	DEFINIÇÕES
OMI Clear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, SA
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SA
ONI	ONI SGPS, S.A.
PAR	Plano de Apoio à Reestruturação
PEC	Programa de Estabilidade e Crescimento
PIB	Produto Interno Bruto
POC	Plano Oficial de Contabilidade
PNAC	Plano Nacional para as Alterações Climáticas
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
PPC	Paridade de Poder de Compra
PPDA	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental
PPEC	Plano de Promoção de Eficiência no Consumo
PQA	Power Quality Analyser
PRE	Produção em Regime Especial
PSTN	Public Switched Telephone Network
PT	PT Comunicações, S.A.
QAC	Quantidade anual contratual
QE	Quantitative Easing
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
RARI	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações
RA's/RAS	Regiões Autónomas
RD	Rede de Distribuição
REN	REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RND	Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica

SIGLAS	DEFINIÇÕES
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RT	Regulamento Tarifário
SCAE	Sobrecusto CAE
SEN	Sistema Nacional Elétrico
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SGL	Sistema de Gestão de Leituras
TE	Tarifa de Energia
TEE	Transporte de Energia Elétrica
TEP	Tarifa de Energia e Potência
TET	Trabalhos em tensão
TPE	Trabalhos para a Própria Empresa
TUGS	Tarifas Uso Global do Sistema
TURT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
UD	Unidade Técnica de Distribuição
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte
UVE	Utilizadores de veículos elétricos

ANEXO III
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Parâmetros de regulação para o período 2026-2029
- Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico
- Estrutura tarifária do setor elétrico em 2026
- Caracterização da procura de energia elétrica em 2026
- Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico
- Estudo de benchmarking dos operadores de redes de distribuição