

**PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS  
PARA 2024 DAS EMPRESAS REGULADAS  
DO SETOR ELÉTRICO**

Dezembro 2023

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

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

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

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>FLUXOS ECONÓMICO-FINANCEIROS DE FUNCIONAMENTO DO SEN</b> .....	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>PRESSUPOSTOS</b> .....	<b>11</b>
3.1	Enquadramento macroeconómico e financeiro .....	11
3.2	Custos de aquisição de energia elétrica .....	27
<b>4</b>	<b>SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2024</b> .....	<b>39</b>
4.1	Proveitos a recuperar .....	39
4.2	Síntese dos ajustamentos de 2022 e de 2023 .....	40
4.2.1	Ajustamentos de 2022.....	41
4.2.2	Ajustamentos provisórios de 2023 .....	45
<b>5</b>	<b>DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS</b> .....	<b>49</b>
5.1	Atividade desenvolvida pelo agente comercial (diferencial de custo CAE) .....	49
5.1.1	Proveitos permitidos .....	51
5.1.2	Ajustamentos.....	55
5.1.2.1	Ajustamento em 2022 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE .....	55
5.1.2.2	Ajustamento provisório em 2023 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE.....	61
5.2	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT .....	66
5.2.1	Atividade de Gestão Global do Sistema .....	66
5.2.1.1	Proveitos permitidos .....	67
5.2.1.2	Ajustamentos.....	74
5.2.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	87
5.2.2.1	Proveitos permitidos .....	89
5.2.2.2	Ajustamentos .....	94
5.3	Atividade desenvolvida pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador e Agregador.....	106
5.4	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição .....	108
5.4.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	109
5.4.1.1	Proveitos permitidos .....	109
5.4.1.2	Ajustamentos .....	123
5.4.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	126
5.4.2.1	Proveitos permitidos .....	128
5.4.2.2	Ajustamentos.....	132
5.5	Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso .....	149
5.5.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes.....	150
5.5.1.1	Proveitos permitidos .....	150
5.5.1.2	Ajustamentos .....	152
5.5.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	157

5.5.2.1	Proveitos permitidos .....	157
5.5.3	Atividade de Comercialização .....	158
5.5.3.1	Proveitos permitidos .....	158
5.5.3.2	Ajustamentos .....	161
5.6	Atividades desenvolvidas pelo agregador de último recurso .....	164
5.6.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida .....	165
5.6.1.1	Proveitos permitidos .....	167
5.6.1.2	Ajustamentos .....	178
5.6.2	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo .....	191
5.6.2.1	Proveitos permitidos .....	192
5.6.2.2	Desvios .....	194
5.7	Atividades desenvolvidas pela empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma dos Açores .....	196
5.7.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema .....	197
5.7.1.1	Proveitos permitidos .....	197
5.7.1.2	Ajustamentos .....	206
5.7.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	216
5.7.2.1	Proveitos permitidos .....	217
5.7.2.2	Ajustamentos .....	219
5.7.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	225
5.7.3.1	Proveitos permitidos .....	226
5.7.3.2	Ajustamentos .....	228
5.7.4	Proveitos Permitidos à EDA .....	232
5.7.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores .....	235
5.8	Atividades desenvolvidas pela empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma da Madeira .....	237
5.8.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema .....	237
5.8.1.1	Proveitos permitidos .....	238
5.8.1.2	Ajustamentos .....	248
5.8.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	256
5.8.2.1	Proveitos permitidos .....	257
5.8.2.2	Ajustamentos .....	259
5.8.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	265
5.8.3.1	Proveitos permitidos .....	265
5.8.3.2	Ajustamentos .....	267
5.8.4	Proveitos Permitidos à EEM .....	270
5.8.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira .....	274
<b>6</b>	<b>ANÁLISES COMPLEMENTARES .....</b>	<b>277</b>
6.1	Ações de fiscalização desenvolvidas .....	277
6.2	Custos de referência para o Comercializador de último recurso .....	278
6.2.1	Enquadramento .....	278

6.2.2	Análise dos resultados e a diversidade de perfis na atividade de Comercialização de energia.....	279
6.2.3	Matriz de custos médios de referência .....	283
6.3	Contrapartida aos municípios das Regiões Autónomas.....	289
<b>7</b>	<b>INFORMAÇÃO RECEBIDA.....</b>	<b>293</b>
	<b>ANEXO I - FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL .....</b>	<b>295</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1	- Fluxos económicos e financeiros do SEN.....	10
Figura 3-1	- Taxa de variação anual do PIB mundial, das economias da zona euro, dos mercados emergentes e dos EUA.....	12
Figura 3-2	- Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB.....	13
Figura 3-3	- Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida** para a taxa de crescimento do PIB*** em Portugal.....	14
Figura 3-4	- Taxas de inflação Portugal e Zona Euro .....	16
Figura 3-5	- Evolução das <i>yields</i> das obrigações a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal da Alemanha .....	17
Figura 3-6	- Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses .....	18
Figura 3-7	- <i>Yields</i> das obrigações a 2 anos.....	20
Figura 3-8	- Evolução das <i>yields</i> das obrigações da EDP e REN de curto prazo.....	21
Figura 3-9	- Evolução dos <i>Credit Default Swaps</i> da EDP a 1 ano .....	22
Figura 3-10	- Evolução do preço de energia elétrica <i>spot</i> em Portugal e Espanha .....	28
Figura 3-11	- Evolução preço diário <i>Brent</i> .....	29
Figura 3-12	- Evolução preço diário do gás natural.....	30
Figura 3-13	- Evolução preço licenças de emissão CO <sub>2</sub> (EUAs) .....	31
Figura 3-14	- Comparação média móvel a 3 meses dos preços do petróleo (Brent), do gás natural (NBP, TTF, MIBGAS e LNG Japão) e das licenças de CO <sub>2</sub> nos mercados <i>spot</i> (base 100) .....	32
Figura 3-15	- Evolução da cotação dos futuros de energia elétrica para Portugal, de produtos para entrega no ano t .....	34
Figura 3-16	- Leilões com produtos para entrega no ano t-1.....	34
Figura 3-17	- Leilões com produtos para entrega no ano t.....	35
Figura 5-1	- Evolução do preço médio mensal de mercado no polo português .....	59
Figura 5-2	- Desvio do <i>mark-up</i> da central da Turbogás previsto para 2022 face ao ocorrido .....	60
Figura 5-3	- Desvios em 2023 do <i>mark-up</i> da central da Turbogás.....	65
Figura 5-4	- Desvios estimados para 2023 das quantidades produzidas pela central da Turbogás .....	65
Figura 5-5	- Compensação entre operadores da rede de transporte .....	97

Figura 5-6 – Componente 1 do mecanismo de incentivo para o período de regulação 2022-2025 .....	139
Figura 5-7 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no referencial de entrada .....	140
Figura 5-8 – Componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....	141
Figura 5-9 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....	143
Figura 5-10 - Valores do TIEPI usados na Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.....	144
Figura 5-11- Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2022 .....	146
Figura 5-12 - Evolução do indicador SAIDI MT 5% e da média deslizante do SAIDI MT .....	147
Figura 5-13 – Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.....	148
Figura 5-14 - Evolução da produção por tecnologia de produção com remuneração garantida.....	171
Figura 5-15 - Evolução do custo unitário por tecnologia de produção com remuneração garantida...173	
Figura 5-16 - Peso de cada tecnologia no custo total da produção com remuneração garantida.....	174
Figura 5-17 – Decomposição do ajustamento de 2022 do diferencial de custo PRE entre efeitos anteriores e posteriores às tarifas excecionais de 2023 .....	182
Figura 5-18 – Decomposição do ajustamento de 2023 do diferencial de custo PRE entre efeitos anteriores e posteriores às tarifas excecionais de 2023 .....	188
Figura 5-19 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh).....	199
Figura 5-20 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos .....	200
Figura 5-21 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2019 a 2024.....	236
Figura 5-22 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EEM (EUR/MWh).....	240
Figura 5-23 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos .....	241
Figura 5-24 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM.....	275
Figura 6-1 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão.....	281
Figura 6-2 - Análise DEA aplicada ao <i>Clusters</i> 1 > 2 000 000 clientes .....	284
Figura 6-3 - Análise DEA aplicada ao <i>Clusters</i> 2 > 350 000 clientes .....	285
Figura 6-4 - Análise DEA aplicada ao <i>Clusters</i> 3 > 80 000 clientes .....	286
Figura 6-5 - Análise DEA aplicada ao <i>Clusters</i> 4 < 80 000 clientes .....	287

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2022 e previsões para 2023 e 2024 .....	15
Quadro 3-2 - Previsões para o deflator do PIB.....	24
Quadro 3-3 - Previsões das empresas para o deflator do PIB.....	24

Quadro 3-4 – Evolução do deflator.....	25
Quadro 3-5 - Taxas de remuneração para 2022, 2023 e 2024 .....	25
Quadro 3-6 - Taxas de juro e <i>spreads</i> .....	27
Quadro 3-7 - Resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR para fornecimento dos clientes de produtos para entrega no ano t-1*.....	35
Quadro 3-8 - Resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR para fornecimento dos clientes de produtos para entrega no ano t*.....	36
Quadro 3-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	37
Quadro 4-1 - Proveitos em 2024 por atividade no Continente.....	39
Quadro 4-2 - Proveitos em 2024 por atividade nas Regiões Autónomas .....	40
Quadro 4-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2022 a refletir em 2024, no Continente .....	42
Quadro 4-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2022 a refletir em 2024, nas atividades reguladas das Regiões Autónomas .....	44
Quadro 4-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2023 a refletir em 2024, no Continente .....	46
Quadro 4-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2023 a refletir em 2024, nas atividades reguladas das Regiões Autónomas .....	47
Quadro 5-1 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	52
Quadro 5-2 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2024.....	53
Quadro 5-3 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2024.....	54
Quadro 5-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2022.....	56
Quadro 5-5 - Desvios em 2022 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE.....	57
Quadro 5-6 - Desvios em 2022 da produção das centrais com CAE.....	58
Quadro 5-7 - Desvios em 2022 do custo variável unitário de produção (sem CO <sub>2</sub> ) das centrais com CAE.....	58
Quadro 5-8 - Desvios em 2022 dos encargos unitários com licenças de CO <sub>2</sub> das centrais com CAE .....	58
Quadro 5-9 - Desvios em 2022 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE.....	59
Quadro 5-10 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2023.....	62
Quadro 5-11 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2023.....	63
Quadro 5-12 - Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2023 .....	64
Quadro 5-13 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema .....	68

Quadro 5-14 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas .....	72
Quadro 5-15 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2022 .....	75
Quadro 5-16 - Movimentos no ativo líquido a remunerar .....	76
Quadro 5-17 - Custos de plataformas afetas à gestão do sistema, a considerar fora do <i>revenue cap</i> , não sujeito à aplicação de metas de eficiência .....	80
Quadro 5-18 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1 .....	84
Quadro 5-19 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2023 da GGS .....	85
Quadro 5-20 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica .....	90
Quadro 5-21 - Custos de capital do projeto <i>Windfloat</i> e transferências do Fundo Ambiental .....	93
Quadro 5-22 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2022 .....	95
Quadro 5-23- Evolução dos indutores de custos no TOTEX da TEE .....	96
Quadro 5-24 - Parâmetros a aplicar no mecanismo associado ao indicador Interligação em 2022 .....	105
Quadro 5-25 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador .....	108
Quadro 5-26 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	111
Quadro 5-27 - Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2024 .....	116
Quadro 5-28 - Valores das medidas de contenção tarifária previstas para 2024, com impacto na redução de CIEG (parcela II da tarifa de UGS) .....	118
Quadro 5-29 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	124
Quadro 5-30 - Ajustamento da Tarifa Social .....	125
Quadro 5-31 - Ajustamento da Tarifa Social .....	126
Quadro 5-32 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT e em BT .....	129
Quadro 5-33 - Custos com plano de reestruturação de efetivos PAR .....	131
Quadro 5-34 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos .....	131
Quadro 5-35 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	133
Quadro 5-36- Evolução dos indutores de custos no TOTEX em AT/MT e BT .....	135
Quadro 5-37 – Outros Custos não Sujeitos a metas de Eficiência em 2022 .....	136
Quadro 5-38 – Parâmetros da componente 1 em 2022 .....	140
Quadro 5-39 - Parâmetros da componente 3 do incentivo em 2022 .....	142
Quadro 5-40- Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2022 ..	145
Quadro 5-41 - Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2022 .....	145
Quadro 5-42 - Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em vigor para 2022 ..	148



Quadro 5-43 - Custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes .....	151
Quadro 5-44 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura .....	151
Quadro 5-45 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes .....	152
Quadro 5-46 - Cálculo do ajustamento definitivo na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes .....	153
Quadro 5-47 - Custo médio previsto e real de aquisição de energia elétrica pelo CUR para o ano t-2 .....	154
Quadro 5-48 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em t-2 .....	154
Quadro 5-49 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo .....	155
Quadro 5-50 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes .....	156
Quadro 5-51 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	157
Quadro 5-52 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização .....	159
Quadro 5-53 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização .....	162
Quadro 5-54 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2023 da Comercialização em NT ..	163
Quadro 5-55 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2023 da Comercialização em BTE.	164
Quadro 5-56 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2023 da Comercialização em BTN .....	164
Quadro 5-57 – Proveitos permitidos e a recuperar da atividade de CVEE PRG do AUR .....	168
Quadro 5-58 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à produção com remuneração garantida.....	169
Quadro 5-59 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida referente a proveitos permitidos de 2024.....	177
Quadro 5-60 - Impacte nos proveitos permitidos de 2024 a 2028 dos diferimentos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRG do ano 2024 e anos anteriores .....	177
Quadro 5-61 - Cálculo do ajustamento definitivo da função Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE.....	179
Quadro 5-62 – Desvios de quantidades, custos unitários de aquisição e preço de venda da PRE.....	180
Quadro 5-63 – Valores das medidas de atenuação dos impactos dos custos com a PRE considerados no cálculo das tarifas de 2022 e no ajustamento de 2022 repercutido nas tarifas 2024 .....	181
Quadro 5-64 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE .....	184
Quadro 5-65 – Desvios provisórios de quantidades, custos unitários de aquisição e preço de venda da PRE .....	185

Quadro 5-66 – Valores das medidas de atenuação dos impactos do diferencial de custo com a PRE considerados no cálculo das tarifas de 2023 e no ajustamento provisório de 2023 repercutido nas tarifas 2024.....	186
Quadro 5-67 – Proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC do AUR.....	193
Quadro 5-68 – Previsão do montante anual a recuperar pela componente fixa do encargo da tarifa de referência do AUR e sua comparação com os custos de funcionamento .....	194
Quadro 5-69 – Desvios de anos anteriores da atividade de facilitador de mercado repercutidos nos proveitos da atividade CVEE PREAC do CUR .....	196
Quadro 5-70 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA .....	198
Quadro 5-71 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA .....	199
Quadro 5-72 - Custo unitário dos combustíveis .....	200
Quadro 5-73 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2024.....	202
Quadro 5-74 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2024 .....	203
Quadro 5-75 – Parâmetros e outras variáveis utilizadas no cálculo dos custos eficientes com combustíveis .....	204
Quadro 5-76 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente .....	205
Quadro 5-77 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE .....	206
Quadro 5-78 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	208
Quadro 5-79 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA.....	209
Quadro 5-80 - Custos com combustíveis e lubrificantes previstos e verificados .....	210
Quadro 5-81 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais .....	210
Quadro 5-82 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas .....	211
Quadro 5-83 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais .....	211
Quadro 5-84 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas .....	213
Quadro 5-85 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	214
Quadro 5-86 - Ajustamento da tarifa social.....	215
Quadro 5-87 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	216
Quadro 5-88 - Ajustamento provisório da tarifa social.....	216
Quadro 5-89 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	218
Quadro 5-90 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	220

Quadro 5-91 - Energia entregue pelas redes da distribuição .....	222
Quadro 5-92 - Movimentos no ativo líquido a remunerar .....	223
Quadro 5-93 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE .....	225
Quadro 5-94 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA .....	227
Quadro 5-95 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	229
Quadro 5-96 - Número médio de clientes .....	230
Quadro 5-97 - Movimentos no ativo líquido a remunerar .....	231
Quadro 5-98 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE .....	232
Quadro 5-99 - Proveitos permitidos à EDA para 2024 .....	233
Quadro 5-100 - Proveitos permitidos à EDA, para 2024, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1 .....	233
Quadro 5-101 - Proveitos permitidos em 2022 e ajustamentos em 2024, na RAA .....	234
Quadro 5-102 - Custo com a convergência tarifária da RAA em 2022 .....	235
Quadro 5-103 - Custo com a convergência tarifária da RAA em 2024 .....	236
Quadro 5-104 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM .....	238
Quadro 5-105 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EEM .....	240
Quadro 5-106 - Custo unitário dos combustíveis .....	241
Quadro 5-107 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2024 .....	242
Quadro 5-108 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2024 .....	242
Quadro 5-109 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2024 .....	243
Quadro 5-110 – Parâmetros e outras variáveis utilizadas no cálculo dos custos eficientes com combustíveis .....	243
Quadro 5-111 - Custos aceites com lubrificantes em 2024 .....	244
Quadro 5-112 - Custo unitário da energia térmica adquirida à AIE .....	245
Quadro 5-113 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores em regime especial (PRE) .....	246
Quadro 5-114 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE .....	247
Quadro 5-115 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema .....	249
Quadro 5-116 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM .....	250
Quadro 5-117 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores em regime especial (PRE) .....	250
Quadro 5-118 - Aquisição de Energia Elétrica à PRE .....	251
Quadro 5-119 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2022 previstos e ocorridos .....	251

Quadro 5-120 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2022 .....	252
Quadro 5-121 - Determinação dos custos eficientes associados ao gásóleo e comparação com os custos reais de 2022 .....	252
Quadro 5-122 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2022.....	252
Quadro 5-123 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas .....	253
Quadro 5-124 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	254
Quadro 5-125 - Ajustamento da tarifa social.....	255
Quadro 5-126 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	256
Quadro 5-127 - Ajustamento provisório da tarifa social.....	256
Quadro 5-128 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM.....	258
Quadro 5-129 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	260
Quadro 5-130 - Energia entregue pelas redes de distribuição .....	262
Quadro 5-131 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	263
Quadro 5-132 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE .....	265
Quadro 5-133 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM.....	266
Quadro 5-134 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica.....	268
Quadro 5-135 - Número médio de clientes .....	269
Quadro 5-136 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE .....	270
Quadro 5-137 - Proveitos permitidos da EEM .....	271
Quadro 5-138 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2.....	271
Quadro 5-139 - Proveitos permitidos em 2022 e ajustamentos em 2024, na RAM .....	273
Quadro 5-140 - Custo com a convergência tarifária da RAM em 2022.....	274
Quadro 5-141 - Custo com a convergência tarifária da RAM em 2024.....	275
Quadro 6-1 - Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2022.....	279
Quadro 6-2- Análise Descritiva da Amostra – Empresas / Grupos Económicos – 2013 a 2022 .....	280
Quadro 6-3 - Análise descritiva por categoria de dimensão .....	281
Quadro 6-4 - Análise descritiva por setor de atividade.....	282
Quadro 6-5 - Análise descritiva por enquadramento regulatório .....	283

## 1 INTRODUÇÃO

Os proveitos permitidos para as atividades reguladas a recuperar por aplicação das tarifas definidas para 2024 foram calculados nos termos do Regulamento Tarifário em vigor (RT), aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho. O valor provisório dos ajustamentos de 2023 e os ajustamentos definitivos do ano de 2022 foram calculados ao abrigo do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), introduziu uma série de alterações legislativas que foram concretizadas, a nível regulatório, por uma revisão regulamentar<sup>1</sup> que abrangeu a generalidade dos regulamentos publicados pela ERSE, nomeadamente o RT.

Esta revisão regulamentar introduziu algumas alterações nas metodologias de cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas, que se detalham, neste documento, nos capítulos respetivos. Destacam-se, pela sua relevância: (i) a introdução de um novo agente (Agregador de Último Recurso<sup>2</sup>) e (ii) a possibilidade de aplicar a transferência intertemporal a todos os custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), e não apenas ao diferencial de custo da produção com remuneração garantida.

Importa relevar que a decisão tarifária para 2024 reflete as consequências da grande instabilidade nos preços das principais *commodities* e a nível macroeconómico que marcou os últimos anos, em particular desde o eclodir da guerra da Ucrânia. Assim, o cálculo de proveitos permitidos em que assentaram as tarifas para o ano 2023, realizado no final de 2022, foi efetuado numa perspetiva de preços de energia elétrica bastante elevados. Contudo, ao longo do ano de 2023, os preços de energia elétrica reduziram-se substancialmente face ao cenário de preços considerado nesse exercício tarifário, o que motivou uma

---

<sup>1</sup> Enquadrada pela [Consulta Pública n.º 113](#).

<sup>2</sup> Detalhado no ponto 5.5.3.

fixação excepcional das tarifas para 2023, de modo a atenuar o impacto dessa evolução de preços nos ajustamentos tarifários a devolver pelo sistema nas tarifas para 2024<sup>3</sup>.

A aplicação das tarifas excecionais fixadas em junho de 2023, apenas ao segundo semestre deste ano não permitiu recuperar uma parte substancial do desvio gerado pela diferença entre as estimativas de preços de energia elétrica utilizadas na definição de tarifas para 2023, em dezembro de 2022, e a evolução real desses preços no primeiro semestre de 2023. Por este motivo, os valores provisórios dos ajustamentos de 2023, a recuperar pelas tarifas em 2024 nas atividades relacionadas com a aquisição de energia com regimes de remuneração bonificados do Continente<sup>4</sup>, são muito elevados. Refira-se, ainda, que os preços de energia elétrica no mercado grossista observaram uma diminuição significativa desde a proposta tarifária submetida a parecer do Conselho Tarifário a 16 de outubro, o que levou a que os valores provisórios dos ajustamentos de 2023, dessas atividades e da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes, tenham aumentado em mais de 201 milhões de euros desde esse momento.

Este grande aumento de proveitos tem um forte reflexo na estabilidade tarifária para 2024, o que conduz a ERSE a decidir aplicar, nos termos do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, a transferência intertemporal, pelo prazo de 5 anos, dos proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, uma vez que esta atividade contribui de forma preponderante para o aumento significativo de proveitos para 2024, pelos motivos expostos.

Sublinhe-se ainda que, apesar de alguma estabilização do contexto macroeconómico e geopolítico face aos exercícios tarifários para 2022 e para 2023, se mantém alguma incerteza, decorrente da continuação da guerra na Ucrânia e do recente reacender do conflito israelo-palestiniano, o que dificulta o processo de previsão de evolução do preço de energia elétrica e condiciona a decisão tarifária para 2024. Estas rápidas alterações de contexto, que justificaram as revisões extraordinárias das tarifas em 2022 e em 2023, aconselham a que as previsões da ERSE para o preço de energia sejam suportadas em informações dadas

---

<sup>3</sup> O preço de energia elétrica estimado para 2023 na fixação de tarifas para 2023 de dezembro de 2022 foi mais de 100 EUR/MWh superior ao preço estimado para 2023 na presente proposta tarifária e ao preço previsto para 2024, como se detalha no ponto 3.2. Até ao momento, a maior variação de preços de energia elétrica tinha ocorrido entre o quarto trimestre de 2008 e o primeiro trimestre de 2010 (variação de cerca de 56 EUR/MWh), tendo motivado a criação de dívida cuja recuperação pelas tarifas apenas terminará no final de 2024.

<sup>4</sup> Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida do Agregador do Último Recurso.

pelos mercados grossistas para horizontes mais curtos. Neste sentido, as previsões da ERSE para 2024 têm por base os preços nos mercados de futuros para contratos com entregas no primeiro e no segundo trimestres de 2024, como explicitado no capítulo 3.2 do presente documento.

Neste cenário de grande imprevisibilidade, ao longo do próximo ano a ERSE manterá a monitorização contínua dos preços grossistas de eletricidade e das demais *commodities*, bem como do seu impacto nos consumidores e nas empresas reguladas, nomeadamente nas suas condições de financiamento e no seu equilíbrio económico-financeiro. Sempre que necessário, a ERSE aplicará os instrumentos regulamentares à sua disposição para ajustar as previsões do preço de energia elétrica às condições de mercado mais atuais, como seja o mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia ou a fixação excecional de tarifas, e procurará avaliar de que forma poderá tornar mais ágeis e eficazes estes processos, no âmbito do atual quadro regulamentar ou através da introdução de novos mecanismos.

Sublinhe-se, contudo, que a forte volatilidade dos preços de energia elétrica nos últimos deveu-se a situações conjunturais e a alterações estruturais no fornecimento das fontes de energia primária para a produção de energia elétrica em todo o continente europeu, em particular de gás natural. Os mercados europeus de energia elétrica conseguiram responder eficazmente a esses desafios, como é visível na diversificação dos fornecedores de gás natural, nas medidas tomadas para o reforço da eficiência energética e na aceleração da penetração da produção com base em fontes de energia renovável na *mix* de produção de energia elétrica. Assim, apesar da instabilidade geopolítica atual, considera-se que, salvo situações disruptivas, a resposta europeia dada à crise energética, decorrente da guerra na Ucrânia, potenciou uma melhor capacidade de adaptação dos mercados europeus de energia elétrica, como o MIBEL, a novos choques externos.

Neste contexto, a transferência intertemporal de proveitos permitidos nas tarifas para 2024 não refletirá uma menor sustentabilidade do setor elétrico a médio prazo. A análise da evolução prospetivada para os proveitos permitidos e para a dívida tarifária encontra-se desenvolvida no capítulo 6 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024».

Relativamente ao processo de cálculo dos proveitos, propriamente dito, que consta do presente documento, este assenta na previsão dos proveitos permitidos para esse ano, e no cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos dos dois anos anteriores. O cálculo e a análise dos fatores que

justificam esses ajustamentos, relativos a 2022 e 2023, encontram-se neste documento ao nível de cada atividade regulada<sup>5</sup>.

No capítulo 2 analisam-se os fluxos económicos e financeiros do SEN, demonstrando-se as várias fontes, para além das tarifas, que permitem às empresas recuperarem os seus proveitos permitidos, uma vez que os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas podem diferir dos proveitos permitidos face a diversas circunstâncias decorrentes do quadro legislativo e regulamentar. O enquadramento macroeconómico e os principais pressupostos financeiros que suportam a definição dos proveitos permitidos para 2024 (como a taxa de remuneração dos ativos e o deflator do PIB aplicável nas metodologias de regulação por incentivos) são apresentados no capítulo 3.

Refira-se que nas atividades em que os proveitos permitidos do ano de 2022 e de 2023 foram objeto de alteração nas revisões excecionais (tarifas de 2022, ocorrida em junho de 2022, tarifas de 2023, ocorrida em junho de 2023), os quadros e figuras apresentam os valores anuais calculados nesses exercícios e os valores calculados na fixação anual das tarifas publicadas em dezembro de cada ano. No ajustamento definitivo de 2022 e no ajustamento provisório de 2023 dessas atividades, a repercutir nas tarifas de 2024, tem-se como referência a média dos proveitos fixados nestes dois momentos.

Os proveitos permitidos são apresentados nos capítulos 4 e 5 do presente documento por atividade regulada das seguintes entidades:

- Agente Comercial - REN Trading, SA;
- Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA) – ADENE - Agência para a Energia;
- Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) – REN, SA;
- Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND) – E-REDES, SA;
- Comercializador de último recurso (CUR) – SU Eletricidade;
- Agregador de último recurso (AUR) – SU Eletricidade;
- Empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma dos Açores – EDA, SA;
- Empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma da Madeira – EEM, SA.

---

<sup>5</sup> De uma forma sucinta, os ajustamentos correspondem à diferença entre os proveitos permitidos definidos para uma atividade e os montantes recuperados pelas empresas que exercem essa atividade, por aplicação das respetivas tarifas.



No que diz respeito às previsões em que assentam os proveitos permitidos, estas têm subjacentes as projecções efetuadas à data para a evolução do contexto económico e financeiro das atividades reguladas para 2024, a análise das previsões das empresas reguladas e os parâmetros definidos para o período de regulação de 2022 a 2025<sup>6</sup>. Os principais fatores exógenos que condicionam os proveitos permitidos são a procura de energia elétrica, analisada no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2024», bem como os preços dos combustíveis e da energia elétrica nos mercados grossistas e o contexto macroeconómico, estes últimos apresentados no capítulo 3 deste documento. No exercício de definição dos proveitos permitidos, são igualmente avaliadas, à luz das metodologias e dos parâmetros regulatórios estabelecidos para cada atividade, as previsões das empresas para os seus custos de investimento e de exploração.

Neste particular, no ponto 5.8, referente à atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema da EEM, a ERSE altera o valor do parâmetro de “custos de transporte e *handling*” do gás natural, para refletir a inflação.

O documento incorpora, igualmente, no capítulo 6, análises complementares efetuadas em algumas variáveis das atividades sujeitas à regulação.

No final do documento, no capítulo 7, é feita uma avaliação da informação recebida por parte das empresas reguladas para cálculo dos proveitos permitidos, no que se refere à sua qualidade e aos prazos de envio. Importa sublinhar que as empresas reguladas têm obrigações de prestação de informação que estão consagradas na lei e na regulamentação da ERSE. A prestação de informação correta e dentro dos prazos definidos regulamentarmente é uma etapa essencial no processo de cálculo de proveitos, permitindo à ERSE ter o conforto necessário para a sua boa execução.

Finalmente, sinaliza-se que, à semelhança do processo tarifário para 2023, a ERSE decidiu dissociar o processo de repartição do financiamento da tarifa social de eletricidade do processo tarifário, sujeitando o procedimento administrativo relativo ao financiamento de tarifa social à realização de uma consulta pública, em linha com o previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro<sup>7</sup>. Salienta-se que, o novo modelo de financiamento da tarifa

---

<sup>6</sup> Ver documento «[Parâmetros de regulação para o período 2022-2025](#)»

<sup>7</sup> Com a publicação deste diploma, foi também tomada a decisão final sobre a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social até ao dia 17 de novembro de 2023, incluindo sobre os atos anteriormente precarizados relativos aos ajustamentos definitivos dos anos de 2018 a 2022. Esta decisão foi comunicada aos intervenientes no fluxo de financiamento da tarifa social,

social definido neste diploma, alarga o âmbito e o número de entidades que irão financiar a tarifa social de eletricidade, passando a abranger não só os produtores, mas também os comercializadores de energia elétrica e os demais agentes de mercado na função de consumo (artigo 199.º, n.º 1).

Deste modo, a Diretiva com os montantes a transferir por cada agente financiador durante o ano de 2024, ao abrigo do novo modelo de financiamento da tarifa social, será aprovada em data posterior à das tarifas e preços de eletricidade para 2024, após a realização da respetiva consulta pública.

---

tendo-se materializado com a publicação de Diretiva da ERSE disponível no site desta entidade, cuja publicação em Diário da República se aguarda.

## 2 FLUXOS ECONÓMICO-FINANCEIROS DE FUNCIONAMENTO DO SEN

No âmbito do processo tarifário do setor elétrico, a ERSE calcula anualmente os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas, para as diversas atividades reguladas.

Os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas podem diferir dos proveitos permitidos face a diversas circunstâncias decorrentes do quadro legislativo e regulamentar. Com efeito, os valores dos proveitos permitidos a cada operador nem sempre são recuperados pela aplicação de tarifas reguladas pelas suas atividades reguladas, mas sim por atividades de outros operadores do SEN ou por transferências de entidades externas SEN. Nos casos em que a totalidade ou parte dos proveitos permitidos não são recuperados por aplicação de tarifas pelas próprias atividades, os mesmos são transferidos pelos operadores que os recuperaram para os operadores a quem são devidos.

Na eventualidade de existirem transferências intertemporais dos proveitos permitidos das atividades reguladas, a diferença entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar no ano t será ressarcida pelo sistema tarifário durante os anos seguintes, dependendo do período de diferimento definido pela ERSE no ano t. Adicionalmente, o quadro legal em vigor permite, em certas circunstâncias, a titularização de dívidas tarifárias, levando a que as instituições que adquirem essas dívidas fiquem credoras do sistema tarifário, para as quais passam a ser transferidas em cada ano as anuidades referentes aos montantes titularizados.

As diferenças entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar resultam de:

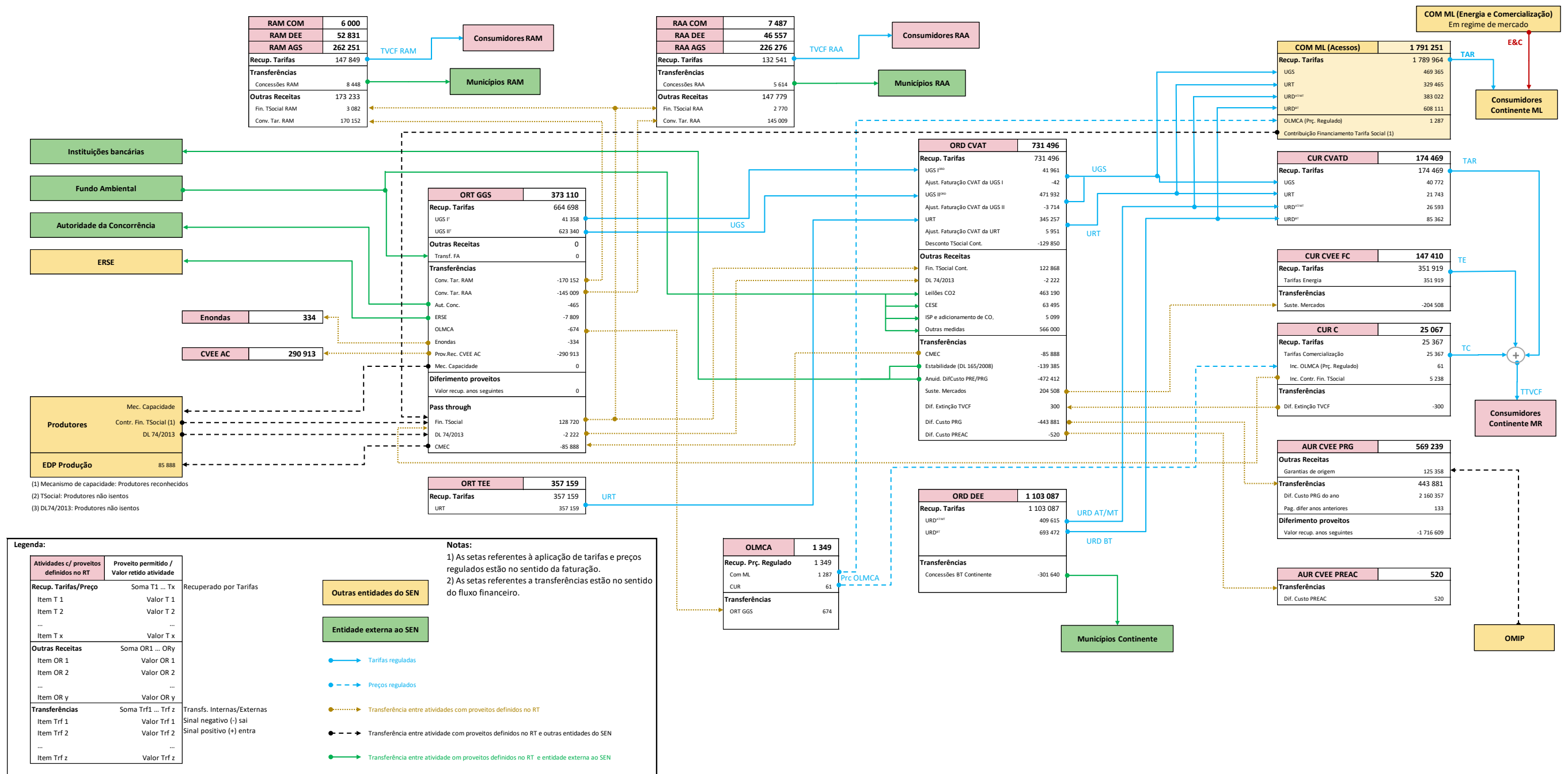
- Transferências de proveitos recuperados com a aplicação das parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) pela atividade de GGS do Operador da Rede de Transporte (ORT), nomeadamente:
  - parcela dos proveitos do OLMCA recuperada, supletivamente, pelas tarifas (UGS I);
  - proveitos a recuperar do Agente Comercial (UGS II);
  - transferências intertemporais dos proveitos permitidos da atividade de GGS, referentes à recuperação de CIEG.
- Proveitos permitidos do OLMCA recuperados através de preço regulado, pago pelos comercializadores cessionários e, supletivamente, pelas tarifas (UGS I).

- Transferências de proveitos recuperados com a aplicação das parcelas I e II da tarifa de UGS pela atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVART) do Operador da Rede de Distribuição (ORD), nomeadamente:
  - proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica aos produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo (CVEE PREAC) (UGS I);
  - proveitos a recuperar da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica aos produtores com remuneração garantida (CVEE PRG) (UGS II);
  - Custos de Manutenção de Equilíbrio Contratual (CMEC) (UGS II);
  - medidas de sustentabilidade de mercados, devidas ao CUR (UGS II);
  - medidas de estabilidade tarifária associadas à aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto (UGS II);
  - diferencial na atividade de comercialização do CUR devido à extinção das Tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) (UGS II);
  - dedução de medidas de contenção tarifária do SEN ao nível do ORD (UGS II), transferidas por entidades externas ao SEN.
- Não inclusão, no total dos proveitos permitidos, dos proveitos do ORD decorrentes da aplicação das tarifas de UGS e Uso da Rede de Transporte (URT), uma vez que consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos das atividades de GGS e Transporte.
- Transferência dos valores das rendas de concessão da rede de Baixa Tensão (BT) para os municípios.
- Não inclusão, no total dos proveitos permitidos, dos proveitos dos CUR decorrentes da aplicação das tarifas de UGS, de URT e de Uso da Rede de Distribuição (URD), uma vez que consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos das atividades de GGS, Transporte e Distribuição.
- Existência de fluxos extra-tarifários para o financiamento dos custos com a tarifa social, que são descontados ao nível dos proveitos a recuperar pela atividade de CVAT do ORD no continente e ao nível dos proveitos a recuperar pelas atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

A Figura 2-1 identifica os fluxos que permitem a cada atividade recuperar os seus proveitos permitidos, que se encontram quantificados nas caixas do fluxograma para o ano de 2024.

Nas secções existentes neste documento sobre as atividades reguladas, encontram-se detalhados os valores dos respetivos proveitos permitidos e a recuperar. Complementarmente, no ponto 2.5 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024» são descritas as transferências entre atividades do SEN.

Figura 2-1 - Fluxos económicos e financeiros do SEN



### 3 PRESSUPOSTOS

Os valores dos proveitos permitidos para 2024 para as atividades das empresas reguladas são calculados com base em pressupostos definidos para um conjunto de variáveis. Para além da procura de energia elétrica analisada no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2024», destacam-se as seguintes pelo seu impacto no nível de proveitos:

- Taxa de inflação, medida através do deflator do PIB (Produto Interno Bruto).
- Taxas de juro e *spreads*.
- Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR.

A análise apresentada neste capítulo<sup>8</sup> é realizada num contexto caracterizado pelo crescimento do nível de preços acima da meta do Banco Central Europeu (BCE), embora se tenha invertido a tendência de aceleração da taxa de inflação e pelo aumento das taxas de juro.

#### 3.1 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E FINANCEIRO

##### ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO

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

Após a crise pandémica que provocou uma queda significativa do crescimento mundial em 2020, as economias mundiais retomaram a tendência de crescimento a partir de 2021. Para 2023 e 2024, o FMI<sup>9</sup> antecipa uma redução do crescimento económico, em particular nos países desenvolvidos, consequência do rápido aumento das taxas de juro, realizado em resposta ao aumento do nível de preços e, destaca que a magnitude destes impactes dependerá da resiliência do setor financeiro.

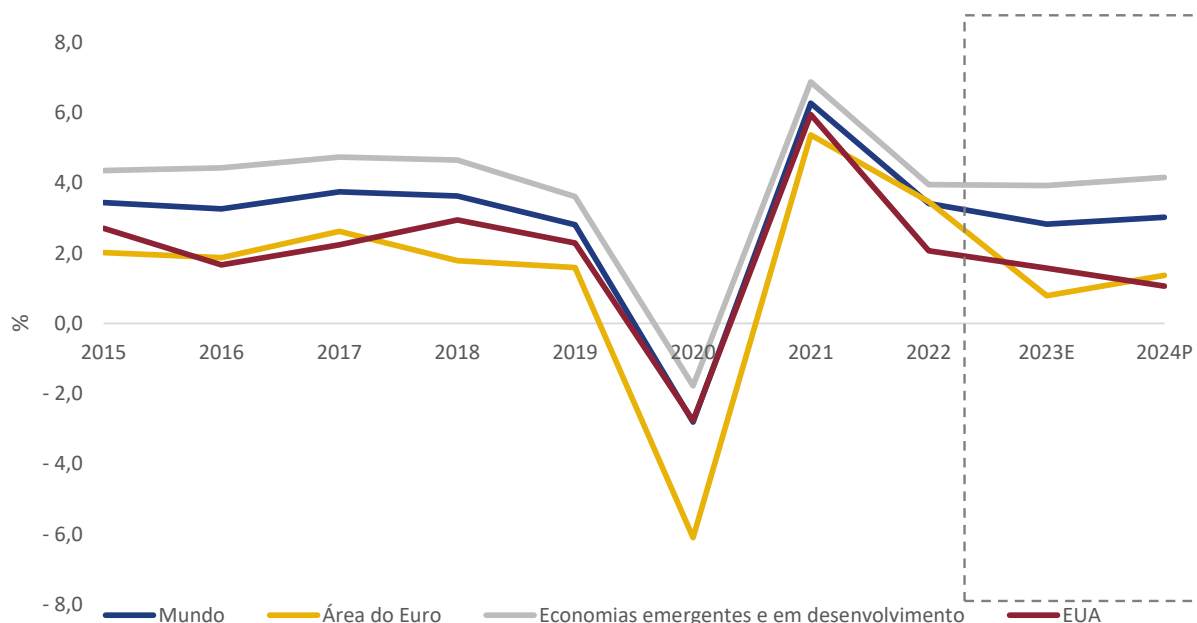
---

<sup>8</sup> Os gráficos apresentados neste capítulo utilizam dados até 30 de novembro de 2023 no subcapítulo do “Enquadramento Macroeconómico e Financeiro” e no subcapítulo “Custos de aquisição de energia elétrica”.

<sup>9</sup> [FMI - "World Economic Outlook", Outubro de 2023](#)

Neste contexto, ilustra-se, na Figura 3-1 as dinâmicas de evolução do PIB acima descritas, a nível mundial, da zona euro, das economias emergentes e dos EUA.

**Figura 3-1 – Taxa de variação anual do PIB mundial, das economias da zona euro, dos mercados emergentes e dos EUA**



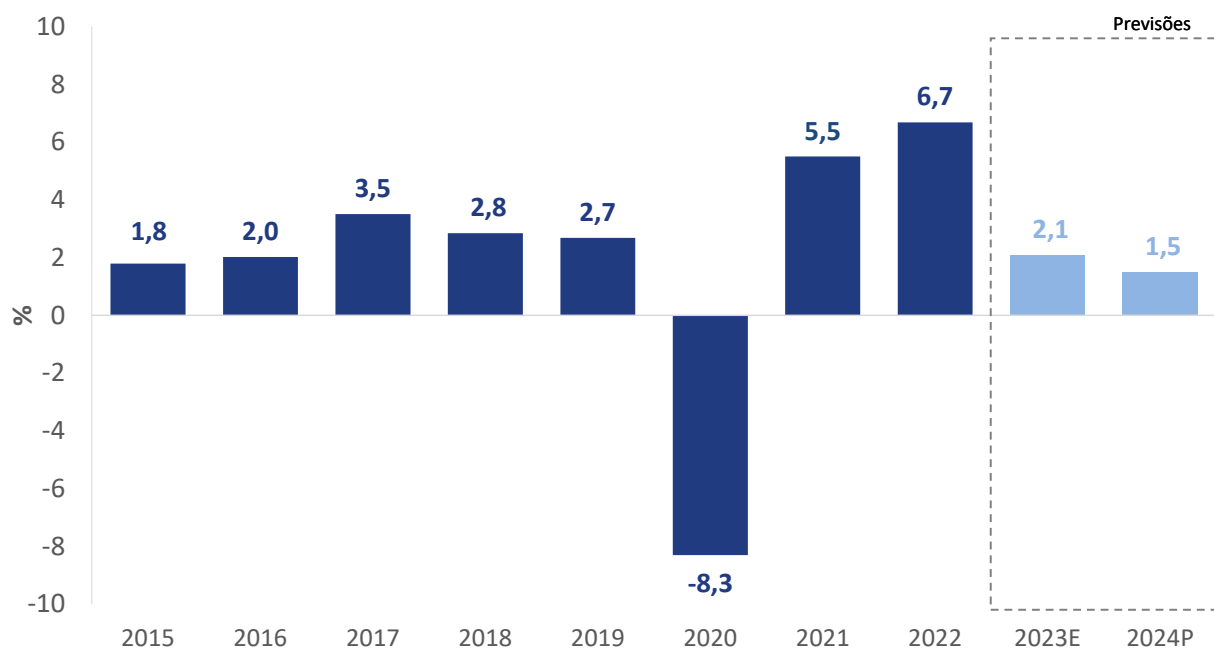
Fonte: ERSE, FMI

Ao nível da economia portuguesa, após um crescimento de 5,5% e 6,7% em 2021 e 2022, respetivamente, consequência da retoma económica e social após a crise pandémica, o Banco de Portugal (BdP) estima<sup>10</sup> um abrandamento do crescimento económico para os 2,1% em 2023 e para 1,5% em 2024. O crescimento económico esperado para 2024 será sustentado nas componentes de investimento e exportações do PIB.

<sup>10</sup> [BdP - Boletim Económico, Outubro de 2023](#)



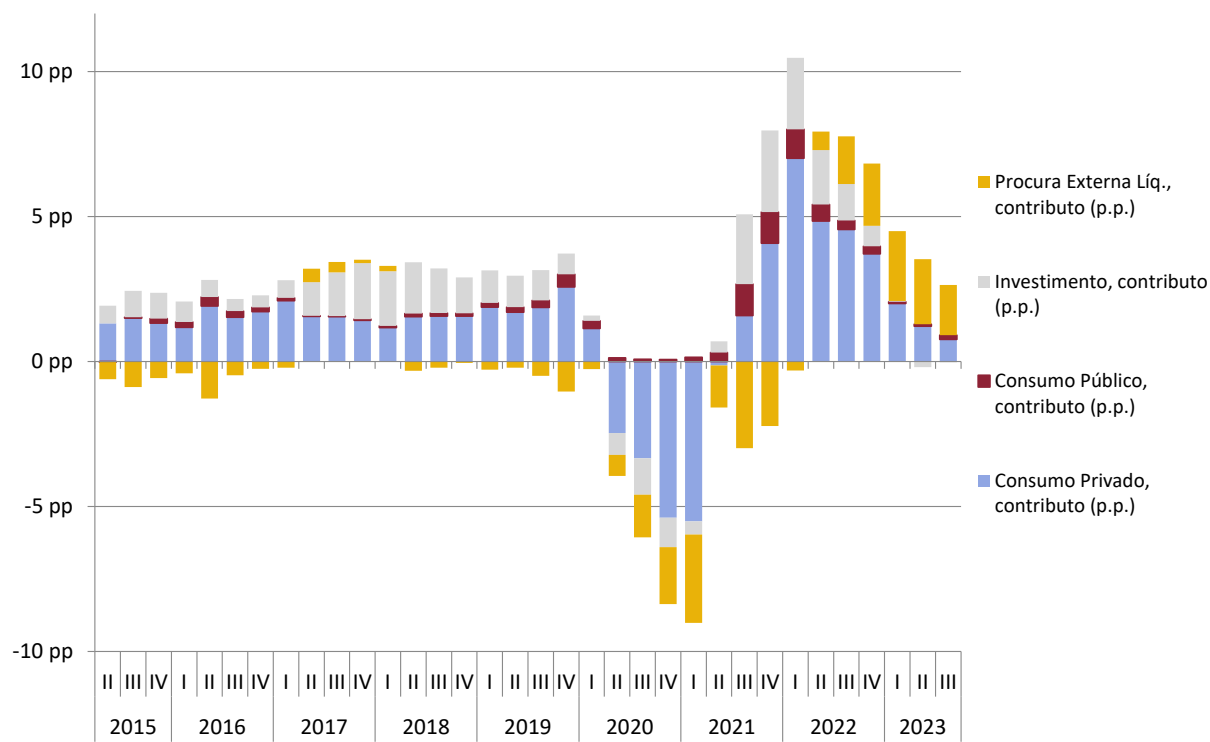
Figura 3-2 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal

Na Figura 3-3 verifica-se que o crescimento económico no período pós pandemia COVID 19 foi alimentado particularmente pelo consumo privado e pela formação bruta de capital fixo. Adicionalmente, a reversão da balança comercial, através do aumento das exportações a um ritmo superior ao das importações, bem como o consumo público, contribuíram positivamente para o aumento do nível de atividade económica, embora em menor magnitude.

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



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

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

\*\*\*Variação Homóloga;

Fonte: ERSE, INE

O Quadro 3-1 apresenta os valores dos principais indicadores da economia portuguesa em 2022, bem como as previsões de várias instituições nacionais e internacionais para a sua evolução no curto prazo.

Quadro 3-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2022 e previsões para 2023 e 2024

	2022	2023P	2023P				2024P	2024P					
	INE/Banco de Portugal	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CFP	CE	OCDE	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CFP	CE	OCDE
<b>PIB</b>	<b>6,7</b>	<b>2,2</b>	<b>2,1</b>	<b>2,3</b>	<b>2,2</b>	<b>2,2</b>	<b>2,2</b>	<b>1,4</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,6</b>	<b>1,3</b>	<b>1,2</b>
Consumo privado	5,6	1,1	1,0	1,0	1,5	0,9	1,0	1,2	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0
Consumo público	1,4	1,7	1,2	3,0	1,2	1,9	1,1	1,7	1,2	2,2	1,1	2,3	1,8
Investimento	3,0	1,6	1,5	4,3	0,6	0,9	0,6	3,6	5,0	2,9	3,7	3,6	2,9
Exportações	17,4	5,6	4,1	8,0	5,4	5,3	5,3	2,3	2,1	2,8	2,5	1,7	2,3
Importações	11,1	2,8	1,3	5,2	2,8	2,5	2,2	3,2	3,4	3,9	2,9	2,8	3,2
Inflação (IHPC)	8,1	5,4	5,4	5,3	5,2	5,5	5,5	3,3	3,6	3,4	2,8	3,2	3,3
Deflator do PIB	5,0	6,2		3,8	7,1	6,8	7,0	2,9		2,7	2,7	2,9	3,2
Desemprego (% população ativa)	6,0	6,5	6,5	6,6	6,4	6,5	6,5	6,5	6,7	6,5	6,3	6,5	6,3

Unidade: taxa de variação anual em %, exceto quando indicado

Fontes: INE; BdP – Boletim Económico, outubro de 2023; FMI - 2023 Article IV Consultation - Staff Report , junho 2023 e World Economic Outlook, outubro de 2023; OCDE - Economic Outlook No 114 ,novembro 2023; CE - Autumn 2023 Economic Forecast , novembro 2023; CFP - Perspetivas Económicas e Orçamentais 2023-2027, setembro 2023

Ao nível do crescimento económico, verifica-se que as previsões se situam no intervalo entre 2,1% e 2,3% para 2023, enquanto para 2024 se antecipa um aumento do nível de atividade económica entre os 1,2% e os 1,6%. Ao nível da inflação, todas as instituições preveem uma diminuição do crescimento do nível de preços no consumidor em 2023 e em 2024, com o IHPC a diminuir para 5,4% em 2023, em média, e para 3,3% em 2024, efeito da política monetária mais restrita.

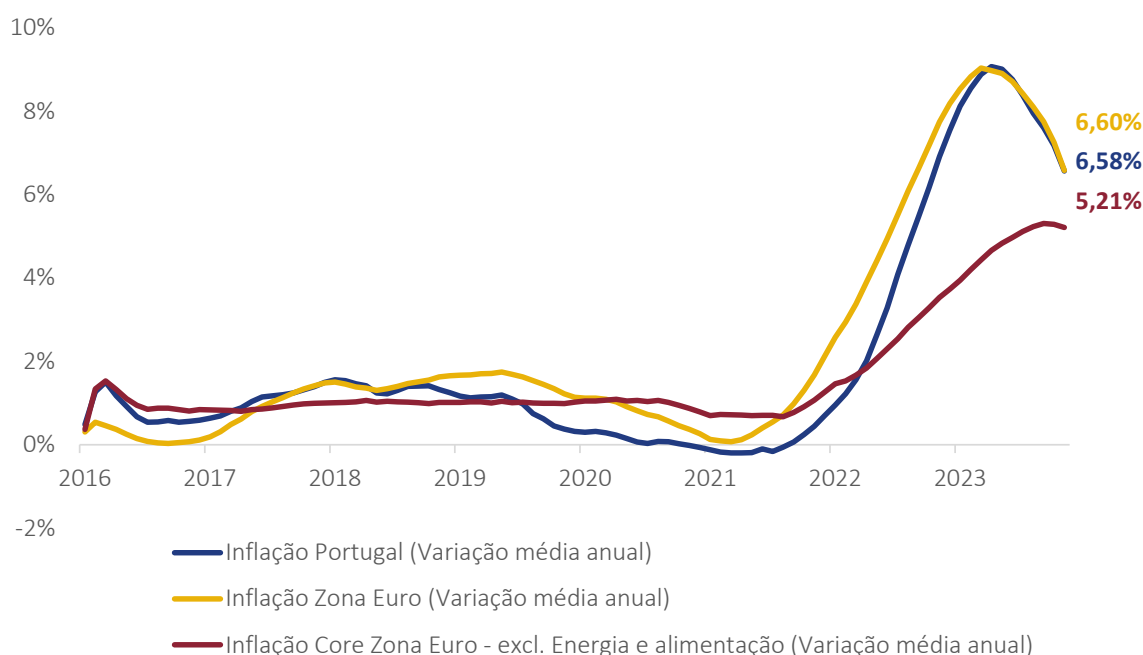
Os riscos para o nível de atividade económica portuguesa projetado relacionam-se com a possibilidade de escalada das tensões geopolíticas, a crise no setor imobiliário na China, o apertar das condições financeiras, e a maior restritividade na política monetária num cenário em que a taxa de inflação seja mais persistente, via choques adicionais nos preços das matérias primas ou pressões internas sobre salários ou margens de lucro.

#### VARIÁVEIS MONETÁRIAS

O RT estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos. Neste sentido, na definição do *spread* a aplicar aos ajustamentos de 2023 (t-1), torna-se relevante uma análise da evolução recente e perspetivas das taxas de juro de curto e médio prazo, muito influenciadas pela evolução das taxas de inflação.

A Figura 3-4 apresenta a evolução das taxas de inflação de Portugal e da zona euro, na qual se verifica que entre 2015 e 2021 a inflação apresentou valores estáveis e abaixo dos 2%.

Figura 3-4 - Taxas de inflação Portugal e Zona Euro



Fonte: ERSE, Bloomberg

O aumento da taxa de inflação a partir do segundo semestre de 2021 foi consequência da política monetária muito acomodatória vigente em várias zonas económicas mundiais, da poupança acumulada, de constrangimentos nas cadeias de abastecimento e da evolução do custo das matérias-primas e energia.

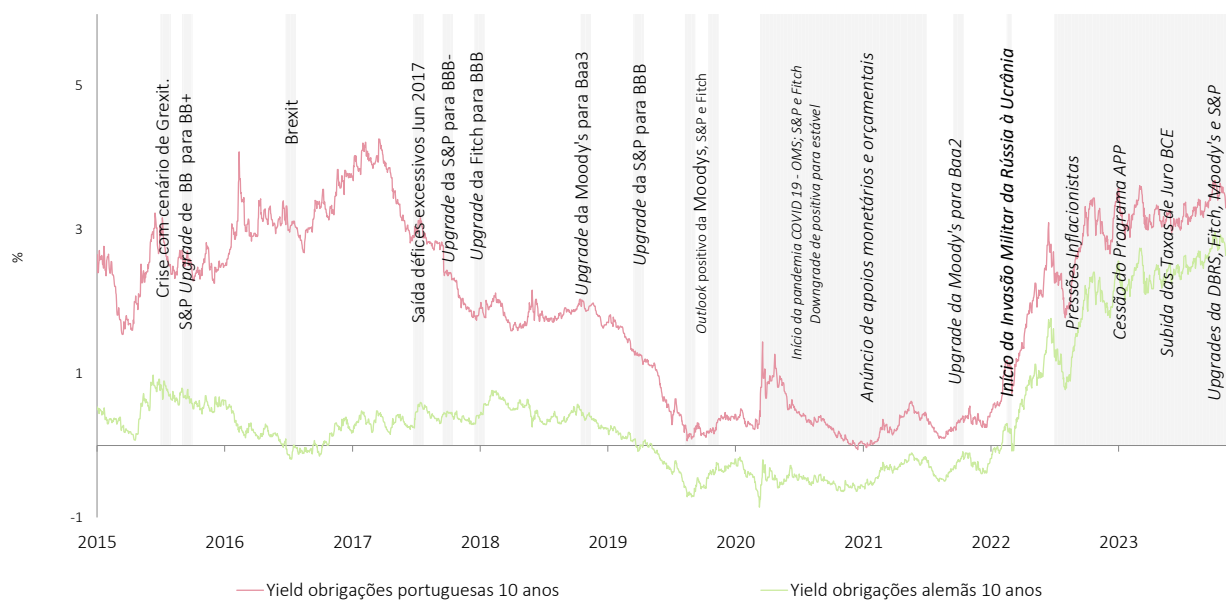
A partir de 2022 verificou-se um aumento do ritmo de crescimento do nível de preços, devido sobretudo ao aumento dos custos com a energia, exacerbado pela instabilidade geopolítica provocada pela invasão militar da Rússia à Ucrânia. Em 2023, as políticas monetárias mais restritivas e a redução dos custos com a energia, permitiram reduzir a taxa de inflação. No entanto, destaque-se que esta redução é superior nas taxas de inflação que consideram a energia e os produtos alimentares, relativamente à taxa de inflação *core*. Na comparação entre Portugal e a zona euro, verifica-se que, durante o ano de 2022, o crescimento do nível de preços em Portugal foi ligeiramente desfasado da restante zona euro, contudo, em 2023, as taxas de crescimento são próximas e seguem uma tendência semelhante.

Para 2024, o BdP<sup>11</sup> antecipa a continuidade do processo de redução da inflação para valores consistentes com a estabilidade de preços, cujo perfil dependerá da evolução do preço da energia, em particular do petróleo, das decisões de política monetária e da evolução da inflação nos restantes países da zona euro.

Apesar do ano de 2023 caracterizar-se pela diminuição das pressões inflacionistas, o ritmo de crescimento do nível de preços na zona euro permanece acima da meta de 2% fixada pelo BCE. Face ao elevado nível de preços, o BCE respondeu com aumentos das taxas de juro e das restrições nas condições de financiamento, o que se tem refletido nas *yields*, portuguesas e alemãs, ao longo de 2022 e 2023, sem, no entanto, se verificar aumentos de *spread* entre ambas.

Na Figura 3-5 é possível observar a evolução das *yields* a 10 anos das obrigações das dívidas soberanas portuguesas e alemãs. Após a estabilização dos valores das *yields* que ocorreu até 2021, observou-se, a partir de 2022, o aumento dessas *yields*, motivado pelas pressões inflacionistas, em valores substancialmente acima do *target* do BCE, e consequentes aumentos das taxas de juro diretoras.

**Figura 3-5 - Evolução das *yields* das obrigações a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal da Alemanha**



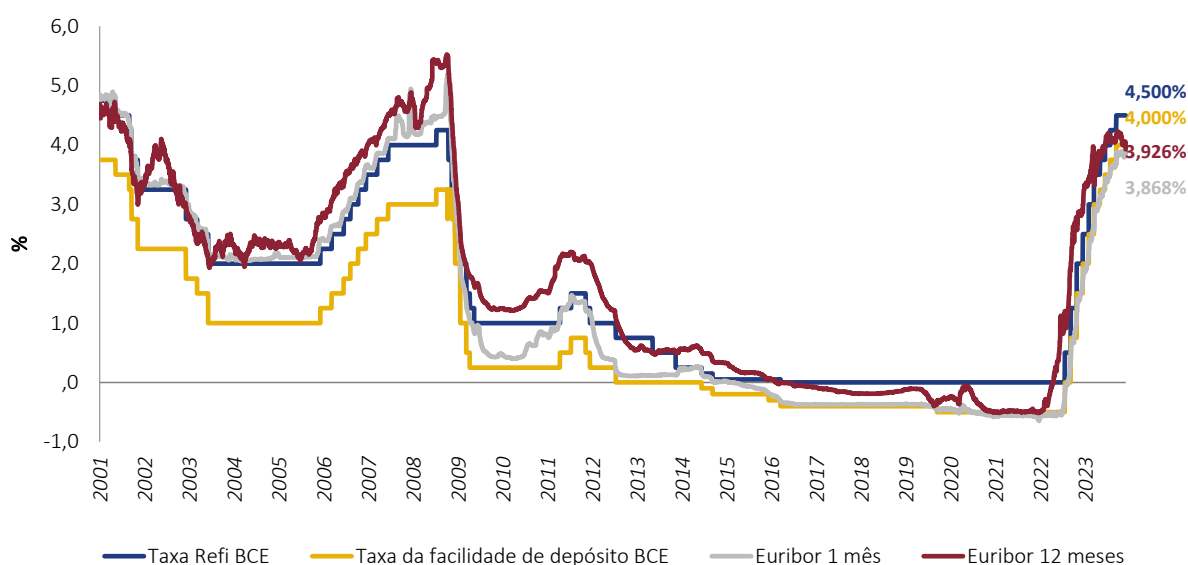
Fonte: ERSE, Bloomberg

<sup>11</sup> [BdP - Boletim Económico, Outubro de 2023.](#)

A 29 de setembro de 2023, a agência de notação financeira *Fitch* melhorou o *rating* da dívida portuguesa para o nível A-, que reflete a forte capacidade de reembolso da dívida. Para esta avaliação contribuíram a redução do nível de endividamento público e, conseqüentemente o elevado compromisso do governo português para com a consolidação orçamental. As projeções apresentadas pela *Fitch* antecipam a redução do rácio da dívida pública, que se deverá manter, no entanto, num nível elevado<sup>12</sup>. No mesmo sentido, a *Moody's* melhorou<sup>13</sup>, em novembro de 2023, a notação da dívida soberana portuguesa em dois níveis, decisão justificada pelos efeitos positivos de uma série de reformas económicas e orçamentais no desendividamento do setor privado e no fortalecimento em curso do setor bancário.

Em termos de política monetária e evolução das taxas de juro do mercado monetário interbancário, pode-se observar na Figura 3-6 a evolução das taxas *refi*<sup>14</sup> e da facilidade de depósito do BCE e das taxas Euribor a 1 e 12 meses. É possível observar que a tendência de diminuição das taxas de juro interbancárias, que se vinha a observar, de forma geral, desde 2008, foi fortemente invertida a partir de 2022, com o início da materialização das pressões inflacionistas e respetivo aumento das taxas de juro.

Figura 3-6 - Taxas *refi* e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses



Fonte: ERSE, Bloomberg

<sup>12</sup> A evolução da classificação atribuída pelas agências de notação, bem como o seu *Outlook*, encontra-se analisada com maior detalhe nas publicações do “Boletim de indicadores financeiros” da ERSE.

<sup>13</sup> [Moody's upgrades Portugal's ratings to A3 and changes outlook to stable, Novembro de 2023](#)

<sup>14</sup> Taxa de juro do BCE aplicável às operações principais de refinanciamento do Eurosistema.

De modo a retirar a liquidez introduzida pelo BCE para fazer face aos impactes socioeconómicos da crise pandémica e reduzir a taxa de inflação na zona euro para o valor *target* (2%), o BCE adotou políticas monetárias mais restritivas. Face a estes aumentos das taxas de juro, o BCE referiu na reunião de 14 de setembro, relativa a decisões de política monetária, que as restrições nas condições de financiamento «estão a refrear cada vez mais a procura, o que constitui um importante fator para fazer a inflação regressar ao objetivo». Adicionalmente, perante esta diminuição da procura interna e do enfraquecimento do comércio internacional, as perspetivas de crescimento económico na zona euro foram revistas em baixa.

Posteriormente, na última reunião do BCE, a 26 de outubro<sup>15</sup>, o Conselho do BCE decidiu manter as três taxas de juro diretoras inalteradas por considerar, que as taxas de juro diretoras estão em níveis que, se forem mantidos durante um período suficientemente longo, permitirão o retorno atempado da inflação ao objetivo<sup>16</sup>.

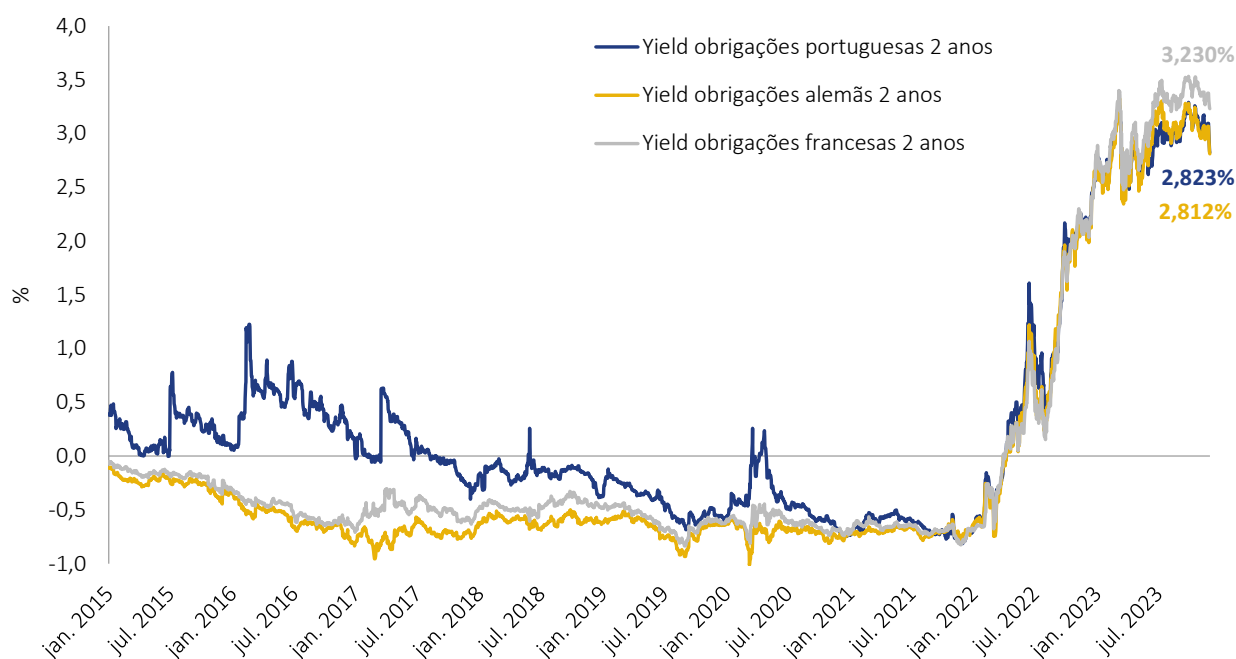
A Figura 3-7 apresenta a evolução das *yields* das obrigações do Estado com maturidade de 2 anos da Alemanha e de França, para além de Portugal.

---

<sup>15</sup> [BCE, Decisões de política monetária, 26 de outubro de 2023](#)

<sup>16</sup> No “Boletim de indicadores financeiros” publicados pela ERSE, são apresentadas e enquadradas as decisões do BCE realizadas ao longo de 2022 e 2023, nomeadamente, as decisões relativas à subida das taxas de juro diretoras e outras decisões de política monetária.

Figura 3-7 - Yields das obrigações a 2 anos



Fonte: ERSE, Bloomberg

Observa-se que, atualmente, as *yields* das obrigações soberanas de curto prazo se encontram em máximos históricos no período ilustrado. O diferencial entre as *yields* tem-se reduzido desde 2016, e atualmente é próximo de zero, o que reflete a transversalidade dos impactes da inflação e das restrições nas condições de financiamento em todas as economias da zona euro, bem como o progresso da consolidação orçamental portuguesa.

### SPREAD A APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2023

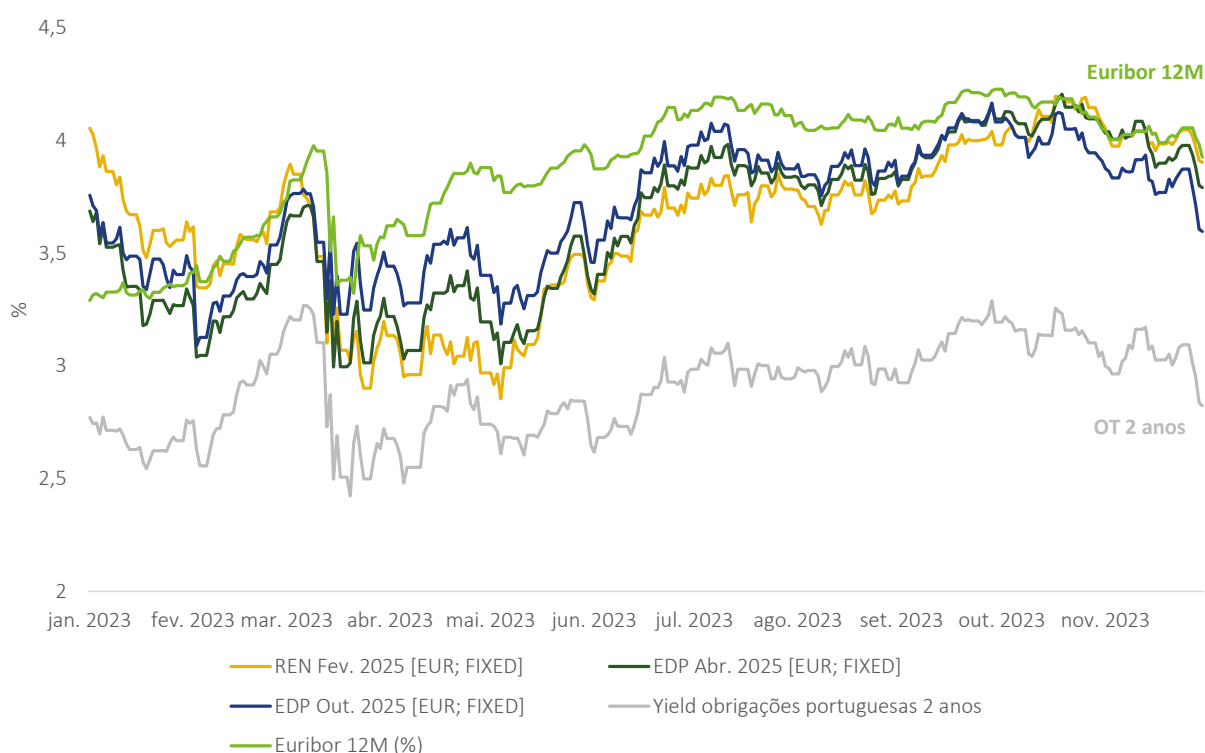
O *spread* definido pela ERSE, a aplicar aos ajustamentos, tem como objetivo repor a neutralidade financeira dos desvios entre os valores efetivamente faturados e os teóricos de tarifas ao longo de um determinado ano. A evolução do *spread* deverá refletir as condições de financiamento das empresas, que têm acompanhado as condições económicas e financeiras do país e da zona euro.

Historicamente, a ERSE tem definido o *spread* a aplicar aos ajustamentos em função do diferencial observável entre as *yields* de curto prazo dos grupos empresariais nos quais as empresas reguladas se encontram e as Euribor a 12 meses, bem como as OT a 2 anos. Deste modo, desde 2018 que o *spread* tem sido fixado em 0,5 p.p. por refletir o facto das *yields* de curto prazo das empresas se encontrarem



ligeiramente acima das Euribor a 12 meses e das OT 2 anos. Atualmente, as *yields* das obrigações de curto prazo das empresas encontram-se abaixo da Euribor a 12 meses e ligeiramente acima das OT a dois anos, como se pode observar na Figura 3-8. Destaque-se, contudo, que nenhuma empresa tem uma obrigação com maturidade exatamente igual a 1 ano, o que no atual contexto, onde se verifica que a curva de rendimentos tem uma inclinação negativa (as *yields* de prazos mais curtos são superiores às *yields* de prazos mais longos), justifica que se analisem elementos adicionais na análise do *spread*, além do exposto na figura seguinte.

Figura 3-8 - Evolução das *yields* das obrigações da EDP e REN de curto prazo



Fonte: ERSE, Bloomberg

Neste enquadramento, a ERSE analisou o risco de crédito das empresas reguladas e respetivos grupos empresariais de forma a avaliar a evolução das condições financeiras das empresas em 2023 e concluiu que:

- A média dos valores dos *Credit Default Swaps* (CDS) da EDP, a um ano, rondaram os 41 p.b. entre 1 de janeiro de 2023 e 30 de novembro de 2023 (ver Figura 3-9), o que corresponde a uma diminuição face a 2022. Outros grupos económicos cujas empresas são sujeitas à definição de proveitos permitidos, não transacionam este derivado financeiro.

Figura 3-9 - Evolução dos Credit Default Swaps da EDP a 1 ano



Fonte: ERSE, Bloomberg

- A Moody's melhorou a notação financeira da EDP em 2023<sup>17</sup>, como reflexo do plano de investimentos anunciado, focado em energias renováveis e nas redes, que permite manter as condições financeiras da empresa. No caso da REN não houve alterações de rating em 2023, no entanto, a empresa viu a avaliação da sua dívida melhorar em julho de 2022, pela Moody's<sup>18</sup> para "Baa2", e, em novembro de 2022, pela Fitch<sup>19</sup> para "BBB+", justificadas pela capacidade da empresa em manter os principais indicadores de crédito em níveis adequados face ao novo período de regulação que se iniciou em 2022.

Destaque-se que esta análise do *spread* a aplicar ao ajustamento de t-1 é realizada tendo como referência a evolução das condições financeiras no ano de ajustamento, e não por referência a uma determinada altura do ano.

Face a estes elementos a ERSE considera adequado aplicar um *spread* de ajustamento de t-1 de 0,50 p.p. (pontos percentuais), uma vez que os dados disponíveis não apontam para uma deterioração das condições

<sup>17</sup> [Moody's upgrades EDP - Maio de 2023](#)

<sup>18</sup> [Moody's upgrades EDP - Maio de 2023](#)

<sup>19</sup> [Fitch Upgrades REN's Senior Unsecured Rating to 'BBB+'](#)

de financiamento das empresas. Este *spread* mantém-se, assim, igual ao *spread* do ano 2022 que foi definido para um valor de 0,50 p.p. (que passa a ser o *spread* para t-2).

Deste modo, para as empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, o *spread* no ano t-1, em pontos percentuais, a aplicar sobre a taxa média de juro EURIBOR a doze meses, calculada com base nos valores diários ocorridos entre 1 de janeiro e 15 de setembro de 2023 (t-1), é de 0,50 p.p.<sup>20</sup>.

### TAXA DE INFLAÇÃO

O deflator do PIB é um instrumento utilizado para medir a inflação registada. Trata-se de um indicador que integra os preços de todos os bens e serviços que existem numa economia.

Este indicador, não tendo por base um cabaz fixo de bens e serviços como o Índice de Preços no Consumidor, reflete, automaticamente, o efeito da inflação resultante de todas as alterações aos padrões de consumo, assim como a introdução de novos bens e serviços.

Deste modo, e sendo a energia elétrica um bem que entra nas mais diversas fases do ciclo de vida dos produtos, bens e serviços de uma economia, ou seja, destinando-se simultaneamente ao consumo intermédio e ao consumo final, há vantagem em considerar o deflator do PIB como o instrumento que mede a inflação.

A ERSE avalia as previsões das empresas para o deflator do PIB utilizado para atualizar os custos, os proveitos e os investimentos para o período de regulação que se iniciou em 2022, monitorizando a sua evolução relativamente às previsões utilizadas pela ERSE.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2023 e 2024, são apresentadas no Quadro 3-2.

---

<sup>20</sup> Estes *spreads* são definidos no pressuposto da gestão eficiente das empresas reguladas, que subteme a adequação das políticas de financiamento dessas empresas, designadamente em termos temporais, ao RT em vigor.

**Quadro 3-2 - Previsões para o deflator do PIB**

	Unidade: %			
	CE	OCDE	FMI	CFP
2023	6,8	7,0	3,8	7,1
2024	2,9	3,2	2,7	2,7

Fonte: CE - Previsões económicas, novembro 2023; FMI – World Economic Outlook, outubro de 2023; OCDE – Economic Outlook N.º 114, novembro de 2023; CFP - Perspetivas Económicas e Orçamentais 2023-2027 (atualização), setembro 2023.

As previsões das empresas para 2023 e 2024 encontram-se sintetizadas no Quadro 3-3.

**Quadro 3-3 - Previsões das empresas para o deflator do PIB**

	Unidade: %				
	REN	E-Redes	SU eletricidade	EDA	EEM
2023	5,8	5,8	5,8	4,2	5,7
2024	2,8	2,3	2,3	2,2	3,1

Fonte: REN, E - Redes, SU Eletricidade, EDA e EEM

O IPIB para 2024, definido de acordo com o RT, corresponde à previsão da Comissão Europeia para o ano de 2023, cujo valor é de 6,8%. Este valor é utilizado nas metodologias do tipo *revenue cap* e *price cap*, para atualização das componentes fixas e variáveis, às quais é descontado o respetivo fator de eficiência (X).

Neste âmbito, refira-se que o Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, considerava a variação terminada no segundo trimestre do ano t-1. No RT, o articulado foi alterado de forma a que a definição dos proveitos permitidos para o ano de tarifas t passe a considerar uma taxa de variação do deflator do PIB estimada para o ano t-1. Posteriormente, esse valor previsional será atualizado com o último valor fechado publicado pelo INE até à data de cálculo dos respetivos ajustamentos. Destaque-se que o RT apenas se aplica ao cálculo de proveitos permitidos a partir do ano de 2024, conforme ficou estabelecido no Relatório de Consulta Pública n.º 113. Deste modo, nos ajustamentos de 2022 e 2023, as taxas de variação do IPIB usadas na atualização das componentes de *revenue cap* e de *price cap* continuarão a corresponder às variações anuais terminadas no 2.º trimestre do ano t-1, com os primeiros dados fechados publicados pelo INE, sem atualizações posteriores.

No Quadro 3-4 observa-se a evolução, nos últimos 3 exercícios tarifários, do deflator do PIB considerado no cálculo das metas de eficiência, de acordo com o regulamento tarifário aplicável.

**Quadro 3-4 – Evolução do deflator**

Unidade: %

T2022 (IPIB - variação terminada no 2º trimestre de 2021)	T2023 (IPIB - variação terminada no 2º trimestre de 2022)	T2024 (IPIB Previsional - variação terminada em 2023)
1,19	1,48	6,80

Fonte: ERSE

### TAXAS DE REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS

Para 2022, 2023 e 2024, vigorarão as taxas de remuneração definidas através da metodologia aplicada no período de regulação 2022-2025, detalhada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025». As taxas referentes aos anos de 2022, 2023 e 2024 são apresentadas no quadro seguinte.

**Quadro 3-5 - Taxas de remuneração para 2022, 2023 e 2024**

Unidade: %

	2022		2023		2024
	Tarifas	Final	Tarifas	Final	Tarifas
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos de DEE <sup>1</sup> , CVEE FC, Comercialização, CVEE PRG e CVEE PREAC	4,70	5,05	5,05	5,57	5,57
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE <sup>1</sup> , GGS, CVEEAC e AEEGS (EDA, EEM)	4,40	4,75	4,75	5,27	5,27
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE <sup>1</sup> a custos de referência	5,15	5,50	5,50	6,02	6,02
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMCA	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50

Nota: <sup>1</sup> As taxas de remuneração das atividades de DEE e TEE correspondem a indutores TOTEX associados às condições de financiamento da atividade.

Fonte: ERSE

Para 2022 e 2023 as taxas de remuneração ficaram acima das consideradas em Tarifas de 2022 e de 2023, respetivamente, face à evolução das *yields* das obrigações do tesouro a 10 anos pelos motivos expostos anteriormente.

#### **TAXA DE REMUNERAÇÃO APLICÁVEL AO DIFERIMENTO DE CIEG**

O artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, possibilita a repercussão nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período máximo de cinco anos dos sobrecustos gerados pelos CIEG. A este diferimento é aplicável a taxa de remuneração definida na Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro, que considera o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas e o prazo associado à recuperação integral dos proveitos permitidos que são objeto de alisamento. Este regime constitui um alargamento do anteriormente previsto no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que permitia apenas o diferimento da repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial. Com a publicação do Despacho n.º 12032/2023, de 27 de novembro, ficam definidos todos os parâmetros necessários ao cálculo do valor definitivo da taxa a aplicar à transferência intertemporal, pelo prazo de 5 anos, de sobrecustos gerados pelos CIEG. Aplicando a fórmula definida na Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro, a taxa definitiva para 2024 fixa-se em 4,4321207%.

#### **CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2024**

No seguimento do referido, o Quadro 3-6 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2024.

Quadro 3-6 - Taxas de juro e *spreads*

	Unidade: %
	2024
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2022, para cálculo dos ajustamentos de 2022	1,100
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 01/01 e 15/11 de 2023, para cálculo dos ajustamentos de 2022 e de 2023	3,878
<i>Spread</i> no ano 2022 para cálculo dos ajustamentos de 2022	0,500
<i>Spread</i> no ano 2023 para cálculo dos ajustamentos de 2022 e de 2023	0,500
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2023, para cálculo das rendas dos défices tarifários	3,577
<i>Spread</i> para a dívida titularizada ao abrigo do DL n.º165/2008	1,950
Taxa de remuneração aplicável ao diferimento de CIEG, referente a tarifas de 2024	4,432

Fonte: ERSE

Para efeitos de cálculo dos montantes de ajustamento das atividades reguladas, a taxa de juro a aplicar ao ajustamento provisório é determinada pela soma da média dos valores diários da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2023, com um *spread* de 0,5 pontos percentuais. No ajustamento definitivo, à média dos valores diários da Euribor a 12 meses de 2022 é acrescido um *spread* de 0,5 pontos percentuais.

### 3.2 CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo apresenta-se a previsão do custo de aprovisionamento do CUR e a evolução dos preços das *commodities* que têm relevância na evolução histórica e nas previsões do preço da energia elétrica.

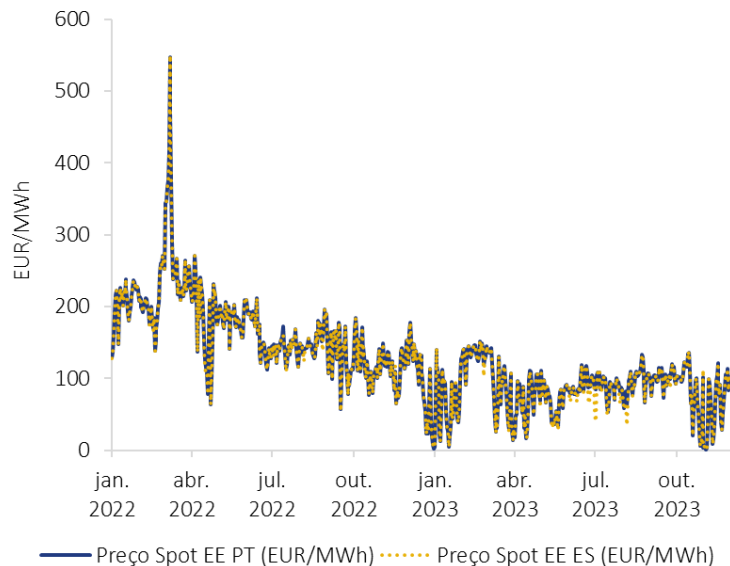
#### EVOLUÇÃO HISTÓRICA DOS PREÇOS

A evolução do preço da energia elétrica no mercado diário do OMIE tem apresentando uma elevada volatilidade a partir do segundo semestre de 2021, que decorre, em grande parte, do preço de diferentes *commodities*, como o petróleo, o gás natural, e as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, sendo estes preços

influenciados por questões conjunturais e estruturais, tendo em conta, entre outros fatores, a procura e a oferta global destas *commodities*. Adicionalmente, a evolução do preço da energia elétrica é influenciada por fatores sazonais, designadamente por fatores climatéricos, que afetam o *mix* de produção na Península Ibérica, em particular, o nível de produção baseada em fontes de energia renováveis.

Durante o ano de 2022 ocorreu um incremento substancial da volatilidade e do nível dos preços nos mercados grossistas na generalidade dos vetores energéticos. Esta situação, por circunstâncias que se prendem com a forte dependência energética da Europa face a fontes externas de aprovisionamento, foi agravada com a eclosão da crise geopolítica da invasão da Ucrânia pela Federação Russa no primeiro trimestre de 2022. Consequentemente, registou-se um aumento significativo dos preços no mercado *spot*, tendo chegado ao máximo diário próximo dos 550 EUR/MWh em março de 2022 (Figura 3-10). Em termos médios trimestrais, a evolução do preço da energia elétrica apresentou uma evolução decrescente ao longo de 2022 e primeiro semestre de 2023, tendo atingido um valor médio de 82,80 EUR/MWh no segundo trimestre de 2023. No terceiro trimestre deste ano, registou-se uma inversão da tendência, com um aumento para valores em torno dos 99 EUR/MWh.

**Figura 3-10 - Evolução do preço de energia elétrica *spot* em Portugal e Espanha**



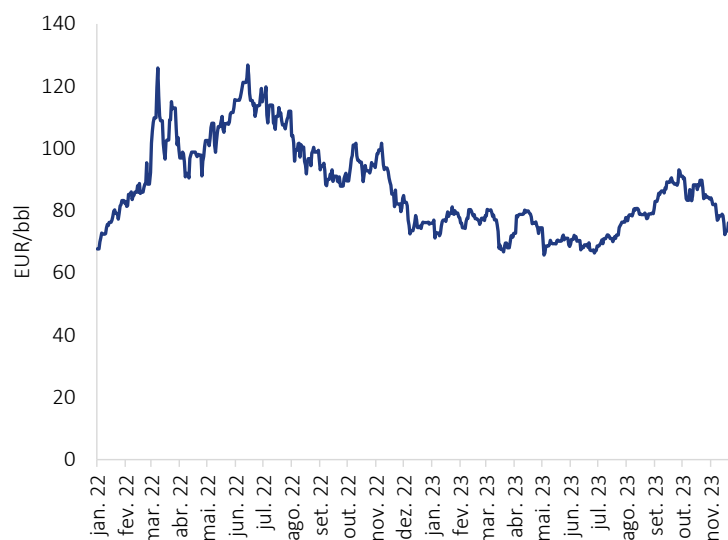
Fonte: ERSE, OMIP, Bloomberg

A referida crise geopolítica da invasão da Ucrânia pela Federação Russa no primeiro trimestre de 2022 teve, igualmente, influência na evolução do preço do petróleo (Figura 3-11), que registou um aumento da volatilidade e uma amplitude de variação elevada, com um aumento das cotações para níveis acima dos



120 EUR/bbl. Em 2022, a média da cotação do *Brent* foi de 96 EUR/bbl e em 2023, com dados até 30 de novembro, a média da cotação do *Brent* registada foi de 77 EUR/bbl.

**Figura 3-11 - Evolução preço diário Brent**

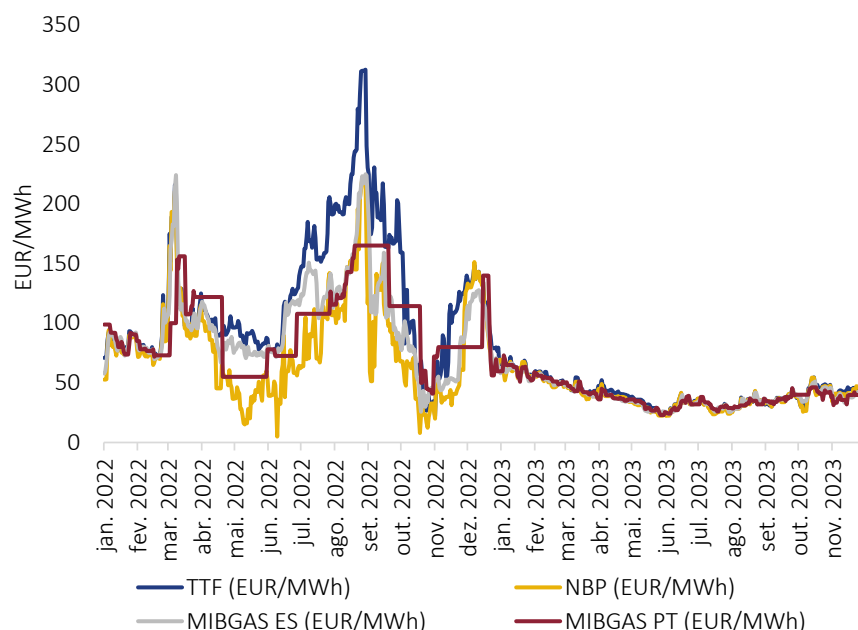


Fonte: ERSE, Bloomberg

A evolução dos preços do gás natural nos diferentes mercados foi igualmente marcada pela volatilidade no ano de 2022 (Figura 3-12). Este acréscimo de volatilidade e aumento dos preços em 2022 justifica-se, entre outros fatores, pela obrigação Europeia de constituição de reservas mínimas de armazenamento, em 80%<sup>21</sup> da capacidade disponível dos armazenamentos subterrâneos e do início do conflito da Rússia com a Ucrânia em março de 2022, e consequentes restrições de fornecimento de gás natural por gasoduto para o centro da Europa. Neste período observou-se, pela primeira vez, um desacoplamento dos preços no mercado NBP dos restantes mercados de referência europeus. A existência de GNL em excesso em Inglaterra, a redução da procura interna devido a uma primavera mais amena e a existência de restrições técnicas nos gasodutos europeus para abastecer o consumo no centro da Europa através desse GNL, provocaram uma diminuição significativa nos preços do mercado NBP Inglês, tendo a cotação a sua cotação registado um valor mínimo de 4,81 EUR/MWh, no início de junho de 2022.

<sup>21</sup> 80% até dezembro de 2022 e de 90% até 1 de novembro de 2023.

Figura 3-12 - Evolução preço diário do gás natural



Fonte: ERSE, Bloomberg

Refira-se, contudo, que a grande volatilidade no mercado de gás natural, e os valores máximos atingidos, devem-se não apenas a questões conjunturais, como também a uma alteração estrutural no mercado e no setor do gás natural. O mercado global de GNL passou a ter maior peso no abastecimento do consumo final de gás natural europeu, comparativamente com o fornecimento através de gasoduto, que anteriormente era dominante na Europa. Esta forma de abastecimento, que é mais flexível, uma vez que não se rege, de forma tão preponderante, por contratos de longo prazo, possibilita o desenvolvimento de uma maior concorrência a nível global e principalmente entre a Europa e Ásia. Os valores médios observados em 2022 foram de 121 EUR/MWh para o TTF, 99 EUR/MWh no MIBGAS (média ES e PT), enquanto o NBP registou um valor médio de 82 EUR/MWh.

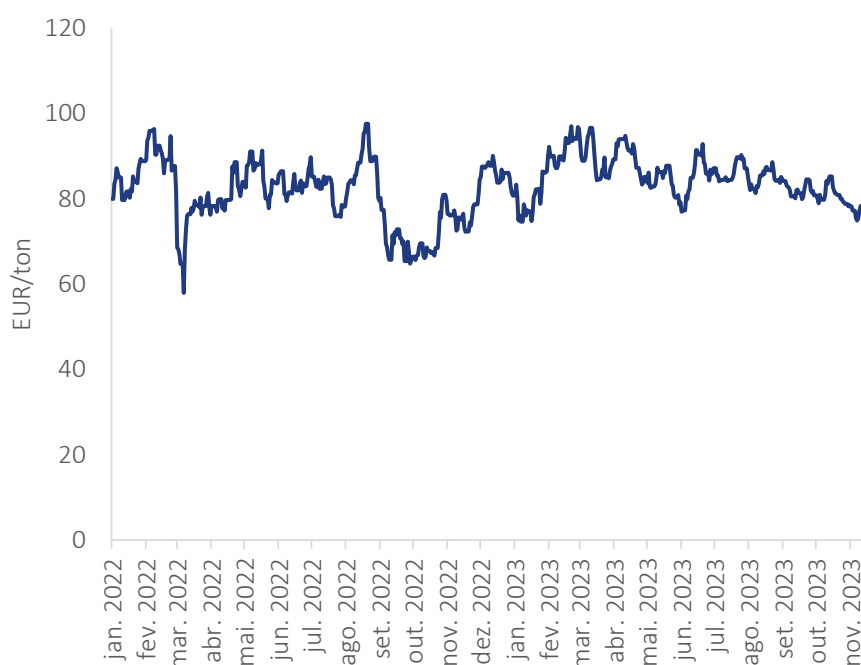
A partir do início de 2023, registou-se uma redução nos preços do gás natural nos mercados internacionais e uma relativa estabilização e convergência, dos preços a partir de junho. Desta forma, os valores médios registados até 30 de novembro de 2023 foram na ordem dos 40 EUR/MWh, quer para o TTF, quer para o MIBGAS e o NBP.

O preço de energia elétrica transacionada nos mercados grossistas é igualmente influenciado pelo preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, EUAs (*European Union Allowances*), definido a nível europeu através do

CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO<sub>2</sub><sup>22</sup>. O CELE é um mercado criado por iniciativa da Comissão Europeia para cumprir as metas definidas no Protocolo de Quioto. O preço dessas licenças reflete-se na estrutura de custos das centrais térmicas, com maior impacto nas centrais a carvão e, numa menor medida, nas centrais de ciclo combinado a gás natural.

A Figura 3-13 mostra que o preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> também registou um acréscimo de volatilidade em 2022, com um valor mínimo de 58 EUR/ton registado em março de 2022 e um valor máximo de 98 EUR/ton em agosto de 2022. Em 2023, com dados atualizados até 30 de novembro, o preço destas licenças manteve-se mais estável, com valores em torno dos 84 EUR/ton.

Figura 3-13 - Evolução preço licenças de emissão CO<sub>2</sub> (EUAs)



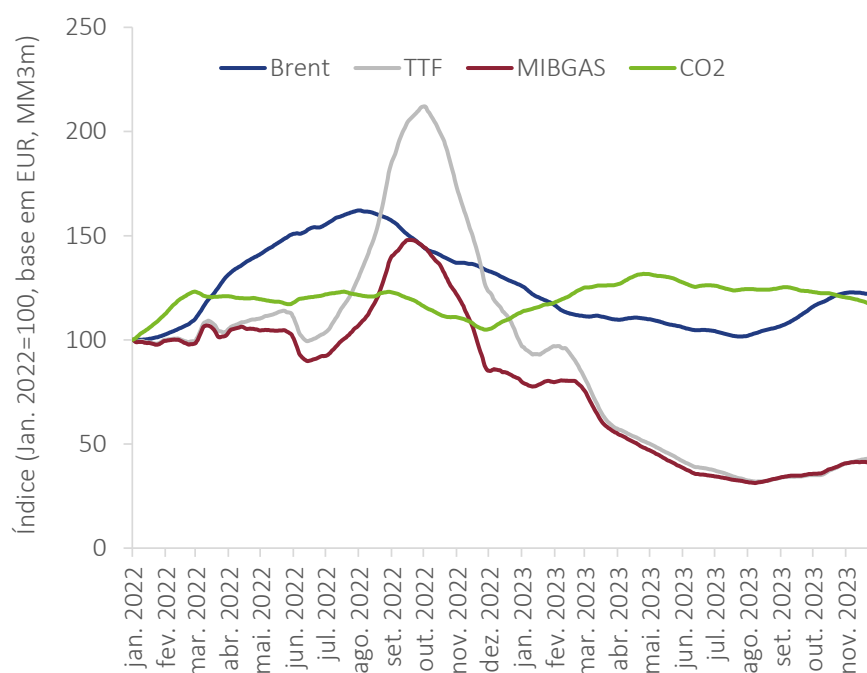
Fonte: Bloomberg, ERSE

A evolução conjunta das cotações do preço do *Brent*, do gás natural e das licenças de CO<sub>2</sub>, em termos de média móvel de três meses (Figura 3-14), é uma análise relevante para enquadrar a evolução do preço da energia elétrica. Salienta-se, nesta evolução, a volatilidade e o desacoplamento substancial dos mercados europeus de referência de gás natural entre o primeiro trimestre de 2022 e o primeiro trimestre de 2023. A partir de meados de março de 2023, verificou-se simultaneamente uma redução dos preços e uma

<sup>22</sup> Também conhecido por *EU Emission Trading System* (EU ETS).

convergência das cotações do MIBGAS e do TTF. Relativamente às outras *commodities*, observou-se uma tendência de diminuição dos preços de Brent até agosto, seguida de uma recuperação e, relativamente aos preços das licenças de CO<sub>2</sub>, registou-se uma ligeira subida até maio, e uma tendência de ligeira descida nestes últimos meses.

**Figura 3-14 - Comparação média móvel a 3 meses dos preços do petróleo (Brent), do gás natural (NBP, TTF, MIBGAS e LNG Japão) e das licenças de CO<sub>2</sub> nos mercados *spot* (base 100)**



Fonte: ERSE, Bloomberg

## PREVISÕES

Em termos de previsões para 2024, os preços dos contratos de futuros de energia elétrica cotados no OMIP, para entregas neste ano, apontam para uma descida a partir de novembro de 2023, registando-se cotações dos produtos *base load*<sup>23</sup> superiores às cotações dos produtos de *peak load*<sup>24</sup>. De facto, a partir de junho de 2023, observou-se uma inversão dos preços entre *base load* e *peak load*, com estes últimos a cotar em valores inferiores ao das cotações dos contratos *base load*, em resultado do forte incremento de produção

<sup>23</sup> Produtos FPB (*Base Load* para Portugal)

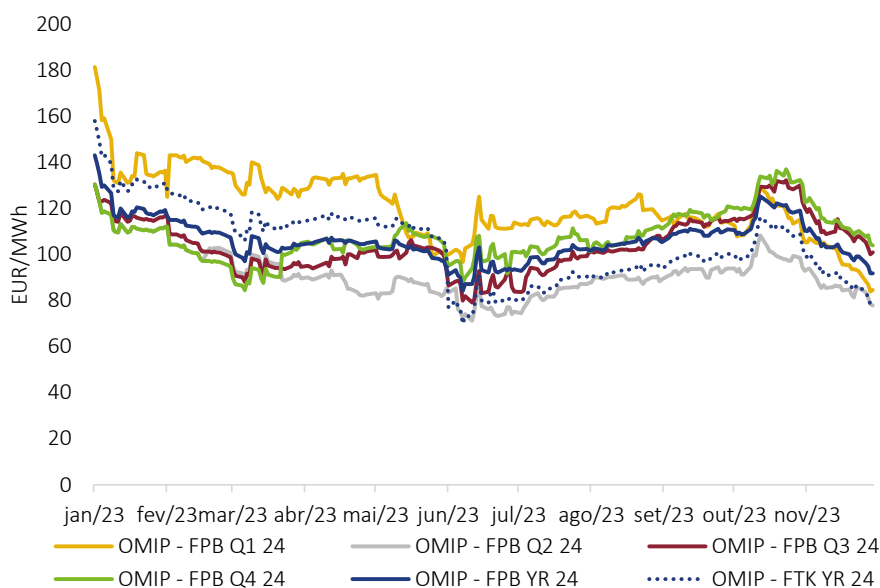
<sup>24</sup> Produtos FTK (*Peak Load* para Espanha)

renovável proveniente de novos produtores fotovoltaicos nas horas consideradas pelos produtos de *peak load*.

No entanto, as rápidas alterações de contexto, que justificaram as revisões extraordinárias das tarifas em 2022 e em 2023, aconselham a que as previsões da ERSE para o preço de energia em 2024 sejam suportadas, extraordinariamente, em informações dadas pelos mercados de futuros para horizontes mais curtos. Neste sentido, as previsões da ERSE têm por base a média dos preços nos mercados de futuros para as ofertas para os contratos com entregas no primeiro e no segundo trimestres de 2024, que corresponde a 88,3 EUR/MWh. Esta decisão é fundamentada pelo aumento da volatilidade dos preços nestes últimos anos e pela constatação de que, neste quadro de maior volatilidade, verifica-se uma maior correlação entre os valores reais ocorridos no ano e as cotações dos produtos com entrega nos dois primeiros trimestres do ano (fator de correlação de 0,68 para o período de 2010 a 2023), face aos valores reais e as cotações do produto com entrega anual (fator de correlação de 0,56). No entanto, é de realçar que, à semelhança dos anos anteriores, continuará a ser efetuada uma monitorização atenta da evolução dos preços de energia elétrica durante 2024, quer pelo mecanismo de adequação trimestral, quer pela avaliação contínua de desvios que possam pôr em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas ou o bom funcionamento do mercado. Esta avaliação justificou a fixação excecional em 2022 e em 2023 de tarifas aplicáveis no segundo semestre dos respetivos anos.

A Figura 3-15 ilustra a volatilidade dos preços de energia elétrica referida anteriormente, com incidência no período compreendido entre a apresentação da proposta tarifária em 16 de outubro e o final de novembro de 2023. Esta figura permite observar o aumento das cotações de futuros que se verificaram com o reacendimento do conflito israelo-palestiniano no início de outubro do corrente ano e a queda acentuada dessas cotações a partir do início do mês seguinte.

Figura 3-15 - Evolução da cotação dos futuros de energia elétrica para Portugal, de produtos para entrega no ano t

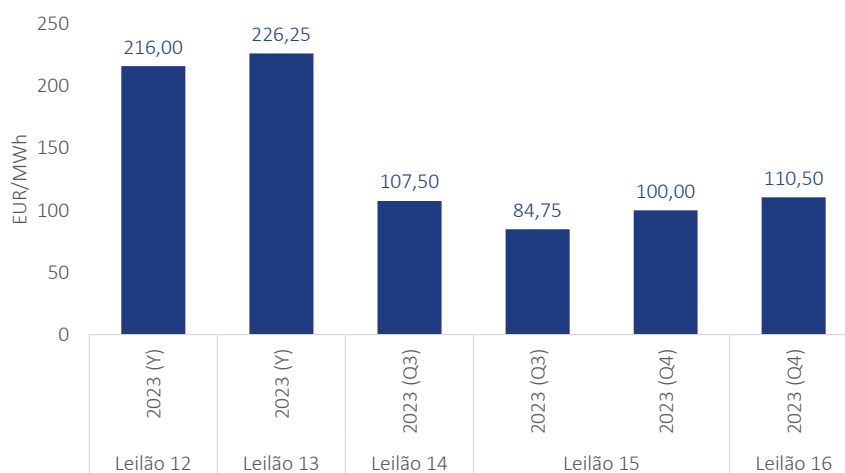


Nota: Produtos FPB: *Base Load* para Portugal; Produtos FTK: *Peak Load* para Espanha

Fonte: ERSE, OMIP

Para a determinação das previsões do custo médio de aquisição de energia elétrica do CUR são também relevantes os resultados dos leilões para aprovisionamento do CUR. Na Figura 3-16 são apresentados os resultados dos produtos adjudicados pelo CUR nos leilões com entrega no ano de 2023, dos quais resulta um preço médio anual ponderado de 192,51 €/MWh (Quadro 3-7).

Figura 3-16 - Leilões com produtos para entrega no ano t-1



Fonte: ERSE, OMIP

**Quadro 3-7 - Resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR para fornecimento dos clientes de produtos para entrega no ano t-1\***

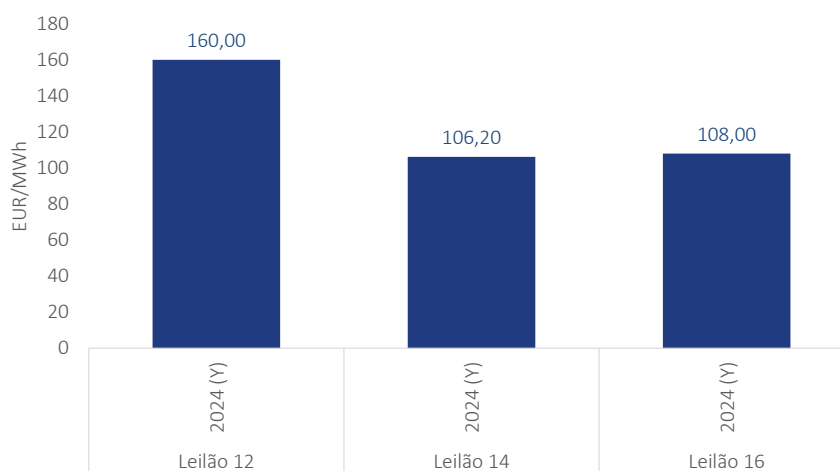
Tabela Resumo	2023 Q1-23	2023 Q2-23	2023 Q3-23	2023 Q4-23	2023E
Preço médio de fecho produtos trimestrais e produto Anual em leilão (EUR/MWh)	221,13	221,13	176,90	173,17	192,51
Total Energia equivalente colocada em leilão em produtos trimestrais + Anual para o CUR (MWh)	219 000	219 000	340 440	373 630	1 152 070
% de Energia equivalente colocada em leilão face total fornecimentos CUR	24%	24%	38%	41%	32%

Nota: \* O produto anual está incluído dos respetivos trimestres do ano. O valor anual tem em conta os produtos trimestrais e o produto anual alocado em cada trimestre.

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN

Na Figura 3-17 são apresentados os resultados dos produtos adjudicados pelo CUR nos leilões com entrega no ano de 2024 realizados até 30 de novembro, dos quais resulta um preço médio anual ponderado de 120,10 €/MWh (Quadro 3-8).

**Figura 3-17 - Leilões com produtos para entrega no ano t**



Fonte: ERSE, OMIP

**Quadro 3-8 - Resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR para fornecimento dos clientes de produtos para entrega no ano t\***

<b>Tabela Resumo</b>	<b>2024 Q1-24</b>	<b>2024 Q2-24</b>	<b>2024 Q3-24</b>	<b>2024 Q4-24</b>	<b>2024E</b>
Preço médio de fecho produtos trimestrais e produto Anual em leilão (EUR/MWh)	120,10	120,10	120,10	120,10	120,10
Total Energia equivalente colocada em leilão em produtos trimestrais + Anual para o CUR (MWh)	219 600	219 600	219 600	219 600	878 400
% de Energia equivalente colocada em leilão face total fornecimentos CUR	26%	26%	26%	26%	26%

Nota: \* O produto anual está incluído dos respetivos trimestres do ano. O valor anual tem em conta os produtos trimestrais e o produto anual alocado em cada trimestre.

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN

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

- i. os valores reais disponíveis até 30 de novembro;
- ii. as previsões de preços para as entregas de energia elétrica em 2023 e no primeiro e no segundo trimestre de 2024, 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 2023 e 2024.

Adicionalmente, foram considerados na previsão do custo médio de aquisição do CUR para 2023 e 2024: i) os custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR; ii) outros custos previstos<sup>25</sup>; e iii) um prémio de risco, nos termos do artigo 122.º do RT, igual a zero.

O Quadro 3-9 apresenta os valores resultantes deste exercício tarifário para 2023 e 2024, comparando com os valores previstos para tarifas 2023, em dezembro de 2022, assim como na revisão excecional, em junho de 2023.

<sup>25</sup> Custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados, custos com a Banda de Reserva de Regulação e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária.



**Quadro 3-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR<sup>26</sup> para fornecimento dos clientes**

	2023P em T2023 (Dez. 2022)	2023P em T2023 (Jun. 2023)	2023E em T2024	2024P em T2024
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	223,42	148,14	131,26	102,35

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN, Bloomberg

---

<sup>26</sup> O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado. A propósito dos custos com serviços de sistema a suportar pelo CUR em 2023, assumiu-se que contemplam o mecanismo de Banda de Reserva de Regulação.



## 4 SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2024

### 4.1 PROVEITOS A RECUPERAR

O Quadro 4-1 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas no Continente.

Quadro 4-1 - Proveitos em 2024 por atividade no Continente

Unidade: Milhares de euros

Atividade	Proveitos por atividade (1)	Proveitos transferidos entre actividades / Pass through tarifário / Alisamentos / Outros* (2)	Proveitos permitidos a recuperar com as tarifas (3) = (1) + (2)	Tarifa social (4)	Proveitos a recuperar com as tarifas do Continente (5) = (3) + (4)
<b>REN Trading</b>	<b>290 913</b>	<b>-290 913</b>	<b>0</b>		<b>0</b>
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC) Quadro 5-1	290 913	-290 913 (Proveito transferido GGS)	0		0
<b>ADENE</b>	<b>1 349</b>	<b>-674</b>	<b>0</b>		<b>0</b>
Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador (OLMCA) Quadro 5-25	1 349	-674 (Proveito transferido GGS) -674 (Outros - Preço regulado)	0		0
<b>REN</b>	<b>730 269</b>	<b>291 588</b>	<b>1 021 857</b>		<b>1 021 857</b>
Gestão Global do Sistema (GGS) Quadro 5-13	373 110	290 913 (CVEEAC) 674 (OLMCA) 0 (Alisamento)	664 698		664 698
Transporte de Energia Eléctrica (TEE) Quadro 5-20	357 159		357 159		357 159
<b>E-Redes</b>	<b>1 964 433</b>	<b>-1 021 857</b>	<b>942 576</b>	<b>-129 850</b>	<b>812 727</b>
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE) Quadro 5-32	1 103 087		1 103 087		1 103 087
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) Quadro 5-26	861 345	-1 021 857 (Pass through tarifário ORT TEE e GGS)	-160 511	-129 850	-290 361
<b>SU Eletricidade</b>	<b>1 263 759</b>	<b>-886 474</b>	<b>377 285</b>		<b>377 285</b>
Agregador de Último Recurso (AUR)	916 813		0		0
Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG) Quadro 5-57	916 293	-916 293 (Proveito transferido CVAT, incluindo alisamento)	0		0
Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção Renovável e Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC) Quadro 5-67	520	-520 (Proveito transferido CVAT)	0		0
Comercializador de Último Recurso (CUR)	346 946		377 285		377 285
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC) Quadro 5-43	147 410	204 508 (Proveito transferido CVAT)	351 919		351 919
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD) Quadro 5-51	174 469	-174 469 (Pass through tarifário DEE + CVAT)	0		0
Comercialização Quadro 5-52	25 067	300 (Proveito transferido CVAT)	25 367		25 367
			<b>2 341 718</b>	<b>-129 850</b>	<b>2 211 868</b>

\* Os proveitos da atividade de OLMCA são recuperados por preços regulados e, supletivamente, pela parcela I da tarifa UGS do ORT

Os mecanismos e metodologias que explicam a passagem de proveitos de cada atividade a proveitos a recuperar pelas tarifas encontram-se detalhados nos capítulos respetivos. De uma forma resumida, a coluna (1) apresenta os proveitos identificados nos quadros das respetivas atividades. Contudo, em muitos

casos, esses proveitos não são diretamente recuperados em tarifas próprias por cada atividade ou entidade, pelo que têm de ser integrados nos proveitos a recuperar de outras atividades (por exemplo, a atividade de compra e venda de energia pelo Agente Comercial, cujos proveitos são recuperados na atividade de GGS da REN, através das tarifas de URT e UGS ao nível do operador da rede de transporte). Noutros casos, a passagem dos proveitos da coluna (1) para a coluna (5) é feita através de *pass through* tarifário: por exemplo, a atividade de CVAT da E-REDES incorpora na coluna (1) os proveitos das atividades da REN (TEE e GGS), porque fazem parte do montante faturado nas tarifas aplicadas pela E-REDES, mas esses proveitos são posteriormente faturados pela REN à E-REDES nas tarifas respetivas (que surgem na coluna (5)).

O Quadro 4-2 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas nas Regiões Autónomas.

**Quadro 4-2 - Proveitos em 2024 por atividade nas Regiões Autónomas**

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos permitidos por atividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2024 (3) = (1) - (2)
<b>EDA</b>	<b>280 320</b>	<b>145 009</b>	<b>135 312</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema Quadro 5-70	226 276	118 167	108 109
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica Quadro 5-89	46 557	23 276	23 281
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica Quadro 5-94	7 487	3 565	3 922
<b>EEM</b>	<b>321 083</b>	<b>170 152</b>	<b>150 931</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema Quadro 5-104	262 251	142 983	119 269
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica Quadro 5-128	52 831	25 619	27 212
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica Quadro 5-133	6 000	1 550	4 450
<b>Total nas Regiões Autónomas</b>	<b>601 403</b>	<b>315 161</b>	<b>286 242</b>

## 4.2 SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS DE 2022 E DE 2023

O modelo de regulação definido pela ERSE contempla ajustamentos a repercutir nas tarifas com dois anos de desfasamento, calculados com base em contas auditadas.

Os ajustamentos do ano civil t-2 resultam do diferencial entre os proveitos faturados pelos vários operadores regulados e os respetivos proveitos permitidos, calculados com base em valores reais. Os ajustamentos podem dever-se a diversos fatores:

- a) faturação inferior ou superior à prevista devido a fatores externos à atividade dos operadores;
- b) nível de atividade resultando em valores de custos com investimento e de proveitos permitidos associados aos gastos de exploração diferentes dos considerados nas previsões.

O RT estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos. As taxas de juro e os *spreads* aplicados a cada ano de ajustamento, bem como a respetiva justificação, encontram-se detalhados no ponto 3.1.

Como referido na introdução, apresentam-se de seguida os ajustamentos apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2024.

#### 4.2.1 AJUSTAMENTOS DE 2022

##### ATIVIDADES NO CONTINENTE

O Quadro 4-3 permite comparar, por atividade, os proveitos permitidos previstos para 2022, definidos em 2021 com base em previsões para esse ano, com os proveitos permitidos definitivos, recalculados no ano 2023, com base em valores verificados em 2022.

Apresenta-se também os cálculos, por atividade, dos ajustamentos que se irão repercutir nas tarifas de 2024 e que resultam na diferença entre os proveitos faturados em 2022 por aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos, recalculados em 2023 com base em valores verificados em 2022.

Os ajustamentos<sup>27</sup> de 2022 a refletir em 2024 são apresentados na coluna (9) do Quadro 4-3.

---

<sup>27</sup> Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2024 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Quadro 4-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2022 a refletir em 2024, no Continente

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos faturados em 2022	Proveitos de 2022, definidos em 2023	Desvio	Desvio actualizado para 2024	Ajustamento provisório calculado em Dez2022 atualizado para 2024	Ajustamento provisório calculado em Jun2023 atualizado para 2024	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Ajustamento a repercutir em 2024
	(1)	(2)	(3) = (1)-(2)	(4) = (3) x (1+i+spread) x (1+i+spread)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9) = (4) - ((5)+(6))/2 + (7) + (8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-176 494	-585 407	408 913	433 642	389 674	403 569	0	0	37 021
<b>Proveitos permitidos à REN Trading</b>	<b>-176 494</b>	<b>-585 407</b>	<b>408 913</b>	<b>433 642</b>	<b>389 674</b>	<b>403 569</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>37 021</b>
Operação Logística de Mudança de Comercializador	1 323	1 309	14	15	0	0	0	0	15
<b>Proveitos permitidos à ADENE</b>	<b>1 323</b>	<b>1 309</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	53 402	53 334	68	72	-543	-543	-195	0	419
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	293 540	320 782	-27 241	-28 889	0	0	0	0	-28 889
<b>Proveitos permitidos à REN</b>	<b>346 942</b>	<b>374 116</b>	<b>-27 173</b>	<b>-28 817</b>	<b>-543</b>	<b>-543</b>	<b>-195</b>	<b>0</b>	<b>-28 469</b>
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-598 611	-600 681	2 070	2 195	0	0	0	0	2 195
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 066 267	1 071 674	-5 406	-5 733	0	0	0	0	-5 733
<b>Proveitos permitidos à E-Redes</b>	<b>467 656</b>	<b>470 992</b>	<b>-3 336</b>	<b>-3 538</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-3 538</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	-761 845	-1 132 276	370 431	392 833	817 391	682 624	0	8 255	-348 920
Produção em regime especial (PRE)	-1 162 229	-1 663 584	501 355	531 675	1 017 237	861 001	0	8 255	-399 189
Fornecimento a clientes (FC)	400 384	531 855	-131 472	-139 422	-199 846	-178 377	0	0	49 689
Ajustamento da aditividade tarifária		-547	547	581	0	0	0	0	581
Comercialização (C)	25 579	22 616	2 963	3 142	-83	-83	0	0	3 059
<b>Proveitos permitidos à SU Eletricidade</b>	<b>-736 266</b>	<b>-1 109 660</b>	<b>373 394</b>	<b>395 975</b>	<b>817 308</b>	<b>682 541</b>	<b>0</b>	<b>8 255</b>	<b>-345 861</b>
<b>Total no Continente</b>			<b>751 797</b>	<b>797 263</b>	<b>1 206 439</b>	<b>1 085 568</b>	<b>-195</b>	<b>8 255</b>	<b>-340 847</b>

#### ATIVIDADES NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 4-4 sintetiza, para a EDA e para a EEM, a informação por atividade regulada, permitindo comparar os valores dos proveitos permitidos definidos em dezembro de 2021 no processo de fixação das tarifas para 2022 e na respetiva revisão ocorrida em julho de 2022, com os proveitos de 2022 baseados em valores reais e com os proveitos recuperados em 2022 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2022. A diferença entre estas duas últimas rúbricas concorre para o cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos de 2022, a repercutir nas tarifas de 2024. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo desse ajustamento.

Os ajustamentos<sup>28</sup> 2022 a refletir em 2024, referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas, apresentam-se na coluna (10) do Quadro 4-4.

---

<sup>28</sup> Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

Quadro 4-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2022 a refletir em 2024, nas atividades reguladas das Regiões Autônomas

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos a proporcionar em 2022, definidos em 2021 (Tarifas 2022)	Proveitos recuperados em 2022, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2022	Valor a recuperar pelas tarifas da RAA	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO2 e da partilha de benefícios	Proveitos a proporcionar em 2024	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2024 (sem acerto provisório de custo de capital de t-1)	Acerto provisório no ano t do custo com capital relativo ao ano t-1	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Ajustamento a repercutir em 2024
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)	(9)	(10)	(11) = (8) + (9) + (10)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	150 481	100 486	55 022	0	0	186 400	1 128	-31 563	-1 122		-32 686
Distribuição de Energia Elétrica	38 866	22 457	16 954	0	0	38 992	0	444	477		921
Comercialização de Energia Elétrica	8 116	4 519	3 682	0	0	7 640	0	596	-408		188
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>197 463</b>	<b>127 463</b>	<b>75 658</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>233 032</b>	<b>1 128</b>	<b>-30 523</b>	<b>-1 053</b>	<b>0</b>	<b>-31 576</b>
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	149 813	110 951	46 572	0	0	218 445	-2 315	-67 061	-449	-75	-67 585
Distribuição de Energia Elétrica	46 114	25 707	20 795	0	0	46 753	0	-266	640		374
Comercialização de Energia Elétrica	5 293	4 783	454	0	0	5 401	0	-173	32		-141
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>201 219</b>	<b>141 441</b>	<b>67 822</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>270 598</b>	<b>-2 315</b>	<b>-67 499</b>	<b>223</b>	<b>-75</b>	<b>-67 351</b>
<b>Total nas Regiões Autônomas</b>								<b>-98 022</b>	<b>-831</b>	<b>-75</b>	<b>-98 927</b>



#### 4.2.2 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2023

##### ATIVIDADES NO CONTINENTE

O Quadro 4-5 evidencia os ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2023, a repercutir nas tarifas de 2024. Neste âmbito, estão contemplados os ajustamentos relativos à aquisição de energia em duas atividades associadas a entidades diferentes, que têm esta competência:

- Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, do Agente Comercial.
- Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, do Comercializador de Último Recurso.

Estão também contemplados os ajustamentos provisórios ao CAPEX, determinados de acordo com a estimativa de imobilizado para 2023 e aplicada a taxa de remuneração final para esse ano.

Os ajustamentos referentes a 2023 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2024, com base em valores ocorridos e será incluído nos proveitos permitidos para tarifas 2025.

Os ajustamentos provisórios<sup>29</sup> de 2023 a refletir em 2024, referentes às várias atividades reguladas encontram-se na coluna (7) do Quadro 4-5.

---

<sup>29</sup> Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

Quadro 4-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2023 a refletir em 2024, no Continente

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos estimados a faturar em 2023	Proveitos estimados a proporcionar em 2023, definidos em 2023	Desvio	Desvio atualizado para 2024	Outros a)	Acerto do CAPEX atualizado para 2024	Ajustamento provisório a repercutir em 2024
	(1)	(2)	(3) = (1)-(2)	(4) = (3) x (1+i+spread)	(5)	(6)	(7) = (4) + (5) + (6)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-628 194	-362 085	-266 109	-277 759			-277 759
<b>Proveitos permitidos à REN Trading</b>	<b>-628 194</b>	<b>-362 085</b>	<b>-266 109</b>	<b>-277 759</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-277 759</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)					-414	491	76
Transporte de Energia Elétrica (TEE)							
<b>Proveitos permitidos à REN</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-414</b>	<b>491</b>	<b>76</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	-1 956 098	-664 987	-1 271 216	-1 326 867			-1 326 867
Produção em regime especial (PRE)	-2 579 990	-1 141 110	-1 418 986	-1 481 106			-1 481 106
Fornecimento a clientes (FC)	623 893	476 123	147 770	154 239			154 239
Ajustamento da aditividade tarifária							
Comercialização (C)						-409	-409
<b>Proveitos permitidos à SU Eletricidade</b>	<b>-1 956 098</b>	<b>-664 987</b>	<b>-1 271 216</b>	<b>-1 326 867</b>	<b>0</b>	<b>-409</b>	<b>-1 327 277</b>
<b>Total no Continente</b>	<b>-2 584 292</b>	<b>-1 027 071</b>	<b>-1 537 325</b>	<b>-1 604 626</b>	<b>-414</b>	<b>81</b>	<b>-1 604 959</b>

Valor (-) a recuperar pela empresa, valor (+) a devolver pela empresa

a) Ajustamento provisório da convergência tarifária das Regiões Autónomas

## ATIVIDADES NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 4-6 apresenta os acertos provisórios do CAPEX referentes ao ano de 2023, para a EDA e para a EEM, determinados de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2023. Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios e o valor definitivo será calculado em 2024, com base em valores ocorridos, e será incluído nos proveitos permitidos para tarifas 2025.

Os ajustamentos provisórios<sup>30</sup> de 2023 a refletir em 2024, referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas estão explanados no Quadro 4-6.

**Quadro 4-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2023 a refletir em 2024, nas atividades reguladas das Regiões Autónomas**

Unidade: Milhares de euros

	Acerto do CAPEX de 2023 atualizado para 2024 a repercutir em tarifas de 2024
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	2 303
Distribuição de Energia Elétrica	771
Comercialização de Energia Elétrica	518
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>3 592</b>
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	1 550
Distribuição de Energia Elétrica	-387
Comercialização de Energia Elétrica	-153
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>1 009</b>
<b>Total nas Regiões Autónomas</b>	<b>4 602</b>

Valor (-) a recuperar pela empresa, valor (+) a devolver pela empresa

<sup>30</sup> Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.



## 5 DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS

### 5.1 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL (DIFERENCIAL DE CUSTO CAE)

A REN Trading, enquanto Agente Comercial, substituiu a REN – Rede Elétrica Nacional como gestora, por obrigações de separação de atividades, até ao respetivo termo, dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados<sup>31</sup>, celebrados com a Turbogás (Central da Tapada do Outeiro) e com a Tejo Energia (Central do Pego). No âmbito da sua atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVVE), a REN Trading adquire a energia elétrica produzida por estas centrais, incluindo os serviços de sistema disponibilizados nos termos dos respetivos CAE, e revende-a no mercado grossista.

O RT permite a repercussão na tarifa de Uso Global do Sistema do diferencial de custo CAE, que consiste na diferença entre os encargos totais com a produção de energia adquirida: custos fixos (investimento na potência instalada) e custos variáveis (produção de energia), segundo a valorização parametrizada pelos CAE, e as receitas da sua venda em mercado, bem como os mecanismos de incentivo aprovados pela ERSE, quando aplicáveis.

A ERSE<sup>32</sup> estabeleceu um novo incentivo para a gestão otimizada dos CAE<sup>33</sup> não cessados, também designado  $I_{CAE}$ , em vigor a partir do ano de 2021, de modo a adequá-lo ao *phasing-out* gradual da atividade desenvolvida pela REN Trading, por se aproximar o fim da vigência de ambos os contratos, que ocorreu no final de novembro de 2021, no caso da Tejo Energia, e ocorrerá no final do primeiro trimestre de 2024, no caso da Turbogás.

No entanto, o atual artigo 300.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, que revogou e substituiu, entre outros, o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, deixou de prever na remuneração da REN Trading *os mecanismos de incentivos a aplicar à entidade concessionária da RNT, ou*

---

<sup>31</sup> Ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

<sup>32</sup> Pela Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro.

<sup>33</sup> O Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, atribuiu à ERSE a competência para a definição do mecanismo de incentivos à otimização da gestão dos CAE não cessados. A ERSE publicou a regulamentação complementar que estabeleceu as metodologias de cálculo dos incentivos económicos à gestão otimizada dos CAE não cessados, através do Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril, posteriormente revogado pela Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro. Esta diretiva estabeleceu o incentivo ICAE e o prémio de adequação de mercado PAM, que vigoraram até 2020.

à entidade que a substitua, para a eficiente otimização da gestão e dos custos associados a estes contratos, que aquele último consagrava<sup>34</sup>.

Não obstante a descontinuação do incentivo, a legislação vigente continua a pressupor a gestão eficiente dos CAE quando dispõe que «Nos casos previstos no número anterior, a REN Trading, deve efetuar a venda da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE que se mantenham em vigor através dos mercados organizados ou à celebração de contratos bilaterais, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais, sempre que tal se justifique para a otimização da gestão da energia desses contratos.»<sup>35</sup>.

A repercussão de custos com os «Encargos totais suportados pela REN Trading e pela concessionária da RNT no âmbito da execução dos CAE» carece sempre, por definição, de aferição da boa execução dos contratos.

Deste modo, para além do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com os CAE não cessados, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial incorporam os custos de funcionamento da REN Trading efetivamente ocorridos no ajustamento definitivo de t-2 (2022) e estimados no ajustamento provisório de t-1 (2023), à semelhança do que se aplica ao ano previsional t (2024), sujeito à posterior avaliação da ERSE da racionalidade dos custos apresentados.

De acordo com o n.º 2 do artigo 108.º do RT, passaram a estar previstas nos proveitos desta atividade as transferências intertemporais do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica. Para as tarifas do ano de 2024, esta transferência não foi acionada.

#### **POSSÍVEL EXTENSÃO DO CAE DA TURBOGÁS**

A central termoelétrica da Tapada do Outeiro, nos termos do artigo 300.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, encontra-se a operar nos termos do Contrato de Aquisição de Energia (CAE), celebrado entre a REN e a Turbogás, e do Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de julho, até 29 de março de 2024, altura em que cessará a vigência do CAE. Como é do conhecimento público, está a ser organizado pelo Estado um procedimento concorrencial para a manter este centro electroprodutor em operação, atenta a sua relevância para a segurança do abastecimento. Além disso, o facto de a Tapada do Outeiro

---

<sup>34</sup> No artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho.

<sup>35</sup> Artigo 300.º, n.º 2, parte final do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro.

ser, atualmente, um dos dois centros electroprodutores com capacidade de prestar o serviço de arranque autónomo (*black start*) assume, também, relevância para a adequada operação do SEN.

Nesse sentido, até à adjudicação que resultar do concurso a lançar, é possível que a Tapada do Outeiro continue a ser operada, como se encontra previsto na cláusula 22.2 do CAE, durante um período de “pendência de devolução”. Nos termos da referida cláusula, a operação e manutenção da Central deve ser assegurada, como se o CAE se mantivesse em vigor, mediante o pagamento de “custos razoáveis” de operação. Adicionalmente, terá, ainda, de ser operacionalizado o aprovisionamento de gás e a venda de eletricidade nos mercados grossistas, que permitem a efetiva utilidade da central da Tapada do Outeiro.

Caso o recurso ao período de “pendência de devolução” se venha a verificar, o encargo caberá à REN (ou à REN Trading). Por estarmos, ainda, no âmbito do disposto no CAE, tal custo poderá consequentemente ter de vir a ser equacionado pela ERSE ao abrigo do n.º 3 do artigo 300.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

No entanto, no presente, a ERSE não tem elementos que lhe permita integrar nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial os eventuais impactos económicos de uma possível extensão do CAE da Turbogás.

#### 5.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos ao Agente Comercial na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do artigo 108.º do RT em vigor. O Quadro 5-1 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos proveitos permitidos e proveitos a recuperar de 2024, último ano de vigência do CAE da Turbogás<sup>36</sup>, incluindo os valores repercutidos nas tarifas de 2023, quer na sua definição inicial, em dezembro de 2022, quer na sua atualização, em junho de 2023. Salienta-se, ainda, que as receitas com o mecanismo ibérico de controlo dos preços de energia elétrica de 2022 e 2023 estão integradas nos ajustamentos de t-2 e de t-1.

---

<sup>36</sup> O CAE da Turbogás cessa no final do primeiro trimestre de 2024.

Quadro 5-1 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR			
		Tarifas 2023 (Dez2022)	Tarifas 2023 (Jun2023)	Tarifas 2024	Variação (%) [(2) - ((1) + (1') / 2)] / [(1) + (1')] / 2
A = 1 + 2 - 3	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	-425 896	86 967	49 675	-70,69%
1	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	544 047	540 087	143 366	
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE	1 800	1 800	0	
3	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	971 743	454 920	93 691	
B = 4 + 5 + 6*7	Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	1 000	1 000	500	-50,00%
4	Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (valor líquido)	980	980	476	
5	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	19	19	23	
6	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações	25	25	18	
7	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	4,75%	4,75%	5,27%	
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	373 330	386 643	-277 759	-173,10%
D	Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	79 743	79 743	37 021	-53,57%
E = A + B - C - D	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS	-877 969	-378 419	290 913	-53,69%
F	Valor líquido referente às transferências intertemporais dos proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	0	0	0	
G = E + F	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS	-877 969	-378 419	290 913	-53,69%

## ANÁLISE DO DIFERENCIAL DE CUSTO

O Quadro 5-2 apresenta os valores do diferencial de custo com os CAE previsto pela ERSE para 2024 (linha A do Quadro 5-1), do sobrecusto estimado para 2023, bem como do verificado em 2022. Apesar do contrato da Tejo Energia ter cessado no final de novembro de 2021, as análises efetuadas ainda consideram alguns valores relativos a esta central devido a acertos de faturação efetuados ao longo de 2022, bem como a previsão de custos com os painéis arbitrários previstos no CAE da Tejo Energia da REN Trading que, caso se confirmem, serão avaliados pela ERSE aquando da definição do ajustamento definitivo de 2023. Adicionalmente, a compensação paga nos termos conjugados da alínea a) do n.º 1 do artigo 2.º e do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, foi refletida no cálculo do sobrecusto CAE em 2022 e 2023, contribuindo para a diminuição do sobrecusto destes contratos nesses anos, conforme se pode verificar nas análises posteriores.



Quadro 5-2 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE  
previsto para 2024

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR				
		2022	2023	2024	[(3)-	[(3)-
		Verificado	Tarifas 2024	Tarifas	(1)]/(1)	(2)]/(2)
		(1)	(2)	(3)	%	%
<b>Encargo de Potência</b>						
(1a)	Tejo Energia	433	0	0	-100,0%	-
(1b)	Turbogás	143 666	149 567	37 243	-74,1%	-75,1%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>144 099</b>	<b>149 567</b>	<b>37 243</b>	<b>-74,2%</b>	<b>-75,1%</b>
<b>Encargo de Energia</b>						
(2a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(2b)	Turbogás	293 920	238 861	73 121	-75,1%	-69,4%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>293 920</b>	<b>238 861</b>	<b>73 121</b>	<b>-75,1%</b>	<b>-69,4%</b>
<b>Licenças de CO<sub>2</sub></b>						
(3a)	Tejo Energia	-171	0	0	-100,0%	-
(3b)	Turbogás	112 226	109 546	28 282	-74,8%	-74,2%
(3c)	Custos decorrentes trocas de licenças EUA por CER	127	0	0	-1	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)	<b>Total</b>	<b>112 182</b>	<b>109 546</b>	<b>28 282</b>	<b>-74,79%</b>	<b>-74,18%</b>
<b>Receitas com mecanismo ibérico de controlo de preços</b>						
(4a)	Tejo Energia				-	-
(4b)	Turbogás	266 283	8 829	0	-100%	-100%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>266 283</b>	<b>8 829</b>	<b>0</b>	<b>-100%</b>	<b>-100%</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>						
(5a)	Tejo Energia	-105	0	0	-100,0%	-
(5b)	Turbogás	729 355	383 749	93 391	-87,2%	-75,7%
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>729 250</b>	<b>383 749</b>	<b>93 391</b>	<b>-87,2%</b>	<b>-75,7%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>						
(6a)	Tejo Energia	-9	0	0	-100%	-
(6b)	Turbogás	2 023	14 518	300	-85%	-98%
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>2 014</b>	<b>14 518</b>	<b>300</b>	<b>-85%</b>	<b>-98%</b>
<b>Saldo VPP</b>						
(7a)	Tejo Energia				-	-
(7b)	Turbogás				-	-
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE</b>						
(8a)	Tejo Energia	135	0	0	-100,0%	-
(8b)	Turbogás	929	0	0	-100,0%	-
(8)=(8a)+(8b)	<b>Total</b>	<b>1 064</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-100,0%</b>	<b>-</b>
<b>Outros Custos</b>						
(9a)	Tejo Energia	50	1 500	1 500	2930,3%	0,0%
(9b)	Turbogás	0	4 442	3 220	-	-27,5%
(9)=(9a)+(9b)	<b>Total</b>	<b>50</b>	<b>5 942</b>	<b>4 720</b>	<b>9435,4%</b>	<b>-20,6%</b>
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>						
(10a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)/(7a)+(8a)+(9a)	Tejo Energia	561	1 500	1 500	167,5%	0,0%
(10b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)/(7b)+(8b)+(9b)	Turbogás	-446 919	95 320	48 175	-89,2%	-49,5%
(10c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	127	0	0	-100%	-
(11)=(10a)+(10b)+(10c)	<b>Total</b>	<b>-446 232</b>	<b>96 820</b>	<b>49 675</b>	<b>-88,9%</b>	<b>-48,7%</b>

Observa-se que os encargos de potência da Turbogás estimados para 2023 estão acima dos valores verificados em 2022, sendo esta diferença atribuível à evolução prevista das variáveis monetárias que influenciam estes encargos. Em 2024, e uma vez que a central apenas estará em funcionamento durante o primeiro trimestre, verifica-se que estes encargos estão bastante abaixo do estimado para 2023.

No que diz respeito aos encargos de energia desta central, o decréscimo em 2023, relativamente ao verificado para 2022, está relacionado com a diminuição dos custos variáveis unitários, por via da descida estimada para o preço do petróleo e, conseqüentemente, do preço do gás natural consumido por esta

central nas condições definidas no AGC<sup>37</sup>, bem como da ligeira diminuição prevista das quantidades consumidas de gás natural. É também de assinalar o aumento dos encargos com as licenças de CO<sub>2</sub> devido à previsão de subida do preço unitário das mesmas. Em termos de custos unitários, verifica-se que estes sobem em 2024, tal como se pode observar no Quadro 5-3.

Do lado das receitas unitárias de venda de energia elétrica, a ERSE prevê uma ligeira diminuição para 2024 devido, principalmente, à diminuição dos preços de mercado perspetivada.

**Quadro 5-3 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2024**

		2023	2024	Variação (%)
Preço base <sup>(1)</sup>	EUR/MWh	88,5	88,3	-0,27%
Preço licenças CO <sub>2</sub> <sup>(1)</sup>	EUR/ton	84,0	80,3	-4,48%
Turbogás	Quantidades (GWh)	3 520	940	-73,30%
	Custo variável (inclui CO <sub>2</sub> , EUR/MWh)	99,0	107,9	8,99%

<sup>(1)</sup> Preço médio de mercado previsto tendo em conta mercado de futuros

#### CUSTOS DE FUNCIONAMENTO DA REN TRADING

Durante o ano de 2024, uma parte significativa da atividade da REN Trading – compra e venda de energia elétrica às centrais com CAE – termina com o cessar do contrato da Turbogás. Após as análises efetuadas, a ERSE decidiu aceitar, em sede de previsões, apenas parte dos custos de funcionamento previstos pela empresa para esse ano (linha 4 do Quadro 5-1), que serão reavaliados em fase de ajustamento tarifário.

#### CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL DA TURBOGÁS

Nos termos da lei, o comercializador do SNG garante que o gás adquirido ao abrigo dos contratos de longo prazo em regime de *take or pay* de que é titular é alocado à Central da Tapada do Outeiro, que tem contrato de fornecimento outorgado em data anterior a 27 de julho de 2006.

<sup>37</sup> O Acordo de Gestão de Consumo (AGC) é um contrato com cláusulas do tipo *take-or-pay*, celebrado entre a REN Trading e a GALP, ao abrigo do qual a REN Trading tem obrigação de consumir de quantidades mínimas de gás natural na central da Turbogás, em horizontes temporais distintos, em particular no horizonte anual para o qual se encontra definida a QAC.

Aquele fornecedor, em janeiro de 2023, sugeriu dois cenários de alteração ao contrato (AGC): (i) a alteração do preço do gás para o mercado spot ou (ii) de parte ou da totalidade do gás natural para diesel. Mais recentemente, por não terem sido aceites aquelas alterações, aquele fornecedor, invocando níveis elevados de dificuldade de aprovisionamento, procurou obter uma revisão do preço com carácter retroativo. Porém, a notificação para revisão de preço, a que a ERSE teve acesso, não densifica factualmente, nem contratualmente, os pressupostos que o regulam, para mais num quadro de tentativa de aplicação retroativa.

Da informação conhecida pela ERSE, considerando todas as aquisições da GALP através de contratos *take or pay*, é possível verificar, ao longo dos anos, incluindo nos mais recentes, a existência de excedentes contratuais relevantes e sistemáticos face às quantidades fornecidas à central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e ao mercado regulado. Os excedentes são, de resto, mais do que suficientes, também, para garantir o fornecimento dos demais clientes, em mercado livre, da sua carteira em Portugal.

Adicionalmente, os reportes recebidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, não permitem confirmar os níveis de dificuldades de aprovisionamento invocados, muito menos uma flagrante e excecional falha que seja suscetível de colocar em causa aqueles fornecimentos. A ERSE continuará a acompanhar as condições de fornecimento da Central da Tapada do Outeiro e seu impacto no SEN.

## 5.1.2 AJUSTAMENTOS

### 5.1.2.1 AJUSTAMENTO EM 2022 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

De acordo com o n.º 7 do artigo 112.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2022, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema, são ajustados pela diferença entre os valores transferidos da atividade de Gestão Global do Sistema e o montante aceite.

O Quadro 5-4 reflete os valores acima mencionados. O ajustamento dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial em 2022 a repercutir nas tarifas de 2024 é positivo, o que significa um valor a devolver pela empresa.

Quadro 5-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE  
do Agente Comercial em 2022

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR		
		2022	Tarifas 2022 (Dez2021) (1)	Tarifas 2022 (Jun2022) (1')
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	561 359	424 676	458 178
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE	1 064	1 830	1 830
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	1 008 655	365 254	596 426
4	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	917	1 181	1 181
5	Ajustamento t-1	148 437	148 437	148 437
6	Ajustamento t-2	-8 344	-8 344	-8 344
<b>A = 1 + 2 - 3 + 4 - 5 - 6</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC</b>	<b>-585 407</b>	<b>-77 659</b>	<b>-275 329</b>
<b>B = (A Dez2021 + A Jun2022)/2</b>	<b>Sobrecusto recuperado pela GGS</b>	<b>-176 494</b>		
<b>C = (B - A) * (1 + it-2) * (1+it-1)</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t</b>	<b>433 642</b>		
D	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 (Dez2022)	373 330		
D'	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 (Jun2023)	386 643		
<b>E = [(D+D')/2] * (1+ it-1)</b>	<b>Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 atualizados para t</b>	<b>396 621</b>		
it-2	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-2 acrescida de <i>spread</i>	1,600%		
it-1	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-1 acrescida de <i>spread</i>	4,378%		
<b>G</b>	<b>Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2</b>	<b>0</b>		
<b>F = C - E + G *(1 + i<sub>t-2</sub>) * (1 + i<sub>t-1</sub>)</b>	<b>Ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do AC atualizado para t</b>	<b>37 021</b>		

A análise efetuada nos pontos seguintes incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2022, ano t-2.

#### ANÁLISE DO DIFERENCIAL DE CUSTO

O Quadro 5-5 compara o valor do diferencial de custo do Agente Comercial previsto nas tarifas de 2022, quer em dezembro de 2021 quer em junho de 2022, com o valor real ocorrido nesse ano.

Quadro 5-5 - Desvios em 2022 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2022 Tarifas (Dez2021) (1)	2022 Tarifas (Jun2022) (1')	2022 Verificado (2)	[(2)- (1)]/(1) %	[(2)- (1')]/(1') %
<b>Encargo de Potência</b>					
(1a)	0	0	433	-	-
(1b)	140 166	140 166	143 666	2%	2%
(1)=(1a)+(1b)	<b>140 166</b>	<b>140 166</b>	<b>144 099</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>
<b>Encargo de Energia</b>					
(2a)	0	0	0	-	-
(2b)	202 847	226 137	293 920	45%	30%
(2)=(2a)+(2b)	<b>202 847</b>	<b>226 137</b>	<b>293 920</b>	<b>45%</b>	<b>30%</b>
<b>Licenças de CO<sub>2</sub></b>					
(3a)	0	0	-171	-	-
(3b)	81 663	91 875	112 226	37%	22%
(3c)	0	0	127	-	-
(3d)			0	-	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)+(3d)	<b>81 663</b>	<b>91 875</b>	<b>112 182</b>	<b>37%</b>	<b>22%</b>
<b>Receitas com mecanismo ibérico de controlo de preços</b>					
(4a)				-	-
(4b)			266 283	-	-
(4)=(4a)+(4b)	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>266 283</b>	-	-
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>					
(5a)	0	0	-105	-	-
(5b)	364 054	595 226	729 355	100%	23%
(5)=(5a)+(5b)	<b>364 054</b>	<b>595 226</b>	<b>729 250</b>	<b>100%</b>	<b>23%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>					
(6a)	0	0	-9	-	-
(6b)	1 200	1 200	2 023	69%	69%
(6)=(6a)+(6b)	<b>1 200</b>	<b>1 200</b>	<b>2 014</b>	<b>68%</b>	<b>68%</b>
<b>Saldo VPP</b>					
(7a)				-	-
(7b)				-	-
(7)=(7a)+(7b)	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	-	-
<b>Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE</b>					
(8a)	0	0	135	-	-
(8b)	1 830	1 830	929	-49%	-49%
(8)=(8a)+(8b)	<b>1 830</b>	<b>1 830</b>	<b>1 064</b>	<b>-42%</b>	<b>-42%</b>
<b>Outros Custos</b>					
(9a)	0	0	50	-	-
(9b)	0	0	0	-	-
(9)=(9a)+(9b)	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>50</b>	-	-
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>					
(10a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)+(9a)	0	0	561	-	-
(10b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)+(9b)	61 252	-136 418	-446 919	-830%	-428%
(10c)=(3c)	0	0	127	-	-
(10d)=(3d)			0	-	-
(9)=(9a)+(9b)+(9c)+(9d)	<b>61 252</b>	<b>-136 418</b>	<b>-446 232</b>	<b>-829%</b>	<b>-427%</b>

ANÁLISE DO ENCARGO DE ENERGIA E DAS RECEITAS DE MERCADO

O encargo de energia e as receitas de mercado dependem das quantidades produzidas. O primeiro depende também dos custos variáveis unitários, que por sua vez dependem dos custos com combustíveis, e o segundo da receita unitária, que é influenciado pelos preços nos mercados de eletricidade e de serviços de sistema. As análises seguintes não incluem o efeito do mecanismo ibérico de controlo de preços.

O Quadro 5-6 mostra que a quantidade de energia elétrica produzida pela central da Turbogás em 2022 foi superior ao previsto para as Tarifas de 2022 em dezembro de 2021, mas inferior ao previsto para a fixação excepcional das Tarifas de 2022 em junho de 2022.

Quadro 5-6 - Desvios em 2022 da produção da centrais com CAE

Unidade: GWh

	Tarifas 2022 (Dez2021) (1)	Tarifas 2022 (Jun2022) (1')	Verificado 2022 (2)	% [(2)- (1)]/(1)	% [(2)- (1')]/(1')
<b>Turbogás</b>	3 591	4 040	3 850	7,2%	-4,7%

Como se pode verificar no Quadro 5-7, os custos variáveis unitários de produção da Turbogás foram superiores ao previsto para as tarifas de 2022 em dezembro de 2021 e para a fixação excepcional das tarifas de 2022 em junho de 2022. Este aumento foi resultado da subida dos preços dos combustíveis associados a esta central.

Quadro 5-7 - Desvios em 2022 do custo variável unitário de produção (sem CO<sub>2</sub>) das centrais com CAE

Unidade: EUR/MWh

	Tarifas 2022 (Dez2021) (1)	Tarifas 2022 (Jun2022) (1')	Verificado 2022 (2)	% [(2)- (1)]/(1)	% [(2)- (1')]/(1')
<b>Turbogás</b>	56,5	56,0	76,3	35,2%	36,4%

Os encargos unitários com a aquisição de licenças para emissão de CO<sub>2</sub> da Turbogás foram superiores ao previsto em tarifas de 2022, como se pode atentar no Quadro 5-8.

Quadro 5-8 - Desvios em 2022 dos encargos unitários com licenças de CO<sub>2</sub> das centrais com CAE

Unidade: EUR/MWh

	Tarifas 2022 (Dez2021) (1)	Tarifas 2022 (Jun2022) (1')	Verificado 2022 (2)	% [(2)- (1)]/(1)	% [(2)- (1')]/(1')
<b>Turbogás</b>	22,7	22,7	29,2	28,2%	28,2%

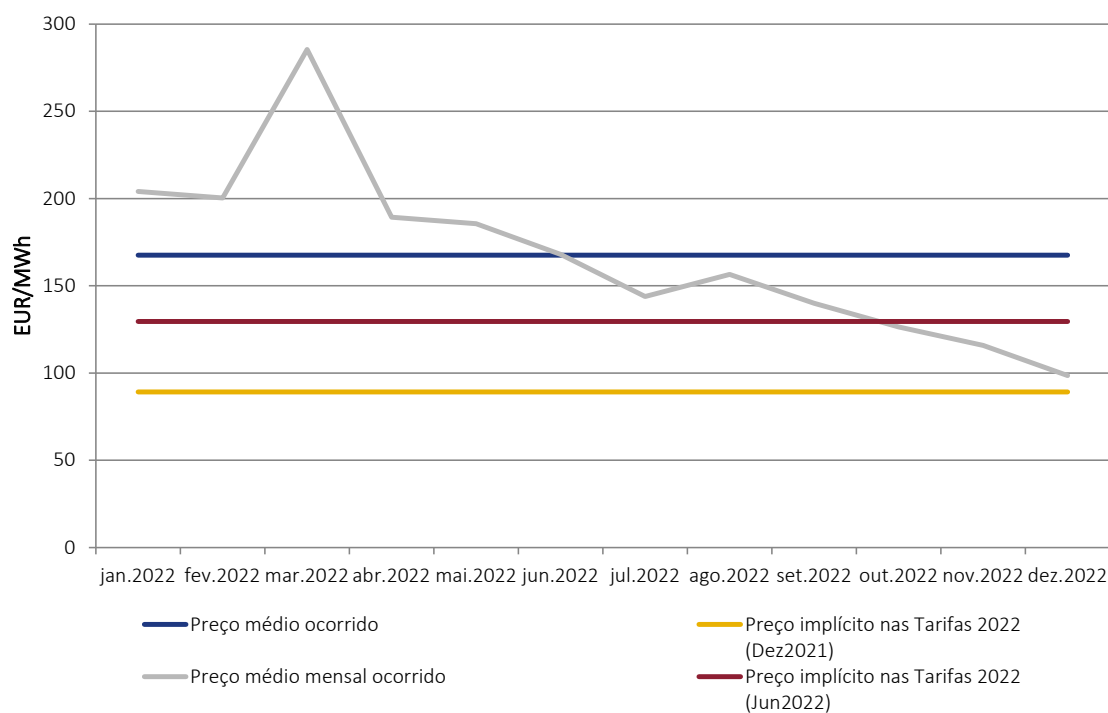
O Quadro 5-9 mostra o desvio ocorrido ao nível da receita unitária na central da Turbogás.

Quadro 5-9 - Desvios em 2022 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE

	Unidade: EUR/MWh				
	Tarifas 2022 (Dez2021) (1)	Tarifas 2022 (Jun2022) (1')	Verificado 2022 (2)	% [(2)- (1)]/(1)	% [(2)- (1')]/(1')
<b>Turbogás</b>	101,7	147,6	190,0	86,8%	28,7%

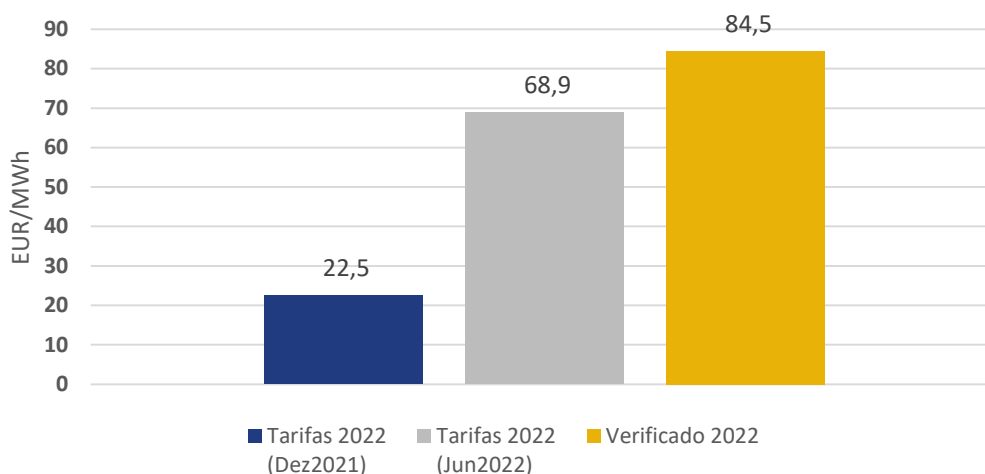
Devido ao preço de mercado ter sido, em termos anuais, superior ao previsto em dezembro de 2021 e em junho de 2022, como se pode observar na Figura 5-1, a receita unitária da Turbogás aumentou bastante relativamente ao previsto no processo tarifário de 2022.

Figura 5-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no polo português



A subida da receita unitária foi bastante superior ao aumento dos custos unitários desta central, pelo que o *mark-up* ocorrido no ano de 2022 aumentou comparativamente com os implícitos nas tarifas de 2022, definidas em dezembro de 2021 e em junho de 2022, como mostra a Figura 5-2.

Figura 5-2 - Desvio do *mark-up* da central da Turbogás previsto para 2022 face ao ocorrido



#### ANÁLISE DO ENCARGO DE POTÊNCIA

O encargo de potência é uma das principais componentes do custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE. Esta rubrica de custos está relacionada com o valor do investimento efetuado nas centrais, não variando com a produção de energia elétrica, mas sim com a disponibilidade verificada das centrais e com a evolução das variáveis monetárias e macroeconómicas necessárias à sua determinação, de acordo com o previsto nos próprios CAE.

O valor do encargo de potência verificado em 2022 na central da Turbogás foi ligeiramente superior ao previsto. No caso da central da Tejo Energia, os valores observados para este encargo correspondem a acertos efetuados a valores anteriormente faturados. No cômputo agregado, o valor verificado para esta componente de custo foi ligeiramente superior em relação ao previsto nos processos tarifários de 2022.

#### INCENTIVO PARA A GESTÃO OTIMIZADA DOS CAE NÃO CESSADOS

Tal como referido anteriormente neste capítulo, não foi considerado valor de incentivo para 2022 devido ao facto do n.º 2 do artigo 300.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, não prever, na remuneração da atividade de agente comercial, uma parcela associada à otimização da gestão dos CAE. No seu lugar, foram aceites os custos de funcionamento da empresa, de acordo com o Quadro 5-4.

O horizonte muito limitado até ao fim do CAE da Turbogás (março de 2024) e o facto de um incentivo desta natureza já não estar previsto na legislação em vigor são argumentos que justificam a não implementação



de um incentivo nos mesmos moldes do incentivo que vigorou até ao final de 2021. Não obstante, a ERSE continuará a monitorizar a gestão do CAE da Turbogás, de modo a aferir a adequabilidade da recuperação na tarifa de UGS dos encargos totais suportados pela REN Trading na execução do CAE por duas ordens de razão principais. Por um lado, a legislação vigente continua a pressupor que a REN Trading deve gerir de forma eficiente o CAE da Turbogás. Por outro lado, uma gestão inadequada do CAE teria impactes diretos e materialmente relevantes nas tarifas de acessos às redes.

#### **CUSTOS COM PAINÉIS FINANCEIROS DE 2019**

Nas Tarifas de 2021 foi decidido o não acolhimento de custos com litigância relativos a 2019 porquanto, salvo melhor fundamentação da REN Trading, os mesmos não constituíam uma recorrência e, numa lógica de equilíbrio económico-financeiro, eram inerentes à atividade e diminutos no contexto dos réditos que a empresa vinha auferindo desde 2008 através das tarifas de eletricidade. Esta decisão, face ao decorrido, consolidou-se. Relativamente a anos posteriores, tendo-se tornado tais custos uma recorrência, em processos não evitáveis pela REN Trading, por razões de equilíbrio, ausência de estrutura interna e de fim do incentivo, a ERSE tem vindo a reconhecer os custos externos da REN Trading com litigância. Estes, em todo o caso, têm de ser justificados e proporcionais aos litígios, devendo a REN Trading manter a ERSE informada.

#### **5.1.2.2 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO EM 2023 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE**

O cálculo do desvio provisório de 2023 é calculado de acordo com o ponto 6 do artigo 112.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, e é apresentado no Quadro 5-10. Como se pode verificar, o ajustamento provisório de 2023 é negativo, o que significa um valor a devolver à empresa.

Quadro 5-10 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2023

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2023</b>
1	Sobrecusto recuperado pela GGS (Dez2021)	-877 969
1'	Sobrecusto recuperado pela GGS (Jun2022)	-378 419
$1'' = (1 + 1') / 2$	Sobrecusto recuperado pela GGS em t-1	-628 194
2	Sobrecusto com a aquisição de energia previsual	96 820
3'	Ajustamento t-1 (Dez2022)	373 330
3''	Ajustamento t-1 (Jun2023)	386 643
$3 = (3' + 3'') / 2$	Ajustamento t-1	379 986
4	Ajustamento t-2	79 743
5	Custos de funcionamento	825
<b>A = 1'' - (2-3-4+5)</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC</b>	<b>-266 109</b>
$i_{t-1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-1 acrescida de <i>spread</i>	4,378%
<b>B = A * (1+i<sub>t-1</sub>)</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t</b>	<b>-277 759</b>

Nos pontos seguintes serão analisados os ajustamentos entre os valores previstos e estimados para 2023 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE.

#### ANÁLISE DO DIFERENCIAL DE CUSTO

O Quadro 5-11 apresenta os valores do diferencial de custo estimado para 2023 pela ERSE, comparando-os com os valores previstos pela ERSE nas tarifas de 2023, em dezembro de 2022 e, posteriormente, na revisão excecional dessas tarifas em junho de 2023.

Quadro 5-11 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2023

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR				
		2023 Tarifas (Dez2022)	2023 Tarifas (Jun2023) (1')	2023 Tarifas 2024 (2)	[(2)- (1)]/(1) %	[(2)- (1')]/(1') %
<b>Encargo de Potência</b>						
(1a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(1b)	Turbogás	148 233	148 233	149 567	0,9%	0,9%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>148 233</b>	<b>148 233</b>	<b>149 567</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,9%</b>
<b>Encargo de Energia</b>						
(2a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(2b)	Turbogás	291 748	274 322	238 861	-18,1%	-12,9%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>291 748</b>	<b>274 322</b>	<b>238 861</b>	<b>-18,1%</b>	<b>-12,9%</b>
<b>Licenças de CO<sub>2</sub></b>						
(3a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(3b)	Turbogás	104 066	117 533	109 546	5,3%	-6,8%
(3)=(3a)+(3b)	<b>Total</b>	<b>104 066</b>	<b>117 533</b>	<b>109 546</b>	<b>5,3%</b>	<b>-6,8%</b>
<b>Receitas com mecanismo ibérico de controlo de preços</b>						
(4a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(4b)	Turbogás	109 189	5 138	8 829	-92%	72%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>109 189</b>	<b>5 138</b>	<b>8 829</b>	<b>-92%</b>	<b>72%</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>						
(5a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(5b)	Turbogás	861 355	448 582	383 749	-55,4%	-14,5%
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>861 355</b>	<b>448 582</b>	<b>383 749</b>	<b>-55,4%</b>	<b>-14,5%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>						
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(6b)	Turbogás	1 200	1 200	14 518	1109,9%	1109,9%
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>1 200</b>	<b>1 200</b>	<b>14 518</b>	<b>1110%</b>	<b>1110%</b>
<b>Saldo VPP</b>						
(7a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(7b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE</b>						
(8a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(8b)	Turbogás	1 800	1 800	0	-100,0%	-100,0%
(8)=(8a)+(8b)	<b>Total</b>	<b>1 800</b>	<b>1 800</b>	<b>0</b>	<b>-100,0%</b>	<b>-100,0%</b>
<b>Outros Custos</b>						
(9a)	Tejo Energia	0	0	1 500	-	-
(9b)	Turbogás	0	0	4 442	-	-
(9)=(9a)+(9b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5 942</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>						
(10a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)-(7a)+(8a)+(9a)	Tejo Energia	0	0	1 500	-	-
(10b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)-(7b)+(8b)+(9b)	Turbogás	-425 896	86 967	95 320	-77,6%	9,6%
(11)=(10a)+(10b)	<b>Total</b>	<b>-425 896</b>	<b>86 967</b>	<b>96 820</b>	<b>-77,3%</b>	<b>11,3%</b>

Em 2023, estima-se que o diferencial de custos com os CAE seja significativamente superior ao previsto para as tarifas de 2023 em dezembro de 2022 e ligeiramente superior ao previsto para a fixação excecional de tarifas em junho de 2023.

Comparando com a previsão de dezembro, os maiores contributos para o desvio são a diminuição das receitas (de mercado e com o mecanismo ibérico) e o acréscimo dos custos com as licenças de CO<sub>2</sub>, pese embora a do encargo de energia e o aumento das receitas com serviços de sistema. Relativamente às previsões de junho de 2023, as principais diferenças prendem-se com as receitas e os outros custos, apesar do decréscimo dos encargos variáveis (de energia e com as licenças de CO<sub>2</sub>).

De salientar que os valores para a rubrica “Outros Custos” reportados para a Tejo Energia estão relacionados com estimativas para os custos com os painéis financeiros e arbitragens previstos no CAE desta central, à semelhança do previsto para 2024.

O Quadro 5-12 apresenta as diferenças entre os valores para 2023 implícitos nas tarifas de 2024 e os correspondentes valores usados nas tarifas de 2023, em dezembro de 2022 e junho de 2023, para os principais pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2023. Tal como as análises feitas para 2022, o efeito das receitas com o mecanismo ibérico de controlo de preços não está incluído nas receitas unitárias apresentadas.

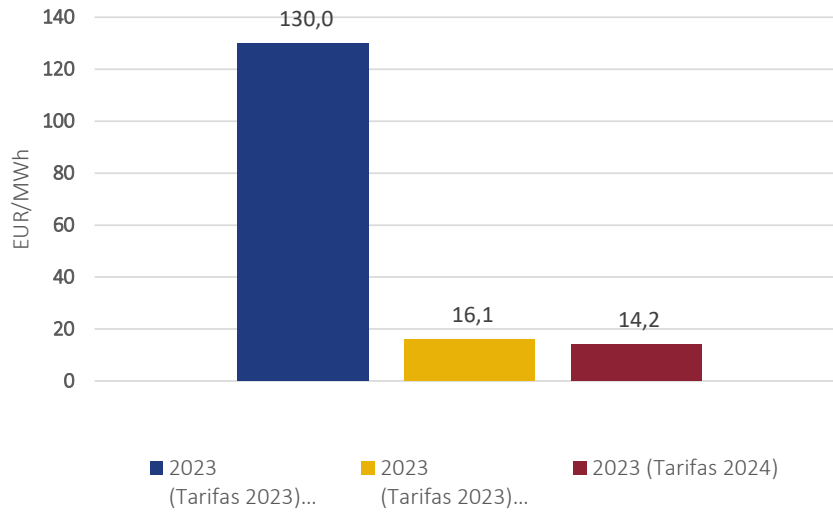
Destaca-se o decréscimo da estimativa das receitas unitárias justificado pela diminuição do preço de energia elétrica no mercado *spot* neste exercício tarifário face a ambas as previsões para as tarifas de 2023. Verifica-se também uma quebra do custo unitário sem as licenças de CO<sub>2</sub> (apresentados em euro por unidade de produção elétrica), motivado pela descida dos preços com o combustível da central da Turbogás.

**Quadro 5-12 - Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2023**

		2023 (Tarifas 2023 Dez2022) (1)	2023 (Tarifas 2023 Jun2023) (1')	2023 (Tarifas 2024) (2)
Turbogás	Preço médio do mercado em Portugal	213,3	111,1	88,5
	Receita unitária (com serviços sistema)	240,2	125,3	113,1
	Custo variável sem CO <sub>2</sub>	81,2	76,4	67,9
	Custo com licenças CO <sub>2</sub>	29,0	32,7	31,1
	Produção	GWh	3 591	3 591

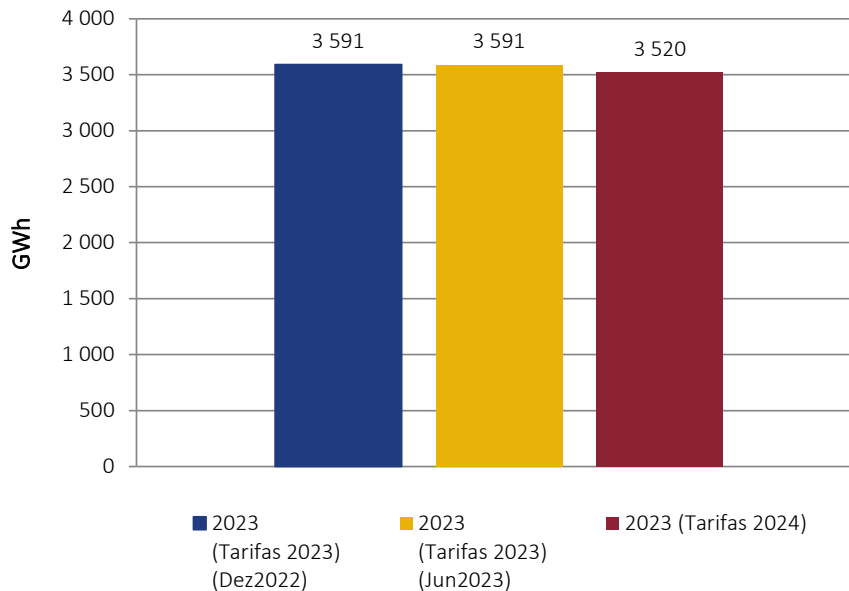
Embora se observe uma diminuição dos custos variáveis de exploração incluindo as licenças de CO<sub>2</sub>, o *mark-up* da Turbogás desce significativamente em 2023 face ao que havia sido previsto para as tarifas de 2023 em dezembro de 2022 e baixa ligeiramente face às previsões feitas para fixação excecional das tarifas de 2023 em junho de 2023, conforme se ilustra na Figura 5-3.

Figura 5-3 - Desvios em 2023 do *mark-up* da central da Turbogás



A produção estimada da Turbogás para 2023 no exercício tarifário de 2024 deverá ficar ligeiramente abaixo do previsto em dezembro de 2022 e junho de 2023 para tarifas de 2023, conforme se pode verificar na Figura 5-4.

Figura 5-4 – Desvios estimados para 2023 das quantidades produzidas pela central da Turbogás



## 5.2 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

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

Neste ponto apresentam-se os proveitos permitidos para 2024, bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da entidade concessionária da RNT para este ano.

### 5.2.1 ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Os proveitos permitidos da atividade de GGS resultam dos custos relacionados com a gestão do sistema e dos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral, também conhecidos com o acrónimo CIEG.

Relativamente à metodologia de regulação aplicada, desde 2018 a atividade de GGS, na vertente de custos relacionados com a gestão do sistema, foi regulada por incentivos, do tipo *revenue cap*, com incidência no OPEX<sup>38</sup>, aplicando-se uma regulação por custos aceites no CAPEX<sup>39</sup>. Para o período de regulação que se iniciou em 2022 foram mantidas as metodologias de regulação<sup>40</sup>. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos ao nível do OPEX, através da revisão da base de custos<sup>41</sup>.

Como referido no ponto 1, a revisão do RT ocorrida em 2023<sup>42</sup>, decorrente da publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, introduziu uma série de alterações na forma de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de GGS da entidade concessionária da RNT ORT, que se destacam nos pontos seguintes:

- Alteração da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), para Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador (OLMCA), com as seguintes implicações:

---

<sup>38</sup> *Operational Expenditure*, que corresponde aos gastos operacionais deduzidos das amortizações.

<sup>39</sup> *Capital Expenditure*, que corresponde aos custos com capital, isto é, à remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

<sup>40</sup> No processo que decorreu da [Consulta Pública n.º 101](#).

<sup>41</sup> A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de GGS encontra-se no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025».

<sup>42</sup> Enquadrada pela [Consulta Pública n.º 113](#).

- Os proveitos permitidos do OLMCA passam a ser recuperados através de um preço regulado e, supletivamente, pela parcela I da tarifa UGS. Esta componente de proveitos permitidos a recuperar pela tarifa passa a integrar os custos de gestão global do sistema, de acordo com o n.º 2 do artigo 108.º do RT, sendo transferida para o OLMCA. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.3.
- Nos termos da disposição transitória prevista no artigo 223.º do RT, enquanto não for atribuída a licença de OLMCA, a atividade de mudança de agregador continua a ser desempenhada pelo Gestor Global do SEN. Como os custos com esta atividade já estão considerados na base de custos de exploração definida no início do atual período de regulação, esta disposição transitória não implicou alterações à metodologia de regulação da atividade de GGS. No entanto, em sede de ajustamentos reais de 2024, os valores recebidos a título de preço regulado deverão ser devolvidos à tarifa.
- Recuperação de custos com a ERSE e com a Autoridade da Concorrência passa a ser feita através da parcela I da tarifa UGS, sendo estes custos integrados nos custos de gestão global do sistema, uma vez que não são considerados como CIEG;
- Introdução da possibilidade de repercussão dos CIEG ao nível da atividade GGS nos proveitos a recuperar por esta atividade até um período máximo de 5 anos.

Estas alterações, sempre que aplicáveis, estão evidenciadas nos quadros de proveitos permitidos, sendo detalhadas de seguida.

#### 5.2.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de GGS é dado pelas expressões estabelecidas nos Artigos 110.º a 112.º do RT e encontra-se calculado no Quadro 5-13.

Quadro 5-13 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema

Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR					
Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)		T2023 (Dez2022)	T2023 (Jun2023)	2024P em T2024	Variação (%)
		(1)	(1')	(2)	(3) = [(2) - ((1) + (1') / 2)] / ((1) + (1')) / 2
A = 1 + 2 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11- 12	Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)	41 411	41 411	41 358	-0,13%
1	Componente fixa OPEX GGS do ORT	18 060	18 060	19 017	
2 = 3 + 4*(5)-6	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	10 583	10 583	11 085	
3	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	8 422	8 422	8 762	
4	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	49 467	49 467	53 369	
5	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	4,75%	4,75%	5,27%	
6	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	187	187	491	
7	Custo com a ERSE			7 809	
8	Transferência para a Autoridade da Concorrência			465	
9	Parcela dos proveitos permitidos do OLMCA prevista recuperar pela UGSI			674	
10	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 772	2 772	2 772	
11	Proveitos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	7 026	7 026	0	
	<i>Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013</i>	-7 026	-7 026	0	
12	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-2 969	-2 969	465	
B = 1' + 5' - 6' + 7' + 14' + 15' + 16' + 17' + 18' + 19' + 20' + 21' - 22'	Custos (C/ ajustamentos) decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, a recuperar pela aplicação da tarifa de UGS do ORT	-593 048	-84 874	623 340	283,9%
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Déficit tarifário RAA+RAM (inclui dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)	247 429	256 053	315 575	
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo défice tarifário)	117 396	127 517	145 009	
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo défice tarifário)	129 513	128 016	170 152	
4'	Valor previsto do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1	-520	-520	-414	
5'	Proveitos a recuperar pela atividade de CVEEAC do AC	-877 969	-378 419	290 913	
6'	Medidas de contenção tarifária decorrentes da legislação em vigor	0	0	0	
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 220	12 220	11 333	
8' = 9' + 10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	11 671	11 671	10 831	
9'	Taxa de remuneração dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	0,00%	0,00%	0,00%	
10'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH), líquido de amortizações e participações	173 028	173 028	161 777	
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 671	11 671	10 831	
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hídrica (ZPH)	549	549	502	
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	549	549	502	
14'	Custo com a ERSE	7 354	7 354		
15'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	447	447		
16'	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	0	0	0	
17'	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG	0	0	0	
18'	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	5 139	5 139	5 139	
19'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	436	436	334	
20'	Custos com mecanismos de capacidade	0	0	0	
21'	Valor líquido referente às transferências intertemporais dos CIEG da GGS do ORT			0	
22'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-11 897	-11 897	-46	
<b>C = A+B</b>	<b>Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)</b>	<b>-551 637</b>	<b>-43 463</b>	<b>664 698</b>	<b>323,4%</b>
<b>D = (A - 9) + (B - 5' + 6') - 21'</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)</b>	<b>326 332</b>	<b>334 956</b>	<b>373 110</b>	<b>12,8%</b>
E	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	187	187	491	
F	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	-7 026	-7 026	0	
G	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-2 969	-2 969	465	
H	Valor previsto do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1	-520	-520	-414	
I	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-11 897	-11 897	-46	
<b>J = D + E + F + G + H + I</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)</b>	<b>304 107</b>	<b>312 731</b>	<b>373 606</b>	<b>21,1%</b>

Fonte: ERSE, REN



Tal como se pode observar do quadro anterior, verifica-se um aumento significativo dos proveitos a recuperar com a atividade de GGS face ao valor definido em junho na revisão excecional de Tarifas para 2023, para a qual contribuiu, maioritariamente, a variação dos proveitos a recuperar pela atividade de CVEEAC do AC (linha 5'), devido à inversão da tendência de subida dos preços de energia<sup>43</sup>, e o aumento dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (linha 1').

#### 5.2.1.1.1 CUSTOS DIRETAMENTE RELACIONADOS COM A ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

##### **CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO**

Para o atual período de regulação, tendo em conta a metodologia de regulação a aplicar à atividade de GGS, procedeu-se à definição dos parâmetros a aplicar para os custos de exploração, e da base de custos de exploração, bem como a avaliação das metas de eficiência a aplicar. Desta forma os valores dos custos de exploração (linha 1 do Quadro 5-13) resultam da análise e das definições plasmadas no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022-2025».

##### **MONTANTES A REPERCUTIR NAS TARIFAS, NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DAS METAS DE EFICIÊNCIA**

O montante relativo aos ganhos e perdas atuariais, passou a ser aceite fora da base de custos sujeita a eficiência a partir de 2018, uma vez que a natureza destes custos não justifica a aplicação de metas de eficiência. A aceitação destes custos está justificada no documento «Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020», de dezembro de 2017. Para 2024, o valor a considerar de perdas atuariais para a atividade de GGS é de 2,772 milhões de euros, que reflete a amortização do ano, correspondente a uma amortização constante de 11 anos<sup>44</sup>.

#### 5.2.1.1.2 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E INTERESSE ECONÓMICO GERAL

##### **SOBRECUSTO DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA**

O RT prevê que o sobrecusto com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal Continental seja suportado por todos os consumidores nacionais através da tarifa de Uso Global do

---

<sup>43</sup> Esta questão encontra-se desenvolvida no ponto 5.1

<sup>44</sup> Tendo em conta o tempo médio de serviço futuro da população ativa, de acordo com os resultados da avaliação atuarial reportada a 31/12/2015, num procedimento similar à aplicação do método do “corredor”.

Sistema. Em 2024 observa-se um aumento dos sobrecustos com a convergência tarifária, quer na Região Autónoma dos Açores, quer na Região Autónoma da Madeira.

#### **PARCELA ASSOCIADA AOS TERRENOS HÍDRICOS**

A Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, procedeu à alteração da Portaria n.º 96/2004, de 23 de janeiro, alterada pelas Portarias n.ºs 481/2007, de 19 de abril, e 542/2010, de 21 de julho, estabelecendo novas regras para a remuneração anual dos terrenos que integram o domínio público hídrico e que estão afetos à entidade concessionária da RNT de eletricidade, nos termos dos respetivos contratos de concessão de domínio público hídrico. De acordo com as alterações introduzidas pela Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, “tendo em vista a redução dos custos gerais do sistema em benefício de todos os consumidores de eletricidade, no quadro das medidas que se têm vindo a adotar com vista a garantir a sustentabilidade do SEN”, a remuneração anual dos referidos terrenos que integram o domínio público hídrico e se mantêm afetos à concessionária da RNT passou a ser calculada tendo por base uma taxa associada à classificação atribuída ao desempenho auditado da entidade concessionária da RNT, determinando-se a emissão de um relatório sobre o grau de desempenho da entidade concessionária da RNT pela comissão de auditoria prevista no artigo 23.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, aditado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e o envio desse relatório à ERSE.

Esta Comissão, cuja promoção cabe à Direção-Geral de Energia e Geologia, produziu o seu último relatório em 2015. Não havendo atualmente elementos que permitam aplicar as regras fixadas pela Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, para a remuneração anual dos referidos terrenos, considerou-se para o cálculo das tarifas de 2020, inclusivamente no cálculo dos ajustamentos de 2018, uma taxa de remuneração dos terrenos igual a 0%.

#### **CUSTOS COM A CONCESSIONÁRIA DA ZONA PILOTO**

A Enondas – Energia das Ondas, S.A. foi constituída para a exploração das águas territoriais Portuguesas em Zona Piloto destinada à produção de energia das ondas, nos termos do Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, com as alterações que lhe foram introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro.

De acordo com o n.º 2 da cláusula 17.ª do contrato de concessão aprovado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 17 de junho, é reconhecido à Enondas o direito a:

- recuperação, em base anual, no ano subsequente ao ano em causa, através dos custos de uso global do sistema elétrico nacional, dos custos com capital designadamente:
  - remuneração do ativo afeto não financiado por subsídios, durante o período de amortização do mesmo, líquido de amortizações e subsídios, de acordo com uma taxa equivalente à taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos aplicada ao custo de capital para novos investimentos afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, nos termos estabelecidos no RT, publicado pela ERSE;
  - as amortizações anuais do ativo bruto afeto à Concessão;
- recuperação, em base anual, no ano subsequente ao ano em causa, dos custos de manutenção das infraestruturas comuns da Zona Piloto, dos custos decorrentes de seguros de responsabilidade civil ou de outros seguros para cobertura dos riscos afetos a estas infraestruturas e das taxas devidas pela exploração da Zona Piloto.

O n.º 3 da cláusula 17.ª do contrato de concessão estabelece que todos os demais custos são suportados pela Concessionária e cobertos através das receitas da Concessão.

O processo de cálculo tarifário para 2024 inclui o ajustamento aos proveitos permitidos da Enondas definidos para tarifas de 2022. Este ajustamento ascendeu a -0,043 milhões de euros<sup>45</sup>.

O Quadro 5-14 apresenta o cálculo dos proveitos da Enondas a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema, bem como o ajustamento aos proveitos permitidos de 2022.

---

<sup>45</sup> Ajustamento com sinal negativo significa valor a devolver à empresa.

Quadro 5-14 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas

		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR			
		Tarifas 2022	2022	Tarifas 2023	Tarifas 2024
<b>A = 1 + 2 * 3</b>	Custos com capital	399	440	438	291
1	Amortização dos ativos líquidos de participações	336	377	381	234
2	Valor médio dos ativos fixos afectos à concessionária da Zona Piloto líquidos de participações e de amortizações	1 409	1 390	1 196	1 075
3	taxa de remuneração do ativo fixo afecto à concessionária da Zona Piloto	4,51%	4,51%	4,75%	5,27%
<b>B</b>	Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, no ano t-1	0	0	0	0
<b>C</b>	Receitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22.ª do Contrato de Concessão, no ano t-2	0	0	0	0
<b>D</b>	Ajustamento no ano t, dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos em t-2	1	1	1	-43
<b>E = A + B - C - D</b>	<b>Custos com a concessionária da Zona Piloto</b>	<b>398</b>	<b>439</b>	<b>436</b>	<b>334</b>
<b>F = E - D</b>	<b>Recuperado via UGS</b>		<b>398</b>		
<b>G = F - E</b>	<b>Desvio do ano</b>		<b>-41</b>		
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $t-1$ + spread		4,378%		
$i_{t-2}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $t-2$ + spread		1,600%		
<b>H = G x (1 + <math>i_{t-2}</math>) x (1 + <math>i_{t-1}</math>)</b>	<b>Ajustamento dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos</b>		<b>-43</b>		

Fonte: ERSE, REN

#### CUSTOS COM OS INCENTIVOS À GARANTIA DE POTÊNCIA

O regime de atribuição de incentivos à garantia de potência, enquadrado pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, foi revogado pela Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, com efeito nos incentivos referentes ao ano de 2020. Ao abrigo do regime transitório definido no artigo 2.º desta Portaria<sup>46</sup>, o direito ao incentivo à garantia de potência mantém-se nos termos da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, para os centros electroprodutores em que tal incentivo esteja contratualmente assegurado.

A REN indica nas contas previsionais que gastará com este incentivo 11 milhões de euros em 2024 (sem juros), correspondente às centrais de Daivões e Gouvães. Na resposta a um pedido de esclarecimentos, a empresa indica que estes valores correspondem à sua melhor estimativa, tendo em atenção a data da emissão das licenças de exploração dos centros eletroprodutores em causa. No exercício tarifário de 2023, a REN havia também reportado um valor de 2,7 milhões de euros (sem juros) referentes ao incentivo destas centrais do ano de 2023, que volta a indicar novamente neste exercício tarifário.

Contudo, até à presente data, a ERSE não tem conhecimento da aprovação dos montantes anuais dos incentivos à garantia de potência, nem do reconhecimento da elegibilidade para beneficiar desse incentivo, nos termos e para os efeitos do disposto no artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, aplicável por força da Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, retificada nos termos da Declaração de Retificação

<sup>46</sup> Na redação dada pela Declaração de Retificação n.º 42/2020, de 30 de outubro.

n.º 42/2020, de 30 de outubro. Deste modo, à semelhança da decisão tarifária de 2023, os montantes previsionais indicados pela REN para 2024 não podem ser aceites.

#### **CUSTOS COM A REMUNERAÇÃO DA RESERVA DE SEGURANÇA DO SEN**

A Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro, estabeleceu o regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao SEN, através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado, o qual se baseia num mecanismo de leilão.

Entretanto, a Portaria n.º 93/2018, de 3 de abril, suspendeu a realização dos leilões ao abrigo deste regime. A evolução deste processo está dependente da pronúncia da Comissão Europeia relativamente à compatibilidade do regime de remuneração da reserva de segurança do SEN com as disposições comunitárias relativas a auxílios do Estado no setor da energia.

Por este motivo, no cálculo dos proveitos permitidos para 2024, a ERSE não considerou qualquer custo ao abrigo deste regime.

#### **CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA DO CONSUMO DE ENERGIA**

As medidas em implementação no âmbito da 7.ª edição do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC) foram aprovadas através do Despacho n.º 9521/2022, de 3 de agosto, sendo a repartição do orçamento do PPEC entre o setor elétrico e o setor do gás calculada em função das medidas aprovadas. Assim, o orçamento aprovado para a 7.ª edição do PPEC relativo ao setor elétrico é repartido entre 2023 e 2024, sendo de 5 138 585,03 euros em cada ano.

A 7.ª edição do PPEC iniciou a sua implementação a 4 de agosto de 2022, pelo que os primeiros relatórios de progresso semestral foram remetidos à ERSE a partir de fevereiro de 2023 tendo a REN efetuado os primeiros pagamentos em 2023. Assim, durante o ano de 2023 e até à data de elaboração da presente decisão tarifária, foram emitidas ordens de pagamento ao operador de rede do setor elétrico, relativas a medidas implementadas no decorrer do 1.º semestre de implementação do PPEC (agosto de 2022 a janeiro de 2023), correspondendo a uma taxa de execução orçamental baixa, como é típico do momento de arranque da implementação das medidas.

Até à data, um promotor anunciou a desistência da implementação da medida aprovada ainda antes do início e, outro promotor falhou no cumprimento dos requisitos processuais para início da implementação

da medida aprovada. Estas desistências, explícita e implícita, ascendem 400 456 euros imputados ao setor elétrico.

#### 5.2.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os artigos 114.º a 116.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento a repercutir nos proveitos a proporcionar em 2024 pela tarifa de Uso Global do Sistema são calculados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2022 e os que resultam da aplicação das respetivas fórmulas de ajustamentos definidas nos artigos anteriormente referidos, com base nos valores verificados em 2022.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema relativamente ao ano de 2022 a repercutir nas tarifas de 2024 encontra-se calculado no Quadro 5-15<sup>47</sup>. Neste quadro pode-se observar que o valor do ajustamento a devolver pela empresa (linha K) resulta, sobretudo, da correção dos efeitos dos ajustamentos provisórios de 2023 (linhas I e J).

---

<sup>47</sup> Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a receber pela empresa.

Quadro 5-15 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2022

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
Cálculo do ajustamento na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)		2022	T2022 (Dez2021)	T2022 (Jun2022)
<b>A = 1 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 - 11 - 12</b>	<b>Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)</b>	<b>59 072</b>	<b>57 371</b>	<b>57 371</b>
1 = 2 + 3 * 4 - 5	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	9 227	9 562	9 562
2	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	7 697	7 971	7 971
3	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	40 338	44 881	44 881
4	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	4,75%	4,40%	4,40%
5	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	384	384	384
6	OPEX Revenue Cap - Custos de exploração da atividade de GGS do ORT aceites no cálculo de proveitos	18 063	18 063	18 063
7	Acréscimo de custos exploração ocorridos posteriormente à definição do OPEX sujeito a aprovação	1 419	0	0
8	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	3 389	2 772	2 772
9	Proveitos para recuperação dos custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 592/2010	0	0	0
10	Proveitos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013 (Sem Ajustamentos)	26 026	26 026	26 026
11	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	1 849	1 849	1 849
12	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-2 796	-2 796	-2 796
<b>B = 1' + 5' - 6' + 7' + 14' + 15' + 16' + 17' + 18' + 19' + 20' - 21'</b>	<b>Custos (C/ ajustamentos) decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, a recuperar pela aplicação da tarifa de UGS do ORT</b>	<b>-5 738</b>	<b>100 398</b>	<b>-111 875</b>
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Défice tarifário RAA+RAM (inclui dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)	145 047	152 349	137 746
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo défice tarifário)	75 658	79 230	72 086
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo défice tarifário)	67 822	71 552	64 093
4'	Valor previsto do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1	-1 567	-1 567	-1 567
5'	Proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC	-176 494	-77 659	-275 329
6'	Medidas de contenção tarifária decorrentes da legislação em vigor	0	0	0
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 273	12 273	12 273
8' = 9'*10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	11 720	11 720	11 720
9'	Taxa de remuneração dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	0,00%	0,00%	0,00%
10'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH), líquido de amortizações e participações	184 724	184 724	184 724
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 720	11 720	11 720
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hídrica (ZPH)	552	552	552
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	552	552	552
14'	Custo com a ERSE	1 207	1 207	1 207
15'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	423	423	423
16'	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	0	0	0
17'	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG	0	0	0
18'	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	0
19'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	398	398	398
20'	Custos com mecanismos de capacidade	3 158	3 158	3 158
21'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-8 250	-8 250	-8 250
<b>C=A+B</b>	<b>Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (c/ ajustamentos)</b>	<b>53 334</b>	<b>157 769</b>	<b>-54 504</b>

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
Cálculo do ajustamento na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)		2022
<b>C=A+B</b>	<b>Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (c/ ajustamentos)</b>	<b>53 334</b>
<b>D</b>	<b>Proveitos faturados da actividade de Gestão Global do Sistema por aplicação das tarifas de UGS</b>	<b>53 402</b>
E= D-C	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de GGS do ORT (S/ juros, antes de ajustamentos provisórios)	68
F	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2	1,600%
G	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1	4,378%
H = E * (1 + F) * (1 + G)	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de GGS do ORT (C/ juros, antes de ajustamentos provisórios)	72
I	Valor provisório de t-1, previsto em T-1, do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1	-543
J	Acerto provisório CAPEX, previstos para t-1, a repercutir no ano T (C/ Juros)	195
<b>K = H - I - J</b>	<b>Ajustamento do ano t-2 da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t</b>	<b>419</b>

Fonte: ERSE, REN

De seguida faz-se a análise do desvio, para as principais rubricas que o compõe.

**ATIVO LÍQUIDO MÉDIO A REMUNERAR E AMORTIZAÇÕES**

O ativo líquido a remunerar foi inferior aos valores previstos em Tarifas 2022, sobretudo por via da redução ao nível das transferências para exploração (linha 4 do Quadro 5-16).

**Quadro 5-16 - Movimentos no ativo líquido a remunerar**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Valores dos ativos	2022	2022P em T2022	2023E em T2024	2024P em T2024
1	Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	1 097 311	1 124 736	1 105 605	1 125 435
2	Ativo em Exploração Total - Investimento Custos Técnicos	609	993	1 039	925
3	Ativo em Exploração Total - Investimento Encargos Financeiros	0	0	0	0
4	Ativo em Exploração Total - Transferências para Exploração	7 923	13 818	18 852	10 505
5	Ativo em Exploração Total - Regularizações e Abates	-239	0	-61	0
6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5	Ativo em Exploração Total - Saldo final	1 105 605	1 139 547	1 125 435	1 136 865
7	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	857 460	883 343	877 242	897 326
8	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Amortização do exercício	20 022	20 297	20 131	20 198
9	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Regularizações e Abates	-240	0	-48	0
10 = 7 + 8 + 9	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Saldo final	877 242	903 640	897 326	917 524
11	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	2 496	3 389	2 496	3 184
12	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Saldo final	2 496	3 389	3 184	3 301
13	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Amortização Acumulada Início Ano	2 003	2 896	2 055	2 115
14	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Amortização do exercício	53	53	59	103
15	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Regularizações Amortização	0	0	0	0
16 = 13 + 14 + 15	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Amortização Acumulada Fim Ano	2 055	2 948	2 115	2 217
17	Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Saldo Inicial [REN]	845 843	845 843	845 843	845 843
18	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Saldo Inicial [REN]	655 259	655 259	666 979	678 650
19	Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Zona de proteção - Saldo Inicial [REN]	43 344	43 344	43 344	43 344
20	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Zona de proteção - Saldo Inicial [REN]	34 490	34 490	35 042	35 590
21	Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Saldo final [REN]	845 843	845 843	845 843	845 843
22	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Saldo final [REN]	666 979	666 979	678 650	689 482
23	Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Zona de proteção - Saldo final [REN]	43 344	43 344	43 344	43 344
24	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Zona de proteção - Saldo final [REN]	35 042	35 042	35 590	36 092
25	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 720	11 720	11 671	10 831
26	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	552	552	549	502
27 = 1 - 7 - (11 - 13)	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Inicial	239 358	240 899	227 922	227 040
28 = 6 - 10 - (12 - 16)	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Final	227 922	235 466	227 040	218 257
29 = 8 - 14	Amortização referente a ativos da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios)	19 970	20 244	20 072	20 096
30 = 29 - 25 - 26	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	7 697	7 971	7 852	8 762
31 = 27 - (17 - 18) - (19 - 20)	Valor RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH) - Início Ano	39 920	41 461	40 757	52 094
32 = 28 - (21 - 22) - (23 - 24)	Valor RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH) - Fim Ano	40 757	48 300	52 094	54 645
<b>33 = (31 + 32)/2</b>	<b>Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)</b>	<b>40 338</b>	<b>44 881</b>	<b>46 425</b>	<b>53 369</b>

Fonte: ERSE, REN



### **MONTANTES A REPERCUTIR NAS TARIFAS, NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DAS METAS DE EFICIÊNCIA**

O montante relativo aos ganhos e perdas atuariais, passou a ser aceite fora da base de custos sujeita a eficiência a partir de 2018, uma vez que a natureza destes custos não justifica a aplicação de metas de eficiência. Para 2022, o valor a considerar de perdas atuariais para a atividade de GGS é de 2,772 milhões de euros, que reflete a amortização do ano, correspondente a uma amortização constante de 11 anos<sup>48</sup>.

No ajustamento de 2022, considera-se também o reconhecimento de dívidas vencidas de comercializadores insolventes, no montante de 0,6 milhões de euros, às quais se aplica, assim, a atualização financeira correspondente aos ajustamentos tarifários. Atento o tratamento tarifário que foi efetuado dos valores em dívida não imputáveis aos operadores de rede, quaisquer valores que venham a ser recuperados pela REN junto dos comercializadores em causa devem ser devolvidos à tarifa. Assim, a ERSE poderá ainda solicitar elementos de índole contabilística que incidem nas origens e no tratamento destas dívidas por parte da REN.

### **CUSTOS DE EXPLORAÇÃO AFETOS À GESTÃO DO SISTEMA, LÍQUIDOS DOS PROVEITOS DE GESTÃO DO SISTEMA QUE NÃO RESULTAM DA APLICAÇÃO DA TARIFA DE UGS**

A partir do período de regulação 2018-2021, o valor dos custos de exploração afetos à atividade de GGS passou a ser regulado através da aplicação de incentivos, sujeitos a metas de eficiência, por aplicação de uma metodologia de *revenue cap*. Contudo, tal como referido nesse mesmo documento “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020”, existem novas obrigações atribuídas ao Gestor Global do Sistema, que justificaram que a metodologia de regulação passasse a contemplar uma parcela de custos não sujeita à aplicação de metas de eficiência, permitindo acomodar os custos incorridos pela empresa, não previstos pelo regulador no início do período de regulação no momento da definição da base de custos, desde que os mesmos sejam devidamente justificados pela empresa.

É a análise desses custos que se apresenta de seguida.

A REN tem vindo a solicitar que os custos incorridos com as plataformas europeias sejam aceites como *pass-through*, indicando que os mesmos têm vindo a aumentar sem que tenham, contudo, qualquer controlo sobre os valores a pagar. A este respeito, refira-se que a informação enviada pela REN, desde 2021

---

<sup>48</sup> Tendo em conta o tempo médio de serviço futuro da população ativa, de acordo com os resultados da avaliação atuarial reportada a 31/12/2015, num procedimento similar à aplicação do método do “corredor”.

a 2023, não tem permitido justificar adequadamente os custos associados à CORESO (mesmo que esses custos surjam agora em parte também através da ENTSO-E), tal como é previsto na metodologia de regulação. Em 2022, no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, referiu-se que: “As competências da CORESO e da ENTSOE estão definidas na regulamentação europeia. Para garantir a aceitação destes custos no futuro, considera-se ser necessária a apresentação por parte da REN, do plano de desenvolvimento das aplicações associadas a estas competências, dos acordos envolvidos e dos respetivos custos. Esta apresentação, num futuro imediato, deve ser feita no que diz respeito à CORESO e à ENTSO-E.”

A REN enviou, em 31 de agosto de 2023, um documento com a resposta ao pedido de esclarecimento efetuado pela ERSE. Contudo, analisada a informação remetida, a ERSE considerou não dispor de elementos suficientes para aceitar, na totalidade, os custos apresentados pela REN, tendo refletido essa conclusão na proposta tarifária para 2024, apresentada em 16 de outubro de 2023.

Posteriormente à referida proposta tarifária para 2024, a REN complementou a informação anteriormente prestada. Da análise detalhada ao documento fornecido e das explicações complementares, a ERSE confirmou que uma parte muito significativa dos custos está relacionada com aumentos das equipas e com as respetivas remunerações, legalmente indexadas à inflação, bem como ao crescimento dos FTEs (recursos humanos “Full Time Equivalent”, medidos em horas) da CORESO, no contexto da transição de Coordenador de Segurança Regional (RSC) para Centro Coordenador Regional (RCC), imposta pelo Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho de 2019.

Não sendo possível fazer a análise desejada de associar o crescimento relevante dos custos às novas competências, a informação e as explicações subsequentes apresentadas pela REN foram consideradas adequadas para a ERSE aceitar os custos incorridos com a CORESO e com a ENTSO-E em 2022, revertendo assim a decisão da proposta tarifária de 16 de outubro e aceitando nos proveitos um adicional de 315 milhares de euros destes custos.

Considera-se também fundamental a concretização pela CORESO (da qual a REN é acionista) do projeto “Cost & Revenue model”, com o qual aquela entidade pretende dar cumprimento ao disposto no n.º 2 do artigo 46.º do Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho de 2019, que refere que “os centros de coordenação regionais estabelecem os seus custos de um modo transparente e comunicam-nos à Agência e às entidades reguladoras da região de exploração da rede” e que já está em curso.

Desta forma, foi considerado um valor adicional de 1 419 milhares de euros fora do *revenue cap*, não sujeito à aplicação de metas de eficiência, conforme apresentado seguidamente no Quadro 5-17.

Quadro 5-17 - Custos de plataformas afetas à gestão do sistema, a considerar fora do *revenue cap*, não sujeito à aplicação de metas de eficiência

<b>Custos de plataformas afetas à gestão do sistema</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Custos com as plataformas GGS MRC (Market Regional Coupling) e SDAC (Single Day-ahead Coupling) [REN]	41	56
Custos com as plataformas GGS - SAP (Single Allocation Platform) [REN]	121	151
Custos com as plataformas GGS - XBID (Cross-Border Intraday Market Project) [REN]	101	99
Custos com as plataformas GGS - IGCC (International Grid Control Cooperation) [REN]	15	10
Custos com as plataformas GGS - TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange) [REN]	170	-38
Custos com as plataformas GGS - MARI (Mannually Activated Reserves Initiative) [REN]	33	339
Custos com as plataformas GGS - PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) [REN]	13	96
Custos com as plataformas GGS - Leilões de Reserva de Segurança [REN]	0	0
Custos com as plataformas GGS - CORESO (Coordination of Electricity System Operators) [REN]	1 533	1 613
Custos com as plataformas GGS - OPDE (Operational planning data environment) [REN]	93	245
Custos com as plataformas GGS - ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) [REN]	835	878
Custos com as plataformas GGS - Transparência (inclui - REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency) [REN]	88	35
Custos com as plataformas GGS - GIG (Gestão Integrada de Garantias (OMIP)) [REN]	39	63
Custos com as plataformas GGS - Regulamento do autoconsumo [REN]	63	93
Custos com as plataformas GGS - STA (Short Time Adequacy) e OPC (Outage Planning Coordination) [REN]	127	203
Custos com as plataformas GGS - FSKAR (Financial Settlement of K_Delta_f, ACE and ramping period) [REN]	15	8
Custos com as plataformas GGS - CMM (Capacity Managment Model) [REN]	0	1
Custos com as plataformas GGS - BZR (Binding Zone Review) [REN]	24	9
Custos com as plataformas GGS - interruptibilidade - custos contecioso incidente jul2021 [REN]	0	92
Custos com as plataformas GGS - BRR (Banda Reserva Regulacao) [REN]	0	27
<b>Custos com as plataformas GGS TOTAL [REN]</b>	<b>3 312</b>	<b>3 980</b>
Custos com as plataformas GGS MRC (Market Regional Coupling) e SDAC (Single Day-ahead Coupling)	41	56
Custos com as plataformas GGS - SAP (Single Allocation Platform)	121	151
Custos com as plataformas GGS - XBID (Cross-Border Intraday Market Project)	101	99
Custos com as plataformas GGS - IGCC (International Grid Control Cooperation)	15	10
Custos com as plataformas GGS - TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange)	170	-38
Custos com as plataformas GGS - MARI (Mannually Activated Reserves Initiative)	33	339
Custos com as plataformas GGS - PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)	13	96
Custos com as plataformas GGS - Leilões de Reserva de Segurança	0	0
Custos com as plataformas GGS - CORESO (Coordination of Electricity System Operators)	1 367	1 613
Custos com as plataformas GGS - OPDE (Operational planning data environment)	93	245
Custos com as plataformas GGS - ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity)	835	878
Custos com as plataformas GGS - Transparência (inclui - REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency)	53	35
Custos com as plataformas GGS - GIG (Gestão Integrada de Garantias (OMIP))	39	63
Custos com as plataformas GGS - Regulamento do autoconsumo	63	93
Custos com as plataformas GGS - STA (Short Time Adequacy) e OPC (Outage Planning Coordination)	127	203
Custos com as plataformas GGS - FSKAR ( Financial Settlement of K_Delta_f, ACE and ramping period)	15	8
Custos com as plataformas GGS - CMM (Capacity Managment Model)	0	1
Custos com as plataformas GGS - BZR (Binding Zone Review)	24	9
Custos com as plataformas GGS - interruptibilidade - custos contecioso incidente jul2021	0	0
Custos com as plataformas GGS - BRR (Banda Reserva Regulacao)	0	27
<b>Custos com as plataformas GGS TOTAL</b>	<b>3 111</b>	<b>3 888</b>
Valor não aceite fora do revenue cap	201	92
Diferencial (valor a considerar fora do revenue cap, não sujeito à aplicação de metas de eficiência)	696	1 473
Proveitos GGS - Produtores em regime especial (desvios de reativa) [REN]	-504	-54
<b>Valor a incluir fora do revenue cap, não sujeito à aplicação de metas de eficiência</b>	<b>192</b>	<b>1 419</b>

Fonte: ERSE, REN

Neste quadro, a rubrica “Custos com as plataformas GGS TOTAL [REN]” representa os custos reais apresentados pela REN, enquanto que a rubrica “Custos com as plataformas GGS TOTAL” apresenta o montante desses custos efetivamente aceite pela ERSE, tal como justificado anteriormente.

A REN apresenta também **custos com o contencioso nos serviços de interruptibilidade**. O tema reporta-se a incidente ocorrido a 24/07/2021, pelas 15h36, em que diversas instalações de prestadores do serviço de interruptibilidade não reduziram as potências do seu consumo para os valores iguais ou inferiores à potência residual máxima expressamente estabelecida nos contratos. Em consequência, a REN – Rede Eléctrica Nacional. S.A. (REN) aplicou as penalidades previstas nos respetivos contratos, em certos casos após parecer da ERSE, num valor global de 7 milhões de euros, tendo 4 prestadores aceitado tal decisão, num valor conjunto global de € 1.702.732,56.

Por oposição, noutros casos, os prestadores não aceitaram as penalizações e decidiram, em consequência, intentar ações judiciais contra a REN que requereu apoio especializado, através de pedido de parecer técnico e ainda de parecer jurídico e apoio adicional.

Anteriormente, no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico” a ERSE indicou que “Relativamente aos custos estimados com processos de contencioso suportados pela REN no âmbito dos serviços de interruptibilidade, sem uma análise casuística e uma justificação adequada, não será possível aceitar o nível de custos apresentados”.

Entretanto, a REN indicou que a contratação destes serviços “foi necessária e visa suportar e manter as decisões que foram tomadas pela REN no superior interesse dos consumidores do SEN”, dando mais informações sobre o tema.

O serviço de interruptibilidade, entretanto revogado, foi criado pela Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, sucessivamente alterada e entretanto revogada. Para o que importa, deve ter-se presente que o serviço em causa é contratado entre consumidor em MAT, AT e MT e o ORT que geria o contrato em todas as suas vertentes: administrativa, técnica e operacional (artigos 1.º e 9.º da mencionada portaria). Por outras palavras, cabe à REN, enquanto parte no contrato, garantir o seu efetivo cumprimento e assegurá-lo de todos os pontos de vista, tanto mais atentas as suas competências enquanto concessionário da Rede Nacional de Transporte. Naturalmente, tal implica que as relações controvertidas discutidas judicialmente, em que a REN é Ré, bem como a estratégia técnica e jurídica e seus executores são da responsabilidade da REN que, tendo em consideração todas as funções que exerce, recebe a necessária remuneração, incluindo para assegurar representação jurídica, dispondo de recursos humanos que contratou.

Por outro lado, a nível geral, o legislador nacional já estabelece regras referentes às “custas de parte”, compreendendo estas o que cada parte haja despendido com o processo e tenha direito a ser compensada em virtude da condenação da parte contrária (artigo 529.º, n.º 4 do Código do Processo Civil). Por sua vez, nos termos do artigo 26.º do Regulamento das Custas Processuais, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 34/2008, de 26 de fevereiro, a parte vencida é condenada nos seguintes termos a nível de custas de parte:

- a) Os valores de taxa de justiça pagos pela parte vencedora, na proporção do vencimento;
- b) Os valores pagos pela parte vencedora a título de encargos, incluindo as despesas do agente de execução;
- c) 50 % do somatório das taxas de justiça pagas pela parte vencida e pela parte vencedora, para compensação da parte vencedora face às despesas com honorários do mandatário judicial, sempre que seja apresentada a nota referida na alínea d) do n.º 2 do artigo anterior;
- d) Os valores pagos a título de honorários de agente de execução.

Como resulta do anteriormente exposto, em caso de sucesso da ação, os valores com as custas e o valor que o legislador ordinário entendeu como conveniente atribuir à parte vencedora da ação são suscetíveis de serem recuperados no final de cada processo.

Acrescente-se ainda que, por ora, os valores em causa não são minimamente suscetíveis de afetar o equilíbrio económico e financeiro da atividade, gerida de forma eficiente.

Assim, na proposta tarifária para 2024, entendeu-se que a REN, obtendo sucesso nas mencionadas ações, terá direito a compensação com os encargos e com os honorários, paga pela parte vencida, de acordo com as regras gerais estabelecidas nas normas supra identificadas. Por esse motivo, não se reconheceram os mencionados custos com processos de contencioso suportados pela REN no âmbito dos serviços de interruptibilidade.

A REN, em pronúncia após a proposta tarifária para 2024, transmitiu discordar do valor, defende que necessitou de recorrer a advogados externos e que as limitações impostas na legislação por via do Instituto das custas de parte que não permite a recuperação dos custos. Por fim, propõe que a ERSE reconheça os custos e que os valores recuperados no futuro pelas custas de parte revertam para o SEN.

A ERSE reitera o exposto na sua proposta tarifária, que entende não ter sido infirmado pela REN, e sublinha que o tema (interruptibilidade) é de tal forma específico que a própria REN é um dos poucos agentes com *expertise* neste domínio. Além disso, neste domínio, não só as opções de contratação foram da exclusiva

responsabilidade da REN, como a adequação da legislação do Instituto das custas de parte era conhecida e, em todo o caso, aplicável transversalmente a todas as partes processuais, em quaisquer litígios. Assim, a REN está, neste estrito domínio, na mesma posição que qualquer outra pessoa que pretenda fazer valer direitos em juízo, o que lhe compete pelas obrigações inerentes ao exercício da sua atividade de concessionária de serviço público. Pelas mesmas razões, a alternativa apresentada pela REN, que representaria a aceitação acrítica de todo os custos resultantes das opções de contratação da REN no quadro apresentado, não pode proceder.

#### **CUSTOS COM OS INCENTIVOS À GARANTIA DE POTÊNCIA**

Todos os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência considerados no exercício tarifário de 2022 foram repercutidos nos proveitos da atividade de GGS (na parcela referente a mecanismos de capacidade) após homologação dos mesmos pelo membro do Governo responsável pela área da energia, nos termos do artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto. Deste modo não há lugar a ajustamentos para estes valores.

#### **CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA**

No ajustamento relativo a 2022 a repercutir em 2024 não existem custos relativos ao PPEC, já que a atual edição do PPEC, a 7.ª, apenas iniciou a sua implementação em agosto de 2022, com os primeiros pagamentos a serem realizados em 2023.

##### **5.2.1.2.1 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS**

#### **VALOR PREVISTO DO DESVIO DA RECUPERAÇÃO DO ORT DO CUSTO COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PAGO DURANTE O ANO DE 2023**

O Quadro 5-18 apresenta o valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte em Portugal continental do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas pago durante o ano t-1.

**Quadro 5-18 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Valor Previsto do desvio de recuperação do custo de convergência Tarifária RA's	T2023 (Dez2022)	T2023 (Jun2023)	Média T2022 [(Dez2021 + Jun2022)/2]	2023E em T2024	[2023P em T2023] - [2023E em T2024]
A	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	117 396	127 517	122 456	122 650	193
B	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	129 513	128 016	128 765	128 968	203
C	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	-551 637	-43 463	-297 550		
D=E*F	Proveitos faturados da atividade de Gestão Global do Sistema por aplicação das tarifas de UGS				-298 020	
E	Energia saída da Rede de Transporte para abastecer consumos do ML e do CUR (Fornec. Totais + Perdas RND)				50 074 294	
F	Tarifa (EUR/kWh)				-0,006	
G	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1					4,38%
<b>H = -((A + B) * (1 + G))</b>	<b>Valor previsto do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1</b>					<b>-414</b>

Fonte: ERSE, REN

Tal como evidenciado no quadro anterior, este ajustamento foi calculado com base na média dos valores de tarifas de 2023 definidos em dezembro de 2022 e dos valores de tarifas de 2023 que resultaram da fixação excecional em junho de 2023. Acresce que, pela primeira vez, a tarifa UGS II foi negativa, pelo que se tornou necessário adaptar o cálculo deste ajustamento a essa realidade.

## CAPEX

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2023 da GGS que, conforme previsto no artigo 156.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, é determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração para 2023. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no Quadro 5-19. O efeito de redução do valor médio do RAB e das amortizações face ao previsto em tarifas de 2023 foi superior ao aumento da taxa de remuneração, resultando num valor a devolver pela empresa.



Quadro 5-19 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2023 da GGS

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema previsto no ano T-2 para tarifas de T-1	2023P em T2023	2023E em T2024	[2023P em T2023] - [2023E em T2024]
A	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)	10 770	10 300	470
B	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	8 422	7 852	
C	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	49 467	46 425	
D	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	4,746%	5,27%	
E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1			4,38%
<b>F = A * (1 + E)</b>	<b>Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t</b>			<b>491</b>

Fonte: ERSE, REN

#### 5.2.1.2.2 OUTROS TEMAS

#### INVESTIMENTOS NÃO CONSIDERADOS EM PDIRT APROVADOS

No que diz respeito aos investimentos, registre-se que o Estado concedente, no uso das suas prerrogativas legais, apenas procedeu à aprovação do PDIRT-E 2017 e do PDIRT-E 2021, não rejeitando de forma expressa os outros Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte (PDIRT), tendo antes optado por adotar decisões pontuais sobre infraestruturas específicas<sup>49</sup>. Neste contexto, a consideração, em definitivo, dos investimentos entrados em exploração a partir de 2018 para efeitos de definição dos proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema, que não digam respeito a investimentos relacionados com a adequada manutenção, modernização e reposição das infraestruturas, está dependente da aprovação dos planos em causa ou das decisões de aprovação sobre infraestruturas específicas.

Neste âmbito, mantém-se a não consideração dos valores transferidos para exploração referentes às obras do edifício sede do ORT, entre 2015 e 2021, na componente alocada à atividade de GGS, ou seja, investimentos no edifício sede realizados até 2021 não são considerados no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de GGS do operador da RNT subjacentes às tarifas 2024.

No decurso dos últimos exercícios tarifários da ERSE, a REN tem solicitado recorrentemente o reconhecimento em proveitos do CAPEX associado aos investimentos no seu edifício sede, classificados

<sup>49</sup> N.ºs 12 a 14 do artigo 125.º e n.º 2 do artigo 220.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

como não específicos. Alega a REN que já remeteu à ERSE toda a informação relevante que fundamenta a necessidade dos projetos em causa, e, por isso, em sede do presente exercício tarifário, reitera o pedido de reconhecimento pela ERSE destes investimentos.

Tendo este tema sido já amplamente analisado ao longo do tempo, e tendo como base o facto de a ERSE considerar que não existe qualquer aprovação explícita das obras em causa até 2021, a ERSE mantém a decisão de não reconhecer os custos ocorridos até 2021, em linha com as suas posições tomadas desde 2017.

Sem prejuízo desta decisão da ERSE, importa clarificar que, no que diz respeito a investimentos ocorridos a partir de 2022, e tendo em conta que o PDIRT-E 2021 aprovado inclui investimentos relacionados com a “Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios”, a ERSE entende que passa a existir uma base para que este tipo de investimentos possa vir a ser considerado pela ERSE e incluído na base de ativos remunerada (RAB<sup>50</sup>), desde que realizado em linha com o previsto no PDIRT-E 2021.

Não obstante esta alteração de posição da ERSE, face à natureza dos investimentos em causa e ao reduzido detalhe da informação disponível no PDIRT-E 2021 sobre as obras em questão, a ERSE condicionará o reconhecimento destes custos à análise de informação adicional sobre os mesmos e sua comparação com os montantes inscritos em sede de PDIRT-E 2021 aprovado.

#### **MONTANTES TRANSFERIDOS EM EXCESSO PARA O FRAE**

A REN informou a ERSE de que continua a aguardar verba no valor de 1,3 milhões de euros que, segundo o Despacho n.º 12597-A/2014, de 14 de outubro, lhe deveria ter sido transferida pelo Fundo Regional de Apoio às Atividades Económicas (FRAE).

A ERSE verifica que, segundo documentação disponível, o então FRAE foi uma das entidades que, à luz do disposto nos artigos 91.º e 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio, recebeu valores provenientes da atribuição de títulos de utilização do domínio público hídrico às empresas titulares de centros electroprodutores com o propósito de liquidar dívida proveniente da convergência tarifária.

---

<sup>50</sup> *Regulatory Asset Base*

Porém, tendo em 2015 sido detetado o pagamento de valores em excesso, o FRAE ficou de repor verba de cerca de 1,3 milhões de euros, através de transferência a realizar para o operador da RNT, a favor do SEN, nos termos do artigo 92.º do mencionado diploma legal.

Nesse contexto, o operador da RNT passou a ser credor do FRAE em cerca de 1,3 milhões de euros. Em consequência, a ERSE descontou esse montante em 2015 ao valor total dos proveitos que aquele operador tinha direito a receber dos consumidores. Tal correspondeu à operacionalização, no plano tarifário, das medidas administrativas tomadas nos termos da lei.

O operador da RNT, não tendo recebido aquela quantia, pode, naturalmente, tomar as diligências que entender com vista à sua cobrança. A decisão da ERSE foi tomada em 2015, pelo que, em qualquer caso, consolidou-se, nada havendo nesta fase a decidir pela ERSE no âmbito tarifário. Contudo, a ERSE voltará a contactar o Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima no sentido de informar sobre a necessidade de resolução desta questão.

## 5.2.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Desde o período de regulação iniciado em 2022, a metodologia de regulação aplicada à atividade de TEE baseia-se num *revenue cap*, que evolui parcialmente com alguns indutores, e que se aplica à totalidade dos custos, CAPEX<sup>51</sup> e OPEX<sup>52</sup>, ou seja, ao TOTEX<sup>53</sup>. A estes proveitos são aplicadas metas de eficiência. Esta metodologia é complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas<sup>54</sup>.

A explicação da metodologia de regulação, bem como o processo de definição da base de custos totais (TOTEX) sujeita a metas de eficiência e demais parâmetros aplicáveis no âmbito desta metodologia ao período de regulação 2022-2025, como as metas de eficiência e a definição dos indutores de custos, encontra-se detalhado no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025». Neste documento identifica-se também o tratamento regulatório adotado relativamente a determinadas rúbricas de custos específicas que concorrem para a determinação dos proveitos permitidos da atividade de TEE em 2024.

---

<sup>51</sup> *Capital Expenditure*.

<sup>52</sup> *Operational Expenditure*.

<sup>53</sup> *Total Expenditure*: CAPEX+OPEX

<sup>54</sup> A justificação aprofundada desta opção de metodologia encontra-se no [documento justificativo da Consulta Pública n.º 101](#).

De uma forma resumida, os principais indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos permitidos decorrentes desse *revenue cap* na atividade de TEE, são os seguintes:

- condições de financiamento pré 2022, sem prémio a custos reais, com neutralização da eficiência;
- condições de financiamento pré 2022, com prémio a custos de referência, com neutralização da eficiência;
- fator de neutralização da eficiência (fator de ajustamento ao IPIB-X);
- condições de financiamento pós 2022;
- potência ligada à rede de transporte para produtores;
- extensão da rede.

No atual período de regulação foram ainda extintos o mecanismo de valorização de ativos a custos de referência (mantendo-se, contudo, a sua aplicação a investimentos entrados em exploração até 2021) e o Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos (IREI), cujo propósito, entre outros objetivos, de promover decisões eficientes de investimento está subjacente na nova metodologia de regulação por TOTEX. Paralelamente, foi criado o incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT), que substitui o extinto IREI na sua componente técnica<sup>55</sup>.

Conclui-se assim que uma grande parte dos proveitos permitidos da atividade de TEE decorre, mesmo que indiretamente na metodologia de TOTEX, de custos de investimento, o que reflete o carácter capital intensivo desta atividade. Neste particular, registre-se que o Estado concedente, no uso das suas prerrogativas legais, apenas procedeu à aprovação do PDIRT-E 2017 e do PDIRT-E 2021, não rejeitando de forma expressa os outros PDIRT, tendo antes optado por adotar decisões pontuais sobre infraestruturas específicas (n.ºs 12 a 14 do artigo 125.º e n.º 2 do artigo 220.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro). Neste contexto, a consideração, em definitivo, dos investimentos entrados em exploração a partir de 2018 como referência para efeitos de definição dos proveitos permitidos na atividade de Transporte de Energia Elétrica, que não digam respeito a investimentos relacionados com a adequada manutenção, modernização e reposição das infraestruturas, está dependente da aprovação dos planos em causa ou das decisões de aprovação sobre infraestruturas específicas.

---

<sup>55</sup> Estas alterações e respetivas justificações encontram-se detalhadas no documento [«Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025»](#).

Neste âmbito, mantém-se a não consideração na base de ativos aceites a remunerar (RAB)<sup>56</sup> dos valores transferidos para exploração referentes às obras do edifício sede do ORT, entre 2015 e 2021, na componente alocada à atividade de TEE.

A ERSE não considera também uma obra relativa à resiliência e adaptação às alterações climáticas (gestão integrada de vegetação e limpeza de florestas) em gestão da vegetação, entrada em exploração em 2021 e não incluída no PDIRT-E 2017.

A justificação para a não consideração dessas obras encontra-se detalhada no ponto 5.2.2.4.

Os pontos abaixo apresentam o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de TEE para o ano  $t$ , bem como o cálculo dos ajustamentos aplicáveis em  $t-2$  e  $t-1$ , de acordo com as metodologias de regulação em vigor.

#### 5.2.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Transporte de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no artigo 114.º do RT. Aplicando essa fórmula, apurou-se o montante de proveitos permitidos constante do Quadro 5-20.

---

<sup>56</sup> *Regulatory Asset Base.*

Quadro 5-20 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2023P em T2023	2024P em T2024	Varição (%)
A = (1) + (2) x (3)*1000 + (4) x (5)*1000 + (6) x (7)*1000 + (8) x (9)*1000 + (10) x (11)/1000 + (12) x (13)/1000	Custos Totais (TOTEX) aceite TEE	272 042	285 954	5,1%
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de TEE	34 342	36 162	
2	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	815,37247	858,58721	
3	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE, com neutralização de eficiência (%)	4,75%	5,01%	
4	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	980,88538	1 032,87231	
5	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE, com neutralização de eficiência (%)	5,50%	5,72%	
6	Valor unitário componente sujeita a ajustamento de fator de ajustamento de IPIB-X pré 2022 TEE (Milhões EUR/Fator ajustamento IPIB-X)	121,42379	127,85925	
7	Valor do indutor de Fator Ajustamento IPIB-X do TEE (Índice de Fator ajustamento IPIB-X)	1,000	0,950	
8	Valor unitário condições financiamento pós 2022 TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	258,84376	272,56248	
9	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pós 2022 TEE (%)	4,75%	5,27%	
10	Valor unitário do indutor Extensão da rede TEE (EUR/Km)	570,65054	600,89502	
11	Valor previsto para o indutor de extensão da rede TEE (Km)	9 826	10 037	
12	Valor unitário do indutor Potência ligada à rede de TEE para produtores (EUR/MVA)	339,10736	357,08005	
13	Valor previsto para o indutor de Potência ligada à rede de TEE para produtores (MVA)	16 916	16 435	
B	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT)	10 000	15 000	50,0%
C	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	4 026	4 816	19,6%
D	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	14 000	22 500	60,7%
E	Gastos ambientais	0	0	-
F	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-12 025	-28 889	-140,2%
G = A + B + C + D + E - F	<b>Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)</b>	<b>312 092</b>	<b>357 159</b>	<b>14,4%</b>

Fonte: ERSE, REN

O acréscimo verificado nos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (linha G), face ao ano anterior, decorre de um conjunto de efeitos, dos quais se destacam: (i) o incremento dos custos totais (TOTEX) (linha A), devido sobretudo ao aumento da taxa de remuneração dos ativos, em virtude da evolução positiva da *yield* das obrigações do tesouro portuguesas no último ano, bem como ao aumento do IPIB aplicado na atualização dos indutores de custos; (ii) os aumentos dos valores estimados do incentivo IMDT (linha B) e das compensações entre operadores das redes de transporte (linha D); e (iii) o crescimento do ajustamento a devolver à empresa (linha F).

De seguida analisam-se as principais rubricas que contribuem para o cálculo dos proveitos permitidos.

#### INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT

Em 2022 a ERSE introduziu um novo incentivo na atividade de TEE, designado incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT), que visa incentivar o operador da RNT a melhorar o desempenho técnico da RNT, avaliando a capacidade desta em dar resposta às lacunas resultantes da evolução da

atividade de transporte num contexto de transição energética e de descarbonização do setor energético e adequando os investimentos necessários em conformidade.

O desempenho técnico da RNT compreende a avaliação, conjunta, da resposta da rede de transporte às necessidades em termos da disponibilidade do equipamento, níveis de qualidade de serviço e a capacidade de interligação internacional disponibilizada aos mercados. A forma de aplicação deste incentivo, e respetivos parâmetros, encontra-se descrita no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022-2025».

Para o ano de 2024, o montante previsional determinado pela ERSE para o incentivo é de 15,0 milhões de euros (linha B do Quadro 5-20), no pressuposto de que o desempenho técnico da RNT, medido pelo indicador definido pela ERSE para o período de regulação de 2022 a 2025, se situará na zona central, ou acima, do incentivo IMDT. O cálculo do seu valor para 2022 encontra-se detalhado no ponto 5.2.2.2.5.

#### **CUSTOS COM COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE**

Com o mecanismo atual em vigor, considerou-se nos proveitos permitidos uma estimativa de 22,5 milhões de euros para 2024 (linha D do Quadro 5-20). Como se verá adiante no ponto 5.2.2.2.2, estes valores têm aumentado nos últimos anos, em virtude do crescimento das importações, decorrentes de contratações no mercado liberalizado, e das vendas da REN, acompanhado por uma redução da energia de trânsito. Contudo, a REN tem atuado no sentido de alterar a metodologia de cálculo deste mecanismo, no sentido de ser menos penalizadora para países periféricos. Estão em discussão alternativas ao modelo atual no sentido de contribuírem para a redução do custo imputado a Portugal.

#### **MONTANTES NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DAS METAS DE EFICIÊNCIA**

Esta rubrica (linha C do Quadro 5-20) inclui o montante relativo aos ganhos e perdas atuariais, que passou a ser aceite fora da base de custos sujeita a eficiência a partir de 2018, uma vez que a natureza destes custos não justifica a aplicação de metas de eficiência<sup>57</sup>. Para 2024, o valor a considerar de perdas atuariais

---

<sup>57</sup> A aceitação destes custos está justificada no documento [«Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020»](#).

para a atividade de TEE é de 7,472 milhões de euros, que reflete a amortização do ano, correspondente a uma amortização constante de 11 anos até 2026<sup>58</sup>.

Inclui-se também, a título provisório, uma dedução que permite garantir a neutralidade tarifária do CAPEX decorrente das infraestruturas de ligação ao projeto *Windfloat*, de montante equivalente à transferência prevista efetuar pelo Fundo Ambiental em 2024, como explicado no ponto seguinte.

#### **INFRAESTRUTURAS DE LIGAÇÃO À ZONA PILOTO OFFSHORE**

Na Resolução do Conselho de Ministros n.º 161/2019, de 26 de setembro, assumiu-se um quadro de reconhecimento nos ativos da concessão da RNT dos montantes de investimento nas infraestruturas de ligação à zona piloto *offshore* não cofinanciados pelo PO SEUR e, em consequência, de repercussão sobre os proveitos regulados da concessionária da RNT. Sublinhe-se que este reconhecimento de custos de investimento para efeitos tarifários não poderá incluir a parcela de cofinanciamento proveniente do PO SEUR.

A resolução prevê ainda a utilização de fundos públicos nacionais (no caso, o Fundo Ambiental) para a mitigação dos impactes tarifários do projeto de ligação da produção eólica offshore em Viana do Castelo sobre os consumidores finais de eletricidade. Nos termos deste último diploma, cabe ao Fundo Ambiental proceder a transferências, de receitas provenientes das licenças de carbono, para o Sistema Elétrico Nacional (SEN), de modo a atenuar a repercussão do investimento no referido projeto sobre o tarifário da eletricidade.

O Fundo Ambiental foi, ainda, autorizado a transferir para o SEN, pelo período de 25 anos a começar em 2020, receitas provenientes das licenças de carbono nos termos previstos no n.º 3 do artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, na sua redação atual, até ao montante necessário para atenuar a repercussão do investimento no referido projeto sobre o tarifário da eletricidade.

O Despacho n.º 8485/2023, de 22 de agosto, que produziu a última alteração ao Despacho n.º 3355- A/2023, de 14 de março, que aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2023, prevê uma transferência estimada de 3 446 772 euros no âmbito do projeto *Windfloat*.

---

<sup>58</sup> Tendo em conta o tempo médio de serviço futuro da população ativa, de acordo com os resultados da avaliação atuarial reportada a 31/12/2015, num procedimento similar à aplicação do método do “corredor”.



O quadro seguinte apresenta um resumo, para o período compreendido entre 2019 e 2024, dos custos de capital (CAPEX), das transferências efetuadas e estimadas pelo FA para o SEN e do montante previsto que seria necessário transferir em 2024 (assumindo o valor orçamentado pelo Fundo Ambiental de 2023) para assegurar a neutralidade tarifária do investimento em termos de custos com o capital investido. Os valores de 2023 e 2024 são valores estimados e previsionais à data de elaboração dos cálculos, enquanto os valores de 2019, 2020, 2021 e 2022 são valores reais<sup>59</sup>.

**Quadro 5-21 - Custos de capital do projeto *Windfloat* e transferências do Fundo Ambiental**

Ano	Real (R) / Estimado (E) / Previsto (P)		CAPEX (EUR)	CAPEX Acumulado (EUR)	WACC (%)	Transferências FA (EUR)	Data Transferência	Transferência Realizada / Prevista / Orçamentada	Saldo do ano (EUR)	Saldo Acumulado = Transf. FA (EUR)
2019	R	2019 R	1 358 006	1 358 006	4,88%	1 400 000	2019	Realizada	41 994	41 994
2020	R	2020 R	2 654 516	4 012 522	4,60%	920 000	2020	Realizada	-1 734 516	-1 692 522
2021	R	2021 R	2 158 923	6 171 445	4,51%	2 384 403	2021	Realizada	225 480	-1 467 042
2022	R	2022 R	2 322 516	8 493 961	4,75%	2 501 266	2022	Realizada	178 750	-1 288 292
2023	E	2023 E	2 437 422	10 931 383	5,27%	3 446 772	2023	Orçamentada (Estimada)	1 009 350	-278 942
2024	P	2024 P	2 376 619	13 308 002	5,27%		2024	Prevista p/ saldo em falta	-2 376 619	-2 655 561

Fonte: ERSE, REN

O quadro evidencia que, assumindo uma transferência do Fundo Ambiental em 2023 igual ao valor orçamentado, de 3 446 772 euros, para garantir a neutralidade tarifária respeitante ao custo com capital do investimento, prevê-se que seja necessária uma transferência em 2024 por parte deste Fundo num montante total de cerca de 2 656 milhares de euros.

Assim, enquanto se aguarda o recebimento da transferência do fundo ambiental, por forma a assegurar a neutralidade tarifária deste investimento foi efetuada, a título provisório, uma dedução de igual montante aos proveitos permitidos da atividade de TEE, incluída na parcela de montantes não contemplados no âmbito das metas de eficiência (linha C do Quadro 5-20).

Os custos com a operação e manutenção deste projeto são suportados pelas tarifas como o demais OPEX relativo à atividade da TEE, no âmbito das metodologias de regulação em vigor em cada ano de tarifas.

A ERSE, no seu parecer a este projeto, e em todas as iterações, quer com a REN, quer com as outras entidades intervenientes, sempre referiu que o OPEX deste investimento seria tratado de forma igual ao restante OPEX da atividade da TEE.

<sup>59</sup> Baseados em valores auditados dos valores e respetivas datas recebimento das tranches do subsídio do PO SEUR.

Em segundo lugar e no que respeita ao OPEX, em face dos normativos aplicáveis, a ERSE reitera que os custos de exploração das infraestruturas concessionadas não devem ser reconhecidos fora da base de custos sujeita a metas de eficiência. Por força da metodologia de regulação aplicável à atividade de TEE (*revenue cap* aplicável ao TOTEX), o valor do OPEX a recuperar pela empresa (considerado nos proveitos permitidos) será, normalmente, diferente dos custos incorridos pela mesma. Caso este projeto leve a um aumento dos custos operacionais da REN no decorrer de um período de regulação, a base de custos que será definida para o período de regulação subsequente refletirá este incremento. Acresce que a metodologia de regulação em vigor a partir de 2022 inclui um mecanismo de partilha de ganhos e perdas, que protege o equilíbrio económico-financeiro da empresa caso os custos reais se desviem significativamente dos custos considerados na base de custos.

#### 5.2.2.2 AJUSTAMENTOS

O ajustamento dos proveitos permitidos de 2022 a repercutir nos proveitos a proporcionar em 2024 à entidade concessionária da RNT, na atividade de Transporte de Energia Elétrica, é calculado de acordo com o artigo 118.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021. Esse ajustamento encontra-se calculado no Quadro 5-22.

Quadro 5-22 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2022

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Cálculo do ajustamento na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)	2022	2022P em T2022	Variação (%)
$A = (1) + (2) \times (3) \times 1000 + (4) \times (5) \times 1000 + (6) \times (7) \times 1000 + (8) \times (9) \times 1000 + (10) \times (11) / 1000 + (12) \times (13) / 1000$	Custos Totais (TOTEX) aceite TEE	270 997	264 336	2,5%
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de TEE	34 348	34 348	-
2	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	815,50828	815,50828	-
3	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE, com neutralização de eficiência (%)	4,75%	4,40%	-
4	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	981,04876	981,04876	-
5	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE, com neutralização de eficiência (%)	5,50%	5,15%	-
6	Valor unitário componente sujeita a ajustamento de fator de ajustamento de IPIB-X pré 2022 TEE (Milhões EUR/Fator ajustamento IPIB-X)	121,44402	121,44402	-
7	Valor do indutor de Fator Ajustamento IPIB-X da TEE (Índice de Fator ajustamento IPIB-X)	1,00	1,00	-
8	Valor unitário condições financiamento pós 2022 TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	258,88688	258,88688	-
9	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pós 2022 TEE (%)	4,75%	4,40%	-
10	Valor unitário do indutor Extensão da rede TEE (EUR/Km)	570,74559	570,74559	-
11	Valor previsto para o indutor de extensão da rede TEE (Km)	9 424	9 732	-
12	Valor unitário do indutor Potência ligada à rede de TEE para produtores (EUR/MVA)	339,16384	339,16384	-
13	Valor previsto para o indutor de Potência ligada à rede de TEE para produtores (MVA)	14 485	15 307	-
B	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT)	20 000	7 500	166,7%
C	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	9 016	4 970	81,4%
D	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	5 548	1 932	187,2%
E	Gastos ambientais	0	0	-
F	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-22 715	-22 715	0,0%
<b>G = A + B + C + D + E - F</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)</b>	<b>320 782</b>	<b>293 958</b>	<b>9,1%</b>
<b>H = G + F</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos)</b>	<b>305 561</b>	<b>278 737</b>	<b>9,6%</b>

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Cálculo do ajustamento na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)	2022
<b>I = G</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)</b>	<b>320 782</b>
<b>J</b>	<b>Proveitos faturados da actividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de URT</b>	<b>293 540</b>
$K = J_{[t-2]} - I_{[t-2]}$	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de TEE do ORT (S/ juros)	-27 241
L	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1	4,378%
M	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2	1,600%
<b>N = K * (1 + M) * (1 + L)</b>	<b>Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t</b>	<b>-28 889</b>

Fonte: ERSE, REN

Neste quadro pode-se observar que o valor do ajustamento (linha N) resulta da diferença entre os proveitos faturados da atividade de Transporte de Energia Elétrica (linha J), e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte (linha I), no qual está subjacente a diferença positiva entre o valor verificado em 2022 e o valor previsto em Tarifas de 2022 dos proveitos permitidos da atividade de TEE, diferença que se pode observar na linha G. A contribuir para este ajustamento a devolver

à empresa salienta-se a diferença positiva entre o valor verificado em 2022 e o valor previsto: i) das rubricas de incentivo IMDT (linha B); ii) de Custos Totais (TOTEX, linha A), devido ao aumento da taxa de remuneração real face ao valor de tarifas de 2022; iii) de montantes não contemplados no âmbito das metas de eficiência (linha C); e iv) de valor da compensação entre operadores das redes de transporte (linha D).

Seguidamente, é analisado, para cada um daqueles fatores, o desvio verificado em 2022.

#### 5.2.2.2.1 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS DO TIPO *REVENUE CAP* APLICADA AOS CUSTOS TOTAIS

De acordo com a aplicação da fórmula de *revenue cap*, o nível do TOTEX aceite para 2022 é superior ao valor calculado para tarifas 2022. Esta situação é justificada, sobretudo, pela evolução do indutor condições de financiamento, que registou uma subida em 2022, devido ao aumento das *yields* das obrigações do tesouro português que determinam o cálculo do mecanismo de indexação da taxa de remuneração (WACC) (aspeto analisado em detalhe no ponto 3.1).

**Quadro 5-23- Evolução dos indutores de custos no TOTEX da TEE**

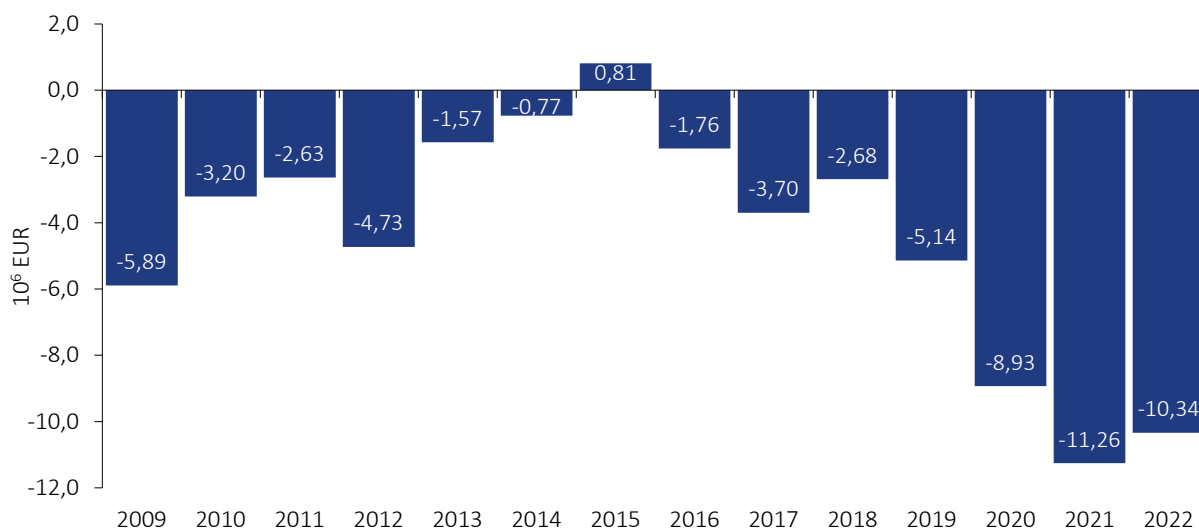
	2022	2022P em T2022	Desvio [(T-2) - (Tarifas T-2)]	
			Valor	%
Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE, com neutralização de eficiência (%)	4,75%	4,40%	0,35%	8%
Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE, com neutralização de eficiência (%)	5,50%	5,15%	0,35%	7%
Valor do indutor de Fator Ajustamento IPIB-X do TEE (Índice de Fator ajustamento IPIB-X)	100,00%	100,00%	0,00%	0%
Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pós 2022 TEE (%)	4,75%	4,40%	0,35%	8%
Valor previsto para o indutor de extensão da rede TEE (Km)	9 424	9 732	-308	-3%
Valor previsto para o indutor de Potência ligada à rede de TEE para produtores (MVA)	14 485	15 307	-822	-5%

#### 5.2.2.2.2 CUSTOS COM COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES DA REDE DE TRANSPORTE

O crescimento das importações decorrentes de contratações no mercado liberalizado e das vendas da REN, acompanhado por uma redução da energia de trânsito levaram a que a REN tivesse registado situações de pagadora em quase todos os anos do período em análise, com exceção de 2015, ano em que registou

situações de recebedora, conforme se pode observar na Figura 5-5. O montante pago pela REN em 2022 ascendeu a 10,34 milhões de euros.

Figura 5-5 - Compensação entre operadores da rede de transporte



Fonte: ERSE, REN

A receita associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal - Espanha em 2022 (rendas de congestionamento) atingiu 5,129 milhões de euros, ao qual soma as receitas decorrentes de, TERRE (167 milhares de euros) e o conjunto de receitas associadas à operação do sistema (FSKAR, IGCC, RRE e SS), no montante de 1,791 milhões de euros. A estes valores foram deduzidos 1,823 milhões de euros resultantes de *Financial Transaction Rights*. O saldo remanescente em 31 de dezembro, após a aplicação em ações coordenadas de balanço foi de 4,793 milhões de euros. Uma vez que este valor é abatido ao custo com compensação entre operadores da rede de transporte, o total destas parcelas considerado no cálculo do ajustamento de 2022 ascendeu a 5,548 milhões de euros (linha D do Quadro 5-22).

#### 5.2.2.2.3 OUTROS MONTANTES NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

Esta rubrica (linha C do Quadro 5-22) considera os valores de CAPEX<sup>60</sup> relativos ao projeto *Windfloat* que asseguram a neutralidade tarifária do projeto, decorrente da transferência integral pelo Fundo Ambiental prevista para 2022, bem como à amortização anual dos ganhos e perdas atuariais, de 7,472 milhões de

<sup>60</sup> Os montantes de CAPEX referentes ao projeto *Windfloat* foram recalculados considerando os dados auditados de valores e respetivas datas de recebimento das várias tranches do subsídio do PO SEUR, aplicando-se os juros devidos.

euros. Inclui-se também 1,5 milhões de euros correspondentes ao CAPEX de 2022 do investimento na linha a 150kV entre as subestações de Fernão Ferro e da Trafaria (“linha Fernão Ferro-Trafaria 2”), cuja justificação se apresenta no ponto seguinte.

#### 5.2.2.2.4 ATIVOS TRANSFERIDOS PARA EXPLORAÇÃO E RESPECTIVA CONSIDERAÇÃO PARA EFEITOS DA BASE DE ATIVOS REGULADA

Como visto anteriormente, a partir de 2022 a atividade de TEE passou a ser regulada por uma metodologia de regulação do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais (TOTEX), complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e perdas. No âmbito desta metodologia, o cálculo dos proveitos permitidos considera os investimentos previstos pelo ORT para a globalidade do período de regulação, nomeadamente os investimentos previstos no último PDIRT-E aprovado ou que foi alvo de parecer por parte da ERSE, que são, de um modo geral, considerados na componente de custos de investimento (CAPEX) incluída da base de custos TOTEX, definida no início de cada período de regulação.

Deste modo, durante o período de regulação de 2022 a 2025, os investimentos previstos e os realizados na atividade de TEE em cada ano deixam de impactar, de forma direta, no nível de proveitos permitidos anuais, que passam a ser determinados pela evolução da base de custos TOTEX, de acordo com a variação dos indutores de custos aplicáveis.

Contudo, para o período de regulação subsequente (a partir de 2026), há um impacto económico, quer decorrente da projeção da base de ativos regulada a incorporar na base de custos TOTEX que vier a ser definida, quer por via do resultado do mecanismo de partilha de ganhos e perdas do atual período de regulação, cujo resultado é repercutido no período de regulação subsequente.

Os investimentos ocorridos que forem alvo de aprovação e validados pela ERSE são igualmente considerados no cálculo da componente de CAPEX incorporada na base de custos TOTEX da atividade de TEE para o próximo período de regulação, que se inicia em 2026. Esta base de custos incorporará, igualmente, as projeções de investimento atualizadas pelo último PDIRT-E aprovado ou que tenha sido alvo de parecer por parte da ERSE, até esse momento.

O mecanismo de partilha de ganhos e perdas do atual período de regulação baseia-se na consideração “do desempenho real da empresa” ao longo de todo o período de regulação face às metas impostas pela ERSE. Para o cálculo do “desempenho real da empresa” serão considerados investimentos ocorridos que tenham sido efetivamente aprovados e validados pela ERSE, quer no âmbito de um PDIRT-E, quer em processos autónomos.

Assim, apesar de, na atual metodologia de regulação os proveitos permitidos anuais da atividade de TEE não dependerem diretamente dos investimentos entrados em exploração em cada ano, continua a ser necessária que sejam avaliados pela ERSE, para que possam ser considerados em todos os momentos de avaliação económica subsequentes, nomeadamente nas revisões das bases de custos totais e na determinação dos montantes do mecanismo de partilha de ganhos e perdas.

Neste particular, com base na informação submetida à ERSE pela REN, ao abrigo do atual Artigo 180.º do RT (antigo Artigo 184.º), nomeadamente, na informação real constante da Norma Complementar n.º 2 das contas reguladas da empresa, é possível concluir que, no ano de 2022, entraram em exploração um conjunto de projetos de investimento, num montante total de aproximadamente 117 milhões de euros, a custos totais.

No âmbito da atividade de supervisão da ERSE, realizou-se um exercício de confrontação da informação sobre os ativos entrado em exploração em 2022 com a informação sobre a aprovação desses mesmos investimentos por parte do Concedente, em sede de PDIRT-E ou de outro processo equivalente.

Como resultado desse exercício, e beneficiando dos esclarecimentos prestados pelo operador da RNT, não foi identificado qualquer projeto não aprovado, e que, por esse motivo, deva ser expressamente excluído da base regulada de ativos.

Analisa-se de seguida algumas situações particulares, por terem justificado um tratamento regulatório específico nos últimos anos.

#### **LINHA FERNÃO FERRO – TRAFARIA 2**

Na informação previsional dos investimentos a transferir para exploração, elaborada e remetida à ERSE pela REN, para o exercício tarifário de 2022 (Tarifas 2022) e para preparação do atual período de regulação 2022-2025, incluía-se na calendarização de projetos a concretizar entre 2021 e 2025, a linha Fernão Ferro – Trafaria 2, cujo comissionamento estava previsto para 2021, com um custo total de 29,9 milhões de euros.

No entanto, no apuramento dos proveitos relativos aos anos de 2021 e 2022, a ERSE não considerou, ainda que condicionalmente, o valor da linha Fernão Ferro – Trafaria 2, visto que, segundo informações então recolhidas junto da REN, esse investimento estaria atrasado. Essa não aceitação repercutiu-se quer no CAPEX de 2021, quer na definição da base de custos TOTEX para o novo período de regulação 2022 a 2025.

Não obstante, nesse momento, a ERSE deixou claro no seu documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico» que *“(…)os custos de investimentos deste projeto serão reconhecidos aquando da sua entrada em exploração, já que se encontra identificado como em fase final de construção há mais de dez anos, em data muito anterior ao período de vigência do PDIRT-E 2017 aprovado, e desde então tem visto ser sucessivamente adiada a conclusão dessa sua concretização”*.

Analisando a informação remetida pela REN sobre as suas contas reguladas relativas ao ano de 2022, verifica-se que a linha Fernão Ferro – Trafaria 2 entrou efetivamente em exploração em 2022, com um custo total de 45,0 milhões de euros, o que significa um acréscimo de 15 milhões de euros face aos 29,9 milhões de euros inscritos para esta obra no PDIRT-E 2021 aprovado.

Em sede de proposta tarifária para 2024, a ERSE precarizou a aceitação do custo final do projeto da linha de 150 kV Fernão Ferro – Trafaria 2, ficando a respetiva aceitação em definitivo sujeita à análise da informação adicional, a prestar pela REN, que fundamentasse, por um lado, o valor final do custo do projeto, de 44,9 milhões de euros, e, por outro, o significativo aumento verificado face ao valor inscrito na informação previsional para o período 2021-2025 e no PDIRT-E 2021, de 29,9 milhões de euros.

Sem prejuízo da informação a remeter pela REN, e de modo a aprofundar o conhecimento sobre os motivos que resultaram nessa diferença de custos, a ERSE realizou uma ação de fiscalização à REN, incidindo sobre o processo de realização do projeto em causa, desde a sua proposta inicial em 2001, até à sua entrada em exploração em 2022. Os temas analisados incluíram as alterações à solução técnica da linha, na sequência de processos judiciais e ações legais movidas por entidades da administração local das comunidades atravessadas pela mesma, e que resultaram na opção de enterramento parcial da linha na parte do traçado junto a essas localidades.

Em resultado desta ação, foi recolhida e analisada documentação e evidências das várias fases das obras que resultaram no aumento do custo final, incluindo custos com trabalhos complementares não previstos e revisões de preços impostas legalmente. Dessa análise, realça-se o facto de a quase totalidade do aumento de custos ser devida às obras de enterramento parcial da linha e a sua interação com diversas infraestruturas rodoviárias.

Considera-se, por isso, justificado o custo final do projeto de 44,9 milhões de euros, pelo que foi considerado, em sede de ajustamentos de 2022, o CAPEX relativo a este investimento, no montante de 1,5 milhões de euros, fora da metodologia de TOTEX. Este investimento será reconhecido desta forma até ao



final do atual período de regulação, passando depois a integrar o ativo considerado para a definição da base de custos TOTEX do próximo período de regulação. Contudo, uma vez que não foi considerado para a atual base de custos TOTEX, este investimento e a respetiva remuneração serão excluídos do cálculo do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas aplicável ao atual período de regulação. No entanto, no próximo período de regulação este investimento será considerado quer na definição da nova base de custos TOTEX, quer no respetivo mecanismo de partilha de ganhos e de perdas.

#### **NÃO RECONHECIMENTO DO CAPEX RELATIVO A OBRAS NO EDIFÍCIO SEDE DA REN EM 2021**

No decurso dos últimos exercícios tarifários da ERSE, a REN tem solicitado recorrentemente o reconhecimento em proveitos do CAPEX associado aos investimentos no seu Edifício Sede, classificados como não específicos. Alega a REN que já remeteu à ERSE toda a informação relevante que fundamenta a necessidade dos projetos em causa, e, por isso, em sede do presente exercício tarifário, reitera o pedido de reconhecimento pela ERSE destes investimentos.

Tendo este tema sido já amplamente analisado ao longo do tempo, e tendo como base o facto de a ERSE considerar que não existe qualquer aprovação explícita das obras em causa até 2021, a ERSE mantém a decisão de não reconhecer os custos ocorridos até 2021, em linha com as suas posições tomadas desde 2017.

Sem prejuízo desta decisão da ERSE, importa clarificar que, no que diz respeito a investimentos ocorridos a partir de 2022, e tendo em conta que o PDIRT-E 2021 aprovado inclui investimentos relacionados com a “Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios”, a ERSE entende que passa a existir uma base para que este tipo de investimentos possa vir a ser considerado pela ERSE e incluído no RAB a partir de 2022. Contudo, essa consideração será apenas para efeitos de cálculo do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas subjacente à metodologia de TOTEX em vigor e para a definição da base de custos TOTEX do próximo período de regulação.

Não obstante esta alteração de posição da ERSE, face à natureza dos investimentos em causa e ao reduzido detalhe da informação disponível no PDIRT-E 2021 sobre as obras em questão, a ERSE condicionará o reconhecimento destes custos à análise de informação adicional sobre os mesmos e sua comparação com os montantes inscritos em sede de PDIRT-E 2021 aprovado.

### **NÃO RECONHECIMENTO DE CAPEX RELATIVO A OBRAS DE GESTÃO INTEGRADA DE VEGETAÇÃO EM 2021**

No exercício tarifário de 2023, a ERSE não aceitou o CAPEX correspondente a uma obra de 1,37 milhões de euros classificada como “resiliência e adaptação às alterações climáticas (gestão integrada de vegetação e limpeza de florestas)”, por considerar que a mesma tinha natureza operacional, e em coerência com a posição assumida quer em sede do seu Parecer à proposta de PDIRT-E 2021, quer em sede de definição da base de custos TOTEX para o período regulatório 2022-2025.

Sobre esta decisão da ERSE, a REN reitera o seu pedido de reconhecimento do CAPEX não aceite, reforçando que considera válidos os argumentos apresentados no passado, ou seja, alegando que a obra tem natureza de CAPEX e não de OPEX, e que decorre de obrigações legais.

Atendendo a que a ERSE continua a considerar que a obra, que entrou em exploração em 2021, não foi aprovada em sede de nenhum PDIRT-E anterior ao PDIRT-E 2021, e não tendo conhecimento de novos desenvolvimentos que justifiquem a alteração da sua posição tomada anteriormente, mantém-se o não reconhecimento destes custos relativos a 2021.

Sem prejuízo desta decisão, importa clarificar que, no que diz respeito a investimentos ocorridos a partir de 2022, e tendo em conta que o PDIRT-E 2021 aprovado inclui investimentos relacionados com a “Gestão Integrada da Vegetação”, a ERSE entende que passa a existir uma base para que este tipo de investimentos possa vir a ser considerado no RAB a partir de 2022. Contudo, essa consideração será apenas para efeitos de cálculo do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas subjacente à metodologia de TOTEX em vigor e para a definição da base de custos TOTEX do próximo período de regulação.

Não obstante, este possível reconhecimento de investimentos, ocorridos a partir de 2022, face à natureza dos investimentos em causa e ao reduzido detalhe da informação disponível no PDIRT-E 2021 sobre as obras em questão, a ERSE condicionará o reconhecimento destes custos à análise de informação adicional sobre os mesmos e sua comparação com os montantes inscritos em sede de PDIRT-E 2021 aprovado.

### **NÃO RECONHECIMENTO DO PAINEL DE LINHA DE 400KV, ASSOCIADO À LINHA A 400KV “RIBEIRA DA PENA – FEIRA”**

Em Tarifas de 2023, da auditoria à aplicação do mecanismo de custos de referência em 2021, complementada pelo exercício de supervisão levado a cabo pela ERSE à informação sobre as obras concluídas em 2021, identificou-se a existência na subestação de Ribeira da Pena de um painel de linha de

400kV, associado à linha a 400kV “Ribeira da Pena – Feira”, a qual não entrou em exploração em 2021, e cuja conclusão está suspensa.

Por outro lado, no exercício de supervisão efetuado aos ativos em exploração reportados ao abrigo do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), não foi possível identificar na subestação da Feira, o painel de 400kV equivalente (outro extremo da linha em causa).

Assim, em Tarifas de 2023 concluiu-se que o projeto associado a esta linha não estava concluído e que, por isso, parte dos ativos apresentados na informação de obras concluídas não podiam ser considerados como estando em exploração, uma vez que, de acordo com o artigo 26.º do RARI, não é possível alcançar os fins pelos quais foram propostos e aprovados em sede de PDIRT-E. Deste modo, a ERSE decidiu não considerar o ativo associado ao referido painel de linha a 400kV na sua base regulada de ativos em sede de Tarifas de 2023, não alterando, contudo, a base de ativos considerada no TOTEX a partir de 2022.

Mantendo-se em 2022 as condições que justificaram a exclusão deste ativo do RAB, este investimento continua a não ser aceite em 2022, para efeitos do cálculo do mecanismo de partilha de ganhos e perdas subjacente à metodologia de TOTEX. Será reconhecido nessa mesma base regulada de ativos assim que o projeto em causa estiver concluído e em exploração, tal como previsto no PDIRT-E 2017 que o aprovou.

## **OUTROS**

Na sequência da decisão da Autoridade da Concorrência (AdC) que condenou as empresas Cabelte, Solidal e Quintas&Quintas (processo ref.ª PRC/2021 /1), relacionada com concursos para o fornecimento de cabos ao operador da RNT entre 2015 e 2019, a ERSE obteve informação adicional sobre o tema, a qual se encontra em análise atendendo ao quadro regulatório aplicável à atividade de transporte de energia elétrica à data dos factos. Apesar de não ser certo que existam sobrecustos para os consumidores que tenham resultado de tais aquisições de cabos, a ERSE reserva-se no direito de rever os proveitos atribuídos a esta atividade regulada, em função do que vier a ser apurado.

### **5.2.2.2.5 MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT**

O mecanismo de incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT encontra-se estabelecido no RT.

O desempenho técnico da RNT compreende a avaliação, conjunta, da resposta da RNT às necessidades em termos da disponibilidade do equipamento da RNT, os níveis de qualidade de serviço, a capacidade de interligação internacional disponibilizada aos mercados, entre outros fatores.

O valor anual do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT é calculado através de

$$IMDT_{URT,t} = \begin{cases} IMDT_{inf} & , \text{ se } DT_t < DT_{min,t} \\ \frac{2 \times IMDT_{sup}}{DT_{max,t} - DT_{min,t}} \times (DT_t - DT_{ref,t}) & , \text{ se } DT_{min,t} \leq DT_t \leq DT_{max,t} \\ IMDT_{sup} & , \text{ se } DT_t > DT_{max,t} \end{cases}$$

$$DT = \frac{\alpha_1 \times I_{DISP} + \alpha_2 \times I_{QST} + \alpha_3 \times I_{interl}}{\sum_1^3 \alpha_i}$$

#### INDICADOR “MANUTENÇÃO DA DISPONIBILIDADE DO EQUIPAMENTO DA RNT” ( $I_{DISP}$ )

O indicador  $I_{DISP}$  é determinado com base na média móvel da disponibilidade registada nos últimos 3 anos com dados reais<sup>61</sup> ( $P_{DISP}$ ). A disponibilidade é determinada de acordo com o indicador Tcd<sup>62</sup> estabelecido no RQS.

A disponibilidade registada nos últimos 3 anos com dados reais,  $P_{DISP} = 98,85\%$ , é superior ao valor de referência (estabelecido em 97,5% para o período regulatório 2022-2025), pelo que, para 2022:

$$I_{DISP} = 1$$

#### INDICADOR “MANUTENÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DA RNT” ( $I_{QST}$ )

O indicador  $I_{QST}$  está associado à média móvel do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) registado nos últimos 3 anos com dados reais ( $P_{QST}$ ), sendo o indicador de continuidade de serviço TIE determinado conforme o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

A média móvel do TIE registado nos últimos 3 anos com dados reais,  $P_{QST} = 0,05$  min, é inferior ao valor de referência (estabelecido em 0,96 minutos para o período regulatório 2020-2025), pelo que, para 2022:

$$I_{QST} = 1$$

<sup>61</sup> Como exemplo, para o cálculo do ano de 2022, o indicador terá em conta os dados reais dos anos de 2020, 2021 e 2022.

<sup>62</sup> Taxa combinada de disponibilidade que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, de acordo com o estabelecido no Procedimento n.º 2 do Manual de Procedimentos do RQS.

**INDICADOR “NÍVEL DE CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DISPONIBILIZADA AOS MERCADOS” ( $I_{\text{INTERL}}$ )**

Na revisão do Regulamento Tarifário de julho de 2023<sup>63</sup>, a ERSE estabeleceu no IMDT um indicador associado à interligação ( $I_{\text{interl}}$ ) que mede a percentagem das horas do ano em que a “meta da interligação” é assegurada, associado a um mecanismo de incentivo com carácter simétrico, permitindo ao operador da RNT obter um desempenho positivo se acima do valor de referência ou um desempenho negativo, se abaixo desse valor de referência.

A aferição deste indicador de desempenho associado à capacidade disponível da interligação será efetuada pela ERSE, através da publicação anual, até 2025, de um relatório de “Análise da capacidade de interligação Portugal-Espanha e monitorização anual do cumprimento dos limites mínimos da capacidade disponível para comércio interzonal”. Para o ano 2022, o valor de referência, e respetivos valores mínimos e máximos do indicador, estão indicados no Quadro 5-24.

**Quadro 5-24 - Parâmetros a aplicar no mecanismo associado ao indicador Interligação em 2022**

	$V_{\text{Ref}} - \Delta V$	$V_{\text{Ref}}$	$V_{\text{Ref}} + \Delta V$
<b>2022</b>	67,5%	72,5%	77,5%

Por aplicação dos critérios da ERSE, para efeitos do IMDT, para avaliação do cumprimento dos níveis mínimos de capacidade disponível para o comércio interzonal (*margin available for cross-zonal trade*, ou MACZT), o valor mínimo da capacidade da interligação para comércio interzonal foi disponibilizado durante 81,2% do tempo, sendo superior ao valor máximo do intervalo ( $V_{\text{Ref}} + \Delta V$ ), pelo que:

$$I_{\text{interl}} = 0,5$$

**APLICAÇÃO DO INCENTIVO A 2022**

Nos termos atrás descritos, o Indicador Desempenho Técnico da RNT em 2022 toma o valor

$$DT = (1 + 1 + 2 \times 0,5) / 4 = 0,75$$

Tendo em atenção os parâmetros definidos pela ERSE para o incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, em 2022 o montante a receber pelo operador da RNT é:

$$\text{IMDT} = 20 \text{ milhões de euros}$$

<sup>63</sup> Enquadrada pela [Consulta Pública n.º 113](#).

### 5.3 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E AGREGADOR

A atividade do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) tem sido desenvolvida desde 2018 pela ADENE, de acordo com o previsto no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável àquela atividade no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás (SNG).

Em 2022, com a entrada em vigor do 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, o OLMC passou a integrar o operador logístico de mudança de agregador, sendo atualmente denominado por Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA), com o regime constante dos artigos 152.º e seguintes e 292.º. Foi, assim, determinada a revogação do referido Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março.

A atividade de OLMCA, de acordo com os n.ºs 3 e 6 do artigo 152.º e do artigo 153.º, é exercida por um operador independente dos demais intervenientes do SEN e do SNG, através de licença atribuída mediante procedimento concorrencial a definir por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia e a efetuar no prazo de um ano a contar da data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. A licença tem uma duração máxima de 10 anos contados da respetiva emissão.

Não tendo ainda ocorrido a atribuição da referida licença e estando previsto um regime transitório, prevê-se no n.º 1 do artigo 292.º que a ADENE continue a desempenhar as funções de OLMC até à atribuição da licença prevista no artigo 153.º. No que respeita à função de agregador, importa salientar que até à atribuição da licença, as funções de operador logístico de mudança de agregador irão manter-se no Gestor Global do SEN, de acordo com o n.º 2 do artigo 292.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente.

Além das alterações acima mencionadas, o referido Decreto-Lei estabeleceu que os proveitos permitidos da atividade de OLMCA passam a ser recuperados através de preços regulados e, supletivamente, pela aplicação de tarifas de eletricidade.

O RT foi alterado em conformidade com a nova legislação. No caso particular do OLMCA, para além da alteração de denominação para OLMCA, foi igualmente alterado modelo de recuperação de proveitos permitidos. Na prática, para recuperação dos proveitos permitidos do OLMCA será estabelecido um preço regulado, referente à intermediação do OLMCA nos processos de mudança de comercializador e de

agregador, a pagar pelos comercializadores e agregadores cessionários e adicionalmente, os proveitos que não sejam recuperadas por aquele preço, serão recuperados através da tarifa de Acesso às Redes a aplicar a todos os consumidores, em particular através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo ORT. Desta forma, a tarifa de OLMC que era aplicada pelo ORD deixa de existir.

Esta alteração implica uma alteração dos fluxos entre operadores, ou seja: (i) na componente relativa aos preços regulados haverá uma faturação do OLMCA a cada comercializador ou agregador de acordo com os preços regulados fixados; e (ii) na componente relativa à recuperação pela tarifa o OLMCA faturará o ORT de forma a receber o montante incluído na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

Relativamente à metodologia de regulação aplicada a esta atividade, para assegurar que não houvesse um acréscimo de custos com o início da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, a ERSE baseando-se na proposta de plano de negócios apresentado pela ADENE em 2017, definiu um nível de custos totais (TOTEX) a aceitar para 2018 e que nos anos de 2019 e de 2020 evolui com a aplicação de uma metodologia de IPIB-X. Esta metodologia foi adaptada a 2021, tendo em conta que se estendeu o período de regulação até final de 2021. O nível de custos definido inicialmente assentou no alisamento a três anos dos custos de investimento e de exploração previstos pela ADENE no seu plano de negócios para o período 2018-2020. O plano de negócios da ADENE foi revisto e ajustado pela ERSE de modo a ter em conta o custo de capital previsto para os ativos regulados para esse período.

Para o atual período de regulação manteve-se a metodologia de regulação, com definição de nova base de custo, metas de eficiência e restantes parâmetros para a atividade de OLMC. Estas opções encontram-se detalhadas e justificadas no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022-2025», de dezembro de 2021.

#### **PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E DE AGREGADOR**

O montante de proveitos permitidos à ADENE na atividade de OLMCA é dado pelas expressões constantes do artigo 109º do RT e o ajustamento de 2022, foi calculado com as expressões constantes do artigo 113º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021.

Os cálculos encontram-se no Quadro 5-25.

Quadro 5-25 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR				
		Tarifas 2022	2022	Tarifas 2023	Tarifas 2024	Varição T 2024 / T 2023 (%)
<b>A</b>	Custos afetos à atividade de OLMCA para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	1 258	1 258	1 277	1 364	7%
<b>B</b>	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor elétrico que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t	0	0	0		
<b>C</b>	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de OLMCA para o setor elétrico, tendo em conta os valores ocorridos no ano t-2	-51	-51	132	15	-89%
<b>D = A - B - C</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de OLMCA</b>	<b>1 309</b>	<b>1 309</b>	<b>1 145</b>	<b>1 349</b>	<b>18%</b>
<b>E</b>	<b>Proveitos da atividade do OLMCA a recuperar por aplicação do preço regulado</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>674</b>	
<b>F = D-E</b>	<b>Proveitos da atividade do OLMCA a recuperar por aplicação da parcela I da tarifa UGS</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>674</b>	
<b>G</b>	Valor faturado no ano t-2, por aplicação da tarifa de OLMCA às entregas a clientes		<b>1 323</b>			
<b>H</b>	Valor faturado no ano t-2, por aplicação do preço regulado					
<b>I = (G+H) - D</b>	Desvio do ano		<b>14</b>			
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $i_{t-1} + spread$			4,378%		
$i_{t-2}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $i_{t-2} + spread$			1,600%		
<b>G=F * (1+i<sub>t-2</sub>)(1+i<sub>t-1</sub>)</b>	Ajustamento dos custos com o OLMCA tendo em conta os valores ocorridos				<b>15</b>	

Os proveitos permitidos da ADENE refletem a evolução do deflator do PIB e contemplam o ajustamento relativo a 2022 que se traduz num montante a devolver pela empresa.

De referir que face à alteração regulamentar ocorrida, na qual a tarifa do OLMC deixou de existir, os ajustamentos desta atividade até 2024 serão recuperados através da parcela I da tarifa de UGS do ORD.

#### 5.4 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

As atividades reguladas da E-REDES correspondem à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte.

Os proveitos permitidos destas duas atividades reguladas são determinados por duas formas de regulação distintas. No caso da atividade de Distribuição de Energia Elétrica é empregue uma regulação por *revenue cap* aplicada ao TOTEX em AT/MT e em BT. Importa, igualmente, referir os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço aplicados nesta atividade, bem como o incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (aceites *a posteriori* aquando do ajustamento de t-2). A atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte assume uma natureza de *pass-through*, isto é, recupera proveitos permitidos de outras atividades que se encontram a montante da cadeia de valor.



## 5.4.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

### 5.4.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

Nos termos do RT, a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte corresponde à aquisição ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte e à faturação destes serviços aos clientes. Adicionalmente, esta atividade recupera outras rubricas de custos, cujo cálculo ocorre nas atividades que lhe dão origem, de forma a que esses valores sejam repercutidos por todos os clientes.

A publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio reforçar a componente dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG) como encargos, que pela sua natureza devem ser suportados por todos os consumidores, tal como previsto no n.º 1 do artigo 208.º. O novo diploma veio igualmente estabelecer quais os encargos que devem ser considerados como CIEG e a possibilidade de existirem novos CIEG, desde que listados, como tal, no RT, ou que venham a ser estabelecidos pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Face ao exposto, e de forma a dar resposta a estas considerações, na revisão regulamentar ocorrida em 2023, a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, mais concretamente a parcela II da tarifa de UGS, passou a integrar todos os CIEG, com exceção das rendas de concessão pagas aos municípios, cuja recuperação se manterá ao nível da atividade de distribuição em BT. Na parcela I da tarifa de UGS serão repercutidos os custos associados à gestão global do sistema, bem como os outros custos não classificados como CIEG nos termos da legislação em vigor (como os custos com a ERSE e com a Autoridade da Concorrência).

Importa igualmente referir que, tal como previsto no n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, o RT passou a contemplar a possibilidade de diferimento intertemporal de todos os CIEG no período máximo de cinco anos.

A inclusão das medidas de contenção tarifária ao nível do conjunto de proveitos que recuperam os CIEG é outra das alterações contempladas na revisão do RT. Assim, as medidas que anteriormente estavam a ser consideradas ao nível dos proveitos do CUR, mais precisamente da CVEE PRE, passaram a ser incluídas nos proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da tarifa de UGS do ORD.

Além disso, com a criação da nova figura do Agregador de Último Recurso (AUR), as anteriores rubricas relativas à recuperação do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE), que eram recuperadas também por aplicação da parcela II da tarifa de UGS do ORD, foram substituídas pelas novas atividades que lhes correspondem desenvolvidas pelo Agregado de Último Recurso (AUR): Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores com Remuneração Garantida (CVEE PRG) e Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores Renováveis em Mercado e de Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC). A definição mais completa destas novas atividades e a forma de cálculo dos respectivos proveitos é apresentada no ponto 5.5.3.

Ao nível da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte foi igualmente concretizada a separação dos proveitos recuperados pela aplicação de cada uma das parcelas da tarifa de uso global do sistema, ficando evidente quais as rubricas de custos que são recuperadas ao nível da UGS I e da UGS II.

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RND na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte é dado pelas expressões estabelecidas nos artigos 115.º a 119.º do RT.

Quadro 5-26 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		T2023 (Dez2022)	T2023 (Jun2023)	T2024	Varição (%)
		(1)	(1')	(2)	(3) = [(2) - ((1) + (1') / 2)] / ((1) + (1')) / 2
<b>A = A' + A''</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS</b>	<b>-3 660 837</b>	<b>-1 210 655</b>	<b>510 137</b>	<b>-120,9%</b>
<b>A' = 1+2+3+4-5</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS I</b>			<b>41 919</b>	
1	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	-551 637	-43 463		
2	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	-3 561 279	-1 598 702		
a	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	-3 466 743	-1 673 610		
b	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	-94 535	74 908		
3	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORT			41 358	
4	Diferencial de custo (sobrecusto) com a aquisição da produção renovável em mercado e excedentes de autoconsumo (PREAC)			520	
5	Ajustamento em t dos proveitos da tarifa de UGS I faturados em t-2			-42	
<b>A'' = 6+7+8-9+10+11-12-13-14</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS II</b>			<b>468 218</b>	
6	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORT			623 340	
7	Diferencial de custo (sobrecusto) da aquisição da produção com remuneração garantida (PRG)			916 293	
8 = a'+b'+c'+d'+e'	CMEC	87 053	87 053	85 888	
a'	Parcela Fixa dos CMEC	66 027	66 027	67 376	
	Renda anual - valor inicial	67 532	67 532	67 532	
	Ajustamentos	-1 504	-1 504	-155	
	Acerto da parcela fixa decorrente da alteração tx juro				
b'	Parcela de Acerto dos CMEC	20 905	20 905	19 084	
	Devolução de valores do passado	0	0	0	
	Reversão serviços sistema	0	0	0	
	Regularização ajustamento parcela acerto	0	0	0	
	Renda anual - ajustamento final	18 948	18 948	18 948	
	Ajustamentos	1 956	1 956	135	
c'	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0	0	
d'	Componente de alisamento dos CMEC	122	122	-573	
	Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-99	-99	-413	
	Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	221	221	-159	
e'	Valor líquido referentes às transferências intertemporais dos CMEC			0	
9	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-8 031	-8 031	-3 714	
10 = a' + b' + c'	Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	357 553	336 984	-65 155	
a'	Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	223 241	202 672	-204 508	
	Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea a) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	34 811	34 811	36 163	
b'	Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea b) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	99 501	99 501	103 190	
c'					
11	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT) e BTE	-559	-559	-300	
	em NT	-23	-23	-6	
	em BTE	-26	-26	-25	
	em BT	-510	-510	-269	
12	Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º 2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro	0	0	0	
13 = a'+b'+c'+d'+e'+f'	Medidas contenção tarifária			1 095 562	
a'	Recetta dos leilões de licenças de emissão de CO2 que reverte para o SEN			463 190	
b'	Transferências do Fundo Ambiental - CESE			63 495	
c'	Transferências do Fundo Ambiental - ISP			5 099	
d'	Transferências do Fundo Ambiental - Windfloat			0	
e'	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013			-2 222	
f'	Outras medidas mitigadoras SEE			566 000	
14	Ajustamento em t dos proveitos da tarifa de UGS II faturados em t-2			0	
<b>B = B' - B''</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT</b>	<b>320 831</b>	<b>320 831</b>	<b>351 208</b>	<b>9,5%</b>
B'	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	312 092	312 092	357 159	
B''	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	-8 738	-8 738	5 951	
<b>C = C' - C''</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC</b>	<b>1 102</b>	<b>1 102</b>		
C'	Proveitos permitidos à ADENE no âmbito da atividade OLMC	1 145	1 145		
C''	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE por aplicação da tarifa OLMC, em t-2	43	43		
<b>D = A+B+C</b>	<b>Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte</b>	<b>-3 338 904</b>	<b>-888 722</b>	<b>861 345</b>	<b>-140,7%</b>
	Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-122 532	-118 985	-129 850	

De seguida apresenta-se o detalhe e a justificação de algumas das componentes incluídas ao nível dos proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de UGS para 2024.

#### 5.4.1.1.1 DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL EM MERCADO E EXCEDENTES DE AUTOCONSUMO E DIFERENCIAL DE CUSTO DA AQUISIÇÃO DA PRODUÇÃO COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA

O detalhe de cálculo destes sobrecustos é apresentado nos pontos 5.6.1 e 5.6.2, respetivamente, onde se descrevem as rubricas mais relevantes para este cálculo e os pressupostos subjacentes às previsões dessas rubricas.

#### 5.4.1.1.2 DÉFICE TARIFÁRIO

Em 2009 foi gerado défice tarifário em consequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007 e 2008 e o défice do valor do sobrecusto da PRE de 2009 são recuperados num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010 e até 2024. A amortização e os juros relativos a este défice são repercutidos na parcela II da tarifa de UGS (linhas 10 b' e 10 c'). Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março e a 3 de dezembro de 2009, respetivamente.

O diferimento do sobrecusto da produção com remuneração garantida é outra rubrica constante do Quadro 5-26 que contribui para a dívida tarifária. Este montante encontra-se implícito na respetiva natureza de custo (linha 7). Os valores dos diferimentos do sobrecusto da produção com remuneração garantida que contribuem para a dívida tarifária encontram-se detalhados no documento de «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024».

#### 5.4.1.1.3 CUSTOS DECORRENTES DA SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

No âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, a repercussão do valor líquido dos ajustamentos referente aos custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes do CUR, relativos a 2022 e estimados para 2023, é efetuada, nos termos do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro, através da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, paga por todos os clientes. Estes montantes serão discriminados na função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR apresentada no capítulo 5.5.1.2.

#### 5.4.1.1.4 CRÉDITO AOS CONSUMIDORES

De forma a operacionalizar a repercussão tarifária da devolução dos créditos aos consumidores prevista na Instrução n.º 04/2018, de 13 de setembro, o montante previsto dos créditos aos consumidores foi deduzido ao proveito permitidos dos CUR através da parcela de custos não contemplados no âmbito das metas de eficiência e recuperado pelos consumidores na parcela II da tarifa da UGS através do diferencial resultante da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os diferentes níveis de tensão (linha 11).

Este tema encontra-se detalhado no ponto 5.5.3.1.

#### 5.4.1.1.5 CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece o regime de apoio aos clientes finais economicamente vulneráveis através da tarifa social nos artigos 196.º e seguintes. A tarifa social é calculada através de um desconto na tarifa de acesso às redes em BTN, o qual é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sendo a ERSE ouvida neste processo, nos termos do artigo 198.º do referido Diploma.

Nos termos do Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro, foi estabelecido, para 2024, um desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis. Os montantes referentes à tarifa social previstos descontar pelo ORD em 2024 (129 850 milhares de euros) e os ajustamentos dos montantes descontados em 2022 e 2023 face aos valores transferidos pelo operador da rede de transporte são apresentados nos correspondentes quadros deste capítulo.

A informação relativa ao financiamento dos custos com a tarifa social é apresentada no Anexo I.

#### 5.4.1.1.6 CUSTOS COM A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL (CMEC)

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação em vigor, estabelece que a cessação de cada Contrato de Aquisição de Energia (CAE) confere aos seus contraentes, REN ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária designada por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).

O regime aplicável às situações transitórias decorrentes dos CAE encontra-se estabelecido no artigo 300.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Esta compensação destina-se a garantir a manutenção do equilíbrio contratual entre as partes contraentes, subjacente ao respetivo CAE, nomeadamente garantindo a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por esse contrato que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado.

Esse Decreto-Lei define ainda que cabe à ERSE publicar o valor da parcela fixa dos CMEC e assegurar que este montante seja repercutido na faturação da tarifa de Uso Global do Sistema por todas as entidades da cadeia de faturação do setor elétrico.

### **PARCELA FIXA DOS CMEC**

A 15 de junho de 2007, os CAE celebrados entre a REN e os centros electroprodutores da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. (anteriormente denominada CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.) foram cessados.

A parcela fixa dos CMEC corresponde a uma renda anual sobre o montante bruto de compensação pela cessação antecipada do conjunto dos CAE cessados, isto é, sobre o valor inicial dos CMEC. Para cada centro electroprodutor, este último montante corresponde ao valor atual, à data de cessação, da soma para cada ano do período remanescente contratado no respetivo CAE dos encargos fixos previstos subtraídos dos rendimentos previstos decorrentes da venda de energia em mercado, deduzidos dos custos variáveis de produção previstos. A taxa nominal aplicável ao cálculo da anuidade da parcela fixa dos CMEC é de 4,72%, com efeitos a 1 de janeiro de 2013, de acordo com a Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro.

Aquela parcela inclui ainda os valores correspondentes aos ajustamentos de faturação, com vista a compensar eventuais desvios positivos ou negativos em relação à recuperação mensal da parcela fixa.

O desvio da faturação da parcela fixa, de acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004, deverá ser repercutido nas tarifas do ano seguinte em doze prestações a partir de 1 de abril. Em tarifas 2023 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três serão recuperadas em 2024 durante o 1º trimestre.

### **PARCELAS DE ACERTO E DE ALISAMENTO**

Em 2017, conforme definido pela Lei do Orçamento de Estado, a ERSE realizou um estudo relativo ao apuramento do montante do ajustamento final dos CMEC e o membro do governo responsável pela área

da energia determinou o valor do ajustamento final dos CMEC nos termos estabelecidos no n.º 7 do artigo 3º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de agosto.

Reunidas todas as condições para a definição do valor definitivo para o ajustamento final dos CMEC, o montante proposto no estudo da ERSE, 154,1 milhões de euros, foi homologado por Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia.

Aquele montante vem sendo recuperado nas tarifas anuais através de um valor anual, determinado nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004. O primeiro ano de repercussão tarifária foi 2018, cujas tarifas incluíram o valor relativo ao 2º semestre de 2017 e ao ano de 2018 calculado a partir do montante total apurado atualizado a 1 de julho de 2017 a uma taxa de 2,04%.

Para 2019 o valor foi recalculado com a taxa de 4,72% (de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro), passando a anuidade do ajustamento final dos CMEC para 18 948 milhares de euros ao invés de 16 452 milhares de euros.

Relativamente, às revisibilidades do passado, importa registar que a ERSE não teve conhecimento de que os montantes relativos, quer à revisibilidade anual de 2016, quer à revisibilidade relativa ao 1º semestre de 2017, já se encontrem homologados. Assim, por prudência e por forma a garantir a estabilidade tarifária, os valores previsionais das revisibilidades de 2016 e 2017 foram repercutidos nas tarifas e, consequentemente, faturados aos clientes finais pela então EDP Distribuição<sup>64</sup>. No entanto, e não tendo conhecimento que tenha ocorrido a homologação por parte do membro do Governo responsável pela área da energia dos valores em causa, procedimento a seguir previsto na legislação aplicável, aqueles montantes não foram transferidos para a EDP Produção.

Depois de evidenciadas as principais rubricas dos CMEC, é apresentado de seguida o valor total dos CMEC considerado nas tarifas de 2024:

- parcela fixa que inclui (i) a renda anual relativa ao valor inicial dos CMEC e (ii) os respetivos desvios de faturação;
- parcelas de acerto e de alisamento que incluem: (i) a renda anual relativa ao acerto final dos CMEC e (ii) os respetivos desvios de faturação.

---

<sup>64</sup> Os valores referentes a 2016 foram sujeitos a ajustamento, entre o valor final e o valor previsto, contrariamente aos valores referentes a 2017 para o qual só se consideraram os valores previstos, mas em nenhum caso foram homologados, pelo que se mantêm previsionais. Como tal, os valores foram transferidos para a então EDP Distribuição, mas não entregues à EDP Produção.

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2024 é o que se apresenta no Quadro 5-27.

**Quadro 5-27 - Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2024**

Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
	<b>Ano 2024</b>
<b>Parcela Fixa</b>	
Renda anual - valor inicial	67 532
Desvios faturação	-155
<b>Parcela de Acerto</b>	
Renda anual - ajustamento final	18 948
Desvios faturação	135
<b>Parcela de alisamento</b>	
Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-413
Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	-159
Valor líquido referentes às transferências intertemporais dos CMEC	0
<b>Total</b>	<b>85 888</b>

Até 2027, ano em que terminam os pagamentos referentes ao regime dos CMEC, os montantes deverão corresponder, principalmente, à soma da renda do valor inicial (parcela fixa - 67,5 milhões de euros) e da renda do ajustamento final (parcela de acerto – 18,9 milhões de euros).

#### 5.4.1.1.7 MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA

Com a alteração legislativa e regulamentar ocorrida recentemente, e tal como já referido anteriormente, os proveitos a recuperar pela aplicação da parcela II da tarifa de UGS passaram a considerar as medidas de contenção tarifária, anteriormente repercutidas ao nível da atividade de CVEE PRE. Desta forma, o objetivo destas medidas mitigarem o impacte dos CIEG nas tarifas fica mais evidente.

Importa, contudo, mencionar que os montantes associados às receitas das vendas de Garantias de Origem mantêm-se ao nível da atividade CVEE PRG do AUR e que os ajustamentos de 2022 e 2023, ou de anos anteriores, relativos às medidas de contenção tarifária continuarão a ser repercutidos nos ajustamentos da atividade de CVEE PRE do CUR, tal como apresentado no ponto 5.6.1.2, ou transferidos para esta atividade caso sejam recuperados ao nível da atividade de CVAT do ORD.

De seguida identificam-se as medidas de contenção tarifária com efeitos em tarifas de 2024:



- montantes a transferir para o SEN no ano de 2024 conforme estabelecido por Despacho n.º 11035/2023, de 16 de outubro, do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, que resultam da afetação dos montantes associados: ao remanescente do produto da CESE, à receita obtida com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos, a 60% da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa<sup>65</sup> e à verba extraordinária de 566 milhões de euros;
- transferências a efetuar pelo Fundo Ambiental para garantir a neutralidade tarifária do CAPEX decorrente das infraestruturas de ligação ao projeto *Windfloat*, cujo montante para 2024 ainda não se encontra definido, pelo que não se considera qualquer valor para esta medida;
- mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, com um valor nulo relativo ao ano de 2024, embora sejam considerados nesta medida acertos do passado devidos à SU Eletricidade.

O valor global das medidas de contenção tarifária afetas à atividade do ORD de compra e venda do acesso à rede de transporte é apresentado no Quadro 5-28.

---

<sup>65</sup> A estimativa da ERSE para 2024 situa-se em 463 190 mil euros.

Quadro 5-28 - Valores das medidas de contenção tarifária previstas para 2024, com impacto na redução de CIEG (parcela II da tarifa de UGS)

Unidade: Milhares de euros

	Tarifas 2024
Receitas do mecanismo previsto no DL 74/2013	-2 222
Transferência para o SEN proveniente dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (CELE) (inclui transferências adicionais)	463 190
Transferência para o SEN proveniente da CESE	63 495
Afetação extraordinária ao SEN com dedução na PRE com remuneração garantida	566 000
Transferência para o CUR referente ao cabo submarino do Windfloat (RCM 161/2019)	0
Transferência para o SEN proveniente da tributação de ISP e adicionamento de CO <sub>2</sub> aos centros eletroprodutores	5 099
<b>TOTAL medidas de contenção tarifária afetas ao diferencial de custo da PRE</b>	<b>1 095 562</b>

RECEITAS DE ISP APLICÁVEL ÀS CENTRAIS DE CICLO COMBINADO A GÁS NATURAL

Ao nível do regime fiscal do Imposto sobre Produtos Petrolíferos é estabelecido um adicional de tributação que incide também sobre a utilização de carvão e do gás natural para a produção de eletricidade, o qual toma em consideração a evolução das cotações das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

No caso do gás natural, nos termos atualmente em vigor, que decorrem da aplicação da Lei n.º 24-D/2022, de 30 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado de 2023 (LOE 2023), a repercussão dos valores de tributação à fórmula de cálculo da taxa expressa no Código dos Impostos Especiais de Consumo (IEC), em 2023, é de 40% e em 2024, de 50%. Todavia, em 2023, o disposto na LOE 2023, estabelece no seu n.º 14 do artigo 245.º que ao gás natural não é aplicável o disposto n.º 4 do referido artigo.

Contudo, importa, no entanto, referir que, em 2023 e 2024, o gás natural utilizado em instalações abrangidas pelo regime Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), incluindo as compreendidas pela Exclusão Opcional prevista neste regime, estão também isentas da taxa de adicionamento sobre as

emissões do CO<sub>2</sub>, sendo por isso apenas aplicada neste caso a taxa de ISP, em 2024, tal como estabelecido no n.º 8 do artigo 245.º da LOE 2023.

Por outro lado, nos termos do n.º 10 do artigo 245.º da LOE 2023, é consignado ao Sistema Elétrico Nacional o valor correspondente a 50% das receitas decorrentes da aplicação do referido regime fiscal, através do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.

Para efeitos do cálculo da estimativa de receitas provenientes da tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade (ISP) em 2024, utilizaram-se os cenários de produção térmica apurados através da aplicação do modelo Valorágua, idêntico ao que se utilizou no cálculo da revisibilidade final.

Em 2024, estima-se uma produção total proveniente das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural de 9.356 GWh e um valor unitário de ISP de 1,09 €/MWh, traduzindo-se numa receita fiscal de cerca de 10,2 milhões de euros, sendo consignados ao SEN 50% desse valor, no montante de cerca de 5,1 milhões de euros.

**MECANISMO REGULATÓRIO PARA ASSEGURAR O EQUILÍBRIO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE, DECORRENTE DA APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013, ALTERADO PELO DECRETO-LEI N.º 104/2019**

O Decreto-Lei n.º 74/2019, de 4 de junho, estabelece o regime legal para criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema.

Este diploma determina igualmente que os CIEG são suportados pelos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, sempre que se concluir que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados nem expectáveis para os produtores.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, foi concretizada a primeira alteração àquele diploma, que contempla a possibilidade de ajustar a incidência do evento extramercado à tecnologia de produção de eletricidade sobre a qual incide, assegurando-se deste modo uma aplicação dirigida, que evita as distorções da aplicação indiferenciada sobre todos os produtores e também a possibilidade de aplicação

de um pagamento por conta, que mitiga temporalmente o desfasamento que ocorre entre a verificação do evento extramercado e a respetiva compensação tarifária, para além de aclarar o âmbito de abrangência de aplicação aos centros electroprodutores do referido mecanismo de equilíbrio concorrencial, designadamente as centrais com CMEC que se encontrem dentro do período da revisibilidade final, no âmbito do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

Com a publicação da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto<sup>66</sup>, é concretizado o conjunto de princípios consagrado no diploma legal que criou o mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista, estabelecendo-se (i) o procedimento de elaboração, incluindo calendário e demais trâmites, do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia, previsto no n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 104/2013, de 9 de agosto, (ii) a forma de dedução dos valores a suportar, em função dos resultados do estudo a que se refere o número anterior, pelos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial e, (iii) a forma de aplicação do valor de pagamento por conta, sujeito a ajustamento final na sequência da fixação definitiva do valor do pagamento a efetuar.

A referida Portaria determina que a ERSE elabore, para cada ano, um estudo de avaliação dos impactes dos eventos extramercado, o qual deve ser concluído até ao final de abril do ano seguinte ao que o estudo respeita, sendo este estudo objeto de parecer pelo Conselho Tarifário da ERSE e da Direção Geral de Energia e Geologia, previamente ao seu envio ao membro do Governo responsável pela área da energia. Todavia, no que respeita ao ano de 2021, e ao abrigo das disposições da Portaria n.º 282/2019, a ERSE deu cumprimento aos prazos e trâmites estabelecidos na referida Portaria para a remessa do estudo ao Secretário de Estado da Energia.

O regime legal do mecanismo regulatório para o equilíbrio concorrencial visa, como atrás referido, corrigir o efeito de eventos ou medidas que ocorram noutros Estados-Membros da União Europeia, e que não se relacionam diretamente com fatores endógenos ao mercado português, sobre a formação dos preços no mercado grossista de eletricidade.

Desde 2013 que se encontra em vigor um conjunto de incidências tributárias sobre o setor elétrico espanhol, em particular sobre a produção de energia elétrica (*Ley* 15/2012, de 27 de dezembro, alterado e atualizado na *Ley* 9/2013, de 13 de julho), as quais não se podem deixar de considerar como sendo

---

<sup>66</sup> Que revoga a Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro, com as alterações introduzidas pela Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho.

impactantes no funcionamento do MIBEL, no qual foi identificado pela ERSE como evento passível de ser corrigido no âmbito do mecanismo regulatório para o equilíbrio concorrencial, sendo que qualquer suspensão ou revogação deste evento tem como consequência a sua inexistência.

A metodologia seguida pela ERSE para o apuramento do valor dos impactes de eventos extramercado baseia-se na informação histórica do mercado grossista. Previamente à aplicação do regime alterado do referido mecanismo (i.e., com a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2019), o cálculo do valor dos impactes era prospetivo – i.e., valeria para o futuro. A filosofia agora em vigor estabelece que os impactes são apurados em cenário real e postecipado, sem prejuízo da definição de um valor de pagamento por conta que, esse sim, é prospetivo.

No que se refere à vigência efetiva do regime de equilíbrio concorrencial para Portugal, importa considerar os seguintes elementos de incidência legislativa:

- para 2021: nos termos do Despacho n.º 6398-A/2021, de 29 de junho, e do Despacho n.º 9975/2021, de 14 de outubro, foi suspensa a aplicação (e correspondente receita) do mecanismo de equilíbrio concorrencial, entre 1 de julho de 2021 e 31 de dezembro de 2021;
- para 2022: já no decurso do ano de 2022, com as publicações do Despacho n.º 1322/2022, de 1 de fevereiro, do Despacho n.º 6287/2022, de 19 de maio, e do Despacho n.º 9838/2022, de 9 de agosto, estabeleceu-se e prolongou-se até ao final do ano a suspensão de aplicação (e da receita daí decorrente) do mecanismo de equilíbrio concorrencial;
- para 2023: no ano de 2023, com a publicação do Despacho n.º 5748/2023, de 22 de maio, é estabelecida a continuidade da suspensão aplicada à receita decorrente do mecanismo de equilíbrio concorrencial durante o período compreendido entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2023, motivada pela “(...) renovação da suspensão das medidas de incidência fiscal em Espanha, identificadas pela ERSE como tendo impacte na formação dos preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal.”

Assim, na data da decisão das tarifas e preços para 2024, mantendo-se a perspetiva atual sobre as medidas de incidência fiscal em Espanha, deve colocar-se o cenário de se manter suspensa a aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial para Portugal.

### ACERTOS RELATIVOS À APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013 EM 2020 E JUROS SOBRE O MONTANTE RELATIVO A 2021

Para o ano de 2020, a ERSE estimou no seu estudo um valor de receita de cerca de 55,8 milhões de euros, podendo ser este reduzido a um montante mínimo de 53,6 milhões de euros, por força da circunstância dos produtores reportarem mecanismos contratuais não sujeitos a mercado à vista, ao abrigo do despacho interpretativo do Secretário de Estado Adjunto da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro). No ano de 2020, o gestor global do SEN faturou em definitivo 54,49 milhões de euros, com a diferença deste valor definitivo face ao valor máximo indicado no estudo de 2020 (de 55,8 milhões de euros) justificada com a adequação de valores por determinação de produção sujeita, daí resultando um ajustamento de cerca de 1,31 milhões de euros.

Para o ano de 2021, foi apurado com o estudo da ERSE para esse mesmo ano, um valor de cerca de 53,68 milhões de euros, podendo ser este reduzido a um montante mínimo de 50,55 milhões de euros, por força da circunstância de parte dos produtores abrangidos reportarem mecanismos contratuais não sujeitos a mercado à vista, ao abrigo do despacho interpretativo do Secretário de Estado Adjunto da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro). No ano de 2021, os valores reais faturados pelo gestor global do SEN afastam-se significativamente dos valores previsionais relativos ao ano, por força de três aspetos que para isso concorrem:

- ter sido determinada a suspensão do mecanismo de equilíbrio concorrencial no segundo semestre do ano (Despacho n.º 6398-A/2021, de 29 de junho e Despacho n.º 9975/2021, de 14 de outubro), assim afetando a receita proveniente do mesmo;
- o facto de não se ter homologado, pelo membro do Governo responsável pela área da energia e através de Despacho, os valores unitários de compensação final a aplicar por cada unidade de energia injetada na RESP determinados no estudo de 2021, tendo o gestor global do SEN aplicado o último valor de pagamento por conta, conhecido à data (estabelecido no Despacho n.º 6740/2020, de 30 de junho); e
- o facto de se ter considerado também os mecanismos contratuais reportados pelos produtores ao abrigo do despacho interpretativo do Secretário de Estado Adjunto e da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro), assim diminuindo a energia sujeita ao pagamento da compensação final.

Com estes fatores, apurou-se um valor de cerca de 50,21 milhões de euros de diferencial nos proveitos recuperados, que corresponde à diferença dos valores reais faturados pelo gestor global do SEN, de 341

mil euros, e o valor indicado no estudo de 2021, de 50,55 milhões de euros e incorporado nas tarifas de 2023 como sendo o valor definitivo.

Face a esta diferença e ao não pagamento até à data desse montante, a ERSE optou por repercutir nos proveitos permitidos de 2024 um valor de juros relativos ao desvio existente, a contarem a partir de 2022, ano de cálculo do ajustamento definitivo. Esses juros correspondem a 838,4 milhares de euros.

#### 5.4.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os artigos 120.º e 122.º a 123.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, os ajustamentos dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte são dados pelas diferenças entre os proveitos efetivamente faturados em 2022 e os que resultam da aplicação da fórmula presente em cada um dos respetivos artigos com os custos efetivamente ocorridos em 2022.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2024, por aplicação da UGS, resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição e os proveitos a recuperar pela aplicação da UGS recalculados com os valores reais. A esta diferença, é deduzido o desvio da tarifa social.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2024 por aplicação da URT resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição e os proveitos a recuperar pela aplicação da URT recalculados com os valores reais.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2024 por aplicação da tarifa de OLMC resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição e os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de OLMC recalculados com os valores reais. De referir que face à alteração regulamentar que eliminou a tarifa autónoma do OLMC, o ajustamento resultante da aplicação desta tarifa relativo a 2022 no montante de -42 mil euros será recuperado nos proveitos a recuperar pela parcela I da tarifa de UGS (linha 5 do Quadro 5-26).

As atualizações dos desvios para 2024 são calculadas por aplicação das taxas apresentadas no Quadro 3-6.

O Quadro 5-29 sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

Quadro 5-29 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		2022
<b>A = a + b + c + d + e + f + g + h</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS</b>	<b>-906 772</b>
a	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	52 677
b = (1) + (2)	<b>Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial</b>	<b>-1 162 229</b>
(1)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	0
(1)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, considerado no ajustamento definitivo	-1 049 840
(2)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	0
(2)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, considerado no ajustamento definitivo	-112 389
c = (c' + c'') / 2	Custos com a aplicação da tarifa social	-115 338
c'	Custos com a aplicação da tarifa social (Tarifas 2022 - Dez2021)	-115 136
c''	Custos com a aplicação da tarifa social (Tarifas 2022 - Jun2022)	-115 540
d = (3) + (4) + (5)	<b>CMEC</b>	<b>66 102</b>
(3)	Parcela Fixa dos CMEC	60 581
(4)	Parcela de Acerto dos CMEC	4 068
(5)	Componente de alisamento dos CMEC	1 452
e	Correção de hidráulicidade	0
e	<b>Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade</b>	<b>209 170</b>
	Custos no âmbito da sustentabilidade mercados	75 601
	Custos ou proveitos alínea a) art 2º DL 165/2008, 21 Agosto	34 574
	Custos ou proveitos alínea b) art 2º DL 165/2008, 21 Agosto	98 994
f	<b>Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição</b>	<b>-931</b>
	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição em NT	10
	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição em BTE	-16
	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição em BT	-926
g	Sobreproveito Tarifas transitórias	-135
h	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-43 913
<b>B</b>	<b>Proveitos faturados pela E-Redes por aplicação da UGS</b>	<b>-905 970</b>
<b>C</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da Tarifa Social pelo ORD</b>	<b>4 304</b>
<b>D= [B] - [A] - [C]</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD</b>	<b>-3 502</b>
<b>E= [[D x (1+i<sub>t-2</sub><sup>D</sup>)]x (1+i<sub>t-1</sub><sup>D</sup>)]</b>	<b>Ajustamento em t, dos proveitos da tarifa de UGS faturados em t-2</b>	<b>-3 714</b>
<b>F = i - j</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT</b>	<b>300 402</b>
i	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	293 777
j	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	-6 625
<b>G</b>	<b>Proveitos faturados pela E-Redes por aplicação da URT</b>	<b>306 014</b>
<b>H = [G] - [F]</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD</b>	<b>5 611</b>
<b>I= [[H x (1+i<sub>t-2</sub><sup>D</sup>)]x (1+i<sub>t-1</sub><sup>D</sup>)]</b>	<b>Ajustamento em t, dos proveitos da tarifa de URT faturados em t-2</b>	<b>5 951</b>
<b>J = k - l</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC</b>	<b>1 384</b>
k	Proveitos permitidos ao OLMC no âmbito da actividade OLMC	1 332
l	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa OLMC, em t-2	-52
<b>K</b>	<b>Proveitos faturados pela E-Redes por aplicação da TOLMC</b>	<b>1 345</b>
<b>L = [K] - [J]</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da TOLMC pelo ORD</b>	<b>-39</b>
<b>M= [[L x (1+i<sub>t-2</sub><sup>D</sup>)]x (1+i<sub>t-1</sub><sup>D</sup>)]</b>	<b>Ajustamento em 2020, dos proveitos da tarifa de OLMC faturados em t-2</b>	<b>-42</b>
i <sub>t-2</sub> <sup>D</sup>	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	1,600%
i <sub>t-1</sub> <sup>D</sup>	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	4,378%



## TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 6 do artigo 121.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro, o ajustamento aos proveitos do operador da rede distribuição em Portugal Continental, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2022 e o desconto efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal Continental em 2022. Deste modo, o cálculo do ajustamento é apresentado no quadro seguinte.

**Quadro 5-30 - Ajustamento da Tarifa Social**

		Unidade: 10³ EUR
		<b>2022</b>
<b>A</b>	Montante a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2022 (Dez2021)	115 136
<b>A'</b>	Montante a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2022 (Jun2022)	115 540
<b>B</b>	Desconto concedido pelo ORD no ano t-2	111 034
<b>C = (A+A')/2 - B</b>	Desvio em t por aplicação da tarifa social em t-2	4 304
<b>D</b>	Ajustamento estimado em t-1 por aplicação da tarifa social em t-2	7 409
$i_{t-2}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de t-2 acrescida de spread	1,600%
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de t-1 acrescida de spread	4,378%
<b>[(C * (1+i<sub>t-2</sub>)) * (1+i<sub>t-1</sub>) - D * (1+i<sub>t-1</sub>)]</b>	<b>Ajustamento a repercutir no ano t por aplicação da tarifa social no ano t-2</b>	<b>-3 169</b>

### 5.4.1.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

## TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 121.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento dos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal Continental no ano 2023 por aplicação da tarifa social, é apresentado no quadro seguinte.

### Quadro 5-31 - Ajustamento da Tarifa Social

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

2023

<b>A</b>	Montante estimado a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2022 (Dez2021)	122 532
<b>A'</b>	Montante estimado a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2022 (Jun2022)	118 985
<b>B</b>	Desconto estimado conceder pelo ORD no ano t-1	111 034
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de t-1 acrescida de spread	4,378%
$[(A+A')/2 - B] * (1+i_{t-1})$	<b>Ajustamento a repercutir no ano t por aplicação da tarifa social no ano t-1</b>	<b>10 150</b>

#### 5.4.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No período de regulação de 2022-2025 foi introduzida a aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX na atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT<sup>67</sup>, à semelhança da que já vigorava no nível de tensão BT desde 2018. Esta metodologia é complementada com o mecanismo de partilha entre empresa e consumidores de ganhos e perdas, em ambos os níveis de tensão.

O processo de definição das bases de custos TOTEX e dos parâmetros aplicáveis ao período de regulação 2022-2025 encontra-se detalhado no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025». Neste documento identifica-se também o tratamento regulatório adotado relativamente a determinadas rubricas de custos específicas que concorrem para a determinação dos proveitos permitidos da atividade de DEE em 2024.

De uma forma resumida, os principais indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos permitidos decorrentes desse *revenue cap* na atividade de DEE são os seguintes:

##### 1. atividade de DEE em AT/MT

- condições de financiamento pré 2022 com neutralização da eficiência;
- fator de neutralização da eficiência (fator de ajustamento ao IPIB-X);
- condições de financiamento pós 2022;
- potência ligada à rede de distribuição para produtores;
- extensão da rede.

<sup>67</sup> A justificação aprofundada desta opção metodológica encontra-se no documento justificativo da Consulta Pública n.º 101: <https://www.erse.pt/media/mhunxjde/documento-justificativo.pdf>.

## 2. atividade de DEE em BT

- condições de financiamento pré 2022 com neutralização da eficiência;
- fator de neutralização da eficiência (fator de ajustamento ao IPIB-X);
- condições de financiamento pós 2022;
- número médio de clientes.

Para além dos proveitos calculados com base nos parâmetros fixados para o novo período de regulação, fazem parte dos proveitos permitidos desta atividade os custos com rendas de concessão e os montantes associados aos programas de reestruturação de efetivos. De acordo com a metodologia adotada para o atual período de regulação, continuam igualmente a ser considerados como proveitos fora da base de custos os montantes associados à renda com ganhos e perdas atuariais.

Foi ainda incluída na rúbrica de outros custos não sujeitos a metas de eficiência para o nível de tensão BT, uma devolução dos proveitos suplementares obtidos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, uma vez que esta rúbrica deixou de ser considerada na base de custos sujeita a metas de eficiência. Esta decisão encontra-se fundamentada no referido documento de parâmetros.

No ajustamento de 2022 considera-se também, na rubrica “outros custos não sujeitos a metas de eficiência”, os montantes faturados pelo Gestor Integrado de Garantias do SEN (GIG) ao operador da rede de distribuição.

Aplicam-se ainda incentivos à melhoria do desempenho: (i) incentivo à redução do nível de perdas na rede de distribuição (referido anteriormente) e (ii) incentivo à melhoria da qualidade de serviço, os quais são aceites *a posteriori*, isto é, são refletidos, via ajustamento, nas tarifas com um diferimento de dois anos, igualmente apresentados no documento de parâmetros acima referido.

Refira-se que no atual período de regulação reformulou-se o incentivo à redução de perdas, que passou a incluir duas novas componentes diretamente associadas ao resultado das ações de mitigação do consumo ilícito. Finalmente, refira-se a eliminação do incentivo ao investimento em redes inteligentes. Em contrapartida, com a publicação do Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto<sup>68</sup>, a atividade de

---

<sup>68</sup> <https://www.erse.pt/ebooks/regulamentos-manuais-guias/eletricidade/regulamento-dos-servicos-das-redes-inteligentes-de-distribuicao-de-energia-eletrica/>.

distribuição de energia elétrica em BT passou a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI)<sup>69</sup> ainda no período de regulação anterior. Com o novo enquadramento legal<sup>70</sup>, a ERSE revogou o Regulamento n.º 610/2019 e publicou o Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho, relativo aos Serviços das Redes Inteligentes, que passou a contemplar o incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS) constituindo um complemento remuneratório atribuído aos ORD BT pela disponibilização de serviços das redes inteligentes.

#### 5.4.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos à entidade titular de licença vinculada de distribuição na atividade de Distribuição de Energia Elétrica que se apresenta no Quadro 5-32 é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do artigo 120.º (para o nível de tensão de AT/MT) e no n.º 1 do artigo 121.º (para o nível de tensão de BT) do RT.

---

<sup>69</sup> Recorde-se que, na definição da base de custos TOTEX em BT para o atual período de regulação, se fez um ajustamento relacionado com as Energy Box (EBs) entradas em exploração entre 2015 e 2017, para que estas instalações possam integrar o ISI, assegurando-se a neutralidade tarifária dessa integração.

<sup>70</sup> O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, determina que a integração nas infraestruturas das redes inteligentes deve ocorrer até ao final de 2024 para a totalidade dos clientes finais.

Quadro 5-32 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT e em BT

		Tarifas 2023	Tarifas 2024	Variação %
$a=[1+(2*3)*1000+(4*5)*1000+(6*7)*1000+(8*(9)+(10)*(11))/1000]$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	377 771	396 231	4,9%
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	103 023	109 256	-
2	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€Milhões/(Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))	1 458,24607	1 546,46996	-
3	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Condições de financiamento pré 2022, com neutralização eficiência (%)	5,01%	5,22%	-
4	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€Milhões/Fator neutralização eficiência)	138,06900	146,42217	-
5	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	0,99272	0,93609	-
6	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€Milhões/Taxa remuneração)	250,35578	265,50230	-
7	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Condições de financiamento pós 2022 (%)	5,05%	5,57%	-
8	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MVA)	3 405,95172	3 612,01180	-
9	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Potência Ligada de Produtores (MVA)	7 719	7 497	-
10	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Km)	303,69286	322,06628	-
11	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	84 653	84 991	-
b	Ajustamento t-1 CAPEX do período de regulação 2018-2021	0		-
c	Ganhos e perdas atuariais	10 777	10 777	0,0%
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	7 225	1 932	-73,3%
e	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	0	1 450	-
f	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	-3 745	774	120,7%
<b>A = a - b + c + d + e - f</b>	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT</b>	<b>399 519</b>	<b>409 615</b>	<b>2,5%</b>
$g=[12+(13*14)*1000+(15*16)*1000+(17*18)*1000+(19*20)/1000]$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE - período de regulação 2022-2025	344 831	364 355	5,7%
12	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	126 231	133 868	-
13	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/(Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))	973,44374	1 032,33709	-
14	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - Condições de financiamento pré 2022, com neutralização eficiência (%)	5,01%	5,22%	-
15	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/Fator neutralização eficiência)	93,32439	98,97052	-
16	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	0,99272	0,93609	-
17	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/Taxa remuneração)	274,64888	291,26514	-
18	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - Condições de financiamento pós 2022 (%)	5,05%	5,57%	-
19	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Cliente)	9,84081	10,43618	-
20	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número médio clientes	6 435 574	6 493 178	-
h	Ganhos e perdas atuariais	29 138	29 138	0,0%
i	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	14 910	2 973	-80,1%
j	Custos com rendas de concessão	276 051	301 640	9,3%
k	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-10 231	-11 141	-8,9%
l	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	6 555	-6 507	-199,3%
<b>B = g + h + i + j + k - l</b>	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT</b>	<b>648 144</b>	<b>693 472</b>	<b>7,0%</b>
<b>C = A + B</b>	<b>Total de Proveitos Permitidos</b>	<b>1 047 663</b>	<b>1 103 087</b>	<b>5,3%</b>

Observa-se, no Quadro 5-32, um aumento dos proveitos permitidos desta atividade de cerca de 5,3% entre as tarifas do ano anterior e as Tarifas de 2024. Este aumento nos proveitos permitidos da atividade de DEE ocorreu em ambos os níveis de tensão, mas de forma mais acentuada nos proveitos permitidos da atividade de DEE em BT onde se observa um crescimento de 7,0% comparativamente aos 2,5% observados nos proveitos permitidos da atividade de DEE em AT/MT.

O aumento de proveitos permitidos deve-se, sobretudo: i) à subida da taxa de inflação e ii) à subida da taxa de remuneração. No caso particular da BT, o maior aumento dos proveitos deve-se, para além dos anteriores motivos, ao efeito do ajustamento de 2022 a devolver à empresa que em conjunto superam amplamente a redução dos custos associados aos planos de reestruturação de efetivos.

#### 5.4.2.1.1 VALORES PREVISTOS NÃO SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA

De seguida analisam-se as diferentes rúbricas de gastos que não se encontram sujeitas às metas de eficiência e que, por esta razão, não são determinadas pela base de custos definida para o presente período de regulação.

#### **CUSTOS COM RENDAS DE CONCESSÃO**

Estes custos, à semelhança dos restantes custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), são aceites em base anual e ajustados de acordo com os valores reais. O forte incremento destes custos decorre do crescimento da taxa de inflação, aos quais estão indexados. O valor estimado para 2024, de acordo com o disposto no Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, encontra-se reportado na linha *j*.

#### **PLANOS DE REESTRUTURAÇÃO DE EFETIVOS**

O cálculo da renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) segue a metodologia<sup>71</sup> definida desde as tarifas 2009, que consiste no cálculo do valor por recuperar tendo em conta os custos totais do programa apresentados nos relatórios de execução anual, deduzidos dos custos recuperados nas tarifas (ajustamento sem juros). O montante apurado é dividido pelo número de anos que falta amortizar.

---

<sup>71</sup> Metodologia discutida com a E-REDES, em reunião sobre este assunto, e apresentada como proposta pela empresa no relatório de execução de 2007.

Os valores considerados pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos para 2024 foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2022.

O Quadro 5-33 sintetiza o montante aceite em termos previsionais dos custos com reestruturação de efetivos aceites para 2024 e indica, para cada plano, as anuidades que faltam vencer. Os montantes associados a estes planos correspondem à amortização dos custos que lhe estão associados, cujo valor máximo foi definido aquando da sua constituição como ativo regulatório.

**Quadro 5-33 - Custos com plano de reestruturação de efetivos PAR**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2005	Tarifas 2006	Tarifas 2007 (renda + ajustamen to 2005 s/ Juros)	Tarifas 2008 (renda + ajustamen to 2006 s/ Juros)	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Tarifas 2013	Tarifas 2014	Tarifas 2015	Tarifas 2016	Tarifas 2017	Tarifas 2018	Tarifas 2019	Tarifas 2020	Tarifas 2021	Tarifas 2022	Tarifas 2023	Valores por recuperar	Anuidades	Renda Anual T 2024
Plano 2003	22 253	7 356	7 173	7 362	7 360	7 383	7 310	7 297	7 247	7 224	7 541	7 659	7 587	7 639	7 639	7 639	7 639	7 639	0	0	0	
Plano 2004	12 801	14 699	31 364	14 539	14 550	14 584	14 467	14 425	14 409	14 363	14 904	14 994	15 169	15 132	15 132	15 132	15 132	15 132	15 132	0	0	
Plano 2005	2 651	2 035	1 354	1 975	2 016	2 023	2 002	2 025	2 065	2 038	2 026	1 992	2 027	2 022	2 022	2 022	2 022	2 022	2 022	2 021	1	2 021
<b>Total a acrescentar aos proveitos permitidos</b>	<b>37 705</b>	<b>24 092</b>	<b>39 892</b>	<b>23 876</b>	<b>23 935</b>	<b>23 989</b>	<b>23 779</b>	<b>23 747</b>	<b>23 721</b>	<b>23 625</b>	<b>24 471</b>	<b>24 646</b>	<b>24 783</b>	<b>24 792</b>	<b>24 792</b>	<b>24 792</b>	<b>24 792</b>	<b>24 792</b>	<b>17 154</b>	<b>2 022</b>	<b>2 021</b>	

O Quadro 5-34 apresenta os montantes associados a outros planos de efetivos, nomeadamente o Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e o Plano de Ajustamento de Efetivos (PAE), que totalizam 1,796 milhões de euros em 2023. Note-se que já não existem custos associados ao Plano PRRH.

**Quadro 5-34 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2010 real	2011 real	2012 real	2013 real	2014 real	2015 real	2016 real	2017 real	2019 real	2020 real	2021 real	2022 real	T2023	T2024
PRRH	32 995	26 498	19 696	13 259	9 245	6 451	2 997	1 091	0	0	0	0	0	0
PAE*	25 740	25 012	24 785	24 375	24 187	23 261	21 554	19 001	13 167	10 384	7 635	5 083	3 633	1 796
<b>Total</b>	<b>58 735</b>	<b>51 510</b>	<b>44 482</b>	<b>37 633</b>	<b>33 432</b>	<b>29 712</b>	<b>24 552</b>	<b>20 092</b>	<b>13 167</b>	<b>10 384</b>	<b>7 635</b>	<b>5 083</b>	<b>3 633</b>	<b>1 796</b>

\* Exclui os FSE

Os valores apresentados não incluem o montante relativo à Caixa Cristiano Magalhães/Caixa Geral de Aposentações<sup>72</sup> no total de 1,087 milhões de euros.

Recorde-se que um estudo contratado pela ERSE a uma entidade independente conclui que, embora o valor real do benefício líquido total destes três planos possa ser inferior ao valor calculado pela E-REDES em determinados cenários de análise, a implementação destes planos gerou benefícios líquidos para o SEN.

<sup>72</sup> A Caixa Cristiano Magalhães/ Caixa Geral de Aposentações inclui a obrigação que a E-Redes assumiu com o encargo dos pagamentos das pensões (devidas aos aposentados antes da criação da Caixa Geral de Aposentações) e dos complementos de pensões (devidos aos aposentados da Caixa Geral de Aposentações).

## GANHOS E PERDAS ATUARIAIS

O montante relativo aos ganhos e perdas atuariais, que até 2017 estava incluído na base de custos, passou a ser aceite fora da base de custos sujeita a eficiência, uma vez que a natureza destes custos não justifica a aplicação de metas de eficiência. A aceitação destes custos está justificada no documento «Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020», de dezembro de 2017.

Para 2024 o valor a considerar é de 39,916 milhões de euros, apurado de acordo com a informação constante no documento da E-REDES “Relatório de recuperação dos ajustamentos de transição de POC para IFRS e aplicação da IFRIC 12”, de novembro de 2011, referente às perdas atuariais acumuladas até ao último ano de aplicação do POC.

## OUTROS CUSTOS NÃO SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA

Nesta rubrica inclui-se, para a atividade de DEE em BT, a devolução dos proveitos suplementares estimados obter em 2024 com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, no montante de 11,141 milhões de euros<sup>73</sup>.

A atividade de DEE em AT/MT inclui a recuperação do valor de 1,450<sup>74</sup> milhões de euros correspondentes a 20% do montante das dívidas vencidas de comercializadores antes da criação do Gestor Integrado de Garantias e que se encontram em processo de insolvência. [Atento o tratamento tarifário que foi efetuado dos valores em dívida não imputáveis aos operadores de rede, quaisquer valores que venham a ser recuperados pela E-REDES junto dos comercializadores em causa devem ser devolvidos à tarifa.](#)

### 5.4.2.2 AJUSTAMENTOS

O Quadro 5-35 compara os valores verificados em 2022 com os previstos no cálculo das tarifas de 2022.

---

<sup>73</sup> Esta decisão encontra-se detalhada no capítulo 5 do documento «Parâmetros de regulação para o período 2022-2025».

<sup>74</sup> Este valor inclui a dedução do montante de 144,53 euros, acrescidos de juros (totalizando o valor, com juros, de 153,58 euros), relativo à dívida do comercializador ELUSA. Em Tarifas de 2020, foi reconhecido nos proveitos da E-Redes o montante integral da dívida, à data. Posteriormente, a ERSE apurou que o montante devido pela ELUSA foi diminuído em resultado da regularização dos montantes faturados.



Quadro 5-35 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 <sup>7</sup> EUR		
		2022	Tarifas 2022	Varição %
$a = [1 + (2^3) * 1000 + (4^5) * 1000 + (6^7) * 1000 + (8^9) * 10] * (11) / 1000$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	370 002	368 584	-0,4%
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	102 273	102 273	-
2	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€Milhões/(Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))	1 447,62993	1 447,62993	-
3	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Condições de financiamento pré 2022, com neutralização eficiência (%)	5,046%	4,700%	-
4	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€Milhões/Fator neutralização eficiência)	137,06385	137,06385	-
5	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	1,00000	1,00000	-
6	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€Milhões/Taxa remuneração)	249	249	-
7	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Condições de financiamento pós 2022 (%)	5,046%	4,700%	-
8	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/MVA)	3 381	3 381	-
9	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Potência Ligada de Produtores (MVA)	5811	7126	-
10	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/Km)	301	301	-
11	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	84 338	84 355	-
b	Ajustamento t-1 CAPEX do período de regulação 2018-2021	-5 712	-5 712	0,0%
c	Ganhos e perdas atuariais	10 086	10 086	0,0%
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	10 116	10 626	5,0%
e	Incentivo ao investimento em redes inteligentes	0	0	-
f	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	633	0	-100,0%
g	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em AT/MT	-10 207	-10 207	0,0%
<b>A = a + b + c + d + e + f + g</b>	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT</b>	<b>406 756</b>	<b>405 214</b>	<b>-0,4%</b>
<b>B</b>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)		412 459	
<b>C = B - A</b>	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT		5 702	
<b>D</b>	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço		3 842	
<b>E</b>	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT		1 130	
<b>F = C - D - E</b>	<b>Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica no ano t em AT/MT</b>		<b>730</b>	
<b>G</b>	Acerto do capex		0	
<b>H = [(F * (1 + i<sub>3,2</sub><sup>n</sup>)) * (1 + i<sub>3,2</sub><sup>n</sup>)] - G</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2, em AT/MT</b>		<b>774</b>	
$h = [12 * (13^4) * 1000 + (15^6) * 1000 + (17^8) * 1000 + (19^10) * 1000] / 1000$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE - período de regulação 2022-2025	342 723	338 224	-1,3%
12	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	125 312,00000	125 312,00000	-
13	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€Milhões/(Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))	966,35700	966,35700	-
14	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - Condições de financiamento pré 2022, com neutralização eficiência (%)	5,046%	4,700%	-
15	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€Milhões/Fator neutralização eficiência)	93	93	-
16	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	1,00000	1,00000	-
17	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€Milhões/Taxa remuneração)	273	273	-
18	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - Condições de financiamento pós 2022 (%)	5,046%	4,700%	-
19	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/Cliente)	10	10	-
20	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número médio clientes	6 371 358	6 349 937	-
i	Ganhos e perdas atuariais	27 270	27 270	0,0%
j	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	20 984	21 936	4,5%
k	Custos com rendas de concessão	264 056	262 559	-0,6%
l	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	0	-
m	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	7 732	-9 819	-227,0%
o	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	3 751	3 751	0,0%
<b>I = I + j + k + l + m + n - o</b>	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT</b>	<b>659 013</b>	<b>636 419</b>	<b>-3,4%</b>
<b>J</b>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)		653 809	
<b>K = J - I</b>	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT		-5 205	
<b>L</b>	Incentivo à redução de perdas, em BT		932	
<b>M = K - L</b>	<b>Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t em BT</b>		<b>-6 136</b>	
<b>N</b>	Acertos de anos anteriores		0	
<b>O = [(M + N * (1 + i<sub>3,2</sub><sup>n</sup>)) * (1 + i<sub>3,2</sub><sup>n</sup>)]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2, em BT</b>		<b>-6 507</b>	
<b>P = H + O</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2</b>		<b>-5 733</b>	
$i_{3,2}^D$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1-2 acrescida de spread		1,600%	
$i_{3,1}^D$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1-15 de Janeiro a 15 de Novembro de t-1 acrescida de spread		4,378%	

Nota: <sup>(1)</sup> Inclui a devolução de compensações não pagas a clientes, de acordo com o artigo 99.º do RQS (94,7 milhares de euros em BT), e faturação de consumo ilícito de energia no valor de 7,1 milhões de euros.

De acordo com o n.º 10 do artigo 125.º (para o nível de tensão de AT/MT) e no n.º 10 do artigo 126.º (para o nível de tensão de BT) do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2022 (linhas B e J) e os que resultam da aplicação das fórmulas definidas no n.º 10 do artigo 125.º e no n.º 10 do artigo 126.º aos valores realmente verificados em 2022 (linhas A e I), deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço (linhas D, E e L), descontando-se ainda o acerto do CAPEX em AT/MT (linha G).

Observa-se que os valores dos ajustamentos desta atividade decorrem, principalmente, do incremento dos gastos não sujeitos às metas de eficiência.

Em 2022 a atividade de Distribuição de Energia Elétrica já era regulada por *revenue cap* no TOTEX, tanto em BT, como em AT/MT, pelo que os proveitos a proporcionar nesta atividade nesse ano dependem dos seguintes fatores:

- evolução dos drivers de custo do TOTEX em AT/MT (condições de financiamento; potência ligada à rede de distribuição para produtores e extensão da rede);
- evolução dos drivers de custo do TOTEX em BT (condições de financiamento, potência instalada, extensão da rede de distribuição em BT, número de clientes);
- nível de perdas nas redes de distribuição;
- nível da qualidade de serviço;
- número de instalações integradas nas redes inteligentes;
- outros custos aceites.

Seguidamente, é analisado, para cada um daqueles fatores, o desvio verificado em 2022.

#### **EVOLUÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS NO TOTEX**

O nível do TOTEX em AT/MT aceite para 2022 é superior ao valor calculado para tarifas 2022. Esta situação justifica-se, sobretudo, pela evolução do indutor condições de financiamento que registou uma subida em 2022, dado ter ocorrido uma diminuição do indutor potência ligada de produtores.

Relativamente ao TOTEX em BT, o valor aceite para 2022 é também superior ao valor calculado para tarifas 2022. Esta situação é justificada pela evolução do indutor de condições de financiamento e do número de clientes, conforme se observa no quadro seguinte.

**Quadro 5-36- Evolução dos indutores de custos no TOTEX em AT/MT e BT**

	2022	Tarifas 2022	Desvio [(T-2) - (Tarifas T-2)]	
			Valor	%
<b>Redes de AT/MT</b>				
Condições de financiamento Pré 2022 (%)	5,046%	4,700%	0,346%	7,4%
Condições de financiamento Pós 2022 (%)	5,046%	4,700%	0,346%	7,4%
Potência Ligada de Produtores (MVA)	5 811	7 126	-1 316	-18,5%
Extensão da rede (km)	84 338	84 355	-17	0,0%
Neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	1	1	0	0,0%
<b>Redes de BT</b>				
Condições de financiamento Pré 2022 (%)	5,046%	4,700%	0,346%	7,4%
Condições de financiamento Pós 2022 (%)	5,046%	4,700%	0,346%	7,4%
Clientes (número)	6 371 358	6 349 937	21 421	0,3%
Neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	1	1	0	0,0%

#### OUTROS CUSTOS NÃO SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA

Consideram-se nesta rubrica:

- os custos do GIG faturados ao operador da rede de distribuição em 2022 repartidos por BT e AT/MT<sup>75</sup>;
- os ganhos reais com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações;

<sup>75</sup> Os motivos que justificam a não inclusão desses custos na base de custos sujeita a metas de eficiência estão detalhados no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025»

- O montante relativo ao incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS). Até ao final de 2022, identificou-se 3 400 407 instalações em BT integradas nas redes inteligentes elegíveis para o INS<sup>76</sup>.

**Quadro 5-37 – Outros Custos não Sujeitos a metas de Eficiência em 2022**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Ajustamento de 2022		
		AT/MT	BT	Total
A	Custos Exploração com Gestão Integrada Garantias OMIP	633	567	1 201
B	Devolução dos Proveitos suplementares do Aluguer de Apoios - Telecomunicações		10 379	10 379
C	Incentivo à Inovação e Novos Serviços nas Instalações em BT (INS)		17 544	17 544
<b>Total = A - B + C</b>	<b>Outros custos não sujeitos a metas de eficiência</b>	<b>633</b>	<b>7 732</b>	<b>8 366</b>

#### 5.4.2.2.1 OUTROS TEMAS

#### DEVOLUÇÃO DE RECEITAS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DECORRENTES DA UTILIZAÇÃO DE APOIOS EM BT

A remuneração pelo acesso às infraestruturas aptas ao alojamento de redes de comunicações eletrónicas está orientada para custos (artigo 13.º e artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 123/2009, de 21 de maio, na sua redação vigente).

As condenações da E-REDES em processos arbitrais em que a ERSE não é parte não foram, como indicado pela ERSE nas páginas 21 e 22 dos [Comentários ao Parecer do CT para a proposta de tarifas e preços de energia elétrica e outros serviços em 2023](#), consideradas nas tarifas de 2023. No mesmo documento, a ERSE esclareceu que ainda correm outras ações e que o entendimento geral sobre o tema que se exige não pode ser decidido com base num número exíguo de decisões arbitrais. Tanto mais que ainda existem ações judiciais pendentes sobre o tema. A este respeito, tenha-se presente que a tomada de uma posição pela ERSE quanto à repercussão tarifária do pagamento a municípios de receitas de utilização de apoios BT aos

<sup>76</sup> Decorrente de uma ação de fiscalização da ERSE e da informação complementar reportada pela E-Redes, o montante do incentivo para 2022 inclui acertos aos montantes reconhecidos em proveitos no passado, nomeadamente, a devolução de montantes indevidamente recebidos por algumas instalações não cumprirem os critérios de elegibilidade.

operadores de telecomunicações poderia influir quer no interesse em agir das partes, quer nas decisões a tomar em sede arbitral.

Entretanto, as últimas decisões importaram expressivo decaimento e aguardavam-se novos desenvolvimentos. Não estão em causa, até ao momento, valores avultados.

A ERSE assinala, em todo o caso, que cabe à ANACOM, nos termos dos n.ºs 4 e 5 do artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 123/2009, 21 de maio, na sua redação vigente, aprovar, por regulamento, a metodologia a utilizar para a fixação do valor da remuneração a pagar pelas empresas de comunicações eletrónicas como contrapartida pelo acesso e utilização das infraestruturas aptas, mediante parecer vinculativo desta Entidade Reguladora (artigo 4.º, n.º 3 do mesmo diploma). Aguarda-se, assim, da ANACOM proposta de metodologia a utilizar para a fixação do valor da remuneração como contrapartida pelo acesso e utilização das infraestruturas aptas que evite subsidiasções cruzadas intersectoriais.

Pelos motivos invocados, o tratamento final do tema deve ser efetuado quando existirem condições de análise alargadas, com tendências bem delimitadas.

#### **ATIVOS TRANSFERIDOS PARA EXPLORAÇÃO E RESPECTIVA CONSIDERAÇÃO PARA EFEITOS DA BASE DE ATIVOS REGULADA**

Como visto anteriormente, a partir de 2022, a atividade de DEE passou a ser regulada por uma metodologia de regulação do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais (TOTEX), complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e perdas. No âmbito desta metodologia, o cálculo dos proveitos permitidos considera os investimentos previstos pelo ORD para a globalidade do período de regulação, nomeadamente os investimentos previstos no último PDIRD-E aprovado ou que foi alvo de parecer por parte da ERSE, que são, de um modo geral, considerados na componente de custos de investimento (CAPEX) incluída da base de custos TOTEX, definida no início de cada período de regulação.

Deste modo, durante o período de regulação de 2022 a 2025, os investimentos previstos e os realizados na atividade de DEE em cada ano deixam de impactar, de forma direta, no nível de proveitos permitidos anuais, que passam a ser determinados pela evolução da base de custos TOTEX, de acordo com a variação dos indutores de custos aplicáveis.

Contudo, para o período de regulação subsequente (a partir de 2026), há um impacte económico, quer decorrente da projeção da base de ativos regulada a incorporar na base de custos TOTEX que vier a ser definida, quer por via do resultado do mecanismo de partilha de ganhos e perdas do atual período de

regulação, cujo resultado é repercutido no período de regulação subsequente. Os investimentos ocorridos, que foram aprovados, quer no âmbito de um PDIRD-E, quer em processos autónomos, e validados pela ERSE serão igualmente considerados na base de custos TOTEX da atividade de DEE para o próximo período de regulação, que se inicia em 2026. Esta base de custos incorporará igualmente as projeções de investimento atualizadas no último PDIRD-E aprovado ou que tenha sido alvo de parecer positivo por parte da ERSE, até esse momento.

O mecanismo de partilha de ganhos e perdas do atual período de regulação baseia-se na consideração “do desempenho real da empresa” ao longo de todo o período de regulação face às metas impostas pela ERSE. Para o cálculo do “desempenho real da empresa” serão considerados investimentos ocorridos que tenham sido efetivamente aprovados e validados pela ERSE, quer no âmbito de um PDIRD-E, quer em processos autónomos.

Assim, apesar de, na atual metodologia de regulação os proveitos permitidos anuais da atividade de DEE não dependerem diretamente dos investimentos entrados em exploração em cada ano, continua a ser necessária a sua avaliação pela ERSE, para que possam ser considerados em todos os momentos de avaliação económica subsequentes, nomeadamente nas revisões das bases de custos totais e na determinação dos montantes do mecanismo de partilha de ganhos e perdas.

Neste particular, com base na informação submetida à ERSE pela E-REDES, ao abrigo do atual Artigo 186.º do Regulamento Tarifário (antigo Artigo 191.º), nomeadamente, na informação real constante da Norma Complementar n.º 4 das contas reguladas da empresa, é possível concluir que, no ano de 2022, foi transferido para exploração um conjunto de projetos de investimento nas redes de distribuição em AT e MT, num montante total de aproximadamente 159 milhões de euros, a custos totais.

No âmbito da atividade de supervisão da ERSE, realizou-se um exercício de confrontação da informação sobre os ativos entrado em exploração em 2022 com a informação sobre a aprovação desses mesmos investimentos por parte do Concedente, em sede de PDIRD-E ou de outro processo equivalente.

Como resultado desse exercício, e beneficiando dos esclarecimentos prestados pelo operador da RND, não foi identificado qualquer projeto não aprovado, e que, por isso, deva ser expressamente excluído da base regulada de ativos.

## MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição encontra-se estabelecido no Regulamento Tarifário em vigor (RT).

Para o período de regulação 2022-2025, este mecanismo de incentivo é constituído por três componentes, uma delas diretamente associada aos resultados do balanço anual de energia (componente 1) e outras duas associadas aos resultados alcançados com as ações de mitigação do consumo ilícito desenvolvidas pelo operador da RND (componentes 2 e 3).

O incentivo à redução de perdas na rede de distribuição (PP) é calculado da seguinte forma:

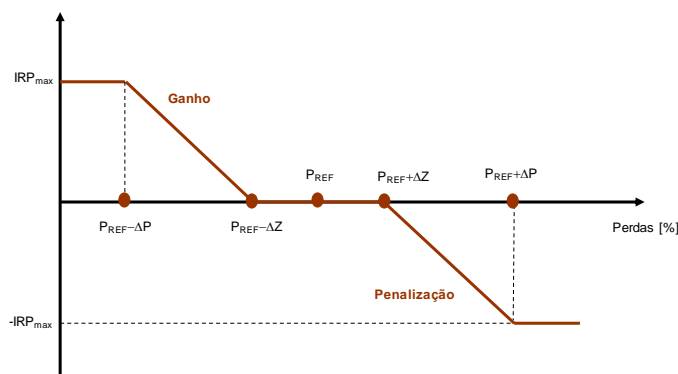
$$PP = PP_1 + PP_2 + PP_3$$

### COMPONENTE 1

A componente 1 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição é baseada no balanço anual de energia com os valores de percentagem das perdas referidos à energia medida à entrada e corresponde a um mecanismo simétrico com valorização indexada ao valor unitário da energia em mercado e que inclui uma zona de banda neutra, tal como ilustrado na Figura 5-6.

Para efeitos de aplicação desta componente 1 do incentivo e para todo o período de regulação 2022-2025, optou-se por assumir um valor da energia no mercado diário de 50 €/MWh.

Figura 5-6 – Componente 1 do mecanismo de incentivo para o período de regulação 2022-2025



Fonte: ERSE

O Quadro 5-38 resume os parâmetros da componente 1 do incentivo à redução das perdas em 2022.

Quadro 5-38 – Parâmetros da componente 1 em 2022

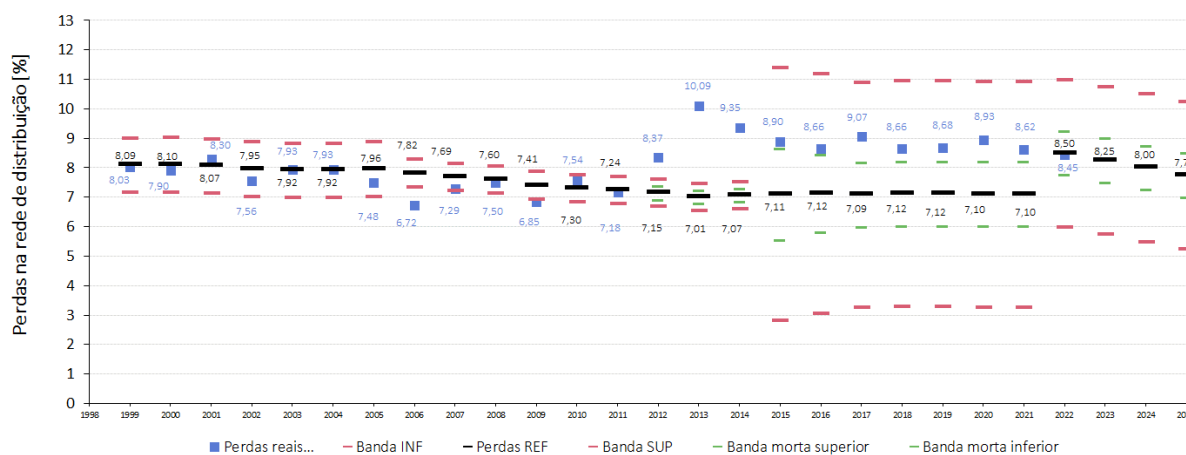
Valor das perdas de referência P <sub>REF</sub> (%)	Valor de ΔZ (%)	Valor de ΔP (%)	Valorização das perdas V <sub>P1</sub> (€/MWh)	Valor máximo do prémio ou penalidade IRP <sub>max</sub> =-IRP <sub>min</sub> (€)
8,50	0,75	2,5	25,0	20 000 000

Fonte: ERSE

#### APLICAÇÃO EM 2022 DA COMPONENTE 1

Em 2022, o valor das perdas nas redes de distribuição referido à energia entrada foi de 8,45%, tal como ilustrado na Figura 5-7 que apresenta a evolução das perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 1999 e 2022, no referencial de entrada.

Figura 5-7 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no referencial de entrada



Sendo 8,45% o valor das perdas verificado, este situa-se abaixo das perdas de referência (8,50%), mas, estando dentro da banda neutra (limite 7,75%), não há lugar a qualquer prémio pelo seu desempenho.

Nestes termos, a componente 1 do incentivo é nula:

$$PP_1 = 0$$

#### COMPONENTE 2

A componente 2 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição corresponde a uma partilha direta com o operador da RND dos resultados obtidos nas ações de combate ao consumo



ilícito. O montante recuperado por estas ações (MR) é partilhado em função do valor de uma percentagem de partilha (k), definida para o período de regulação.

A componente 2 (PP<sub>2</sub>) é calculada da seguinte forma:

$$PP_2 = k \times MR$$

O valor da percentagem de partilha (k) definido para o período de regulação 2022-2025 é k = 25%.

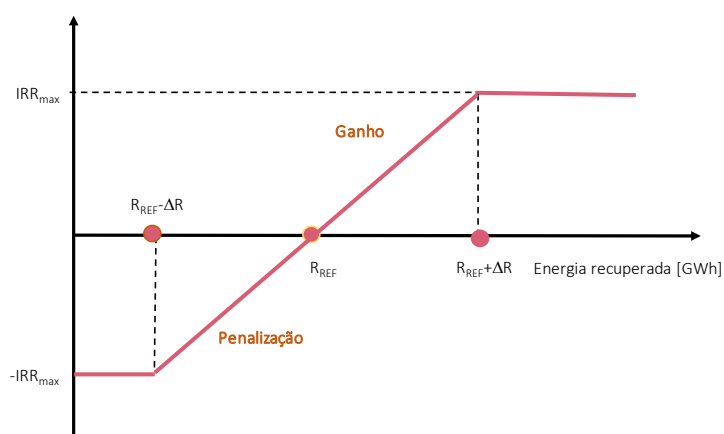
De acordo com a informação do operador da RND, o valor do montante recuperado no âmbito da componente 2 em 2022 foi de 7 082 148 €. Sendo o valor da percentagem de partilha k = 25%, o prémio a receber no âmbito da componente 2 é de

$$PP_2 = 7\,082\,148 \times 0,25 = 1\,770\,537 \text{ €}$$

### COMPONENTE 3

A componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição corresponde a um incentivo adicional (prémio ou penalização) aplicado ao sucesso das ações de combate ao consumo ilícito. Corresponde a um mecanismo de incentivo do tipo linear, limitado a um valor máximo de prémio ou de penalidade em função da energia recuperada anualmente, tal como ilustrado na Figura 5-8.

Figura 5-8 – Componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



Fonte: ERSE

O Quadro 5-39 resume os parâmetros da componente 3 do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição em 2022.

**Quadro 5-39 - Parâmetros da componente 3 do incentivo em 2022**

Valor de referência $R_{REF}$ (GWh)	Valorização unitária da energia recuperada $V_{p3}$ (€/MWh)	Valor máximo do prémio ou penalidade $IRR_{max} = -IRR_{min} =$ $R_{REF} \times V_{p3}$ (€)
120	50	6 000 000

Fonte: ERSE

De acordo com a informação da E-REDES, a energia recuperada no âmbito da componente 3 do incentivo foi de 125,817 GWh. Sendo o valor de referência  $R_{REF} = 120$  GWh, e a valorização unitária da energia recuperada  $V_{p3} = 50$  €/MWh, o operador da RND tem direito a um prémio de:

$$PP_3 = (125\,817 - 120\,000) \times 50 = 290\,850 \text{ €}.$$

#### APLICAÇÃO DO INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM 2022

Nos termos atrás descritos, a aplicação do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição ao ano de 2022 resulta num prémio no valor de:

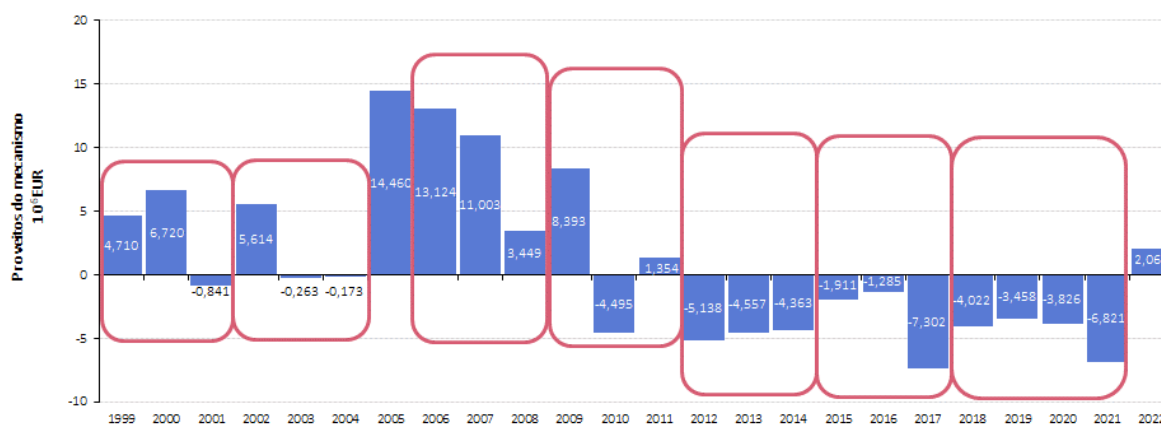
$$PP = PP_1 + PP_2 + PP_3$$

$$PP = 0 + 1\,770\,537 + 290\,850 = 2\,061\,387 \text{ €}$$

A Figura 5-9 apresenta a evolução dos montantes resultantes da aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição desde 1999, sendo de realçar que desde 2012 a 2021 houve lugar a uma penalização pelo facto do valor das perdas reais ocorridas ser superior ao valor limite da banda neutra.

Em 2022 o operador recebe um prémio de 2,061 milhões de euros devido ao desempenho das componentes 2 e 3 do incentivo, dado que a componente 1 não teve qualquer contribuição pelo facto do valor das perdas ter ocorrido na banda neutra.

Figura 5-9 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



### MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O artigo 147.º do Regulamento Tarifário em vigor (RT) prevê o mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço<sup>77</sup> que tem como duplo objetivo promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica, através da designada “Componente 1”, e incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos, através da designada “Componente 2”.

#### COMPONENTE 1

O valor da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em média tensão (MT) depende do valor da energia não distribuída (END). Este incentivo tem uma atuação *a posteriori* com um desfasamento de dois anos (o valor a considerar em tarifas no ano *t* tem em consideração a continuidade de serviço verificada no ano *t-2*).

O valor da END é calculado através da seguinte fórmula:

$$END=ED \times TIEPI/T$$

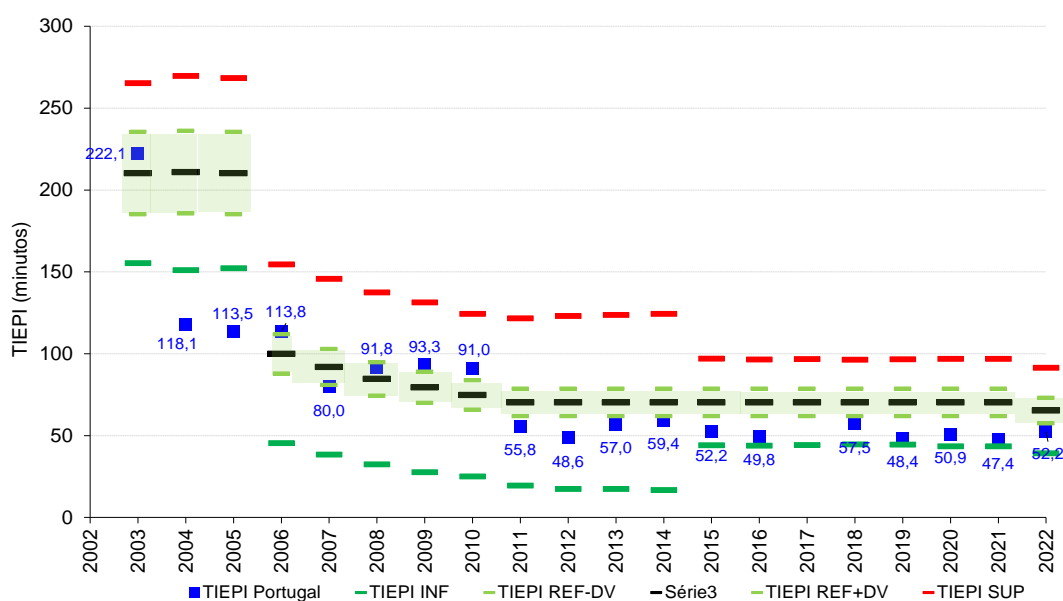
<sup>77</sup> O artigo 22.º do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) dos setores elétrico e do gás, aprovado pelo Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho, estabelece o mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

em que:

1. ED: Energia entrada na rede de distribuição em MT durante o ano, em kWh;
2. TIEPI: Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada<sup>78</sup>, em horas;
3. T: Número de horas do ano.

A Figura 5-10 apresenta a evolução do indicador TIEPI e o seu enquadramento nos limites definidos pelo incentivo à melhoria da continuidade de serviço (até ao ano de 2014 composto apenas pela Componente 1) quando transpostos para este indicador, que pode ser encarado como uma imagem da END.

Figura 5-10 - Valores do TIEPI usados na Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço



Nota: O valor do TIEPI para o ano de 2017 não é apresentado no gráfico, visto que, o procedimento de classificação como EE do incidente associado ao incêndio de Pedrogão Grande, ocorrido em 2017, foi suspenso pela ERSE.

Os valores dos parâmetros da Componente 1 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, em vigor em 2022, encontram-se publicados com as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022, através da Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro.

<sup>78</sup> São consideradas as interrupções acidentais com duração superior a três minutos, excluindo as interrupções com origem noutras redes e as classificadas pela ERSE como Eventos Excecionais (EE).

O valor da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço relativo a 2022 foi determinado com base na informação disponibilizada à ERSE e considerada a mais adequada ao cálculo do valor de *ED*, i.e., atendendo à discriminação por período horário e nível de referência.

O Quadro 5-40 apresenta o modo de determinação da *END* em 2022, com indicação dos valores de energia ativa utilizados, das diversas parcelas que constituem a *ED* e do valor de *TIEPI* obtido em 2022 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

**Quadro 5-40- Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2022**

Valores de energia activa 2022	Período horário - h				Valores ERSE
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Total
$W_{RNTAT\ MR}$ : entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	6 487 390,78	23 098 648,97	13 474 198,30	6 537 235,43	47 355 931,92
$W_{CMAT\ MR}$ : vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	1 751,96	7 564,56	8 514,31	5 157,97	0,00
$W_{CMAT\ ML}$ : vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	172 225,06	929 730,22	715 179,16	401 418,31	0,00
$W_{RNTAT} - W_{RNTAT\ MR} - W_{CMAT\ MR}$ (MWh)	6 313 413,75	22 161 354,19	12 750 504,84	6 130 659,14	47 355 931,92
$g_{AT}$	0,0162	0,0146	0,0121	0,0101	
$1+g_{AT}$	1,0162	1,0146	1,0121	1,0101	
$(1+g_{AT})^{-1}$	0,9841	0,9856	0,9880	0,9900	
$W_{RNTAT} \times (1+g_{AT})^{-1}$ (MWh)	6 212 766,93	21 842 454,36	12 598 068,21	6 069 358,62	46 722 648,12
$W_{CAT\ MR}$ : vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	38,40	121,67	156,06	153,24	469,36
$W_{CAT\ ML}$ : vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	743 641,38	2 934 725,38	2 004 614,66	1 125 999,42	6 808 980,84
$W_{CAT} - W_{CAT\ MR} - W_{CAT\ ML}$ (MWh)	743 679,79	2 934 847,04	2 004 770,72	1 126 152,66	6 809 450,20
$[W_{RNTAT} \times (1+g_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)	5 469 087,14	18 907 607,31	10 593 297,50	4 943 205,96	39 913 197,91
$ED = [(W_{RNTAT} \times (1+g_{AT})^{-1}) - (W_{CAT})]$ (MWh)					39 913 197,91
<i>TIEPI</i> (min)					52,22
<i>TIEPI</i> (h)					0,87
<i>T</i> (h)					8 760,00
$END = ED * TIEPI / T$ (MWh)					3 965,72

Com base no valor de *ED* em 2022 obtêm-se os valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço que se apresentam no Quadro 5-41 .

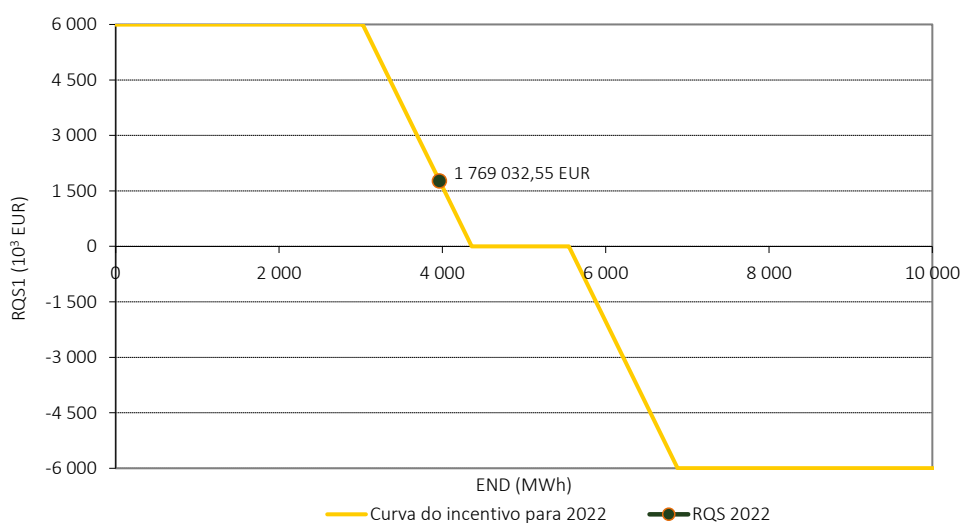
**Quadro 5-41 - Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2022**

END	(MWh)	3 965,72
$END_{REF} = 0,000134 \times ED$	(MWh)	4 953,23
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$	(MWh)	594,39
$END_{REF} - \Delta V$	(MWh)	4 358,84
$END_{REF} + \Delta V$	(MWh)	5 547,62

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, sendo o valor de *END* em 2022 inferior a  $END_{REF} - \Delta V$ , o valor da Componente 1 do incentivo constitui um aumento nos proveitos permitidos da atividade de distribuição em MT no valor de 1 769 032,55 euros.

A Figura 5-11 contém uma representação gráfica da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para 2022, bem como o posicionamento do respetivo valor de *END* e incentivo associado.

**Figura 5-11- Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2022**



## COMPONENTE 2

O valor da Componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT depende do valor da duração média de interrupções longas registadas em MT dos 5% de postos de transformação pior servidos (SAIDI MT 5%<sup>79</sup>). O cálculo do SAIDI MT 5% resulta da média deslizando dos

<sup>79</sup> Para determinar o valor do indicador SAIDI MT são tidos em consideração os seguintes critérios:

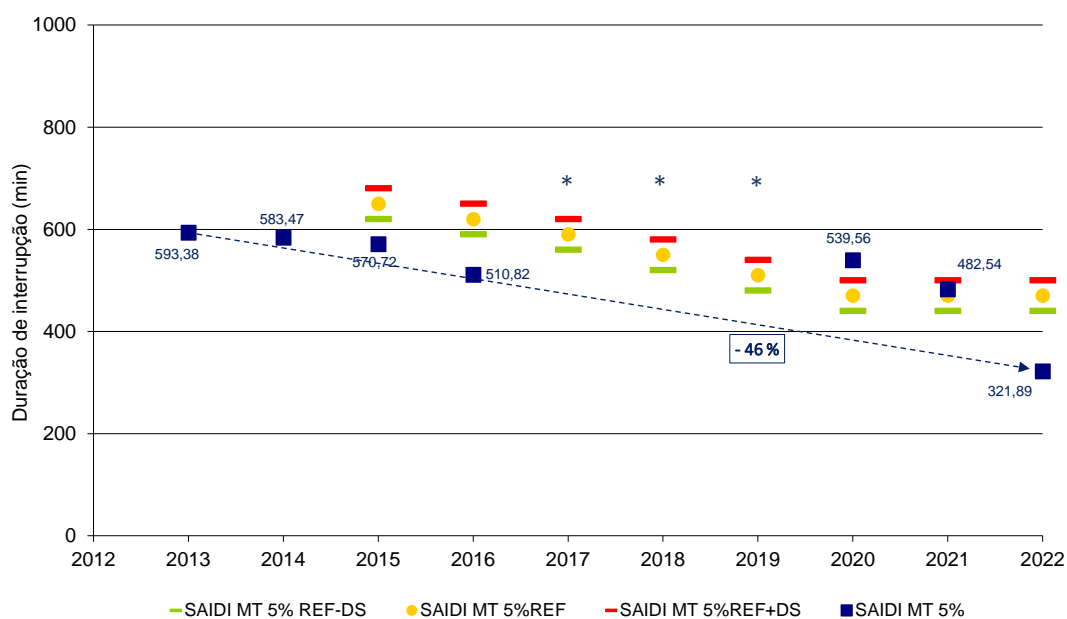
- a) Consideradas todas as interrupções acidentais, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as interrupções com origem em instalações de clientes e em instalações de produtores, com as seguintes exceções:
  - Interrupções com origem em instalações de clientes ou de produtores que afetem apenas os próprios clientes ou produtores;
  - Interrupções resultantes de incidentes classificados pela ERSE como EE;
  - Interrupções com origem em razões de segurança;
  - Interrupções com origem na Rede Nacional de Transporte.
- b) Considerados os registos em todos os Postos de Transformação de Distribuição e de Cliente que tenham permanecido ativos por um período superior ou igual a 1 mês.
- c) Excluídas as instalações de produção.

últimos três anos apurada para o universo dos 5% de Postos de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT que apresentaram durações de interrupção acumuladas mais elevadas na globalidade do período dos três anos ( $t - 4, t - 3, t - 2$ ).

Os valores dos parâmetros da Componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, em vigor em 2022, encontram-se publicados com as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022, através da Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro.

A Figura 5-12 apresenta a evolução do indicador do SAIDI MT 5% para os anos de 2013 a 2022, e o seu enquadramento nos limites definidos para a Componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para os anos de 2015 a 2022.

Figura 5-12 - Evolução do indicador SAIDI MT 5% e da média deslizante do SAIDI MT



Nota: Os valores do SAIDI MT 5% para os anos 2017, 2018 e 2019 não são apresentados no gráfico, visto que, o procedimento de classificação como EE do incidente associado ao incêndio de Pedrogão Grande, ocorrido em 2017, foi suspenso pela ERSE. A marca \* pretende alertar para esta situação.

Tendo em conta que o cálculo da Componente 2 depende dos valores do indicador SAIDI MT registados nos últimos três anos (SAIDI MT 5%<sub>2020</sub>; SAIDI MT 5%<sub>2021</sub>; SAIDI MT 5%<sub>2022</sub>), o valor da Componente 2 do incentivo para 2022 é valorizado em três milhões de euros.

MONTANTE TOTAL DO INCENTIVO PARA 2022

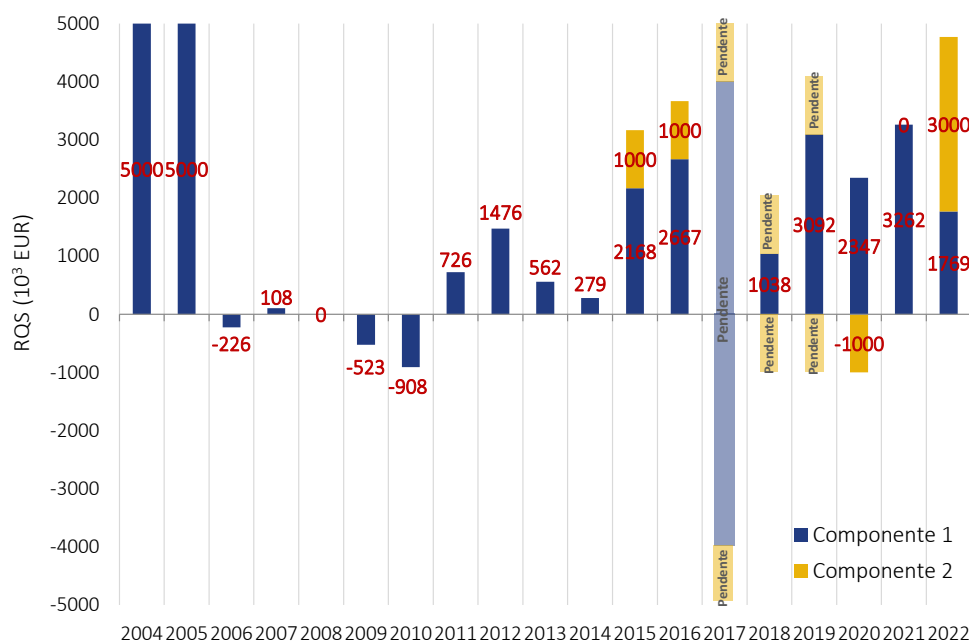
O Quadro 5-42 apresenta os valores dos montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para 2022.

Quadro 5-42 - Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em vigor para 2022

Montante Componente 1	(euros)	1 769 032,55
Montante Componente 2	(euros)	3 000 000,00

A evolução dos montantes das penalidades e dos prémios que resultam da aplicação do mecanismo de incentivo, nas suas duas componentes, apresentam-se na Figura 5-13.

Figura 5-13 – Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço



Salienta que, em 2023, foi possível apurar o valor da Componente 1 relativa ao ano de 2018, que se encontrava com decisão suspensa, devido à questão da imputabilidade da origem e da propagação do incêndio à E-REDES que estava em apreciação em sede criminal. Durante o ano de 2023, foi proferida a decisão final das instâncias judiciais o que permitiu classificar como evento excepcional o incidente resultante



do incêndio ocorrido em Monchique a 3 de agosto de 2018. As consequências desta decisão conduziram à correção do montante da Componente 1 correspondente a um aumento no valor de 74 625,60 euros<sup>80</sup>.

Tendo sido apurado o valor real do indicador SAIDI MT 5% para o ano de 2018, foi possível também calcular a Componente 2 do incentivo relativo ao ano de 2020, visto que o seu cálculo resulta da média deslizando dos valores do SAIDI MT 5% registados em 2018, 2019 e 2020. Com base no valor de 539,56 minutos obtido para o SAIDI MT 5%, o valor do montante obtido foi de menos um milhão de euros no ano de 2020.

## 5.5 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, atribuiu a licença de Comercializador de Último Recurso (CUR) a uma sociedade, juridicamente independente das sociedades que exercem as demais atividades no sistema elétrico nacional, a constituir pela EDP Distribuição Energia, S.A. (atualmente E-REDES). Na sequência deste diploma, foi constituída a EDP Serviço Universal a 1 de janeiro de 2007, que desde 15 de janeiro de 2020, se denomina SU Eletricidade.

Os termos da atribuição de nova licença de comercialização de último recurso encontram-se, agora, regulados no artigo 139.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Em todo o caso, quer nos termos do artigo 287.º, quer por ter licença emitida válida, a SU Eletricidade mantém o exercício da atividade até à atribuição de nova licença.

O CUR exerce as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição e a atividade de Comercialização.

Em termos de metodologias de regulação, salienta-se que, para o período de regulação 2022-2025, e em linha com o previsto no RT, os proveitos permitidos da atividade de comercialização de último recurso passaram a incluir uma componente de remuneração dos ativos aceites para efeitos de regulação.

---

<sup>80</sup> [Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico](#)

### 5.5.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO A CLIENTES

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes é a atividade através da qual o CUR assegura a aquisição da energia elétrica necessária para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes.

O montante de proveitos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes em 2024 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do artigo 122.º do Regulamento Tarifário em vigor.

#### 5.5.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O CUR adquire no mercado organizado (MIBEL) a energia elétrica para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes. À semelhança dos restantes comercializadores, a sua carteira de compras é comparada com a carteira de consumos e são determinados desvios, a liquidar junto da Gestão Global de Sistema (procedimentos de liquidação). Assim, o CUR deve adquirir, para cada hora de cada dia, a energia correspondente à sua expectativa para os consumos dos seus clientes.

Importa referir que o CUR também adquire energia no âmbito da programação anual dos leilões de aprovisionamento do CUR, que pretende promover mecanismos de aprovisionamento eficiente, definidos pela ERSE, procurando dar maior transparência ao processo de estimativa do preço médio de energia do CUR no sentido de garantir preços adequados para a tarifa de energia.

Os pressupostos subjacentes ao custo médio de aquisição energia elétrica para fornecimento dos clientes previsto para 2024 estão apresentados no ponto 3.2.

O montante de custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do artigo 122.º do Regulamento Tarifário em vigor.

O Quadro 5-43 apresenta os proveitos permitidos da atividade de CVEE para fornecimento dos clientes do ano 2024.

**Quadro 5-43 - Custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2023 (Dez2022)	Tarifas 2023 (Jun2023)	Tarifas 2024 (2)	Varição (%) (3) = [(2) - ((1)+(1'))/(2)]/ /1((1)+(1'))/(2)
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	682 558	452 557	348 845	-38,5%
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	223,42	148,14	102,35	-44,9%
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR (GWh)	3 055	3 055	3 408	11,6%
B	Custos de funcionamento afectos à atividade de CVEE para fornecimento a clientes do CUR, previstos para o ano t	2 402	2 402	3 073	27,9%
C	Ajustamento provisório dos proveitos permitidos da função de CVEE para fornecimento a clientes do CUR em t-1	-191 464	-170 895	154 239	185,1%
D	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de CVEE para fornecimento a clientes do CUR em t-2	-34 007	-34 007	49 689	246,1%
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	2 230	2 230	581	-74,0%
<b>F = (A) + (B) - (C) - (D) - (E)</b>	<b>Total dos proveitos a permitidos da atividade de CVEE para Fornecimento dos Clientes do CUR</b>	<b>908 201</b>	<b>657 631</b>	<b>147 410</b>	<b>-81,2%</b>
<b>G = - [ (C) + (D) + (E) ]</b>	<b>Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados</b>	<b>223 241</b>	<b>202 672</b>	<b>-204 508</b>	<b>-196,0%</b>
<b>H = (F) - (G)</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE</b>	<b>684 960</b>	<b>454 959</b>	<b>351 919</b>	<b>-38,3%</b>

O Quadro 5-44 apresenta a previsão da procura agregada dos clientes do CUR, no referencial das aquisições no mercado. Estas aquisições de energia pelo CUR resultam das previsões da ERSE para o nível de procura e para a evolução da liberalização do mercado retalhista, bem como das taxas de perdas nas redes de transporte e distribuição usadas pela ERSE na definição do balanço de energia elétrica. A evolução dos fornecimentos do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2023 e as previsões para 2024 consideradas pela ERSE neste exercício tarifário, encontram-se no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2024».

**Quadro 5-44 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura**

	Real		ERSE Tarifas 2024	
	2021	2022	2023	2024
<b>= Total das Aquisições do CUR</b>	<b>2 713</b>	<b>3 260</b>	<b>3 604</b>	<b>3 408</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	326 13,9%	391 13,9%	484 15,8%	427 14,6%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	43 1,9%	52 1,8%	53 1,7%	46 1,6%
<b>= Total dos Fornecimentos do CUR</b>	<b>2 343</b>	<b>2 817</b>	<b>3 067</b>	<b>2 935</b>

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

### 5.5.1.2 AJUSTAMENTOS

Na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes do CUR são recuperados os seguintes ajustamentos:

- o ajustamento provisório da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes, por aplicação da tarifa de Energia em t-1;
- o ajustamento definitivo da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes, por aplicação da tarifa de Energia em t-2;
- o ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2.

O Quadro 5-45 sintetiza os valores para estes ajustamentos referentes a 2023 e 2024.

#### Quadro 5-45 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR			
		Tarifas 2023 (Dez2022) (1)	Tarifas 2023 (Jun2023) (1')	Tarifas 2024 (2)	Variação (%) (3) = [(2) - ((1)+(1'))/(2)]/ / ((1)+(1'))/(2)
A	Ajustamento provisório dos proveitos permitidos da função CVEE FC do CUR, referente a t-1	-191 464	-170 895	154 239	185,1%
B	Ajustamento definitivo dos proveitos permitidos da função CVEE FC do CUR, referente a t-2	-34 007	-34 007	49 689	246,1%
C	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo, referente a t-2	2 230	2 230	581	-74,0%
<b>D = (A) + (B) + (C)</b>	<b>Total de ajustamentos do CUR a incorporar nos proveitos do ano 2024</b>	<b>-223 241</b>	<b>-202 672</b>	<b>204 508</b>	<b>196,0%</b>

Estes montantes, calculados ao abrigo do artigo 129.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, são recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição.

De acordo com o artigo 129.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes (CVEE FC) são ajustados pela diferença entre os valores faturados pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de energia e os custos com aquisição de energia elétrica para fornecimento a clientes calculados

com base em custos reais. O ajustamento da atividade de CVEE FC referente a t-2, a repercutir nas tarifas de 2024 é apresentado no Quadro 5-46.

**Quadro 5-46 - Cálculo do ajustamento definitivo na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2022 Real</b>
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	528 673
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	161,56
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	3 272
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes e aceites pela ERSE	3 182
<b>C = (A) + (B)</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da Tarifa de Energia em t-2</b>	<b>531 855</b>
<b>D</b>	<b>Proveitos faturados com a aplicação da Tarifa de Energia em t-2, deduzida de aditividade e sobreproveito</b>	<b>400 384</b>
E = (D) - (C)	Desvio nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2	-131 472
<b>F = (E) x (1+ i<sub>t-2</sub><sup>E</sup>) x (1+ i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica em t-2, atualizados para t</b>	<b>-139 422</b>
G	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2 calculado em t-1 (Dez2022)	-191 464
G'	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2 calculado em t-1 (Jun2023)	-170 895
<b>H = (G+G')/2 x (1+ i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2 calculado em t-1, atualizados para t</b>	<b>-189 111</b>
<b>J = (F) - (H) + (I)</b>	<b>Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes em t-2 a repercutir em t</b>	<b>49 689</b>
i <sub>t-2</sub> <sup>E</sup>	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	1,600%
i <sub>t-1</sub> <sup>E</sup>	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	4,378%

Os valores previstos para o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR<sup>81</sup>, aquando da definição das tarifas para 2022, e os valores reais ocorridos, são apresentados no Quadro 5-47.

<sup>81</sup> Inclui os serviços de sistema, o acréscimo ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

**Quadro 5-47 - Custo médio previsto e real de aquisição de energia elétrica pelo CUR para o ano t-2**

	2022P em T2022	2022P em T2022 (Jun. 2022)	2022
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	89,13	129,52	161,56
Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	89,11	127,15	126,89
% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	21%	44%	30%

Fonte: ERSE, REN, EDP, Bloomberg

Esta diferença do custo médio de aquisição de energia elétrica entre o valor real de 2022 e o valor implícito nas tarifas de 2022 reflete os desvios entre os valores previstos e verificados de alguns dos principais fatores explicativos apresentados no Quadro 5-48.

**Quadro 5-48 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em t-2**

	2022P em T2022	2022P em T2022 (Jun. 2022)	2022
Preço médio anual do petróleo nos mercados internacionais em EUR (EUR/bbl)	58,44	58,44	96,05
Preço médio anual das licenças de CO <sub>2</sub> nos mercados internacionais (EUR/ton)	60,13	60,13	80,91
Energia produzida pelo total dos PRE com feed-in tariff (GWh)	22 573,01	17 493,51	16 438,77
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	1,00	0,63

Fonte: ERSE, REN, EDP, Bloomberg

A evolução do preço das *commodities* relacionadas com o preço da energia elétrica no mercado grossista foram alguns dos fatores explicativos, entre outros, da evolução do custo médio de aquisição de energia elétrica. O preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e o preço do petróleo, acima dos valores previstos, em conjunto com um menor índice de produtividade hidroelétrica, face aos valores implícitos nas tarifas de 2022, foram fatores que tiveram uma influência muito significativa para o maior valor do custo médio de aquisição do CUR face ao previsto.

## AJUSTAMENTO RESULTANTE DA CONVERGÊNCIA PARA UM SISTEMA TARIFÁRIO ADITIVO

O ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 está previsto no artigo 129.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021. A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da convergência para um sistema tarifário aditivo conduz à necessidade de ajustar os proveitos faturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos proveitos permitidos e a recuperar pelo comercializador de último recurso.

**Quadro 5-49 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2022 Real
<b>A</b>	<b>Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais</b>	<b>506 487</b>
1	Energia	400 384
2	Uso Global do Sistema	-45 914
3	Uso da Rede de Transporte	19 476
4	Uso da Rede de Distribuição	106 103
5	OLMC	176
6	Comercialização	25 579
<b>B = (1)+(2)+(3)+(4)+(5)+(6)</b>	<b>Proveitos que resultam da faturação</b>	<b>505 804</b>
<b>C</b>	<b>Sobreproveito por aplicação da tarifa transitória</b>	<b>135</b>
<b>D = (A) - (B) - (C)</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2</b>	<b>547</b>
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	1,600%
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	4,378%
<b>E = (D) x (1+ <math>i_{t-2}^E</math>) x (1+ <math>i_{t-1}^E</math>)</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2, atualizado para t</b>	<b>581</b>

### 5.5.1.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

De acordo com o artigo 129.º do Regulamento Tarifário Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes é dado pela diferença entre os valores previstos faturar pelo CUR por aplicação

da tarifa de energia a clientes finais e os proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da tarifa de energia a clientes finais.

O ajustamento referente a 2023 é apresentado no Quadro 5-50. O montante de ajustamento tem origem, principalmente, na redução do custo unitário do CUR, agora estimado para 2023, face ao previsto em dezembro de 2022 e em junho de 2023 (ver ponto 3.2, Quadro 3-9).

Neste quadro observa-se a estimativa para t-1 das quantidades adquiridas pelo comercializador de último recurso, no referencial do mercado. Estas aquisições de energia pelo CUR resultam das estimativas da ERSE para o nível de consumo, para a evolução da liberalização do mercado retalhista e para as taxas de perdas nas redes de transporte e distribuição.

No documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2024» encontra-se a evolução dos fornecimentos reais do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2023 e previsões para 2024 consideradas pela ERSE.

#### Quadro 5-50 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2023 Estim
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	473 065
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	131,26
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	3 604
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes e aceites pela ERSE	3 058
<b>C = (A) + (B)</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da Tarifa de Energia em t-1</b>	<b>476 123</b>
<b>D</b>	<b>Proveitos previstos faturar por aplicação da Tarifa de Energia a clientes finais em t-1</b>	<b>623 893</b>
E = (D) - (C)	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-1	147 770
<b>F = (E) x (1 + i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>Ajustamento provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-1, a repercutir em t</b>	<b>154 239</b>
i <sub>t-1</sub> <sup>E</sup>	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	4,378%



## 5.5.2 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

### 5.5.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição transfere os custos com o acesso às redes de transporte e de distribuição e do Operador Logístico de Mudança de Comercializador<sup>82</sup> para os clientes do comercializador de último recurso.

Tendo em conta que estas tarifas são aditivas e que o desajuste por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte aos Clientes e comercializadores e os valores pagos ao operador da rede de transporte são calculados ao nível da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, não se preveem ajustamentos nesta atividade.

O montante de custos com a atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição em 2024 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do artigo 123.º do Regulamento Tarifário em vigor (RT).

Para as parcelas previstas nessa fórmula, foram considerados os valores do Quadro 5-51.

**Quadro 5-51 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2023 (Dez2022) (1)	Tarifas 2023 (Jun2023) (1')	Tarifas 2024 (2)	Variação (%) (3) = [(2) - ((1)+(1'))/(2)]/ / ((1)+(1'))/(2)
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano t	145	145	-	
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t	-300 590	-101 893	40 772	120,3%
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t	19 560	19 560	21 743	11,2%
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t	101 038	101 038	111 954	10,8%
<b>Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t</b>	<b>-179 846</b>	<b>18 851</b>	<b>174 469</b>	<b>316,7%</b>

Nota: A partir de 2024 os proveitos do OLMCA que não são recuperados pelo preço regulado passam a ser recuperados na parcela I da UGS do ORT, deixando de haver tarifa OLMC.

<sup>82</sup> A partir de 2024 os proveitos do OLMCA que não são recuperados pelo preço regulado passam a ser recuperados na parcela I da UGS do ORT, deixando de haver tarifa OLMC.

### 5.5.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A atividade de Comercialização tem sido regulada com base em incentivos, aplicando-se níveis de eficiência ao OPEX<sup>83</sup>, acrescida da remuneração do fundo de maneiio. No período de regulação que se iniciou em 2022 manteve-se a regulação por *price-cap*, sendo o número de clientes o *driver* de custos.

No entanto, a metodologia de regulação aplicada à atividade de Comercialização foi adaptada à nova realidade da empresa, já referida, em especial ao desenvolvimento de sistemas de informação autónomos decorrentes da separação de atividades. A empresa, ao contrário do que acontecia, passou a reportar investimentos também na atividade de Comercialização, ou seja, por opção, transferiu os investimentos da atividade de Compra e Venda de Energia para a atividade de Comercialização.

Assim, adicionalmente à componente de OPEX regulada por *price-cap*, foi incluída, no novo período de regulação 2022-2025, uma componente de CAPEX regulada por modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual nos proveitos permitidos desta atividade. Importa referir que os investimentos propostos pela empresa estão sujeitos à avaliação e aceitação da ERSE.

Ainda no que respeita aos investimentos, importa referir que a aceitação dos investimentos associados à rede de lojas exclusiva garante, tal como previsto regulamentarmente, a neutralidade de custos para efeitos tarifários. O mesmo procedimento foi aplicado aos investimentos associados à alteração de imagem.

A eventual consideração de custos não controláveis nos proveitos permitidos visa assegurar o equilíbrio económico e financeiro da atividade de comercialização desde que gerida de forma eficiente, tendo um carácter extraordinário e sempre sujeito à avaliação pela ERSE, dada a natureza desses custos e dos seus impactes económicos.

#### 5.5.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos à SU Eletricidade na atividade de Comercialização é dado pela expressão estabelecida no artigo 125.º do RT, e está apresentado no Quadro 5-52.

---

<sup>83</sup> Custos de exploração do inglês, *Operational Expenditure*.

Quadro 5-52 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2023	Tarifas 2024	Variação (%)
1	Amortizações do ativo fixo em NT	159	162	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações em NT	649	681	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)	5,05%	5,57%	
4	Ajustamento de t-1 do CAPEX em NT	30	-30	
5	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	24	26	
6	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (EUR/consumidor)	104,41717	110,73441	
7	Número de consumidores médio, em NT	1 095	559	
8	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	0	138	
9	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-23	-6	
10	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	-20	347	
<b>A = (1)+(2)*(3)+(4) +(5)+(6)x(7)/1000 +(8)+(9)-(10)</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT</b>	<b>357</b>	<b>43</b>	<b>-88,07%</b>
<b>B</b>	<b>Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT)</b>	<b>-23</b>	<b>-6</b>	<b>-128,09%</b>
<b>C = A-B</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT</b>	<b>380</b>	<b>49</b>	<b>-87,10%</b>
11	Amortizações do ativo fixo em BTE	68	69	
12	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações em BTE	232	264	
13	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)	5,05%	5,57%	
14	Ajustamento de t-1 do CAPEX em BTE	-2	-3	
15	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	30	32	
16	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (EUR/consumidor)	87,18531	92,46002	
17	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	994	1 317	
18	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	0	136	
19	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-26	-25	
20	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	71	144	
<b>D = (11)+(12)*(13)+(14)+(15)+(16)x(17)/1000+(18)+(19)-(20)</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE</b>	<b>98</b>	<b>201</b>	<b>105,29%</b>
<b>E</b>	<b>Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE</b>	<b>-26</b>	<b>-25</b>	<b>-196,20%</b>
<b>F = D-E</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE</b>	<b>124</b>	<b>226</b>	<b>82,59%</b>
21	Amortizações do ativo fixo em BT	2 289	1 963	
22	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações em BT	7 977	6 871	
23	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)	5,05%	5,57%	
24	Ajustamento de t-1 do CAPEX em BTN	-107	-376	
25	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	7 200	7 636	
26	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (EUR/consumidor)	12,84778	13,62507	
27	Número de consumidores médio, em BTN (milhares)	925 858	956 185	
28	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	0	5 025	
29	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-510	-269	
30	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	430	2 568	
<b>G = (21)+(22)*(23)+(24)+(25)+(26)x(27)/1000+(28)+(29)-(30)</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN</b>	<b>20 739</b>	<b>24 823</b>	<b>19,69%</b>
<b>H</b>	<b>Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTN</b>	<b>-510</b>	<b>-269</b>	<b>-152,66%</b>
<b>I = G - H</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN</b>	<b>21 249</b>	<b>25 092</b>	<b>18,08%</b>
<b>J = A + D + G</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>21 195</b>	<b>25 067</b>	<b>18,27%</b>
<b>K = B + E + H</b>	<b>Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT), BTE E BTN</b>	<b>-559</b>	<b>-300</b>	<b>-153,66%</b>
<b>L = J - K</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>21 753</b>	<b>25 367</b>	<b>16,61%</b>

Notas: (1) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recupera o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema e os valores de compensações a devolver pelo comercializador de último recurso no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), de acordo com o artigo 126.º do RT.

Verifica-se um aumento dos proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização do CUR, devido ao:

- aumento do número de consumidores previsto para 2024 em relação ao previsto em tarifas de 2023;
- aumento dos custos não controláveis.

Em sentido contrário, e tal como referido no capítulo 5.5.3.2, o ajustamento definitivo relativo a 2022 é positivo e, por isso, abate ao valor dos proveitos a recuperar pela comercialização.

#### **CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS**

A avaliação realizada pela ERSE justificou a consideração de uma parcela de custos não controláveis nos proveitos permitidos para 2024 referente à previsão do custo com o preço regulado do OLMCA a suportar pelo CUR, e a refletir na componente de comercialização. Estes custos foram repartidos considerando o número de consumidores afetos a cada nível de tensão.

Entretanto, foi publicado o Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, que altera o modelo de financiamento da tarifa social estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

O novo modelo alarga o âmbito e o número de entidades que irão comparticipar a tarifa social da eletricidade, passando a abranger não só os produtores, mas também os comercializadores de energia elétrica e os demais agentes de mercado na função de consumo.

Neste contexto, em 2024 o CUR terá de suportar custos com o financiamento da tarifa social. Atendendo ao montante global da tarifa social a financiar e os dados atualmente à sua disposição, a ERSE estimou um custo de cerca de 5,2 milhões de euros para a atividade de comercialização do CUR previsto para 2024. Contudo, este valor só será apurado com a publicação de Diretiva da ERSE sobre a repartição do financiamento da tarifa social relativo a 2024 pelos vários agentes financiadores, podendo sofrer alterações decorrentes da atualização de dados usados na operacionalização dessa repartição, bem como de comentários que venham a ser recebidos na consulta pública sobre este tema que se realizará a breve trecho. Estes custos foram repartidos entre níveis de tensão considerando o consumo de cada nível de tensão, em função do respetivo consumo.

#### **DEVOLUÇÃO DE CRÉDITOS AOS CONSUMIDORES**

Tendo sido apurada a existência de créditos a favor dos consumidores, sem que estes tenham reclamado o seu reembolso, a ERSE emitiu aos comercializadores de último recurso a Instrução n.º 04/2018, de 13 de setembro, relativa à devolução dos créditos dos consumidores de energia elétrica.

A ERSE, no âmbito da sua competência em matéria de regulação económica da atividade de comercialização de último recurso, entendeu que, caso os consumidores titulares de direito de crédito não o tenham reclamado, no prazo de 5 anos desde a sua comunicação, junto dos comercializadores de último recurso de eletricidade, devem esses créditos ser repercutidos nas tarifas suportadas por todos os consumidores de energia elétrica. Assim, a referida instrução prevê que a repercussão daqueles montantes em tarifas deve ser efetuada através da dedução ao proveito permitido da atividade de comercialização, sendo recuperado pelos consumidores através das tarifas de acesso na componente da UGS.

Os montantes associados a créditos a devolver aos consumidores, nos termos da Instrução da ERSE n.º 4/2018, de 4 de setembro, correspondem aos valores reais e auditados relativos a 2017 com referência a 31 de dezembro de 2022. Este valor é deduzido aos proveitos permitidos da atividade de comercialização do CUR e corresponde à totalidade da rubrica associada ao diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais (linha K) e é recuperado pelos consumidores através da tarifa de UGS.

Adicionalmente, e de acordo com o artigo 126.º do Regulamento Tarifário em vigor (RT), os valores referentes às devoluções de compensações no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço estão também incluídos nesta rubrica, sendo que não se prevê nenhum montante para o ano de 2024.

#### 5.5.3.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o n.º 5 do artigo 132.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2022 e a soma dos proveitos permitidos do CUR no âmbito da atividade de Comercialização, por nível de tensão, que resultam da aplicação da fórmula n.º 1 do referido artigo com os valores efetivamente ocorridos em 2022.

O Quadro 5-53 compara os valores verificados em 2022 com os previstos em 2021 no cálculo das tarifas de 2022. O desvio a repercutir nas tarifas de 2024 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela aplicação da tarifa de comercialização fixada para 2022 (linhas D, D' e D'') e os proveitos a recuperar da atividade de comercialização em cada nível de tensão deduzidos do diferencial, recalculados com os valores reais (linhas C, C' e C''). Esta diferença é positiva, o que significa um montante de ajustamento a devolver pela empresa, e é resultado do aumento da componente de CAPEX e do número de consumidores face ao que foi previsto em tarifas de 2022.

Quadro 5-53 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		2022	Tarifas 2022
1	Amortizações dos activos fixos em NT	109	81
2	Valor médio dos activos fixos em NT	370	315
3	Taxa de remuneração dos activos fixos em NT	5,05%	4,70%
4	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em NT relativo ao ano t-1	0	0
5	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	24	24
6	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (EUR/consumidor)	103,65701	103,65701
7	Número de consumidores médio, em NT	993	347
8	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	0	0
9	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	10	10
10	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	44	44
<b>A</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT</b>	<b>220</b>	<b>121</b>
<b>B</b>	<b>Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT)</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>C = A - B</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT</b>	<b>210</b>	<b>111</b>
<b>D</b>	<b>Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT</b>	<b>507</b>	
<b>E = D - A + B</b>	<b>Desvio nos proveitos da atividade de Comercialização em NT, em t-2</b>	<b>298</b>	
<b>F</b>	<b>Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em NT relativo ao ano t-1, acrescido de juros</b>	<b>31</b>	
<b>G = E x (1+i<sub>t-2</sub>) x (1+i<sub>t-1</sub>) + F</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização em NT, relativos a t-2</b>	<b>347</b>	
11	Amortizações dos activos fixos em BTE	55	53
12	Valor médio dos activos fixos em BTE	188	217
13	Taxa de remuneração dos activos fixos em BTE	5,05%	4,70%
14	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em BTE relativo ao ano t-1	0	0
15	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	30	30
16	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (EUR/consumidor)	86,55059	86,55059
17	Número de consumidores médio, em BTE	1 676	513
18	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	0	0
19	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-16	-16
20	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	32	32
<b>A'</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE</b>	<b>192</b>	<b>90</b>
<b>B'</b>	<b>Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE</b>	<b>-16</b>	<b>-16</b>
<b>C' = A' - B'</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE</b>	<b>208</b>	<b>105</b>
<b>D'</b>	<b>Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE</b>	<b>345</b>	
<b>E' = D' - A' + B'</b>	<b>Desvio nos proveitos da atividade de Comercialização em BTE, em t-2</b>	<b>138</b>	
<b>F'</b>	<b>Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em BTE relativo ao ano t-1, acrescido de juros</b>	<b>-2</b>	
<b>G' = E' x (1+i<sub>t-2</sub>) x (1+i<sub>t-1</sub>) + F'</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização em BTE, relativos a t-2</b>	<b>144</b>	
21	Amortizações dos activos fixos em BTN	1 781	1 844
22	Valor médio dos activos fixos em BTN	6 185	7 773
23	Taxa de remuneração dos activos fixos em BTN	5,05%	4,70%
24	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em BTN relativo ao ano t-1	0	0
25	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	7 148	7 148
26	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (EUR/consumidor)	12,75425	12,75425
27	Número de consumidores médio, em BTN	949 283	840 632
28	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	0	0
29	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-926	-926
30	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	-851	-851
<b>A''</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN</b>	<b>21 273</b>	<b>20 004</b>
<b>B''</b>	<b>Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTN</b>	<b>-926</b>	<b>-926</b>
<b>C'' = A'' - B''</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN</b>	<b>22 199</b>	<b>20 929</b>
<b>D''</b>	<b>Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN</b>	<b>24 726</b>	
<b>E'' = D'' - A'' + B''</b>	<b>Desvio nos proveitos da atividade de Comercialização em BTN, em t-2</b>	<b>2 527</b>	
<b>F''</b>	<b>Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em BTN relativo ao ano t-1, acrescido de juros</b>	<b>-112</b>	
<b>G'' = E'' x (1+i<sub>t-2</sub>) x (1+i<sub>t-1</sub>) + F''</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização em BTN, relativos a t-2</b>	<b>2 568</b>	
<b>H = G + G' + G''</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização, relativos a t-2</b>	<b>3 059</b>	
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	1,600%	
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	4,378%	

5.5.3.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

**CAPEX**

Foi efetuado um ajustamento provisório do CAPEX da comercialização, de acordo com o disposto no artigo 156.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, referente ao ano de 2023, para os níveis de tensão de NT, BTE e BTN, determinado de acordo com a diferença entre a estimativa de imobilizado para esse ano e a previsão efetuada em tarifas de 2023. O valor total para a atividade da comercialização é negativo, ou seja, a devolver pela empresa, e decorre da diminuição dos valores totais de amortizações e de ativo a remunerar, conforme apresentado no Quadro 5-54, no Quadro 5-55 e no Quadro 5-56.

**Quadro 5-54 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2023 da Comercialização em NT**

Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2023	2023 em 2023	Tarifas 2024
1	Amortizações dos activos fixos	159	134	
2	Valor médio dos activos fixos	649	525	
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,05%	5,57%	
A = 1 + 2*3	Custo com capital afeto à atividade de comercialização em NT	192	163	
B = $A_{t-1} - A_{t-1 \text{ em } t-1}$ Ajustamento NT sem juros				-29
$i_{t-1D}$	Taxa de juro euribor a doze meses de t-1, acrescida de <i>spread</i>			4,378%
C = $(1 + i_{t-1D}) * B$ Ajustamento NT com juros				-30

Quadro 5-55 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2023 da Comercialização em BTE

Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2023	2023 em 2023 Tarifas 2024
1	Amortizações dos activos fixos	68	64
2	Valor médio dos activos fixos	232	224
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,05%	5,57%
A = 1 + 2*3	Custo com capital afeto à atividade de comercialização em BTE	79	76
B = $A_{t-1} - A_{t-1 \text{ em } t-1}$ Ajustamento BTE sem juros			-3
$i_{t-1D}$	Taxa de juro euribor a doze meses de t-1, acrescida de <i>spread</i>		4,378%
C = $(1 + i_{t-1D}) * B$ Ajustamento BTE com juros			-3

Quadro 5-56 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2023 da Comercialização em BTN

Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2023	2023 em 2023 Tarifas 2024
1	Amortizações dos activos fixos	2 289	1 971
2	Valor médio dos activos fixos	7 977	6 467
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,05%	5,57%
A = 1 + 2*3	Custo com capital afeto à atividade de comercialização em BTN	2 691	2 332
B = $A_{t-1} - A_{t-1 \text{ em } t-1}$ Ajustamento BTN sem juros			-360
$i_{t-1D}$	Taxa de juro euribor a doze meses de t-1, acrescida de <i>spread</i>		4,378%
C = $(1 + i_{t-1D}) * B$ Ajustamento BTN com juros			-376

## 5.6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO AGREGADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, criou o quadro legal para o Agregador de Último Recurso (AUR), o qual tem como obrigação a aquisição de energia eléctrica a três grupos de produtores:

- produtores de electricidade a partir de fontes de energia renováveis, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, que é remunerada a um preço livremente determinado em mercados organizados (abreviadamente designados neste documento por “produtores renováveis em mercado”);
- produtores de electricidade que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração;



c) autoconsumidores que injetem a energia excedentária na RESP.

A energia elétrica adquirida pelo AUR é vendida em mercados organizados, através de contratos bilaterais ou através de mecanismos regulados. A venda através de contratos bilaterais ou mecanismos regulados está sujeita a aprovação prévia pela ERSE, nos termos do RRC.

Face a este quadro legal, o RT passou a incluir a figura do AUR, que foi separado em duas atividades reguladas definidas no seu artigo 10.º:

- a atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida (CVEE PRG), que engloba os produtores referidos na alínea b), cujos proveitos permitidos são determinados de acordo com o artigo 127.º do RT;
- a atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis com remuneração fixada em mercado e de excedentes de autoconsumo (CVEE PREAC), que engloba os produtores referidos nas alíneas a) e c), cujos proveitos são determinados de acordo com o artigo 128.º do RT.

Em ambas as atividades são considerados custos de funcionamento, regulados através de uma metodologia de custos aceites, que são determinados através de uma componente de custos com capital (amortizações e remuneração do ativo líquido) e outra de custos de exploração aceites para efeitos de regulação. Estas duas atividades do AUR e respetivas metodologias de regulação são descritas com maior detalhe nos pontos 5.6.1 e 5.6.2.

Até à atribuição das novas licenças de comercialização de último recurso e de agregação de último recurso, o Decreto-Lei n.º 15/2022 estabeleceu que a empresa que detém atualmente a licença de comercialização de último recurso no território de Portugal continental, a SU Eletricidade, desempenha as atividades de AUR. Em termos regulamentares, a disposição transitória aplicável ao desempenho das atividades de AUR pelo CUR encontra-se no n.º 2 do artigo 224.º do RT.

#### 5.6.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA

A aquisição de energia elétrica pela atividade CVEE PRG do AUR assume natureza obrigatória, nos termos dos regimes jurídicos de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração

que habilitam estas aquisições e até ao decurso dos respetivos prazos<sup>84</sup>. Por este motivo, os proveitos desta atividade do AUR correspondem ao CIEG relativo ao diferencial de custo com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida (PRG)<sup>85</sup>.

Esta atividade do AUR é equivalente e substitui a função do CUR responsável pela compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial (CVEE PRE), que existia no quadro legal e regulamentar anterior, embora com as seguintes particularidades:

- o Decreto-Lei n.º 15/2022 revogou o Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, que determinava a diferenciação da repercussão tarifária entre a PRE1 e a PRE2<sup>86</sup>, motivo pelo qual na atividade de CVEE PRG do AUR se calcula o diferencial de custo de forma agregada para toda a produção com remuneração garantida, sem necessidade de desagregação por tecnologia ou agrupamentos de tecnologias;
- as medidas de contenção tarifária deixam de ser consideradas ao nível dos proveitos da atividade de compra e venda de energia elétrica, passando a ser repercutidas ao nível dos proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, exceto as receitas com garantias de origem. Esta exceção decorre destas receitas estarem diretamente relacionadas com a produção renovável transacionada pela atividade CVEE PRG do AUR, pelo que a ERSE optou por mantê-las ao nível desta atividade.

Os proveitos permitidos da atividade de CVEE PRG são determinados de acordo com o n.º 1 do artigo 127.º do RT, e incluem:

- o diferencial de custo do ano  $t$ , resultante das quantidades e preços de aquisição aos produtores com remuneração garantida, abaixo descritas, e das receitas obtidas com a venda desta produção<sup>87</sup>;

---

<sup>84</sup> O n.º 4 do artigo 17.º e o artigo 278.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, determinam a manutenção dos regimes remuneratórios nas condições de atribuição até ao decurso dos respetivos prazos, nos termos em que foram estabelecidos.

<sup>85</sup> Custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) previsto na subalínea i), da alínea a), do número 2 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

<sup>86</sup> A PRE1 refere-se a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, e a PRE2 refere-se aos restantes produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente.

<sup>87</sup> Corresponde ao total das receitas nos diferentes referenciais (mercados organizados, contratos bilaterais, mecanismos regulados), deduzidas de custos com comissões de participação nos mercados e custos com desvios imputáveis ao grupo de produtores representados nesta atividade, que, por força dos respetivos regimes remuneratórios, não são suportados diretamente pelos produtores.

- outros custos ou receitas, onde se incluem as receitas com garantias de origem;
- os custos de funcionamento da atividade;
- os ajustamentos dos proveitos permitidos de anos anteriores.

Uma vez que os proveitos permitidos da atividade CVEE PRG do AUR correspondem a um CIEG, o Decreto-Lei n.º 15/2022 permite a sua repercussão num período máximo de cinco anos, nomeadamente para garantir a estabilidade tarifária<sup>88</sup>. Deste modo, de acordo com o n.º 2 do artigo 127.º do RT, os proveitos da atividade de CVEE PRG a recuperar em cada ano por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, incluem o proveito permitido do ano e o efeito líquido das transferências intertemporais de proveitos. Este efeito inclui a parcela referente ao diferimento de proveitos efetuada no próprio ano e as parcelas relativas às anuidades para amortização de diferimentos efetuados em exercícios tarifários anteriores.

Nos termos do n.º 2 do artigo 224.º do RT, os proveitos permitidos da atividade CVEE PRG do AUR são devidos à SU Eletricidade, atual detentor da licença de comercialização de último recurso.

#### 5.6.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O Quadro 5-57 apresenta os proveitos permitidos da atividade de CVEE PRG do ano 2024, bem como os proveitos da atividade a recuperar por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, determinados de acordo com os n.ºs 1 e 2 do artigo 127.º do RT.

---

<sup>88</sup> Nos termos dos n.ºs 8 a 11 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Quadro 5-57 – Proveitos permitidos e a recuperar da atividade de CVEE PRG do AUR

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		Tarifas 2024
1	Custo total de aquisição de energia elétrica aos PRG	2 154 844
2 = a x b	Receita total das vendas da energia elétrica adquirida aos PRG	1 761 825
a	Quantidades de PRG vendidas (GWh)	21 113
b	Preço médio de venda da PRG (EUR/MWh) <sup>(1)</sup>	83,4
3	Outros custos ou receitas afetos à atividade CVEE PRG do AUR	-125 358
4	Custos de funcionamento da atividade CVEE PRG do AUR	12 400
5	Ajustamento t-1	-1 481 106
6	Ajustamento t-2	-407 444
7	Ajustamento extraordinário <sup>(2)</sup>	8 255
<b>A = (1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) - (7)</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade CVEE PRG do AUR</b>	<b>2 160 357</b>
B	Valor líquido das transferências intertemporais de proveitos (diferimento do ano t e anuidades de anos anteriores)	-1 244 063
<b>C = (A) + (B)</b>	<b>Proveitos da atividade CVEE PRG do AUR a recuperar pela parcela II da UGS</b>	<b>916 293</b>

Nota:(1) Inclui efeito da venda da PRE em mercado, dos resultados dos leilões de venda da PRE e dos custos com desvios.

(2) O ajustamento extraordinário é descrito no ponto 5.6.1.2 e reporta-se às seguintes situações: (i) decisão regulatória sobre a aplicação da Portaria n.º 244/2020; (ii) resgate cautelar de proveitos resultante da intervenção da SU Eletricidade no mercado intradiário em 2022.

De seguida justificam-se as principais rúbricas de custos e receitas desta atividade. Os cálculos dos ajustamentos dos anos anteriores são explicitados no ponto 5.6.1.2.

**AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA À PRODUÇÃO COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA**

No Quadro 5-58 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia elétrica aos produtores com remuneração garantida (PRG) previsto pela ERSE para 2024, por tecnologia, e respetivas produções.

Quadro 5-58 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à produção com remuneração garantida

	Tarifas 2024				
	Produção (GWh)	Preço médio de aquisição (EUR/MWh)	Custo Total (10 <sup>3</sup> EUR)	<sup>(1)</sup> Preço de referência cálculo do diferencial de custo PRG	Diferencial de custo PRG do ano (10 <sup>3</sup> EUR)
Eólicas	13 016	92,8	1 207 785	83,4	121 587
Hídricas	693	111,2	77 033	83,4	19 234
Biogás	164	131,7	21 578	83,4	7 903
Biomassa	1 278	138,9	177 531	83,4	70 846
Fotovoltaica	352	295,9	104 225	83,4	74 830
Eolica OffShore	76	155,2	11 869	83,4	5 489
Ondas	0	0,0	0	83,4	0
RSU	450	96,7	43 499	83,4	5 975
Cogeração (NFER)	2 826	93,4	264 110	83,4	28 250
Cogeração (FER)	1 898	105,3	199 785	83,4	41 421
Micro/Mini/UPAC/UPP	330	142,0	46 840	83,4	19 318
Fotovoltaica Leilões	29	20,3	590	83,4	-1 833
<b>Total da Produção com Remuneração Garantida</b>	<b>21 113</b>	<b>102,1</b>	<b>2 154 844</b>	<b>83,4</b>	<b>393 019</b>

Notas: <sup>(1)</sup> O preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da produção com remuneração garantida é determinado tendo por base o preço médio de mercado, bem como os perfis de aquisição desta produção e os custos com desvios que lhe estão associados.

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

A Figura 5-14 apresenta a evolução da produção com remuneração garantida adquirida pelo AUR, desagregada por tecnologias, que ocorreu no período de 2004 a 2022, as produções estimadas para 2023 e as previstas para 2024.

Nesta figura observa-se um crescimento acentuado da injeção deste tipo de produção nas redes até 2010, consequência do rápido desenvolvimento da potência instalada, com crescimentos anuais sempre acima de dois dígitos. Nos anos seguintes, a potência instalada de produtores com remuneração garantida não se alterou substancialmente. No ano de 2022, a redução que se observa na cogeração deve-se à redução da produção dos cogeneradores a partir de fontes não renováveis no regime de remuneração garantida, fortemente influenciada pelos preços de gás desde a segunda metade desse ano e que levou à transição temporária de cogeneradores para o regime de mercado, ao abrigo da derrogação do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, prevista no artigo 35.º-Y do Decreto-Lei n.º 119-A/2021, de 22 de dezembro.

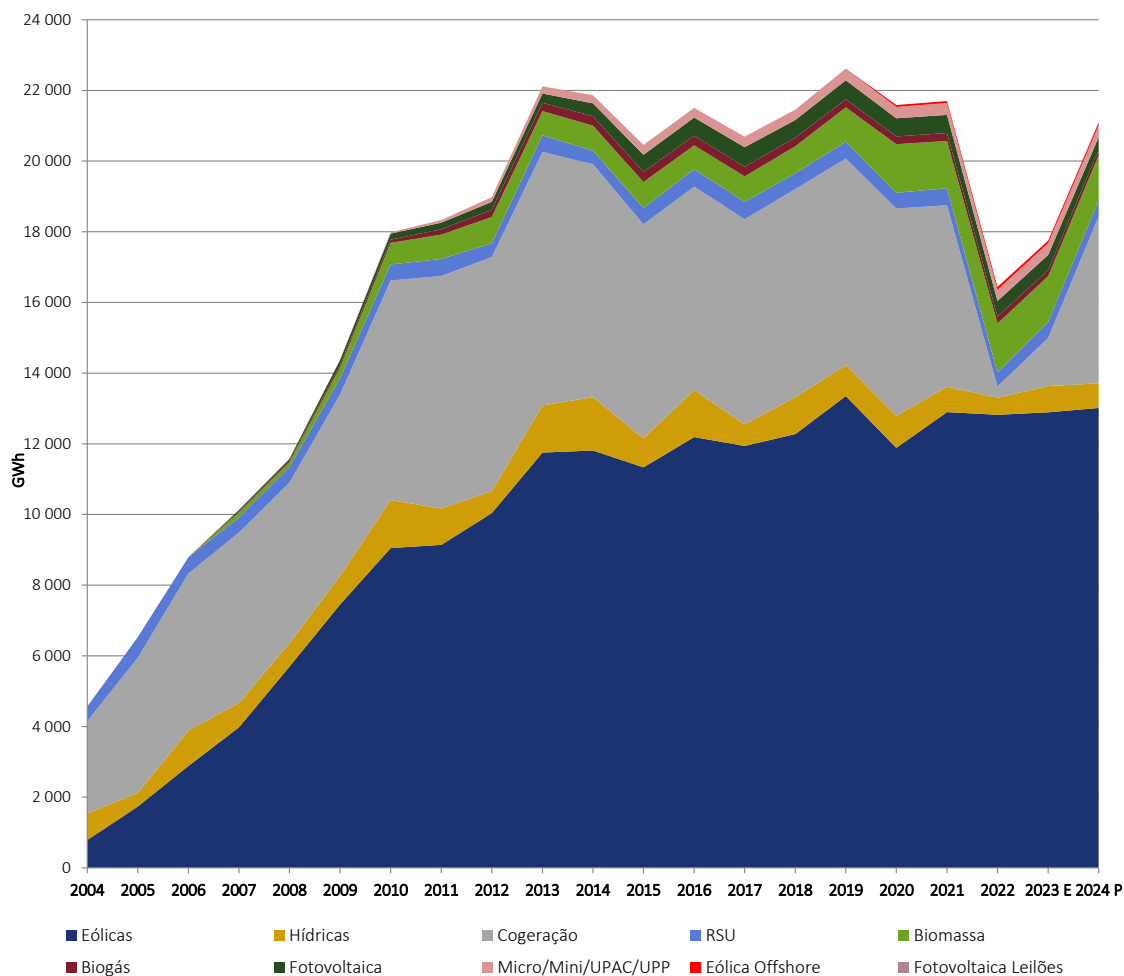
Para 2023, a ERSE considerou uma estimativa que incorpora dados reais da produção com remuneração garantida por tecnologias. Os principais fatores considerados nesta estimativa foram os seguintes:

- aumento da PRG hídrica, tendo em conta a variação da produção acumulada até julho de 2023 de +92% (fonte REN) face ao período homólogo de 2022, associada à transição de um ano 2022 muito seco, para um ano de 2023 seco ( $IPH_{Acum.Julho2023}$  de 0,78 face a  $IPH_{Acum.Julho2022}$  de 0,34 - fonte REN);
- aumento da PRG Eólica, tendo em conta a variação da produção acumulada até julho de 2023 de +0,9% (fonte REN) face ao período homólogo de 2022;
- diminuição da injeção na rede das tecnologias de PRG de base térmica, biogás e biomassa, cuja produção agregada acumulada até julho de 2023 decresceu cerca de 11,6%, de acordo com os dados de faturação destes tipos de produtores;
- no caso das injeções na rede provenientes da PRG Fotovoltaica, de mini e micro produtores e de unidades de produção para autoconsumo, de unidades de pequena produção, eólica *offshore*, resíduos sólidos e urbanos e cogeração foram usadas as previsões da SU Eletricidade.

Com estes pressupostos, a estimativa da ERSE para a injeção total de produção com remuneração garantida nas redes do SEN em 2023 terá um aumento de 8% face ao ocorrido em 2022.

Em 2024 assumiu-se a previsão usada pela SU Eletricidade, que se baseia em previsões de evolução da potência instalada e em dados históricos das horas de funcionamento por tecnologia.

Figura 5-14 - Evolução da produção por tecnologia de produção com remuneração garantida



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

A Figura 5-15 apresenta a evolução verificada do preço unitário da produção com remuneração garantida por tecnologia entre 2004 e 2022, a estimativa para 2023 e a previsão para 2024. Em termos unitários, o preço médio da energia proveniente da produção com remuneração garantida apresentou, entre 2004 e 2022, uma taxa média anual de crescimento de 1,2%.

Para 2023 e 2024, a ERSE adotou, em geral, os preços médios de aquisição da produção com remuneração garantida por tecnologias previstos pela SU Eletricidade, devendo o preço médio ponderado de aquisição, para as quantidades previstas decrescer 1,9% em 2023 e em 2024 decrescer 2,7%. Por tecnologias, salienta-se:

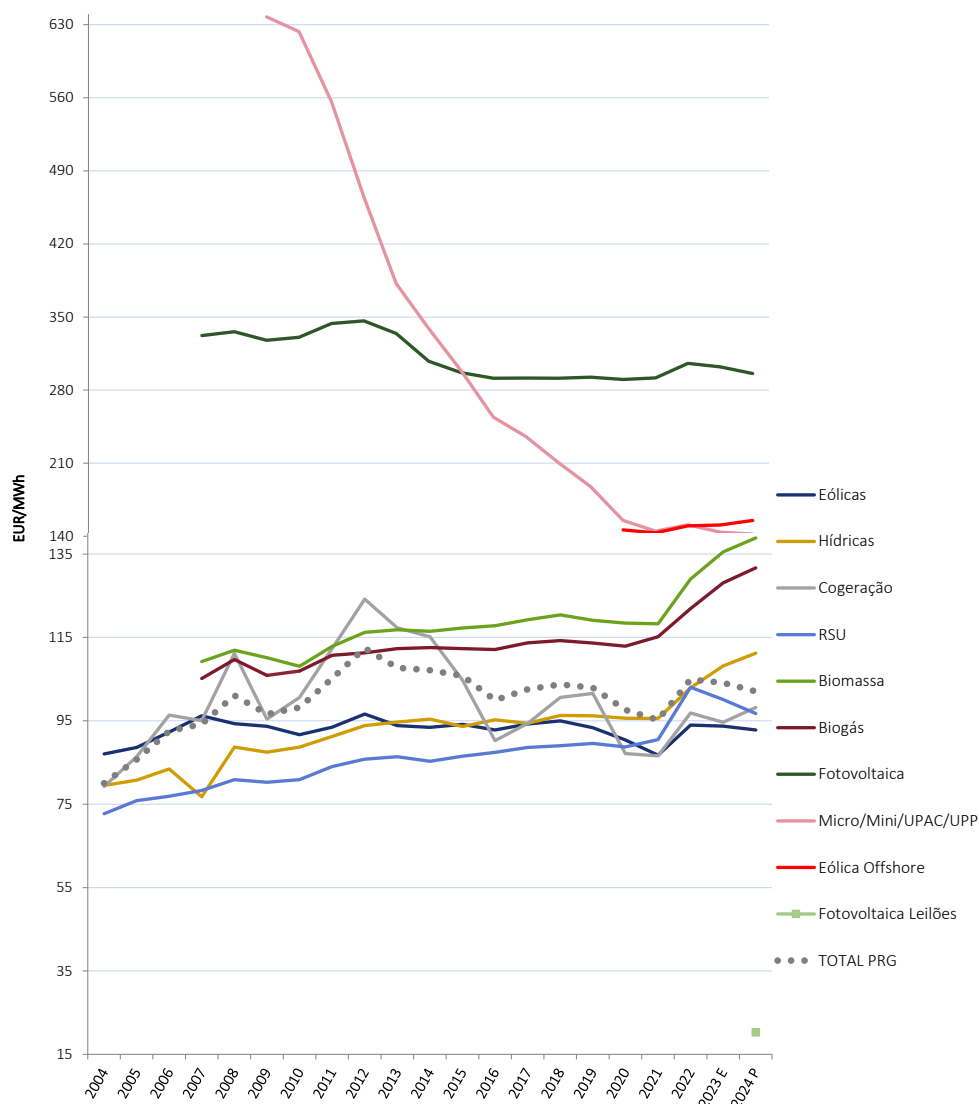
- o ligeiro decréscimo do preço unitário da eólica deve-se, principalmente, à gradual transição de produtores aderentes ao Decreto-Lei n.º 35/2013 para os períodos de extensão de 5 ou 7 anos

previstos neste diploma, com tarifas bonificadas mais baixas, e adicionalmente é marginalmente influenciado pela entrada de alguma nova produção, também, com um valor médio inferior ao atual;

- a previsão de diminuição do preço unitário da fotovoltaica deve-se à saída de produtores com remunerações mais elevadas;
- aumento previsto para o preço da cogeração resulta essencialmente da evolução da taxa de inflação (IPC). O preço unitário é, ainda, influenciado pela modificação do regime remuneratório de vários produtores;
- prolongamento da remuneração garantida do RSU, através da Portaria n.º 244/2020, de 15 de outubro, e alterada pela Portaria n.º 308-C/2020, de 30 de dezembro, que manteve o preço unitário desta tecnologia até ao final de 2021 e prevê a atribuição de um prémio sobre o preço de mercado, que decresce gradualmente até 2024. No contexto atual dos preços de mercado de eletricidade, prevê-se uma redução do preço unitário desta tecnologia;
- continuação do decréscimo do preço unitário da microprodução, em consonância com o previsto no enquadramento legal desta tecnologia;
- evolução do preço médio das UPAC de acordo com a evolução prevista para o preço do mercado *spot* de eletricidade, deste modo prevê-se um decréscimo em 2023 e 2024;
- manutenção do preço médio de 2022 das UPP em consonância com o previsto no enquadramento legal desta tecnologia;
- nas restantes tecnologias, estima-se que o preço médio unitário evolua, em 2023 e 2024, em linha com o principal indicador macroeconómico a que está indexada a sua remuneração (IPC sem habitação).



Figura 5-15 - Evolução do custo unitário por tecnologia de produção com remuneração garantida



Fonte: ERSE, SU Electricidade

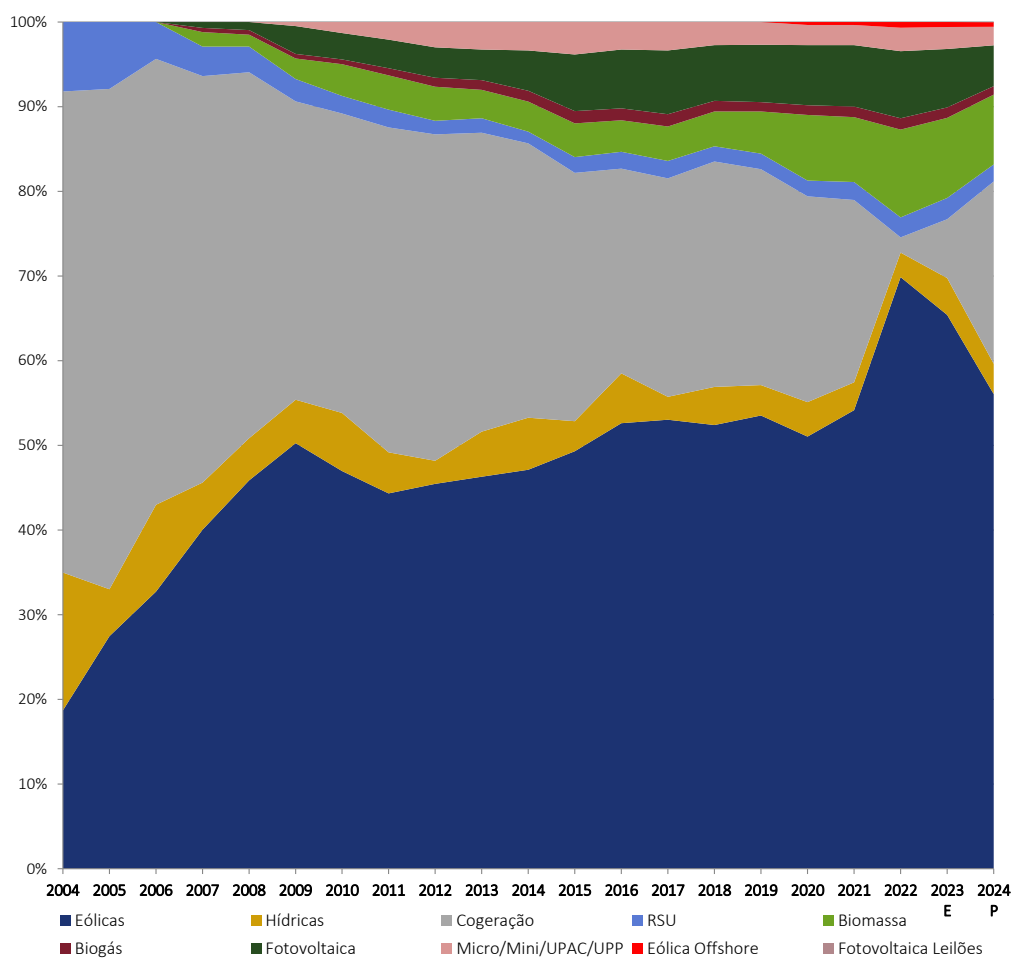
A Figura 5-16 apresenta o peso de cada tecnologia no custo total da PRG. Esta figura evidencia o alargamento do *mix* de produção renovável a partir de 2004 e dos respetivos custos.

Até 2021, observa-se que as alterações nas remunerações devidas a modificações nos preços unitários anteriormente referidas, conjugada com a saída de alguns produtores para o regime de mercado e com o aumento substancial da potência instalada de produtores fotovoltaicos, provocaram alterações graduais na repartição de custos por tecnologia.

A alteração da repartição dos custos por tecnologia acentua-se nos anos de 2022 e 2023 devido à saída de cogeneradores da modalidade de regime especial para regime de mercado, decorrente da derrogação do

Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, estabelecida pelo Decreto-Lei nº 119-A/2021, de 21 de dezembro, anteriormente referida e que conduziu a um menor peso da cogeração nesses dois anos.

Figura 5-16 - Peso de cada tecnologia no custo total da produção com remuneração garantida



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

#### OUTROS CUSTOS OU RECEITAS – GARANTIAS DE ORIGEM

A Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019, veio determinar, no seu artigo 238.º, os princípios de concretização do modelo de emissão e certificação das Garantias de Origem da produção de eletricidade. Nesta disposição, que altera o regime do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, estabelece-se que compete à concessionária da RNT as competências relativas à emissão e acompanhamento das garantias e certificados de origem (EEO).

As garantias de origem (GO) emitidas têm, por sua vez, um valor de mercado que decorre da sua utilização por entidades consumidoras de energia elétrica para efeitos de certificação de um *mix* predeterminado da produção elétrica subjacente a esse consumo.

No caso português, com a entrada em funcionamento da EEGO em março de 2020, este sistema tornou possível a emissão de GO que foram, posteriormente, objeto de transação através de um mecanismo de leilão competitivo, tendo sido realizado até ao início de 2023 17 leilões, para as GO atribuíveis à produção renovável que beneficia de preço garantido administrativamente para mitigação do respetivo sobrecusto, relativamente a lotes de produção respeitantes ao período de 2020 a 2023.

Para o ano de 2024, considera-se uma previsão de quantidades de 21 113 GWh de produção renovável com remuneração garantida, valorizando-se ao preço médio ponderado por tecnologia dos lotes de produção respeitante a 2023 conhecidos à data, no qual se estima um montante global de receita no valor de 125,36 milhões de euros, já deduzidos da projeção de custos com a realização dos leilões.

Importa ainda salientar que a metodologia de tratamento da receita de leilões de GO que a ERSE preconiza, visa sincronizar o valor do diferencial de custo de produtores em regime garantido com a respetiva medida mitigadora que o legislador lhe associou. Dito de outro modo, se a energia que constitui a base de apuramento dos valores do diferencial de custo se reporta a um determinado período temporal, a receita de GO que mitiga tal sobrecusto é aquela que se refere ao mesmo período temporal porque a energia que gera a faturação ao produtor e, conseqüentemente, o diferencial de custo, é a mesma que permite a emissão da GO.

Como consequência, o CUR deverá fazer a incorporação desta abordagem metodológica na prática seguida pelos auditores que certificam as suas contas reguladas, de modo a assegurar a sincronia de valores do sobrecusto e da receita de GO com base na temporalidade da grandeza física (energia produzida num determinado período) que origina ambas.

#### **TRANSFERÊNCIA INTERTEMPORAL DOS DIFERENCIAIS DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA A PRODUTORES COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA**

Os n.ºs 8 a 11 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, preveem a possibilidade de repercutir os CIEG num período máximo de 5 anos, se tal for necessário para assegurar a estabilidade tarifária.

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

Tendo em conta o montante avultado do proveito permitido da atividade CVEE PRG do AUR e os efeitos que provoca na estabilidade tarifária em 2024, a ERSE optou por aplicar a transferência intertemporal de proveitos prevista no quadro legal e regulamentar em vigor.

Esta transferência intertemporal de proveitos é compensada por uma taxa de juro determinada de acordo com a Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro, cujo valor se encontra detalhado no ponto 3.1 deste documento.

O Quadro 5-59 apresenta o impacto do valor diferido referente a proveitos permitidos de 2024 e os respetivos juros no período de recuperação, que foi definido para 5 anos.

O valor dos proveitos da atividade de CVEE PRG do AUR diferido para os anos seguintes inclui os montantes do diferencial de custo da PRG do ano 2024 e os montantes relativos aos ajustamentos de 2022, ajustamentos provisórios de 2023 e ajustamentos extraordinários decididos pela ERSE, conforme apresentado no Quadro 5-57 deste documento. Os pesos e valores diferidos das diferentes parcelas apresentadas no Quadro 5-57 são os seguintes:

- o ajustamento de 2022 representa 18,9% do valor total diferido, a que corresponde um valor de 323 753 milhares de euros;
- o ajustamento provisório de 2023 representa 68,6% do valor total diferido, a que corresponde um valor de 1 176 880 milhares de euros;
- o diferencial de custo da PRG relativo a 2024 (incluindo receitas com garantias de origem) e o ajustamento extraordinário representam 12,6% do valor total diferido, a que corresponde um valor de 215 976 milhares de euros.

O capítulo 6 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024» apresenta uma análise que pretende justificar a necessidade de adotar o período de recuperação máximo previsto na lei.

**Quadro 5-59 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida referente a proveitos permitidos de 2024**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

	Transferência intertemporal do diferencial de custo da PRG					Total
	T2024	T2025	T2026	T2027	T2028	
Anuidade	443 748	477 734	477 734	477 734	477 734	<b>2 354 684</b>
Amortização capital	352 062	401 652	419 454	438 044	457 459	<b>2 068 671</b>
Juros	91 686	76 082	58 280	39 690	20 275	<b>286 014</b>
Valor a abater aos PP	1 716 609					
<b>Alisamento do diferencial de custo da PRG</b>	<b>-1 716 609</b>	<b>477 734</b>	<b>477 734</b>	<b>477 734</b>	<b>477 734</b>	

Nota: A amortização do capital é o valor atual equivalente do diferencial de custo da PRG a 1 de janeiro de 2024, correspondendo a 2 068,7 milhões de euros.

O Quadro 5-60 apresenta o efeito líquido dos diferimentos dos diferenciais de custo da produção com remuneração garantida efetuados e do diferimento efetuado no exercício tarifário de 2024, incluindo os respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão. Os diferimentos efetuados no passado, ao abrigo do artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, que têm impacto nos montantes apresentados neste quadro, reportam-se aos exercícios tarifários de 2020 e 2021, uma vez que em 2022 e 2023 não houve diferimento de proveitos.

**Quadro 5-60 - Impacte nos proveitos permitidos de 2024 a 2028 dos diferimentos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRG do ano 2024 e anos anteriores**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

	Transferência intertemporal do diferencial de custo da PRG				
	T2024	T2025	T2026	T2027	T2028
Anuidade	916 293	757 733	477 734	477 734	477 734
Amortização capital	820 459	680 105	419 454	438 044	457 459
Juros	95 834	77 629	58 280	39 690	20 275
<b>Valor líquido das transferências intertemporais do diferencial de custo da PRG</b>	<b>-1 244 063</b>	<b>757 733</b>	<b>477 734</b>	<b>477 734</b>	<b>477 734</b>

### 5.6.1.2 AJUSTAMENTOS

Tratando-se de uma atividade com início em 2024, decorrente da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022 e cuja regulamentação foi concretizada com a publicação em julho de 2023 do RT, nas tarifas de 2024 não são repercutidos quaisquer ajustamentos especificamente da atividade de CVEE PRG do AUR.

Contudo, dado o regime transitório em que o CUR desempenha as atividades de AUR, estabelecido no artigo 224.º do RT, os ajustamentos de 2022 e 2023 da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE do CUR, atividade equiparada no quadro regulamentar anterior, encontram-se repercutidos nos proveitos permitidos do AUR para o ano de 2024. Estes ajustamentos são explicitados de seguida.

#### 5.6.1.2.1 AJUSTAMENTO DE 2022 DA FUNÇÃO DE CVEE PRE DO CUR

De acordo com o artigo 128.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro, o ajustamento dos proveitos permitidos da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial (CVEE PRE) resulta da diferença entre o valor de diferencial de custo determinado nas tarifas de 2022<sup>89</sup> e o diferencial de custo determinado com base nos valores reais de 2022 das seguintes parcelas:

- custos de aquisição de energia elétrica a estes produtores;
- receitas de venda da energia elétrica adquirida a estes produtores;
- custos de funcionamento afetos à função CVEE PRE;
- montante das medidas de atenuação de impactes do diferencial de custo com a PRE;
- outros custos.

O ajustamento da função de CVEE PRE de 2022, a repercutir nas tarifas de 2024, tem também em conta os ajustamentos provisórios repercutidos nas tarifas de 2023, publicadas em dezembro de 2022 e, no âmbito da revisão excecional, em junho de 2023. O Quadro 5-61 reflete os valores das parcelas acima mencionadas, constatando-se que o ajustamento dos proveitos da função CVEE PRE do CUR relativo a 2022 é negativo, o que significa um valor a pagar à empresa.

---

<sup>89</sup> O ajustamento de 2022 tem como referência os proveitos anuais calculados para 2022 em dezembro de 2021 e os proveitos anuais calculados em junho de 2022, na revisão excecional de tarifas para o 2.º semestre de 2022.

Quadro 5-61 - Cálculo do ajustamento definitivo da função Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2022 Real
A	Diferencial da PRE <sup>1</sup> a recuperar em t-2 (Tarifas 2022 - Dez2021)	-614 854
A'	Diferencial da PRE <sup>1</sup> a recuperar em t-2 (Tarifas 2022 - Jun2022)	-1 334 826
Δ8	Medidas adicionais de atenuação de impactes dos custos com a PRE (Tarifas 2022 - Jun2022)	150 000
$A'' = [(A) + (A') + (\Delta 8)] / 2 - (\Delta 8)$	Diferencial da PRE <sup>1</sup> a recuperar em t-1, considerado no ajustamento definitivo	-1 049 840
$B = (1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)$	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais	-1 560 298
1	Compras	1 645 923
2	Vendas	2 368 950
3	Outros custos	21
4	Custos de funcionamento	6 255
5	Ajustamento t-1	812 466
6	Ajustamento t-2	41 376
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	707 095
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	696 800
<b>C = (A'') - (B)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>1</sup> em t-2</b>	<b>510 457</b>
D	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	29 460
<b>E = (C) + (D)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>1</sup>, com mecanismo regulatório DL 74/2013, em t-2</b>	<b>539 918</b>
<b>F = (E) x (1+ i<sub>t-2</sub><sup>E</sup>) x (1+ i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>1</sup>, com mecanismo regulatório DL 74/2013, em t-2 atualizado para t</b>	<b>572 570</b>
G	Ajustamento provisório incluído nos proveitos de t-1 (Tarifas 2023 - Dez2022)	989 698
G'	Ajustamento provisório incluído nos proveitos de t-1 (Tarifas 2023 - Jun2023)	846 633
$G'' = [(G)+(G')] / 2$	Ajustamento provisório considerado no cálculo do ajustamento t-2	918 165
$H = (G'') x (1+i_{t-1}^E)$	Ajustamento provisório considerado no ajustamento t-2, atualizado para t	958 361
<b>I = (F) - (H)</b>	<b>Ajustamento do diferencial PRE<sup>1</sup> de t-2 a repercutir nos proveitos permitidos de t</b>	<b>-385 791</b>
J	Diferencial da PRE <sup>2</sup> a recuperar em t-1 (Tarifas 2022 - Dez2021)	-84 395
J'	Diferencial da PRE <sup>2</sup> a recuperar em t-1 (Tarifas 2022 - Jun2022)	-140 383
$J'' = [(J) + (J')] / 2$	Diferencial da PRE <sup>2</sup> a recuperar em t-1, considerado no ajustamento provisório	-112 389
$K = (9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15) - (16)$	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais	-73 826
9	Compras	78 664
10	Vendas	95 258
11	Outros custos	1
12	Custos de funcionamento	6 255
13	Ajustamento t-1	252 881
14	Ajustamento t-2	41 211
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	230 605
16	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE decorrentes da legislação em vigor	0
<b>L = [(J)+(J')] / 2 - (K)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>2</sup> em t-2</b>	<b>-38 563</b>
<b>M = (L) x (1+ i<sub>t-2</sub><sup>E</sup>) x (1+ i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>2</sup> em t-2 atualizado para t</b>	<b>-40 895</b>
N	Ajustamento provisório incluído nos proveitos de t-1 (Tarifas 2023 - Dez2022)	-15 126
N'	Ajustamento provisório incluído nos proveitos de t-1 (Tarifas 2023 - Jun2023)	-21 744
$N'' = [(N)+(N')] / 2$	Ajustamento provisório considerado no cálculo do ajustamento t-2	-18 435
$O = (N'') x (1+i_{t-1}^E)$	Ajustamento provisório considerado no ajustamento t-2, atualizado para t	-19 242
<b>P = (M) - (O)</b>	<b>Ajustamento do diferencial PRE<sup>2</sup> de t-2 a recuperar nos proveitos permitidos de t</b>	<b>-21 653</b>
<b>R = (I) + (P)</b>	<b>Ajustamento do diferencial do total PRE de t-2 a repercutir nos proveitos permitidos de t</b>	<b>-407 444</b>
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	1,600%
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	4,378%

O ajustamento de 2022 dos custos da PRE resulta principalmente dos seguintes fatores:

- a) alterações ocorridas ao nível da receita de venda da PRE (publicadas em dezembro de 2021 e em junho de 2022), designadamente devido à volatilidade e efeitos de perfil dos preços de mercado, que também afetaram os custos com desvios imputados a esta atividade. Adicionalmente, a receita unitária considerada no ajustamento provisório de 2022 determinados nas tarifas de 2023 (publicadas em dezembro de 2022 e em junho de 2023), provocou uma devolução de proveitos pela empresa, que se veio a revelar acima do que era efetivamente necessário na PRE 1, face ao valor real de 2022;
- b) desvios de quantidades, nomeadamente da PRE2, devido ao efeito da derrogação do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março<sup>90</sup>, que levou à transferência de grande parte da produção dos cogeneradores para o regime de mercado, durante o ano de 2022.

Os desvios de quantidades, de custo unitário de aquisição e da receita unitária de venda da PRE podem ser observados no Quadro 5-62, onde são visíveis os fatores acima descritos.

**Quadro 5-62 – Desvios de quantidades, custos unitários de aquisição e preço de venda da PRE**

	2022 Real	2022 em Tarifas 2023 (Jun2023)		Desvio 2022 (Real-T2023jun)		2022 em Tarifas 2023 (Dez2022)		Desvio 2022 (Real-T2023dez)		2022 em Tarifas 2022 (Jun2022)		Desvio 2022 (Real-T2022jun)		2022 em Tarifas 2022 (Dez2021)		Desvio 2022 (Real-T2022dez)	
		Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%		
<b>Quantidades (GWh)</b>	<b>16 439</b>	<b>16 940</b>	<b>-501</b>	<b>-3,0%</b>	<b>16 940</b>	<b>-501</b>	<b>-3,0%</b>	<b>17 494</b>	<b>-1 055</b>	<b>-6,0%</b>	<b>22 573</b>	<b>-6 134</b>	<b>-27,2%</b>				
PRE 1	15 803	16 191	-388	-2,4%	16 191	-388	-2,4%	15 685	118	0,8%	16 052	-248	-1,5%				
PRE 2	635	749	-113	-15,2%	749	-113	-15,2%	1 809	-1 173	-64,9%	6 521	-5 886	-90,3%				
<b>Dif. Unit. custo PRE (EUR/MWh)</b>	<b>-44,99</b>	<b>-64,08</b>	<b>19,09</b>	<b>29,8%</b>	<b>-72,80</b>	<b>27,81</b>	<b>38,2%</b>	<b>-30,94</b>	<b>-14,05</b>	<b>-45,4%</b>	<b>3,75</b>	<b>-48,74</b>	<b>-1299,3%</b>				
Preço médio de venda PRE <sup>(1)</sup>	149,90	164,97	-15,07	-9,1%	173,69	-23,79	-13,7%	123,67	26,23	21,2%	87,39	62,52	71,5%				
Custo médio de aquisição da PRE	104,91	100,89	4,02	4,0%	100,89	4,02	4,0%	92,73	12,18	13,1%	91,14	13,77	15,1%				

Nota: (1) Inclui efeito da venda da PRE em mercado, dos resultados dos leilões de venda da PRE e dos custos com desvios.

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

Relativamente aos custos de funcionamento desta atividade, faz-se notar que nesta decisão tarifária não foi refletido um montante de 191 milhares de euros, referente a impostos. De acordo com informação prestada pela SU Eletricidade, o imposto em causa foi suportado na faturação de um produtor em regime especial, cujo montante se encontra em diferendo relativamente à data em que se operou a transição de uma das centrais de cogeração para o regime remuneratório fixado pela Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio. Assim, a ERSE remete uma eventual aceitação deste custo para um momento posterior à resolução do diferendo com o referido produtor.

<sup>90</sup> Conforme artigo 35.º -Y do Decreto-Lei nº 119-A/2021, de 21 de dezembro.



No que respeita às medidas de atenuação dos impactos dos custos com a PRE, regista-se que o seu valor global em 2022 é próximo do valor previsto, nomeadamente na fixação excecional das tarifas de 2022 após a inclusão do montante adicional de receitas dos leilões de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, como se ilustra no Quadro 5-63.

**Quadro 5-63 – Valores das medidas de atenuação dos impactos dos custos com a PRE considerados no cálculo das tarifas de 2022 e no ajustamento de 2022 repercutido nas tarifas 2024**

Unidade: Milhares de euros

	T2022 (Dez2021)	T2022 (Jun2022)	2022 real
Receitas do mecanismo previsto no DL 74/2013	29 460	29 460	<b>29 460</b>
Transferência para o SEN proveniente dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (CELE) (inclui transferências adicionais)	306 477	456 477	<b>394 462</b>
Transferência para o SEN proveniente da CESE	110 000	110 000	<b>110 000</b>
Afetação extraordinária ao SEN com dedução na PRE com remuneração garantida	125 777	125 777	<b>125 777</b>
Transferência para o CUR referente ao cabo submarino do Windfloat (RCM 161/2019)	0	0	<b>2 501</b>
Transferência para o SEN proveniente da tributação de ISP e adicionamento de CO <sub>2</sub> aos centros eletroprodutores	3 700	3 700	<b>2 650</b>
Receita das vendas de Garantias de Origem da PRE com remuneração garantida que reverte para o SEN	8 900	8 900	<b>61 409</b>
<b>TOTAL medidas de contenção tarifária afetas ao diferencial de custo da PRE</b>	<b>584 315</b>	<b>734 315</b>	<b>726 260</b>

No que respeita às receitas com as garantias de origem, o valor real de 2022 - usado no ajustamento de 2022 - teve em consideração a faturação indicada pela SU Eletricidade nas suas contas reguladas auditadas, no montante de 61 409 milhares de euros, o qual já está deduzido dos custos de realização dos leilões. Neste sentido, para efeito do ajustamento da previsão efetuada nas tarifas de 2022, considera-se um volume final de 25,11 TWh. Por este motivo, o preço médio ponderado adjudicado dos leilões em 2022, para cada uma das tecnologias leiloadas, corresponde a 2,46€/MWh.

Relativamente às receitas com o mecanismo do Decreto-Lei n.º 74/2013, os valores mantêm-se constantes desde a sua previsão no exercício tarifário, para que o ajustamento da medida mitigadora não seja incorporado no ajustamento dos proveitos da atividade de CVEE PRE do CUR. Devido à metodologia adotada pela ERSE para repercutir os ajustamentos desta medida, a partir das tarifas de 2022, as receitas do mecanismo apresentadas no Quadro 5-63 correspondem à soma da receita do próprio ano 2022 com o

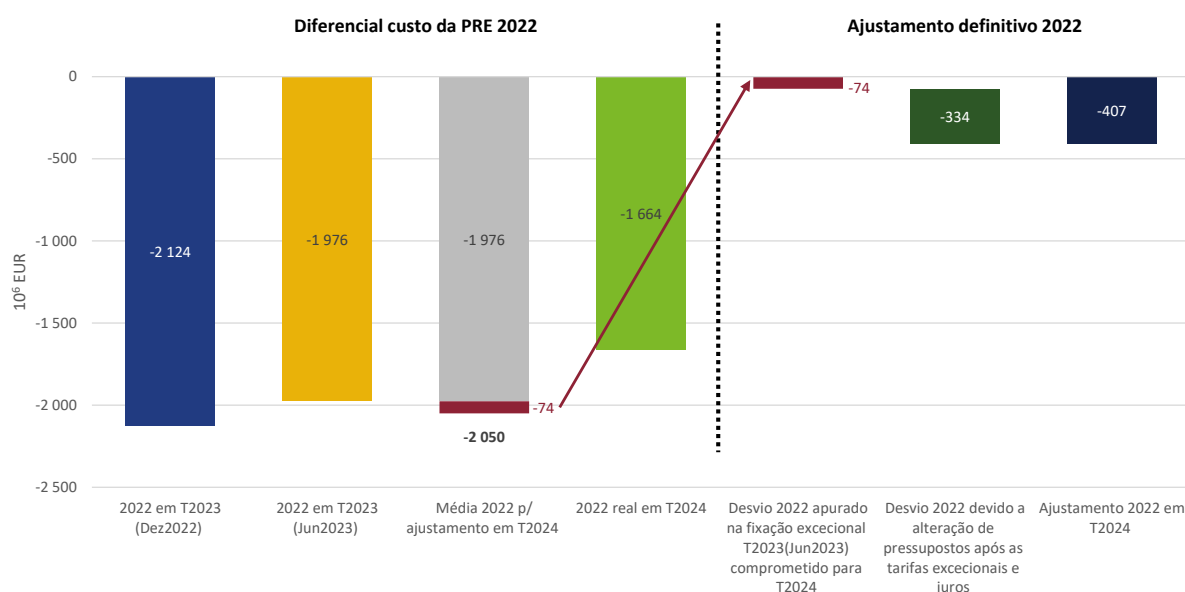
ajustamento das receitas de 2020, acrescida de juros (diferença remanescente face ao valor de 2020 ajustado provisoriamente em tarifas de 2021).

Sublinhe-se que o valor real das receitas deste mecanismo em 2022 é nulo, conforme indicado no ponto 5.4.1.1.7. Relativamente à aplicação do mecanismo em 2020, existem acertos que foram repercutidos no em 2024, como descrito no ponto 5.4.1.1.7.

Os demais valores reais para 2022 apresentados no Quadro 5-63 são os reportados nas contas auditadas para efeitos de regulação da SU Eletricidade, que desempenha essa atividade.

Refira-se ainda que o ajustamento da atividade de CVEE PRE determinado para 2022 a repercutir em 2024 resulta maioritariamente de efeitos resultantes do reporte de informação real de 2022, não considerados na fixação excecional de tarifas de 2023, nomeadamente desvios nas receitas com a venda da PRE, como ilustrado na Figura 5-17.

**Figura 5-17 – Decomposição do ajustamento de 2022 do diferencial de custo PRE entre efeitos anteriores e posteriores às tarifas excecionais de 2023**



Nota: Os valores negativos de “diferencial de custo da PRE” são a favor dos consumidores. No caso dos “Ajustamentos”, os valores negativos são a devolver à empresa.

Finalmente, sinaliza-se que os valores relativos às transferências para cogeneradores em 2022 poderão vir a ser revistos em função da informação que vier a ser definitivamente apurada pela ERSE. Com efeito, a derrogação do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, estabelecida pelo artigo 35.º-Y do Decreto-Lei n.º

119-A/2021, de 21 de dezembro, previa a duração máxima de um ano de permanência do cogedor na modalidade geral do regime remuneratório, antes do regresso à modalidade especial (n.º 2 do artigo 6.º do Decreto -Lei n.º 23/2010, de 25 de março, na sua redação atual), existindo evidências recolhidas pela ERSE que levantam dúvidas sobre o cumprimento daquele prazo.

#### 5.6.1.2.2 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO DE 2023 DA FUNÇÃO DE CVEE PRE DO CUR

O Quadro 5-64 apresenta as parcelas que determinam o ajustamento provisório dos proveitos da função CVEE PRE do CUR relativo a 2023<sup>91</sup>, de acordo com o estabelecido no artigo 128.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro.

---

<sup>91</sup> O ajustamento provisório de 2023 tem como referência os proveitos anuais calculados para 2023 em dezembro de 2022 e os proveitos anuais calculados em junho de 2023, na revisão excecional de tarifas para o 2.º semestre de 2023.

Quadro 5-64 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2023 Estim</b>
A	Diferencial da PRE <sup>1</sup> a recuperar em t-1 (Tarifas 2023 - Dez2022)	-3 466 743
A'	Diferencial da PRE <sup>1</sup> a recuperar em t-1 (Tarifas 2023 - Jun2023)	-1 673 610
$A'' = [(A) + (A')] / 2$	Diferencial da PRE <sup>1</sup> a recuperar em t-1, considerado no ajustamento provisório	-2 570 177
$B = (1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)$	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados	-1 332 422
1	Compras	1 671 030
2	Vendas	1 278 946
3	Outros custos	0
4	Custos de funcionamento	6 204
5	Ajustamento t-1	918 165
6	Ajustamento t-2	168 127
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	545 336
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE, decorrentes da legislação em vigor	1 189 754
<b>C = (A'') - (B)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>1</sup> em t-1</b>	<b>-1 237 754</b>
D	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	19 895
<b>E = (C) + (D)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>1</sup>, com mecanismo regulatório DL 74/2013, em t-1</b>	<b>-1 217 859</b>
<b>F = (E) x (1 + i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>Ajustamento provisório do diferencial PRE<sup>1</sup> de t-1 a repercutir nos proveitos permitidos de t</b>	<b>-1 271 175</b>
G	Diferencial da PRE <sup>2</sup> a recuperar em t-1 (Tarifas 2022 - Dez2021)	-94 535
G'	Diferencial da PRE <sup>2</sup> a recuperar em t-1 (Tarifas 2022 - Jun2022)	74 908
$G'' = [(G) + (G')] / 2$	Diferencial da PRE <sup>2</sup> a recuperar em t-1, considerado no ajustamento provisório	-9 814
$H = (9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15) - (16)$	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados	191 313
9	Compras	176 548
10	Vendas	134 728
11	Outros custos	0
12	Custos de funcionamento	6 204
13	Ajustamento t-1	-18 435
14	Ajustamento t-2	38 933
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	163 787
16	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor	0
<b>I = [(G)+(G')] /2 - (H)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>2</sup> em t-1</b>	<b>-201 127</b>
<b>J = (I) x (1 + i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>Ajustamento provisório do diferencial PRE<sup>2</sup> de t-1 a recuperar nos proveitos permitidos de t</b>	<b>-209 931</b>
<b>K = (F) + (J)</b>	<b>Ajustamento provisório do sobrecusto PRE de t-1 a repercutir nos proveitos permitidos de t</b>	<b>-1 481 106</b>
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	4,378%

O ajustamento provisório de 2023, a devolver à empresa, é explicado essencialmente pelo seguinte:

- redução significativa da estimativa para 2023 da receita de venda da PRE, face ao previsto nas tarifas de 2023 (publicadas em dezembro de 2022 e em junho de 2023). Este desvio decorreu de uma redução do preço médio de mercado e de efeitos exacerbados em outras parcelas que afetam a receita unitária de venda da PRE, em resultado da maior volatilidade dos preços no mercado em 2023;

- ocorreu um regresso gradual de cogeneradores ao regime bonificado durante o ano de 2023, num momento em que os preços de mercado se tornaram tendencialmente inferiores à remuneração unitária desta tecnologia.

Os desvios de quantidades, de custo unitário de aquisição e da receita unitária de venda da PRE podem ser observados no Quadro 5-65.

**Quadro 5-65 – Desvios provisórios de quantidades, custos unitários de aquisição e preço de venda da PRE**

	2023 Estim	Tarifas 2023 (Jun2023)	Desvio (2023-T2023Jun)		Tarifas 2023 (Dez2023)	Desvio (2023-T2023Dez)	
			Valor	%		Valor	%
<b>Quantidades (GWh)</b>	<b>17 750</b>	<b>17 744</b>	<b>6</b>	<b>0,0%</b>	<b>17 744</b>	<b>6</b>	<b>0,0%</b>
PRE 1	16 058	16 150	-92	-0,6%	16 150	-92	-0,6%
PRE 2	1 692	1 594	98	6,1%	1 594	98	6,1%
<b>Diferencial unitário custo PRE (EUR/MWh)</b>	<b>24,45</b>	<b>-12,94</b>	<b>37,38</b>	<b>289,0%</b>	<b>-115,10</b>	<b>139,55</b>	<b>121,2%</b>
Preço médio de venda PRE <sup>(1)</sup>	79,64	108,36	-28,71	-26,5%	210,52	-130,88	-62,2%
Custo médio de aquisição da PRE	104,09	95,42	8,67	9,1%	95,42	8,67	9,1%

Nota: (1) Inclui efeito da venda da PRE em mercado, dos resultados dos leilões de venda da PRE e dos custos com desvios.

Ao nível das medidas de atenuação dos impactos dos custos com a PRE, regista-se um aumento do valor global estimado para 2023 superior a 140 milhões de euros, como se ilustra no Quadro 5-66, decorrente principalmente do aumento das receitas estimadas dos leilões de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e das receitas estimadas com garantias de origem da produção com remuneração garantida, face ao previsto nas tarifas de 2023.

Quadro 5-66 – Valores das medidas de atenuação dos impactos do diferencial de custo com a PRE considerados no cálculo das tarifas de 2023 e no ajustamento provisório de 2023 repercutido nas tarifas 2024

Unidade: Milhares de euros

	T2023	2023 estim (Tarifas 2024)
Receitas do mecanismo previsto no DL 74/2013	19 895	19 895
Transferência para o SEN proveniente dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (CELE) (inclui transferências adicionais)	363 690	433 056
Transferência para o SEN proveniente da CESE	124 750	125 000
Afetação extraordinária ao SEN com dedução na PRE com remuneração garantida	500 000	500 000
Transferência para o CUR referente ao cabo submarino do Windfloat (RCM 161/2019)	0	3 447
Transferência para o SEN proveniente da tributação de ISP e adicionamento de CO <sub>2</sub> aos centros eletroprodutores	5 053	0
Receita das vendas de Garantias de Origem da PRE com remuneração garantida que reverte para o SEN	44 546	128 251
<b>TOTAL medidas de contenção tarifária afetas ao diferencial de custo da PRE</b>	<b>1 057 934</b>	<b>1 209 649</b>

Relativamente às garantias de origem, para 2023, tendo em consideração a informação conhecida à data<sup>92</sup> dos resultados dos leilões GO-PT relativos a lotes de produção com entrega em 2023, estima-se um montante global de receitas de 128,25 milhões de euros, já deduzido dos encargos projetados para a realização dos leilões, correspondente a um volume total de 22 235 GWh.

Neste sentido, para efeito de ajustamento de 2023, prevê-se um acréscimo de quantidades até ao final do ano, face ao que se previu no exercício tarifário de 2023, de cerca de 4,49 TWh de energia subjacente e uma nova receita estimada que é superior em 83,7 milhões de euros ao estimado em 2022.

Para efeitos do cálculo da estimativa de receitas provenientes da tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade (ISP) em 2023, utilizou-se os cenários de produção térmica apurados através da aplicação do modelo Valorágua, idêntico ao que se utilizou no cálculo da revisibilidade final, sendo que para parte de 2023, se utilizou informação histórica de produção real da

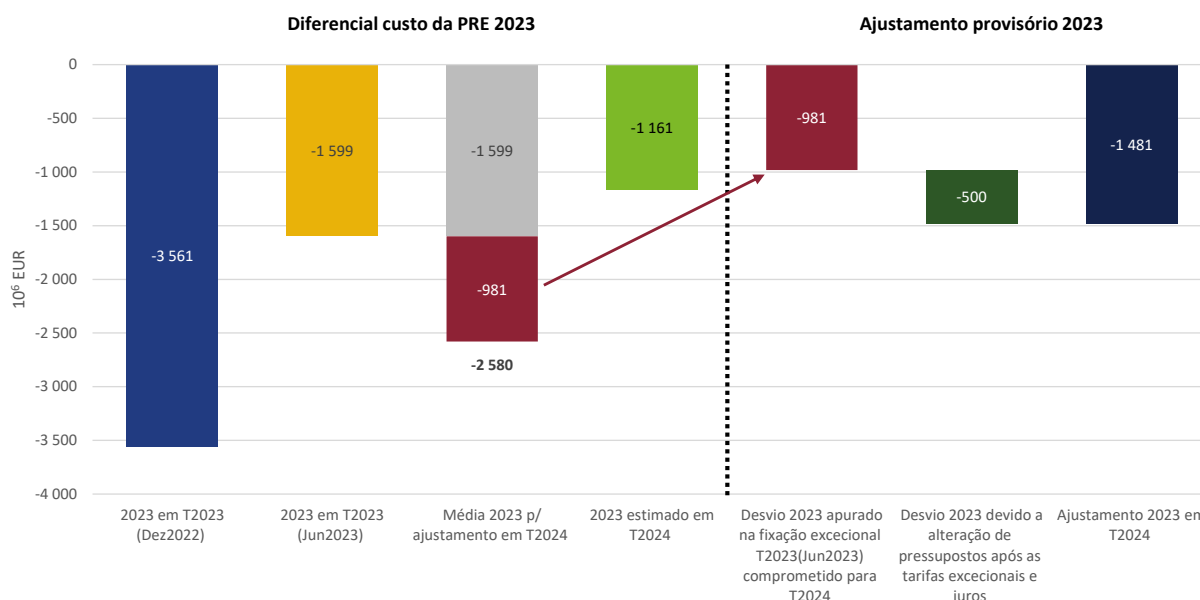
<sup>92</sup> Informação até ao 17.º Leilão GO-PT (realizado a 9 de setembro de 2023): <https://www.omip.pt/pt/leiloes-GO>

produção térmica conhecida entre o período de janeiro a setembro de 2023, proveniente do operador de rede de transporte, no total de 6 607 GWh. Em 2023, estima-se uma produção total proveniente das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural de 8 835 GWh e um valor unitário de ISP aplicável no valor de 0 €/MWh, traduzindo-se num valor estimado nulo.

Relativamente às receitas com o mecanismo do Decreto-Lei n.º 74/2013, os valores mantêm-se constantes desde a sua previsão no exercício tarifário de 2022, para que o ajustamento da medida mitigadora não seja incorporado no ajustamento dos proveitos da atividade de CVEE PRE do CUR. Devido à metodologia adotada pela ERSE para repercutir os ajustamentos desta medida, a partir das tarifas de 2022, as receitas do mecanismo apresentadas no Quadro 5-66 correspondem à soma da receita do próprio ano 2023 com o ajustamento das receitas de t-2 (2021), acrescida de dois anos de juros. Sublinhe-se que o valor das receitas deste mecanismo estimado para 2023 é nulo, enquanto na aplicação do mecanismo em 2021, existem montantes ainda por recuperar, sobre os quais a ERSE reconheceu juros, conforme indicado no ponto 5.4.1.1.7.

Refira-se ainda que o ajustamento provisório da atividade de CVEE PRE de 2023 a repercutir em 2024 tem uma contribuição que era em grande medida conhecida nas tarifas excecionais de 2023, nomeadamente os desvios nas receitas com a venda da PRE, como ilustrado na Figura 5-18. Contudo o facto das tarifas excecionais se aplicarem apenas ao 2.º semestre de 2023 fez com que metade do desvio determinado nesse momento tenha ficado comprometido para repercussão nas tarifas de 2024.

Figura 5-18 – Decomposição do ajustamento de 2023 do diferencial de custo PRE entre efeitos anteriores e posteriores às tarifas excecionais de 2023



Nota: Os valores negativos de “diferencial de custo da PRE” são a favor dos consumidores. No caso dos “Ajustamentos”, os valores negativos são a devolver à empresa.

#### 5.6.1.2.3 AJUSTAMENTOS EXTRAORDINÁRIOS DA FUNÇÃO DE CVEE PRE DO CUR A REPERCUTIR EM 2024

Nos proveitos para 2024 da atividade de CVEE PRG do AUR foram incluídos ajustamentos extraordinários no montante de 8 255 milhares de euros (incluindo juros), a devolver pela empresa, como explicitado no Quadro 5-57, e cujos motivos se explicitam de seguida.

#### APLICAÇÃO DA PORTARIA N.º 244/2020

Nos termos da Portaria n.º 244/2020, de 15 de outubro, alterada pela Portaria n.º 308-C/2020, de 30 de dezembro, que fixa a tarifa aplicável aos centros electroprodutores que utilizam resíduos urbanos como fonte de produção de eletricidade em instalações de valorização energética, na vertente de queima de resíduos sólidos urbanos indiferenciados provenientes de Sistemas de Gestão de Resíduos Urbanos, cabe à ERSE a responsabilidade de apurar o valor anual da bonificação que deverá ser transferida do Fundo Ambiental (cf. artigo 3.º, n.º 3 da Portaria).

Na interpretação da ERSE, a remuneração final garantida aos centros electroprodutores tem como pressuposto que a bonificação decorrente do regime remuneratório estabelecido pela Portaria n.º



244/2020, de 15 de outubro, na sua redação atual, existe sempre e quando o preço de fecho do mercado diário, afeto à área portuguesa do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), tal como publicado pelo Operador do Mercado Ibérico, polo espanhol (OMIE) adiante, “preço MIBEL”, resulte inferior à tarifa fixada no Anexo II do Decreto Lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto Lei n.º 168/99, de 18 de maio, e alterada pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro – adiante, “tarifa inicial”. Neste sentido, a tarifa inicial constitui um limite máximo a auferir pelos centros electroprodutores, em particular sempre que o preço MIBEL resulte superior a esse mesmo valor.

Importa circunstanciar que, nos termos estabelecidos pela Portaria n.º 244/2020, de 15 de outubro, na sua redação atual, o CUR deve assegurar a aquisição da energia produzida por centros electroprodutores que utilizam resíduos urbanos como fonte de produção de eletricidade, devendo fazê-lo através de contrato estabelecido entre o primeiro e os segundos.

Atualmente, dada a incerteza interpretativa quanto à forma de determinação da bonificação atrás mencionada e da remuneração final de cada produtor, tal contrato não existe ainda na sua formulação final, subsistindo uma liquidação provisória por parte do CUR.

Acresce que, desde logo pela natureza do processo tarifário aplicável, os exercícios de 2021 e de 2022 devem ser encerrados com os respetivos ajustamentos, estando estes processos dependentes da confirmação das condições liquidadas pelo CUR por referência à formulação pretendida pelo legislador com a publicação da Portaria n.º 244/2020, de 15 de outubro na sua redação atual, facto que justificou mais um pedido de esclarecimento ao legislador, dirigido pela ERSE.

Ora, neste contexto e não havendo posição do legislador que o contrarie, a ERSE mantém a convicção de que se o objetivo do legislador foi o de assegurar aos centros electroprodutores que utilizam resíduos urbanos na produção de eletricidade uma transição amortecida para um regime remuneratório exclusivo pelo preço do mercado grossista de eletricidade, a correta aplicação do regime remuneratório resultante das opções daquela Portaria, deverá ter subjacente a existência de um limite máximo objetivo à remuneração auferida, correspondente ao valor da tarifa inicial.

Pretende-se, assim, que o CUR proceda ao ajustamento de faturação a partir de 1 de janeiro de 2022, devendo esta ser concordante com a interpretação da ERSE atrás mencionada. Daqui decorre um ajustamento em sede de proveitos relativos ao ano de 2022, no exercício tarifário de 2024, de cerca de 7,52 milhões de euros em benefício do SEN, aos quais acrescem dois anos de juros para a sua repercussão em 2024.

## PREÇOS EXCECIONAIS EM MERCADO INTRADIÁRIO EM 2022

A segunda sessão do mercado intradiário do MIBEL para entrega em 16 de junho de 2022, que integra também as últimas quatro horas do dia de negociação (15 de junho), observou, para estas referidas quatro horas, preços anormalmente elevados, de 1200 EUR/MWh.

A ERSE, atentas as suas atribuições específicas e o quadro regulamentar europeu em matéria de integridade e transparência de mercado, avaliou a factualidade subjacente à ocorrência de tais preços. Desta avaliação decorreu a constatação de que os preços em causa correspondem ao valor de ofertas de compra em mercado, que tendo, em volume subjacente excedido o volume de oferta de venda disponível, ditam que o preço de mercado seja determinado do lado da procura<sup>93</sup>.

Para as quatro horas em causa – hora 21 a hora 24 de dia 15 de junho de 2022 – apurou-se que a unidade oferta de compra que determinou o preço corresponde a unidades de oferta no perímetro da SU Eletricidade, na sua atuação enquanto comercializador de último recurso, seja para abastecimento da carteira de clientes, seja ainda para gestão da energia adquirida a produção renovável com condições de preço garantidas. O volume global de procura colocada e satisfeita pela SU Eletricidade nas mencionadas quatro horas é de 595,9 MWh, imputáveis quer à carteira de agregação de renovável adquirida pelo CUR, quer à carteira de comercialização.

Para todas as horas em apreço, o preço de liquidação de mercado foi de 1200 EUR/MWh, determinado, como se referiu, pelo lado da procura. Para as mesmas quatro horas, na circunstância do preço de mercado poder ter sido determinado do lado da oferta (preço marginal, correspondente ao preço de oferta de venda mais elevado que satisfaz a procura em mercado), o preço médio a que se chegaria seria de 307,54 EUR/MWh.

Neste contexto de factualidade, a valorização da procura satisfeita pela SU Eletricidade pelos preços a que o mercado chegou nestas quatro horas (1200 EUR/MWh em todas as horas) e aquela que ocorreria se fosse determinada pelo preço marginal médio das ofertas de venda (em média 307,54 EUR/MWh para as mesmas quatro horas), conduz a um diferencial de custo incorrido pelo CUR de um acréscimo de 531,82 milhares de euros, que corresponde a um acréscimo de receita dos agentes do lado da oferta.

---

<sup>93</sup> As regras em vigor para aplicação pelo operador de mercado (OMIE) do mercado diário e intradiário do MIBEL, determinam que, havendo excesso de procura, o preço de fecho da negociação corresponde ao preço ofertado da última oferta de compra satisfeita. As regras de mercado em vigor são consultáveis em <https://www.omie.es/es/normativa-de-mercado/reglas-omie>.

Assim, sem prejuízo da tramitação da investigação a que a própria regulamentação europeia<sup>94</sup> aponta, entende a ERSE que, pela natureza específica do agente de mercado (CUR) que determina a ocorrência de preços anormais de mercado, dever fazer-se um resgate cautelar de 50% do valor do sobrecusto apurado com a intervenção de mercado, em favor dos consumidores do SEN. Tal implica, nestes termos, que se deduza o valor de 265,91 milhares de euros à base global de proveitos reconhecidos para 2022 ao CUR, aos quais acrescem dois anos de juros para a sua repercussão em 2024.

Como referido, esta dedução aos proveitos do CUR assume uma natureza provisória, tendo em conta a tramitação que ainda decorre da aplicação do REMIT e não prejudica a constituição de outro valor que daí resulte. Em todo o caso, a presente dedução permite, para os consumidores do SEN, antecipar, de forma parcial, a correção de encargos indevidos por preços anormais de mercado intradiário, por sua vez motivados pela atuação do CUR nesse referencial de mercado.

#### 5.6.2 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES RENOVÁVEIS EM MERCADO E DE EXCEDENTES DE AUTOCONSUMO

A aquisição de energia elétrica pela atividade de CVEE PREAC do AUR assume natureza supletiva e temporária. Assim, a aquisição aos produtores renováveis em mercado<sup>95</sup> e dos excedentes da produção para autoconsumo, deverá ser feita pelo AUR apenas quando não exista oferta de agregadores de eletricidade em regime de mercado, estando limitada a um período de quatro meses<sup>96</sup>. Por este motivo, a aquisição de energia pelo AUR a produtores renováveis em mercado e dos excedentes de autoconsumo poderá apresentar uma elevada volatilidade das quantidades interanuais, mas também de ano para anos.

A energia elétrica adquirida aos produtores no âmbito desta atividade é remunerada através de uma tarifa de referência, cuja metodologia de cálculo se encontra definida no artigo 175.º do RT. Esta tarifa de referência do AUR corresponde à média aritmética dos preços horários de mercado, ajustada ao perfil de produção de cada produtor, deduzida dos encargos a imputar a cada produtor. Os encargos têm uma componente variável, que cobre os desvios à programação e outros encargos da representação do

---

<sup>94</sup> Vide quadro normativo decorrente do REMIT - Regulamento relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia, [Regulamento \(UE\) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011](#).

<sup>95</sup> Refere-se a produtores a partir de fontes de energia renováveis com remuneração fixada em mercado, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA. Contudo, no período transitório em que a atividade de CVEE PREAC é desenvolvida pela SU Eletricidade, a aquisição de energia é assegurada apenas aos produtores com potência de ligação atribuída que não exceda 1 MW, de acordo com o n.º 3 do artigo 224.º do RT em vigor.

<sup>96</sup> De acordo com o n.º 3 do artigo 148.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 e nos termos regulamentados no RRC.

produtor em mercado, e uma componente fixa, que cobre, total ou parcialmente, os custos de funcionamento da atividade de CVEE PREAC do AUR.

Tal como na atividade de CVEE PRG, as receitas da venda da energia adquirida aos produtores pela atividade de CVEE PREAC resultam da participação em mercados organizados, mas também de contratos bilaterais celebrados pelo AUR ou de mecanismos regulados aplicáveis, que em ambos os casos deverão ter aprovação prévia da ERSE.

Em termos regulamentares, os proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC do AUR são determinados por uma metodologia de custos aceites, de acordo com o n.º 1 do artigo 128.º do Regulamento Tarifário em vigor (RT), incluindo:

- o diferencial do ano t entre o custo de aquisição de energia elétrica, à tarifa de referência, e as receitas obtidas com a venda desta produção;
- outros custos ou receitas da atividade;
- os custos de funcionamento da atividade;
- os ajustamentos dos proveitos permitidos de anos anteriores.

De acordo com os n.ºs 2 e 3 do artigo 224.º do RT, os proveitos permitidos da atividade CVEE PREAC do AUR são devidos à SU Eletricidade, atual detentor da licença de comercialização de último recurso.

#### 5.6.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O Quadro 5-67 apresenta os proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC para o ano de 2024, explicitando as parcelas previstas no artigo 128.º do RT.

Quadro 5-67 – Proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC do AUR

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		<b>Tarifas 2024</b>
1 = (a) - [ (b) + (c) ]	Custo total de aquisição de energia aos PREAC	1 948
a	Custo de aquisição ao preço médio mercado ajustado pelos perfis de produção	2 051
b	Encargos variáveis sportados pelos produtores	60
c	Encargos fixos sportados pelos produtores	44
2 = (d) - [ (e) + (f) ]	Receita total das vendas da energia adquirida aos PREAC	1 992
d	Receitas de mercado	2 051
e	Desvios de programação	60
f	Outros encargos	0
3	Outros custos ou receitas afetos à atividade CVEE PREAC do AUR	0
4	Custos de funcionamento da atividade CVEE PREAC do AUR	150
5	Desvio t-1	-123
6	Desvio t-2	-151
7	Desvio extraordinário	-139
<b>A = (1)-(2)+(3)+(4)- -(5)-(6)-(7)</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade CVEE PREAC do AUR</b>	<b>520</b>

Dada a imaturidade desta atividade regulada, a ERSE optou por aceitar os dados previsionais apresentados pela SU Eletricidade, nomeadamente a evolução da potência instalada e a energia adquirida a este tipo de produtores, exceto o preço da componente fixa aplicada à potência instalada dos produtores, que é fixado pela ERSE.

Em termos previsionais, a metodologia de cálculo da tarifa de referência do AUR assegura que, à parte a componente fixa dos encargos, os custos de aquisição de energia aos produtores serão iguais às receitas líquidas da venda<sup>97</sup> dessa energia no mercado, deduzidas dos encargos variáveis, fazendo com que os proveitos a recuperar correspondam à diferença entre os custos de funcionamento previstos e o montante previsto recuperar pela aplicação do preço da componente fixa.

<sup>97</sup> Receitas ao preço de mercado, deduzidas dos custos de participação no mercado (desvios de programação, comissões e outros).

Para este preço, a ERSE fixa para 2024 o valor de 0,0267€/kW/mês, a aplicar à potência instalada de cada produtor, cuja fundamentação se encontra no capítulo 4 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024». O preço da componente fixa não assegura a recuperação total dos custos de funcionamento da atividade de CVEE PREAC do AUR, sendo o remanescente recuperado por via tarifária, através da parcela I da tarifa de UGS. O Quadro 5-68 apresenta a potência média mensal para o ano de 2024, prevista pela SU Eletricidade, que permite obter o montante a recuperar pela aplicação do preço da componente fixa.

**Quadro 5-68 – Previsão do montante anual a recuperar pela componente fixa do encargo da tarifa de referência do AUR e sua comparação com os custos de funcionamento**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		<b>Tarifas 2024</b>
1 = (a) x (b) x 12 / 1000	Montante de encargos recuperados pela aplicação do preço da componente fixa	44
a	Média mensal do valor global de potência inscrita nos contratos entre o AUR e o produtores renováveis em mercado e unidades de autoconsumo (kW)	136 860
b	Preço da componente fixa dos encargos a suportar pelos produtores, incluído na tarifa de referência do AUR (EUR/kW/mês)	0,0267
2	Custos de funcionamento da atividade CVEE PREAC do AUR	150
<b>A = (2) - (1)</b>	<b>Valor a recuperar pelas tarifas</b>	<b>107</b>
<b>B = (A) / (2) x 100%</b>	Percentagem dos custos de funcionamento da atividade CVEE PREAC do AUR a recuperar pelas tarifas	70,9%

#### 5.6.2.2 DESVIOS

A atividade de CVEE PREAC do AUR, desempenhada transitoriamente pelo CUR, tem uma equivalência com a atividade de facilitador de mercado prevista no quadro legal anterior, incluindo a limitação da aquisição a produtores com potência de ligação atribuída que não exceda 1 MW, com a particularidade de passar a ser uma atividade cujos proveitos permitidos têm repercussão tarifária.

A atividade de facilitador de mercado estava prevista no artigo 55.º-B do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, e foi assegurada transitoriamente pelo CUR, até à atribuição da licença de facilitador de mercado, o que não se concretizou até à publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, que estabeleceu a atual organização do SEN.

Nesse período transitório, foi aplicado um preço da componente fixa de 0,026 EUR/kW/mês, estabelecido pela Diretiva n.º 5/2021, de 24 de fevereiro, que recuperou apenas parcialmente os custos de funcionamento do facilitador de mercado. Consequentemente, existem desvios por recuperar desde o início da atividade do facilitador de mercado, em 2020.

Na Consulta Pública n.º 113, a ERSE acolheu os comentários do CT e da SU Eletricidade no sentido de ser assegurada a recuperação desses montantes através dos proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC, tendo em conta a necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro do CUR.

Assim, na presente decisão tarifária encontram-se repercutidos nos desvios extraordinários os desvios do facilitador de mercado de 2020 e 2021, assim como os de 2022 e o desvio provisório do ano de 2023, através dos proveitos da atividade CVEE PREAC desses anos. O Quadro 5-69 apresenta os desvios<sup>98</sup> da atividade de facilitador de mercado de 2020 a 2023, assim como a atualização desses desvios para 2024, recorrendo às taxas de juros usadas nos ajustamentos.

---

<sup>98</sup> Como estes desvios não estão previstos no Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, não podem ser classificados como ajustamentos tarifários na presente decisão tarifária.

**Quadro 5-69 – Desvios de anos anteriores da atividade de facilitador de mercado repercutidos nos proveitos da atividade CVEE PREAC do CUR**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR			
		2020	2021	2022	Estim 2023
1 = (a) - [ (b) + (c) ]	Custo total de aquisição de energia pelo facilitador de mercado	6,8	293,5	1 954,3	1 496,9
a	Custo de aquisição ao preço médio mercado ajustado pelos perfis de produção	6,8	274,8	2 302,2	1 566,9
b	Encargos variáveis sportados pelos produtores	0,0	-20,0	331,1	42,5
c	Encargos fixos sportados pelos produtores	0,0	1,2	16,8	27,5
2 = (d) - [ (e) + (f) ]	Receita líquida das vendas da energia do facilitador de mercado	0,1	232,8	1 900,8	1 524,4
d	Receitas de mercado	0,1	398,0	2 317,0	1 566,9
e	Desvios de programação	0,0	164,0	415,7	42,5
f	Outros encargos	0,0	1,2	0,0	0,0
3	Custos de funcionamento do facilitador de mercado	0,0	62,0	88,6	145,5
<b>A = (1)-(2)+(3)</b>	<b>Desvio da atividade de facilitador de mercado</b>	<b>6,7</b>	<b>122,7</b>	<b>142,1</b>	<b>118,0</b>
<b>B = (A) com juros N anos</b>	<b>Desvios da atividade de facilitador de mercado atualizados para 2024</b>	<b>7,2</b>	<b>130,2</b>	<b>150,7</b>	<b>123,1</b>

## 5.7 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA EMPRESA RESPONSÁVEL PELA REDE ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A EDA desenvolve atividades relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, adquirindo ainda energia elétrica a produtores independentes.

Para o atual período de regulação, procurou-se melhorar a metodologia de regulação aplicada, assente na regulação por incentivos no OPEX<sup>99</sup>, através da revisão das bases de custo e da definição de metas eficiência adequadas ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar às atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, de Distribuição de Energia Elétrica e de Comercialização de Energia Elétrica é apresentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», de dezembro de 2021 e na Instrução n.º 9/2022, de 19 de outubro.

<sup>99</sup> *Operational Expenditure* (corresponde de um modo geral aos gastos operacionais, sem amortizações)



Em seguida, descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da EDA e que estão na base do cálculo das tarifas para 2024.

#### 5.7.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A metodologia de regulação da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema manteve-se para o período de regulação 2022-2025, com um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX, enquanto no CAPEX<sup>100</sup>, continua a aplicar-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

No que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis, aplica-se uma metodologia de custos de referência para os custos de aquisição, transporte, descarga e armazenamento.

##### 5.7.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema é dado pela expressão constante no n.º 1 do artigo 134º do RT, cujos valores se apresentam no Quadro 5-70.

---

<sup>100</sup> *Capital Expenditure* (custo com capital, isto é, remuneração do ativo líquido e as amortizações)

Quadro 5-70 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA

		Unidade: 10 <sup>7</sup> EUR			
		Tarifas de 2023 (Dez 2022)	Tarifas de 2023 (Jun 2023)	Tarifas de 2024	Variação (%)
		(1)	(1)	(2)	(3) = [(2) - ((1) + (1) / 2)] / ((1) + (1) / 2)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	34 734	34 734	37 418	7,7%
2	Custo com capital afeto à atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema (a' + b' x c' + d')	22 074	22 074	21 745	-1,5%
a'	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	15 584	15 584	15 363	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	159 379	159 379	164 721	
c'	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,75%	4,75%	5,27%	
d'	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 075	-1 075	-2 303	
3	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (e' + f' + h' + i' + j' + k' + l')	51 629	54 839	54 202	1,8%
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	13 569	13 569	14 288	
f'	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,48%	1,48%	6,80%	
g'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	1,50%	1,50%	1,50%	
h'	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS aceites pela ERSE	10 962	10 962	11 764	
i'	Custos com o transporte do combustível dentro das ilhas aceites pela ERSE	608	608	627	
j'	Custos com lubrificantes aceites pela ERSE	1 637	1 637	1 644	
k'	Custos com outros fluidos aceites pela ERSE	49	49	55	
l'	Custos com o CO <sub>2</sub> aceites pela ERSE	24 805	28 015	25 825	
4	Custos com o fuel aceites pela ERSE	63 601	52 369	57 894	-0,2%
5	Custos com o gásóleo aceites pela ERSE	24 307	22 922	22 332	-5,4%
6	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	0	
7	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-27 740	-27 740	-32 686	17,8%
8	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	0	
<b>A = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 - 7 - 8</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>224 084</b>	<b>214 678</b>	<b>226 276</b>	<b>3,1%</b>
9	Desconto previsto por aplicação da tarifa social	-3 302	-3 203	-3 243	-0,3%
10	Emissão para a rede (MWh)	819 271	819 271	834 786	1,9%
<b>B = ((A - d' + 7 + 8) / 10) * 1000</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamentos de t-1 e de t-2) (€/MWh)</b>	<b>240,97</b>	<b>229,49</b>	<b>234,66</b>	<b>-0,2%</b>

Da análise do quadro verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos em grande parte justificado pelo custo com combustível previsto para 2024 e pelo aumento do valor do ajustamento a receber pela empresa.

### CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

No Quadro 5-71 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA.

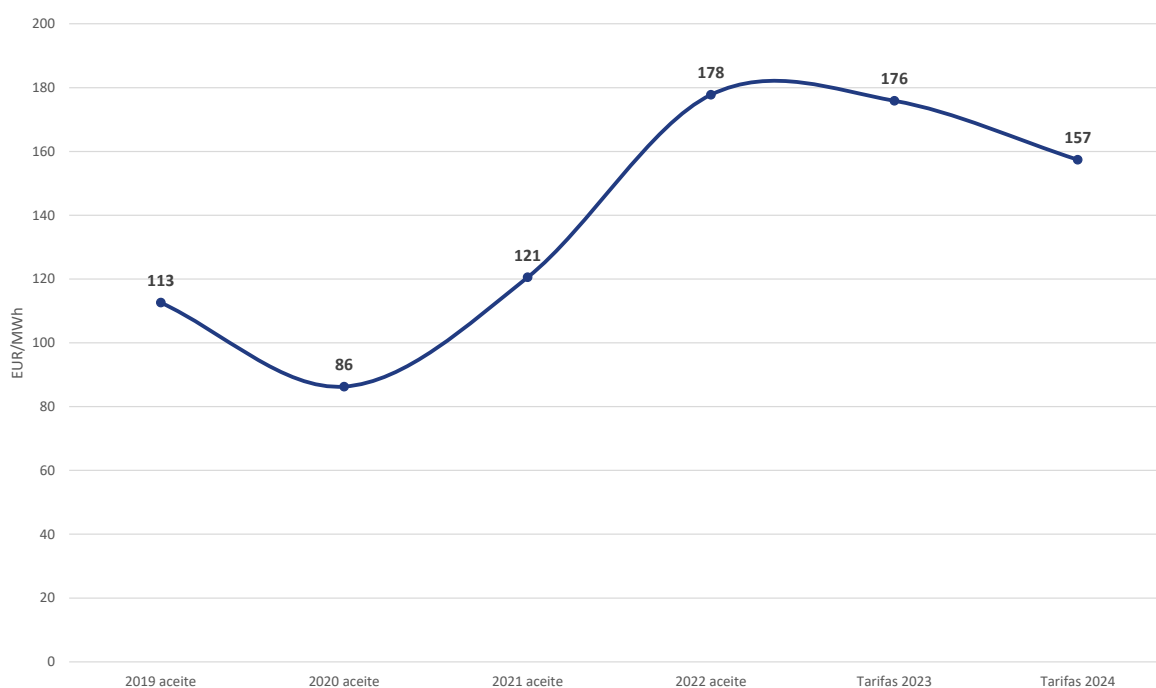
Quadro 5-71 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA

	Unidade	2022 aceite	Tarifas 2023	2023 em 2023	Evolução anual %	Tarifas 2024	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$
Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA	EUR/MWh	177,8	175,9	160,4	-10%	157,4	-11%	-2%

Nota: Não inclui custos com licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

A Figura 5-19 permite visualizar para o período 2019 a 2024, a evolução dos custos unitários das centrais térmicas da EDA, sem custos com as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, com os valores definitivos (“aceite”) até 2021 e os valores previstos nas tarifas de 2023 e de 2024.

Figura 5-19 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh)



O Quadro 5-72 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAA.

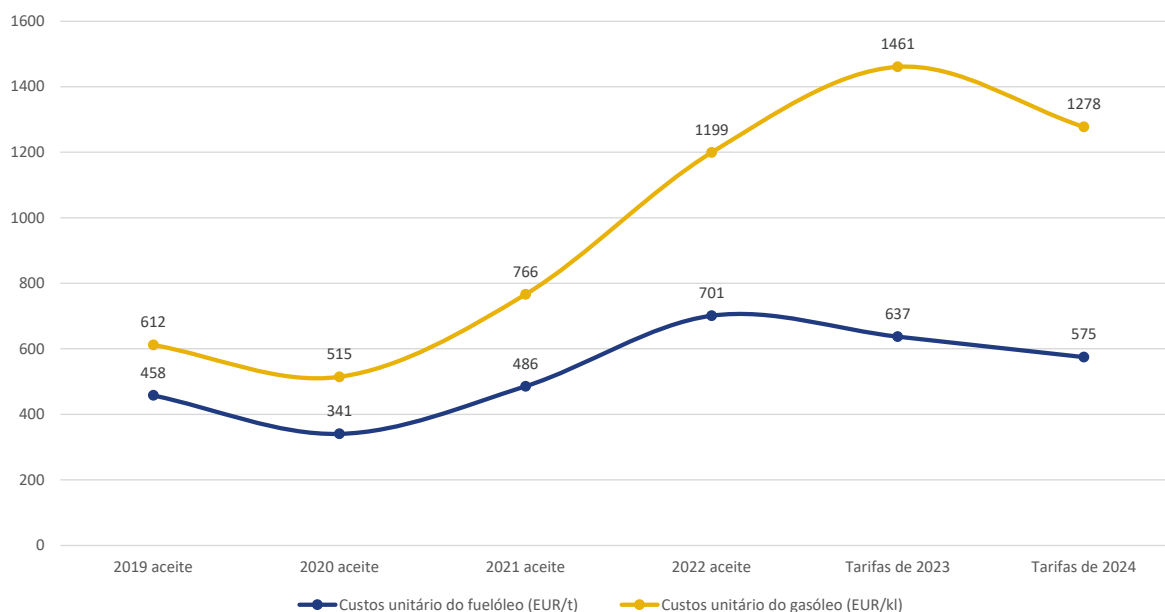
Quadro 5-72 - Custo unitário dos combustíveis

	Unidade	2022 aceite	Tarifas 2023	2023 em 2023	Evolução anual %	Tarifas 2024	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário do fuelóleo	EUR/t	701,3	637,5	601,9	-14%	575,0	-10%	-4%
Custo unitário do gasóleo	EUR/kl	1199,5	1461,0	1220,7	2%	1277,9	-13%	5%

Observa-se que as estimativas da ERSE tanto para o ano de 2023, face ao valor previsto em tarifas, como para o ano de 2024, revelam uma expectativa de redução dos preços do fuelóleo e do gasóleo.

A Figura 5-20 permite visualizar as variações referidas anteriormente ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EDA para produção de energia elétrica, apresentando os valores verificados entre 2019 e 2022 e os previstos nas tarifas de 2023 e de 2024.

Figura 5-20 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos



## CUSTOS COM FUELÓLEO E GASÓLEO

Em 2009 foi implementada na EDA e na EEM uma metodologia<sup>101</sup> regulatória que visava tornar economicamente mais eficiente a aquisição dos custos de aquisição do fuelóleo nas Regiões Autónomas (RA) e no Continente. Posteriormente, em 2015 esta metodologia foi alargada aos restantes combustíveis consumidos nas RA, nomeadamente o gasóleo e o gás natural<sup>102</sup>.

Posteriormente, surgiram novos aspetos relacionados com a aquisição dos vários tipos de combustíveis utilizados nas Regiões Autónomas, em particular os seguintes fatores: i) previsível utilização de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%, sendo necessário redefinir os mercados de referência e o tipo de produto a considerar; ii) aumento dos custos de transporte dos combustíveis com aplicação das novas diretivas da International Maritime Organization (IMO); iii) renegociação dos contratos de fornecimento de combustíveis, em particular no caso da EEM; iv) reavaliação dos custos padrão de algumas instalações de armazenamento de combustíveis, em particular do caso das instalações de gás natural da Madeira; v) fim da isenção de pagamento do Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP) sobre combustíveis utilizados na produção de energia elétrica (gasóleo e fuelóleo) nas Regiões Autónomas.

Nesta perspetiva, foi adjudicado pela ERSE um novo estudo que foi realizado pela PwC e concluído em 2021. As conclusões deste estudo encontram-se resumidas no documento de «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», de dezembro de 2021, e serviram de referência para o cálculo dos custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização dos combustíveis, previstos consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica, nos termos definidos pela ERSE, para o período de regulação a iniciar em 2022.

Após as tarifas de 2022, em função dos comentários recebidos por parte do Conselho Tarifário e das empresas EDA e EEM, bem como a alteração da conjuntura internacional, ao nível do negócio dos combustíveis, a ERSE solicitou à PwC a reavaliação de alguns aspetos do estudo, nomeadamente os relacionados com os custos de transporte de fuelóleo para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Este trabalho, apresentado pela PwC em maio de 2022, serviu para a revisão dos custos de transporte de fuelóleo, cuja proposta foi apresentada pela ERSE através Consulta de Interessados n.º 4/2022, ao Conselho

---

<sup>101</sup> Esta metodologia baseou-se no estudo «Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the Heavy Fuel Oil Purchase and Activity», realizado pela Kema, e concluído em janeiro de 2011.

<sup>102</sup> Baseado no documento «Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity», realizado pela DNV-GL.

Tarifário e às empresas EDA e EEM. Estas alterações encontram-se plasmadas na Instrução n.º 9/2022, de 19 de outubro.

Na sequência da avaliação efetuada pela ERSE aos comentários recebidos à referida consulta, foram revistos os parâmetros relacionados com o cálculo de transporte do fuelóleo, a margem de comercialização do gás natural adquirido pela EEM, e foram definidos os mercados de referência para a aquisição de fuelóleo pelas empresas EDA e EEM.

Posteriormente, face às necessidades manifestadas pelas empresas na obtenção de propostas de fornecimento de combustíveis através da realização de concursos internacionais, a ERSE entendeu ser necessário rever, novamente, os parâmetros de aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas (RA), tendo sido promovida a Consulta de Interessados n.º 2/2023. Na sequência desta consulta foram revistos os parâmetros, encargos logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo nos depósitos da EEM, margem de comercialização para a aquisição de fuelóleo pela EDA e EEM, passaram a ser reconhecidos os custos de armazenamento da reserva estratégica da ENSE e incorporou-se na fórmula de cálculo do custo do transporte do fuelóleo para as RA um fator de correção que toma em consideração a “liquidez” da rota, isto é, a disponibilidade de navios e a procura por transporte para uma determinada rota, num determinado momento. Estas alterações foram publicadas na Instrução n.º 3/2021, de 11 de agosto e aplicam-se ao período de regulação 2022-2025.

Estas revisões excecionais pressupõem um acompanhamento de perto dos impactos económicos dos parâmetros agora definidos, que poderão levar a uma nova revisão caso gerem desvios desajustados, para cima ou para baixo, face aos valores reais dos custos correspondentes, nos termos do RT.

O Quadro 5-73 apresenta o cálculo dos custos previstos aceitar com a aquisição de fuelóleo em 2024.

**Quadro 5-73 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2024**

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) EUR/t	Consumo previsto para o ano t (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) EUR	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) EUR	Custos eficientes previstos para o ano t (s/ custos transporte terrestre) EUR
	(1)		(2)	(3)	(4)	(5)=(1)*(2)+(3)+(4)
São Miguel	515,76		53 789	1 576 965		29 319 101
Terceira	515,76		27 939	1 023 115		15 432 959
Pico		628,32	9 558	315 391	246 003	6 566 869
Faial		628,32	9 397	291 035	379 732	6 575 082
<b>Total</b>			<b>100 684</b>	<b>3 206 507</b>	<b>625 735</b>	<b>57 894 011</b>

O Quadro 5-74 apresenta o cálculo dos custos previstos aceitar com a aquisição de gasóleo, em 2024.

**Quadro 5-74 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2024**

	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) EUR/kg/l	Consumo previsto para o ano t (kg/l)	Custos eficientes previstos para o ano t EUR
	(1)	(2)	(3)=(1)*(2)
Santa Maria	1,281	5 330 432	6 828 266
São Miguel	1,237	377 396	466 687
Terceira	1,237	404 145	499 764
Graciosa	1,281	1 526 511	1 955 456
São Jorge	1,281	7 225 618	9 255 992
Pico	1,237	245 059	303 039
Faial	1,237	201 772	249 511
Flores	1,281	1 819 436	2 330 691
Corvo	1,281	345 738	442 889
<b>Total</b>	<b>1,278</b>	<b>17 476 107</b>	<b>22 332 293</b>

Na sequência da publicação da Lei 75-B/2020, de 31 de dezembro, o fuelóleo e o gasóleo consumidos nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira passaram desde 2021 a pagar uma parte dos custos com o imposto sobre os produtos petrolíferos (ISP) e com a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO<sub>2</sub>, começando em 2021 num valor correspondente a 25% e aumentando gradualmente até atingir os 100%, em 2025.

Em 20 de setembro a EDA comunicou à ERSE que devido a uma alteração de enquadramento de código pautal aduaneiro, o fuelóleo consumido pela EDA deixou, desde a segunda quinzena de 2023 de estar sujeito `taxa reduzida de ISP (que em 2023 é de 50% para as Regiões Autónomas) e passa a pagar 100% de ISP. Esta alteração estará suportada numa sentença do Tribunal de Justiça da União Europeia que estabeleceu novos critérios para atribuição dos códigos pautais aduaneiros para os óleos pesados. Em consequência, sem prejuízo de possíveis alterações aduaneiras a introduzir em 2024, a EDA solicitou à ERSE que o diferencial de ISP que terá de suportar sobre as compras de fuelóleo entre 15 de setembro e 31 de dezembro do corrente ano sejam reconhecidos nas tarifas.

A ERSE lembra que nas tarifas para 2023, após avaliação apurada, foram revistos os parâmetros relacionados com o cálculo de transporte do fuelóleo, a margem de comercialização do gás natural adquirido pela EEM, e foram definidos os mercados de referência para a aquisição de fuelóleo pelas empresas EDA e EEM, em termos que aumentam os custos aceites. Porém, foi indicado que aquela revisão

excepcional pressupunha um acompanhamento de perto dos impactos económicos dos parâmetros agora definidos, que poderão levar a uma nova revisão caso gerem desvios desajustados, para cima ou para baixo, face aos valores reais dos custos correspondentes, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor. Verifica-se, por ora, que os parâmetros definidos permitem acomodar o diferencial de ISP.

A ERSE continuará a monitorizar o tema e tomará uma decisão sobre esta matéria no âmbito das tarifas de 2025, quando se procederá ao ajustamento definitivo de 2023.

Para 2024, os custos considerados para a aquisição de fuelóleo e gasóleo nas Regiões Autónomas incluem os custos previstos com o imposto sobre os produtos petrolíferos (ISP) e com a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO<sub>2</sub>, que neste caso incide apenas sobre os combustíveis consumidos nas centrais não enquadradas pelo CELE.

Para o cálculo dos custos eficientes com a aquisição de combustíveis a ERSE utilizou, também, os parâmetros e variáveis constantes do Quadro 5-75.

**Quadro 5-75 – Parâmetros e outras variáveis utilizadas no cálculo dos custos eficientes com combustíveis**

	2022 aceite	2024 previsto
Preço médio Fuel 0,5% Barge FOB (EUR/ton)	655,36	472,99
Preço médio Fuel 1% Barge CIF (EUR/ton)	553,12	430,00
Gasóleo Preço Europa (EUR/kl)	1 084,04	964,17
Biodiesel (EUR/kl)	1 549,69	1 165,12
Custo médio do brent - Platts (EUR/bbl)	90,45	-
TTF, Natural Gas Netherlands (EUR/MWh)	121,10	47,38
taxa de câmbio (EUR/USD)	1,0536	1,0890
densidade ton = l	0,8453	

#### CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA ADQUIRIDA

Relativamente ao custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema elétrico independente (SIA), estima-se que o valor aumente em 2023 face ao ocorrido em 2022 e as previsões para 2024 apontam igualmente num aumento face aos anos anteriores, como mostra o Quadro 5-76.



**Quadro 5-76 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente**

	Unidade	2022 aceite	Tarifas 2023	2023 em 2023	Evolução anual %	Tarifas 2024	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário SIA	EUR/MWh	110,2	112,6	113,7	3,2%	118,6	5,3%	4,3%

Grande parte da energia elétrica adquirida ao SIA tem origem em fontes de energia renováveis, sendo a sua evolução independente dos preços dos combustíveis, ao contrário dos custos com a energia elétrica produzida pelas centrais térmicas da EDA.

Registe-se que, apesar dos custos com a energia elétrica adquirida ao SIA serem custos totais, que incorporam os custos de investimentos, estes custos são inferiores aos custos variáveis das centrais termoelétricas da EDA. Assim, em 2022, o custo variável unitário das centrais da EDA (excluindo os custos com as licenças de CO<sub>2</sub>) aceite no ajustamento situou-se nos 177,8 EUR/MWh (Quadro 5-71), enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirido ao SIA atingiu os 110,2 EUR/MWh (Quadro 5-76). Para as tarifas de 2024, embora se preveja um decréscimo dos preços dos combustíveis, com o custo variável unitário das centrais térmicas, 157,4 EUR/MWh (Quadro 5-71), este continua a ser bastante superior ao custo previsto da energia adquirida ao SIA que deverá rondar os 118,6 EUR/MWh (Quadro 5-76).

No que respeita ao preço de aquisição de energia eólica e fotovoltaica à Graciólica para 2022 no âmbito do PPA, de acordo com a informação real recebida, a ERSE considera como valor final para 2022, o valor de 369,2 €/MWh.

**CUSTOS DE EXPLORAÇÃO**

A metodologia de regulação dos custos de exploração na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema tem por base um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência. Estes custos incluem custos com operação e manutenção de equipamentos, lubrificantes e amónia que são aceites pela ERSE na sua totalidade. São ainda incluídos os custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais e os custos com a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub>. Apenas os custos de exploração da empresa e os custos com os combustíveis estão sujeitos a uma meta de eficiência.

O Quadro 5-77 apresenta a desagregação dos custos de exploração para tarifas 2023 e para tarifas 2024.

Quadro 5-77 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		Tarifas 2023 (Dez 2022)	Tarifas 2023 (Jun 2023)	Tarifas 2024	Variação (%)
		(1)	(1')	(2)	$(3) = [(2) - ((1) + (1') / 2)] / [(1) + (1') / 2]$
<b>a</b>	<b>Custos de exploração sujeitos a eficiência</b>	<b>13 569</b>	<b>13 569</b>	<b>14 288</b>	<b>5,3%</b>
<b>b</b>	<b>Custos com a operação e manutenção de equipamentos</b>	<b>10 962</b>	<b>10 962</b>	<b>11 764</b>	<b>7,3%</b>
<b>c = 1 + 2</b>	<b>Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo com fuelóleo e gasóleo aceites pela ERSE</b>	<b>1 686</b>	<b>1 686</b>	<b>1 699</b>	<b>0,8%</b>
1	Lubrificantes	1 637	1 637	1 644	0,4%
2	Amónia	49	49	55	13,3%
<b>d = 3 + 4</b>	<b>Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceite pela ERSE:</b>	<b>25 413</b>	<b>28 623</b>	<b>26 451</b>	<b>-2,1%</b>
3	Custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais	608	608	627	3,1%
4	Custos com o CO2	24 805	28 015	25 825	-2,2%
<b>e = a+b+c+d</b>	<b>Custos de exploração aceites</b>	<b>51 629</b>	<b>54 839</b>	<b>54 202</b>	<b>1,8%</b>

Relativamente à inclusão dos custos com a aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> desde 2014, registe-se que os montantes aceites para o cálculo dos proveitos permitidos têm implícitas as quantidades que a EDA prevê utilizar (31 339 ton) e o preço previsto para 2024 de 80,27 EUR/ton.

#### CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL

A tarifa social tem o enquadramento legal descrito no ponto 5.4.1.1.5, sendo que para o ano de 2024 foi estabelecido um desconto de 33,8% nos termos do Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro, sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis.

Os montantes referentes à tarifa social previstos descontar pela EDA em 2024 (3 243 milhares de euros) e os ajustamentos dos montantes descontados em 2022 e 2023 face aos valores transferidos pelo operador da rede de transporte são apresentados mais adiante nos correspondentes quadros deste capítulo.

A informação relativa ao financiamento dos custos com a tarifa social é apresentada no Anexo I.

#### 5.7.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o n.º 5 do artigo 134.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento em 2024 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2022, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA (linha B) e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 134.º aos valores verificados em 2022 (linha A), adicionados do ajustamento resultante da

convergência tarifária nacional (linha 12). Este desvio é atualizado para 2024 de acordo com as taxas indicadas no Quadro 3-6.

O Quadro 5-78 permite comparar os valores verificados em 2022 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2023 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2024.

Quadro 5-78 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		Tarifas de 2022	Aceite em 2022	Variação
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	33 096	31 857	-3,74%
2	Custo com capital afeto à atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema (a' + b' x c' + d')	18 924	16 844	-10,99%
a'	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	13 772	12 235	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	153 665	131 000	
c'	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,40%	4,75%	
d'	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 608	-1 608	
3	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (e' + f' + h' + i' + j' + k' + l')	87 679	118 082	34,68%
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	13 571	13 571	
f'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,19%	1,19%	
g'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	1,50%	1,50%	
h'	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS aceites pela ERSE	9 501	9 616	
i'	Custos com o fuel aceites pela ERSE	50 050	71 893	
j'	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas aceites pela ERSE	573	638	
k'	Custos com o gasóleo aceites pela ERSE	12 841	20 776	
l'	Custos com lubrificantes aceites pela ERSE	1 144	1 587	
4	Custos com outros fluidos aceites pela ERSE	53	49	-7,45%
5	Custos com o CO <sub>2</sub> aceites pela ERSE	18 150	26 630	46,72%
6	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
7	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	7 421	7 421	
8	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	-360	
<b>A = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 - 7 - 8</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>150 481</b>	<b>186 400</b>	<b>23,9%</b>
9	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de UGS e URT às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA		100 486	
10	Compensação relativa ao sobrecusto da AGS		55 022	
11	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA		0	
<b>B</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>		<b>155 508</b>	
12	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA		1 128	
<b>C</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2, antes de acerto do CAPEX, sem juros</b>		<b>-29 763</b>	
13	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2		1,100%	
14	Spread no ano t-2, em pontos percentuais.		0,500%	
15	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/09		3,878%	
16	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.		0,500%	
<b>D</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2, antes de acerto do CAPEX</b>		<b>-31 563</b>	
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1		-1 075	
<b>E = D + 17*(1+txt-1)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2 com acerto provisório de CAPEX</b>		<b>-32 686</b>	

Nota: Face à publicação de tarifas extraordinárias em 2022, o valor da compensação relativa ao sobrecusto da AGS corresponde à média dos valores publicados para 2022 nas tarifas de dezembro de 2021 e nas tarifas de julho de 2022, conforme apresentado na linha A do Quadro 5-102

O montante do ajustamento a receber pela empresa resulta do aumento significativo dos custos aceites com o fuelóleo e gasóleo e dos custos com a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub>. As análises explicativas dos ajustamentos, são desenvolvidos nos pontos que se seguem.

De referir ainda que o ajustamento de 2022 inclui um montante de ajustamento extraordinário de 360 mil euros a receber pela empresa relativo a acertos de valores de 2021 em resultado (i) do acerto aos custos de referência para aquisição de fuelóleo e de gasóleo de 2021, designadamente, do valor de ISP da parcela de desconto e da taxa de câmbio para o *shipping*, no montante de 206 mil euros e (ii) do acerto ao valor de aquisição da Gracióllica real de 2021 que, por falta de informação enviada pela EDA, a validação pela ERSE só ocorreu após o fecho das tarifas de 2023, no montante de 154 mil euros.

#### CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AO SISTEMA INDEPENDENTE DOS AÇORES

Os custos com a aquisição de energia elétrica ao Sistema Independente dos Açores (SIA) foram em 2022 inferiores aos previstos em tarifas, o que é explicado pela diminuição das quantidades adquiridas (Quadro 5-79).

Quadro 5-79 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA

	Quantidades (MWh)			Custo unitário aceite (€/MWh)			Custo Total aceite (10 <sup>3</sup> EUR)		
	2022	T2022	Variação %	2022	T2022	Variação %	2022	T2022	Variação %
Hídrica	34 579	31 438	10,0%	102,96	101,50	1,4%	3 560	3 191	11,6%
Geotermia	172 941	183 793	-5,9%	102,00	101,50	0,5%	17 640	18 655	-5,4%
Eólica	68 148	79 269	-14,0%	130,16	115,38	12,8%	8 870	9 146	-3,0%
Térmica				0,00	0,00		0	0	
Biogás	683	696	-1,9%	109,27	109,95	-0,6%	75	77	-2,5%
RSU	10 112	13 650	-25,9%	112,00	111,50	0,4%	1 133	1 522	-25,6%
Fotovoltaica	2 034	3 668	-44,6%	235,05	118,47	98,4%	478	435	10,0%
Éolica Microgeração				0,00	0,00		0	0	
Fotovoltaica Microgeração	599	458	30,9%	168,34	154,60		101	71	42,5%
<b>Total</b>	<b>289 096</b>	<b>312 973</b>	<b>-7,6%</b>	<b>110,19</b>	<b>105,75</b>	<b>4,2%</b>	<b>31 857</b>	<b>33 096</b>	<b>-3,7%</b>

#### CUSTO COM OS COMBUSTÍVEIS

Os custos com a aquisição de combustíveis têm um peso significativo nos custos totais de produção de energia elétrica da EDA. O Quadro 5-80 apresenta a diferença entre os custos previstos e verificados, por tipo de combustível.

Quadro 5-80 - Custos com combustíveis e lubrificantes previstos e verificados

	Tarifas 2022	2022 EDA real	2022 ERSE real	2022 EDA real / Tarifas 2022	2022 ERSE real / Tarifas 2022	2022 ERSE real / 2022 EDA real
	(1)	(2)	(3)	(4) = [(2) - (1)] / (1)	(5) = [(3) - (1)] / (1)	(6) = [(3) - (2)] / (2)
	Unid: 10 <sup>3</sup> EUR			%		
Fuelóleo	50 050	70 155	71 893	40,2%	43,6%	2,5%
Gasóleo	12 841	20 563	20 776	60,1%	61,8%	1,0%
Lubrificantes	1 144	1 587	1 587	38,8%	38,8%	0,0%
Amónia	53	49	49	-7,5%	-7,5%	0,0%
<b>Total</b>	<b>64 087</b>	<b>92 354</b>	<b>94 305</b>	<b>44,1%</b>	<b>47,2%</b>	<b>2,1%</b>

Observa-se que, em 2022, os custos com os combustíveis e lubrificantes, aceites pela ERSE, foram superiores aos previstos nas Tarifas 2022 e aos valores reais da EDA. O cálculo do ajustamento de 2022 foi efetuado tendo em conta a metodologia de custos de referência para a aquisição de combustíveis (fuelóleo e gasóleo), definida com base no estudo de 2021 efetuado pela PWC, com vista a incentivar a empresa a adquirir os combustíveis a um preço mais eficiente, conforme referido no ponto 5.7.1.1 no subponto “Custos com fuelóleo e gasóleo”. Este tema é desenvolvido no ponto seguinte.

#### CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NA RAA

O Quadro 5-81 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao fuelóleo e a comparação com os custos reais.

Quadro 5-81 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) €/t	Consumo no ano t-2 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) €	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) €	Custos eficientes no ano t-2 (s/ custos transporte terrestre) €	Custo real (s/ custo transporte terrestre) €	Diferencial de custo €
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(1)*(2)+(3)+(4)	(6)	(7)=(5)-(6)	
São Miguel	642,15		53 639	1 577 701		36 022 537	34 945 925	1 076 612
Terceira	642,15		29 704	1 037 854		20 112 415	20 247 605	-135 190
Pico		756,70	9 475	313 677	249 070	7 732 603	7 477 945	254 658
Faial		756,70	9 694	301 212	388 546	8 025 208	7 483 886	541 322
<b>Total</b>			<b>102 513</b>	<b>3 230 445</b>	<b>637 616</b>	<b>71 892 763</b>	<b>70 155 361</b>	<b>1 737 402</b>

O custo do fuelóleo aceite para efeito de ajustamento inclui ainda o custo do transporte do fuelóleo entre ilhas. A determinação deste custo é apresentada no Quadro 5-82.

Quadro 5-82 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas

	2022		
	Quantidades	custo unitário	Total
	ton	€/ton	10 <sup>3</sup> EUR
Central Termoelétrica SMG	53 639	6,09	327
Central Termoelétrica TER	29 704	4,73	141
Central Termoelétrica PIC	9 475	8,94	85
Central Termoelétrica FAI	9 694	8,94	87
<b>Total</b>	<b>102 513</b>	<b>6,23</b>	<b>638</b>

O Quadro 5-83 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao gasóleo e a comparação com os custos reais.

Quadro 5-83 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais

	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) €/kg/l	Consumo no ano t-2 (kg/l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes no ano t-2	Custo real (s/ custo transporte terrestre) €	Diferencial de custo €
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)*(2)+(3)	(5)	(6)=(4)-(5)
Santa Maria	1,201	5 140 102	0	6 175 413	6 170 182	5 232
São Miguel	1,179	342 999	0	404 471	318 394	86 077
Terceira	1,179	754 312	0	889 499	828 642	60 856
Graciosa	1,201	1 583 419	0	1 902 349	1 912 113	-9 764
São Jorge	1,201	6 927 108	0	8 322 355	8 290 516	31 839
Pico	1,179	240 000	0	283 012	266 551	16 461
Faial	1,179	193 563	0	228 253	197 175	31 078
Flores	1,201	1 679 797	0	2 018 139	2 033 912	-15 773
Corvo	1,201	460 212	0	552 907	545 319	7 588
<b>Total</b>		<b>17 321 512</b>	<b>0</b>	<b>20 776 398</b>	<b>20 562 804</b>	<b>213 595</b>

## LICENÇAS DE CO<sub>2</sub>

Dadas as alterações legislativas e as incertezas associadas ao período de cumprimento (2012 – 2020), a ERSE revogou o Despacho da ERSE n.º 11210/2008, de 17 de abril, estabelecendo a Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro para o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, no seguimento de um novo enquadramento legal do mecanismo de CELE, o qual, por sua vez, ditou alterações quer no funcionamento dos mercados de emissões, quer nas valorizações das mesmas, com impacto no funcionamento do setor elétrico português.

O mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> visava otimizar a gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> das centrais com CAE não cessados (complementando o mecanismo anterior), assim como das centrais geridas pela EDA - Electricidade dos Açores e EEM - Empresa de Eletricidade da Madeira (cujos custos de produção são regulados pela ERSE), respetivamente na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM).

Com a entrada em vigor da Diretiva n.º 2/2021, a 19 de janeiro, que estabeleceu o Incentivo para a gestão otimizada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados, a Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, foi revogada na sua totalidade. Após a fase de adaptação do novo contexto do CELE foi publicada a Diretiva n.º 29/2022, de 22 de dezembro, com vista à especificação de um novo regime de gestão eficiente das aquisições de licenças de CO<sub>2</sub> por parte da EDA e da EEM e à definição dos consequentes incentivos a aplicar na gestão dos custos associados às emissões de CO<sub>2</sub>. Nesta Diretiva ficou igualmente definido que os incentivos só têm aplicação a partir de janeiro de 2023. Desta forma, para 2022 não se aplica qualquer incentivo.

#### **AJUSTAMENTO RESULTANTE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NACIONAL**

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores, calculado de acordo com o artigo 178.º, do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, resulta da diferença entre os proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a clientes da RAA e os proveitos obtidos por aplicação aos clientes finais da RAA das tarifas do Continente adicionados do custo com a convergência tarifária da RAA<sup>103</sup>.

---

<sup>103</sup> Custos não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA



Quadro 5-84 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		Aceite em 2022
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	128 591
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	100 486
3	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.	22 457
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	4 519
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	0
<b>6=1-2-3-4-5</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA</b>	<b>1 128</b>

**AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR**

O Quadro 5-85 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS, onde se observa um desvio acentuado entre o investimento previsto e o efetivamente realizado.

Quadro 5-85 - Movimentos no ativo líquido a remunerar<sup>104</sup>

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2022	Tarifas 2022	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	396 193	416 440	
Investimento Directo	1 191	5 899	
Transferência p/ exploração	36 599	41 074	
Reclassificações, alienações e abates	-398	-4 812	
Saldo Final (2)	433 584	458 600	-5,5%
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	269 188	267 432	
Amortizações do Exercício	13 202	15 788	
Regularizações e abates	-750	178	
Saldo Final (4)	281 640	283 398	-0,6%
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	4 498	4 454	
Comparticipações do ano	8 919	9 987	
Amortizações do ano	967	2 016	
Saldo Final (6)	12 450	12 425	0,2%
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor inicial (7) = (1) - (3) - (5)	122 506	144 553	-15,3%
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	139 494	162 777	-14,3%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>131 000</b>	<b>153 665</b>	<b>-14,7%</b>

**TARIFA SOCIAL**

De acordo com o n.º 6 do artigo 136.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro, o ajustamento definitivo aos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2022 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2022, de acordo com a análise apresentada no quadro seguinte.

<sup>104</sup> As licenças de CO<sub>2</sub> não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

Quadro 5-86 - Ajustamento da tarifa social

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		2022
A	Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2 (fixado em Dez 2021)	2 886
A'	Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2 (fixado em Jul2022)	2 896
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-2	3 080
C = (A + A') / 2 - B Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social		-189
D Valor estimado para o ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano t-1, por aplicação da tarifa social		-556
E = D x (1 + i <sub>t-1</sub> ) Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas do ano t-1, atualizados para o ano t		-580
i <sub>t,2</sub>	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -2 + spread	1,600%
i <sub>t,1</sub>	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread	4,378%
D=C x (1 + i <sub>t,2</sub> ) x (1 + i <sub>t,1</sub> ) - E Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-2, por aplicação da tarifa social		379

5.7.1.2.1 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS

CAPEX

De acordo com o artigo 156.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, os proveitos permitidos de 2024 da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2023, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2023. O valor total resulta num montante a pagar pela empresa em resultado da diminuição estimada do valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2024 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-87<sup>105</sup>.

<sup>105</sup> No ajustamento provisório do CAPEX calculado ao nível da RAA um sinal negativo significa um valor a devolver pela empresa.

Quadro 5-87 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2023	Estimativa 2023	Tarifas 2024
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	15 584	13 193	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	159 379	146 997	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	4,75%	5,27%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de AGS	23 149	20 943	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1			-2 206
$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread			4,378%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1			-2 303

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 136.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro, o ajustamento provisório é dado pela diferença entre os montantes estimados a transferir pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2023 e o desconto estimado conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2023 de acordo com a análise apresentada no quadro seguinte.

Quadro 5-88 - Ajustamento provisório da tarifa social

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		2023
A	Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2 (fixado em Dez 2022)	3 302
A'	Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2 (fixado em Jul2023)	3 203
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-1	3 163
C = (A + A') / 2 - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social	89
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread	4,378%
D = (1 + $i_{t-1}$ ) x C	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social	93

5.7.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A atividade de Distribuição de Energia Elétrica manteve a mesma metodologia de definição dos proveitos permitidos no novo período de regulação 2022-2025. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas eficiência mais adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

Com a publicação do Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto<sup>106</sup>, a atividade de distribuição de energia elétrica passou ainda a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, determina que a integração nas infraestruturas das redes inteligentes deve ocorrer até ao final de 2024 para a totalidade dos clientes finais. Este novo enquadramento legal levou a ERSE a revogar o Regulamento n.º 610/2019 e a publicar o Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho, relativo aos Serviços das Redes Inteligentes, que passou a contemplar o incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS).

#### 5.7.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

No Quadro 5-89 são apresentados os valores considerados para o cálculo dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, de acordo com a expressão constante no n.º 1 do artigo 132º do Regulamento Tarifário em vigor.

---

<sup>106</sup> <https://www.erse.pt/ebooks/regulamentos-manuais-guias/eletricidade/regulamento-dos-servicos-das-redes-inteligentes-de-distribuicao-de-energia-eletrica/>

Quadro 5-89 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas de 2023	Tarifas de 2024	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
A	Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica (a + b x c + d)	26 329	27 096	2,9%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	14 551	15 101	
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	224 350	229 105	
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,05%	5,57%	
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	457	-771	
B	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	14 055	14 768	5,1%
C	Rendas de concessão dos municípios em BT	5 382	5 614	4,3%
D	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
E	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	816	921	12,9%
F	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	
<b>1 = A + B + C - E - F</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>44 950</b>	<b>46 557</b>	<b>3,6%</b>
i	Energia Distribuída (MWh)	768 452	776 182	1,0%
<b>2=(1+E+F)/i</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>59,56</b>	<b>61,17</b>	<b>2,7%</b>
A'	Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica em MT (a' + b' x c' + d')	14 622	15 503	6,0%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	7 285	7 661	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	144 862	148 629	
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,05%	5,57%	
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	26	-440	
B'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (e' + f' * g' + h' * i')	5 289	5 577	5,5%
e'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 565	2 675	
f'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00483	0,00504	
g'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	285 433	288 242	
h'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,69052	1,76321	
i'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	796	823	
j'	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,48%	6,80%	
k'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	2,50%	
C'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
D'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-21 406	1 056	
E'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
<b>3= A'+B + C' - D' - E'</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>41 317</b>	<b>20 025</b>	<b>-51,5%</b>
A''	Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica em BT (a'' + b'' x c'' + d'')	11 707	11 592	-1,0%
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	7 266	7 439	
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	79 488	80 477	
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,05%	5,57%	
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	430	-331	
B''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (e'' + f'' * g'' + h'' * i'')	8 766	9 191	4,9%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 281	4 465	
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00473	0,00493	
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	483 019	487 941	
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01700	0,01773	
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	129 409	130 768	
k''	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,48%	6,80%	
l''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	2,50%	
C''	Rendas de concessão dos municípios em BT	5 382	5 614	4,3%
D''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
E''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	22 222	-135	
F''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
<b>4 = A''+B'' + C'' + D'' - E'' - F''</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>3 633</b>	<b>26 532</b>	<b>630,3%</b>

Nota: No ajustamento de 2022, ao contrário dos anos anteriores, a repartição por nível de tensão da compensação relativa ao sobrecusto foi efetuada com base na proporção dos proveitos permitidos deduzidos dos proveitos faturados, para assegurar uma menor volatilidade no apuramento desse valor.

A variação prevista nos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica resulta em grande parte da variação da taxa de remuneração dos ativos e da evolução da taxa de inflação com efeitos ao nível do OPEX.

O direito conferido aos municípios das Regiões Autónomas de receberem uma renda pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal encontra-se consagrado no artigo 268.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Esta contrapartida é devida pela concessionária ou pela entidade que explora a atividade de distribuição de eletricidade em baixa tensão nas Regiões Autónomas e deve ser calculada e tratada de modo equivalente ao previsto para os municípios localizados em Portugal continental. O valor para considerado em proveitos encontra-se refletido na linha C'' do Quadro 5-89. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 6.3.

Relativamente à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI), a EDA não reportou qualquer instalação ao abrigo desse incentivo, pelo que o correspondente valor para efeitos do cálculo tarifário de 2024 é nulo.

#### 5.7.2.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o n.º 5 do artigo 137.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento em 2024 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2022, é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2022 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 114.º aos valores realmente verificados em 2022.

No Quadro 5-90 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2022, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados para 2022 com base em valores reais, totais e por nível de tensão.

Quadro 5-90 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Tarifas de 2022	Aceite em 2022	Variação
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
A'	Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica em MT (a' + b' x c' + d')	12 060	11 831	-1,90%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	6 404	6 151	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	139 356	130 268	
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,70%	5,05%	
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-894	-894	
B'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (e' + f' * g' + h' * i')	5 300	5 321	0,41%
e'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 591	2 591	
f'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00488	0,00488	
g'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	284 536	283 172	
h'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,70788	1,70788	
i'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	773	790	
j'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,19%	1,19%	
k'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,00%	3,00%	
C'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
D'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-24 303	-24 303	
E'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
<b>3= A'+B + C'- D' -E'</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>41 663</b>	<b>41 455</b>	<b>-0,50%</b>
4	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em MT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA		3 203	
5	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT		39 221	
6	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de DEE, em MT			
<b>7=4+5+6</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT</b>		<b>42 425</b>	
<b>7'</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX, sem juros</b>		<b>969</b>	
<b>8= 7' * (1+tx<sub>t,2</sub>)*(1+tx<sub>t,1</sub>)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX</b>		<b>1 028</b>	
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1 em MT		26	
<b>10=8+9*(1+tx<sub>t,1</sub>)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX</b>		<b>1 056</b>	



Quadro 5-90 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (cont.)

		Tarifas de 2022	Aceite em 2022	Variação
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
A"	Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica em BT (a" + b" x c" + d")	8 825	9 004	2,02%
a"	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	6 577	6 733	
b"	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	82 085	76 908	
c"	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,70%	5,05%	
d"	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-1 610	-1 610	
B"	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (e" + f" * g" + h" * i")	8 739	8 845	1,22%
f"	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 325	4 325	
g"	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00478	0,00478	
h"	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	462 005	482 927	
i"	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01717	0,01717	
j"	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	128 450	128 828	
k"	Taxa de inflação (IPB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,19%	1,19%	
l"	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,00%	3,00%	
C"	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 929	4 978	0,99%
D"	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
E"	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	25 290	25 290	
F"	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
<b>11 = A"+B" + C" + D" - E" - F"</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>-2 797</b>	<b>-2 463</b>	<b>-11,93%</b>
12	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em BT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA		19 254	
13	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT		-22 267	
14	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de DEE, em BT			
<b>15 = 12+13+14</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT</b>		<b>-3 014</b>	
<b>15'</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX, sem juros</b>		<b>-550</b>	
<b>16 = 15' * (1+t<sub>t-2</sub>) * (1+t<sub>t-1</sub>)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX</b>		<b>-584</b>	
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1, em BT		430	
<b>18 = 16+17 * (1+t<sub>t-1</sub>)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX</b>		<b>-135</b>	
<b>19 = 10+18</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a t-2</b>		<b>921</b>	

O ligeiro aumento verificado nos proveitos permitidos de 2022, face ao valor previsto em tarifas de 2022, deve-se essencialmente ao aumento verificado no consumo em BT. O aumento da taxa de remuneração em 2022 foi anulado pela redução observada ao nível do ativo médio a remunerar.

#### ENERGIA ELÉTRICA ENTREGUE PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2022, o desvio da procura de eletricidade na RAA foi de +2,6% relativamente ao valor previsto em tarifas de 2022, para o que contribuiu o aumento verificado nas quantidades entregues em BT, como se pode observar no Quadro 5-91.

Quadro 5-91 - Energia entregue pelas redes da distribuição

Unidade: MWh

	2022	Tarifas 2022	Diferença (Real 2022 - Tarifas 2022)	
Redes de MT	283 172	284 536	-1 364	-0,5%
Redes de BT	482 927	462 005	20 922	4,5%
<b>Total</b>	<b>766 099</b>	<b>746 541</b>	<b>19 558</b>	<b>2,6%</b>

AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 5-92 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

Quadro 5-92 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2022	Tarifas 2022	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
<b>Saldo Inicial (1)</b>	<b>495 519</b>	<b>502 295</b>	
Investimento Directo	1 411	1 418	
Transferência p/ exploração	18 596	33 197	
Reclassificações, alienações e abates	-1 968	-171	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>513 559</b>	<b>536 738</b>	<b>-4,3%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
<b>Saldo Inicial (3)</b>	<b>254 604</b>	<b>255 405</b>	
Amortizações do Exercício	15 371	16 322	
Regularizações e abates	-1 884	-110	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>268 092</b>	<b>271 618</b>	<b>-1,3%</b>
<b>Comparticipações</b>			
<b>Saldo inicial bruto</b>	<b>39 474</b>	<b>89 938</b>	
Amortizações acumuladas iniciais	2 827	54 154	
<b>Saldo inicial líquido (5)</b>	<b>36 648</b>	<b>35 784</b>	
Comparticipações do ano	1 222	901	
Amortizações do ano	2 487	3 341	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>35 382</b>	<b>33 345</b>	<b>6,1%</b>
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor inicial (7) = (1) - (3) - (5)	204 267	211 106	-3,2%
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	210 085	231 776	-9,4%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>207 176</b>	<b>221 441</b>	<b>-6,4%</b>

Em cumprimento do Artigo 25.º do RARI, a EDA enviou à ERSE a sua proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica em Alta e Média Tensão da RAA (PDIRTD-RAA 2021) para o período 2022-2024, tendo o mesmo sido, pela primeira vez, submetido a consulta pública. Com base nos contributos recebidos em sede de consulta pública, a ERSE elaborou o seu Parecer à proposta de PDIRTD-RAA 2021, onde incluiu um conjunto de recomendações, nomeadamente, no que diz respeito: 1) ao período de abrangência do plano (recomendendo a compatibilização do mesmo

com o atual período regulatório 2022-2025) e 2) ao nível de detalhe de informação sobre os projetos propostos.

A proposta de PDIRTD-RAA 2021 previa para o ano de 2022 a realização de um montante de investimento de aproximadamente 16,5 milhões de euros, a custos totais.

Com base na informação submetida à ERSE pela EDA ao abrigo do atual Artigo 197.º do Regulamento Tarifário, nomeadamente na Norma n.º 6 das contas reguladas da empresa contendo dados reais de 2022, conclui-se que, nesse ano, entraram em exploração projetos de investimento nas redes de transporte e distribuição em AT e MT da RAA, num total de aproximadamente 12,5 milhões de euros, a custos totais, dos quais 8,4 milhões de euros relativos a projetos inscritos na proposta de PDIRTD-RAA 2021 e cerca de 4,1 milhões de euros de investimentos aprovados em processos complementares. Realça-se, ainda, que o montante total de investimento entrado em exploração em 2022 é inferior ao inscrito na proposta de PDIRTD-RAA 2021 para esse mesmo ano.

À data da proposta de tarifas, não havia sido remetida à ERSE uma versão atualizada do PDIRTD-RAA 2021 que refletisse as recomendações expressas no seu Parecer, e, como tal, não há ainda uma versão aprovada deste plano. No entanto, a 30 de outubro deste ano, a EDA enviou à ERSE um pedido de adiamento do envio dessa atualização para 15 junho de 2024, fundamentado pela impossibilidade de elaborar a mesma, tendo em conta *“o aumento do volume de trabalho verificado nos últimos anos, que se agravou em 2023, decorrente sobretudo dos pareceres para ligação de produtores não vinculados e produção para autoconsumo, que aumentou expressivamente na Região como consequência das candidaturas a apoios europeus, do incremento do custo da energia, e do programa SOLENERGE (incentivos financeiros para a aquisição de sistemas solares fotovoltaicos na RAA) em curso no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência”*.

Face ao exposto, a ERSE decide aceitar, provisoriamente, o montante total entrado em exploração em 2022, mas condiciona a sua aceitação em definitivo à confrontação dos montantes e projetos com o PDIRTD-RAA que vier a ser aprovado oficialmente.

5.7.2.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

CAPEX

De acordo com o artigo 156.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, os proveitos permitidos de 2024 da atividade de Distribuição de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2023, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2023. O valor total a devolver pela empresa decorre do decréscimo estimado no valor médio do ativo a remunerar. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2024 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-93<sup>107</sup>.

Quadro 5-93 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Ajustamento DEE MT		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2023	Estimativa 2023	Tarifas 2024
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 285	6 537	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	144 862	137 057	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	5,05%	5,57%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de DEE MT	14 595	14 174	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1			-421
i <sub>t-10</sub>	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread			4,378%
C = (1 + i <sub>t-10</sub> ) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1			-440

Ajustamento DEE BT		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2023	Estimativa 2023	Tarifas 2024
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 266	6 615	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	79 488	77 964	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	5,05%	5,57%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de DEE BT	11 277	10 959	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1			-317
i <sub>t-10</sub>	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread			4,378%
C = (1 + i <sub>t-10</sub> ) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1			-331

5.7.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No período de regulação que se iniciou em 2022 não ocorreram alterações da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão das bases de custo, bem como da

<sup>107</sup> No ajustamento provisório do CAPEX calculado ao nível da RAA um sinal negativo significa um valor a devolver pela empresa.

definição de metas eficiência mais adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», publicado em dezembro de 2021.

#### 5.7.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição na RAA na atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do artigo 133º do Regulamento Tarifário em vigor. No Quadro 5-94 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

Quadro 5-94 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas de 2023	Tarifas de 2024	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
A	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica (a + b x c + d)	660	472	-28,4%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	760	709	
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	5 767	5 052	
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,05%	5,57%	
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1	-391	-518	
B	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	6 906	7 214	4,5%
C	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-9	-11	26,0%
D	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	388	188	-51,5%
E	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	
<b>1 = A + B + C - D - E</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>7 169</b>	<b>7 487</b>	<b>4,4%</b>
i	Energia Distribuída (MWh)	768 452	776 182	1,0%
<b>2=(1+D+E)/i</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>9,83</b>	<b>9,89</b>	<b>0,6%</b>
A'	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica em MT (a' + b' x c' + d')	79	9	-88,7%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	65	47	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	501	353	
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,05%	5,57%	
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-11	-57	
B'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	672	709	5,6%
e'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	331	343	
f'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,42828	0,44455	
g'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	796	823	
h'	Taxa de inflação (ÍPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,48%	6,80%	
i'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,00%	3,00%	
C'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
D'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-40	41	
E'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
<b>3 = A' + B' + C' - D' - E'</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>791</b>	<b>677</b>	<b>-14,4%</b>
A''	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica em BT (a'' + b'' x c'' + d'')	581	463	-20,2%
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	695	662	
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	5 266	4 699	
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,05%	5,57%	
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-380	-461	
B''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 234	6 505	4,3%
e''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 105	3 223	
f''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,02418	0,02510	
g''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	129 409	130 768	
h''	Taxa de inflação (ÍPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,48%	6,80%	
i''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,00%	3,00%	
C''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-9	-11	26,0%
D''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	428	147	
E''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
<b>4 = A'' + B'' + C'' - D'' - E''</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>6 377</b>	<b>6 810</b>	<b>6,8%</b>

Nota: No ajustamento de 2022, ao contrário dos anos anteriores, a repartição por nível de tensão da compensação relativa ao sobrecusto foi efetuada com base na proporção dos proveitos permitidos deduzidos dos proveitos faturados, para assegurar uma menor volatilidade no apuramento desse valor.

Os proveitos permitidos definidos pela ERSE para as tarifas de 2024 apresentam um acréscimo face ao valor de tarifas de 2023, em resultado do aumento da taxa de inflação com impacte na evolução do OPEX. O montante dos ajustamentos a devolver pela empresa também diminuiu, mas esse efeito foi praticamente anulado pela redução do custo com capital devido à diminuição do ativo líquido a remunerar.

#### 5.7.3.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o n.º 5 do artigo 138.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2022 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 138.º aos valores realmente verificados em 2022.

O Quadro 5-95 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2022, apurado por nível de tensão.



Quadro 5-95 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		Tarifas de 2022	Aceite em 2022	Varição
		10 <sup>7</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
A'	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica em MT (a' + b' x c' + d')	69	24	-64,70%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	48	15	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	462	205	
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,70%	5,05%	
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-1	-1	
B'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	672	679	1,07%
e'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	336	336	
f'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,43487	0,43487	
g'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	773	790	
h'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,19%	1,19%	
i'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	2,50%	
C'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
D'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	50	50	
E'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
<b>3 = A' + B' + C' - D' - E'</b>		<b>691</b>	<b>654</b>	<b>-5,41%</b>
<b>3 = A' + B' + C' - D' - E'</b>				
4	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Comercialização às entregas em MT a clientes da concessionária do transporte e Comercialização da RAA		382	
5	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT		321	
6	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de CEE, em MT			
<b>7=4+5+6</b>			<b>703</b>	
<b>7'</b>			<b>49</b>	
<b>8 = 7' * (1+tx<sub>t</sub>) * (1+tx<sub>t-1</sub>)</b>			<b>52</b>	
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1 em MT		-11	
<b>10 = 8 + 9' * (1+tx<sub>t-1</sub>)</b>			<b>41</b>	
A''	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica em BT (a'' + b'' x c'' + d'')	829	381	-54,02%
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	703	406	
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	6 602	3 142	
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,70%	5,05%	
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-184	-184	
B''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 306	6 316	0,15%
e''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 153	3 153	
f''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,02455	0,02455	
g''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	128 450	128 828	
h''	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,19%	1,19%	
i''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	2,50%	
C''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-5	-5	
D''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-294	-294	
E''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
<b>11 = A'' + B'' + C'' - D'' - E''</b>		<b>7 425</b>	<b>6 986</b>	<b>-5,91%</b>
<b>11 = A'' + B'' + C'' - D'' - E''</b>				
12	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Comercialização às entregas em BT a clientes da concessionária do transporte e Comercialização da RAA		4 138	
13	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT		3 361	
14	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de CEE, em BT			
<b>15 = 12+13+14</b>			<b>7 499</b>	
<b>15'</b>			<b>513</b>	
<b>16 = 15' * (1+tx<sub>t</sub>) * (1+tx<sub>t-1</sub>)</b>			<b>544</b>	
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em BT		-380	
<b>18 = 16+17*(1+tx<sub>t-1</sub>)</b>			<b>147</b>	
<b>19 = 10+18</b>			<b>188</b>	

## NÚMERO MÉDIO DE CLIENTES

O Quadro 5-96 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em tarifas de 2022 e o número ocorrido nesse ano.

Quadro 5-96 - Número médio de clientes

	Real 2022	Tarifas 2022	Diferença (Real 2022 - Tarifas 2022)	
Clientes MT	790	773	17	2,1%
Clientes BT	128 828	128 450	378	0,3%
<b>Total</b>	<b>129 618</b>	<b>129 223</b>	<b>395</b>	<b>0,3%</b>

## AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 5-92 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de CEE.

Quadro 5-97 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Real 2022	Tarifas 2022	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
<b>Saldo Inicial (1)</b>	<b>9 618</b>	<b>11 894</b>	
Investimento Directo	86	99	
Transferência p/ exploração	127	4 431	
Reclassificações, alienações e abates	-1 435	-106	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>8 396</b>	<b>16 318</b>	<b>-48,5%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
<b>Saldo Inicial (3)</b>	<b>5 893</b>	<b>6 701</b>	
Amortizações do Exercício	422	751	
Regularizações e abates	-889	-68	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>5 425</b>	<b>7 384</b>	<b>-26,5%</b>
<b>Comparticipações</b>			
<b>Saldo inicial bruto</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
Amortizações acumuladas iniciais	0	0	
<b>Saldo inicial líquido (5)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	0	0	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor inicial (7) = (1) - (3) - (5)	3 725	5 193	-28,3%
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	2 971	8 934	-66,7%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>3 348</b>	<b>7 064</b>	<b>-52,6%</b>

5.7.3.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

CAPEX

De acordo com o artigo 156.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, os proveitos permitidos de 2024 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2023, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2023. O valor total a devolver pela empresa decorre do

decréscimo estimado no valor do ativo médio. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2023 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-98 por nível de tensão<sup>108</sup>.

#### Quadro 5-98 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Ajustamento CEE MT		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2023	Estimativa 2023	Tarifas 2024
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	65	24	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	501	200	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	5,05%	5,57%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de CEE MT	90	35	
<b>B = A (Estimativa) - A (Tarifas)</b>				
	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de CEE MT, referente ao ano t-1			-55
$i_{t-10}$	<i>taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread</i>			4,378%
<b>C = (1 + <math>i_{t-10}</math>) x B</b>				
	Ajustamento do custo com capital da atividade de CEE MT, referente ao ano t-1			-57
Ajustamento CEE BT		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2023	Estimativa 2023	Tarifas 2024
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	695	335	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	5 266	3 301	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	5,05%	5,57%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de CEE BT	961	519	
<b>B = A (Estimativa) - A (Tarifas)</b>				
	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de CEE BT, referente ao ano t-1			-441
$i_{t-10}$	<i>taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread</i>			4,378%
<b>C = (1 + <math>i_{t-10}</math>) x B</b>				
	Ajustamento do custo com capital da atividade de CEE BT, referente ao ano t-1			-461

#### 5.7.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA

No Quadro 5-99 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2024 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

<sup>108</sup> No ajustamento provisório do CAPEX calculado ao nível da RAA um sinal negativo significa um valor a devolver pela empresa.

Quadro 5-99 - Proveitos permitidos à EDA para 2024

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas de 2023 (Dez 2022)	Tarifas de 2023 (Jun 2023)	Tarifas de 2024	Variação (%)
	(1)	(1')	(2)	(3) = [(2) - ((1) + (1') / 2)] / [(1) + (1') / 2]
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	224 084	214 678	226 276	3,1%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	44 950	44 950	46 557	3,6%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 169	7 169	7 487	4,4%
<b>Proveitos permitidos da EDA</b>	<b>276 203</b>	<b>266 797</b>	<b>280 320</b>	<b>3,2%</b>

Tendo em conta que o efeito dos ajustamentos pode ter um impacte significativo nos proveitos permitidos, principalmente ao nível da atividade de AGS, apresenta-se de seguida o montante dos proveitos permitidos da EDA para 2024, excluindo os ajustamentos.

Quadro 5-100 - Proveitos permitidos à EDA, para 2024, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1

Unidade: euros

	Tarifas de 2023 (Dez 2022)	Tarifas de 2023 (Jun 2023)	Tarifas de 2024	Variação (%)
	(1)	(1')	(2)	(3) = [(2) - ((1) + (1') / 2)] / [(1) + (1') / 2]
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	197 420	188 013	195 894	1,6%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 309	45 309	48 250	6,5%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 947	7 947	8 193	3,1%
<b>Proveitos permitidos da EDA</b>	<b>250 676</b>	<b>241 270</b>	<b>252 336</b>	<b>2,6%</b>

O resumo do cálculo dos ajustamentos a considerar na EDA em 2024 relativamente ao ano de 2022, é apresentado no Quadro 5-101

Quadro 5-101 - Proveitos permitidos em 2022 e ajustamentos em 2024, na RAA

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Tarifas 2022	Proveitos recuperados em 2022, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2022	Valor a recuperar pelas tarifas da RAA	Proveitos a proporcionar em 2022, definidos em 2024	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2024 (sem acerto provisório de custo de capital de t-1)	Acerto provisório no ano t do custo com capital relativo ao ano t-1 atualizado para t	Ajustamento a repercutir em 2024	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7) = [(2)+(3)+(4)-(5)+(6)] x (1++spread) x (1++spread)	(8)	(9) = (7) + (8)	
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	150 481	100 486	55 022	0	186 400	1 128	-31 542	-1 122	-32 686
Distribuição de Energia Elétrica	38 866	22 457	16 954	0	38 992	0	444	477	921
Comercialização de Energia Elétrica	8 116	4 519	3 682	0	7 640	0	596	-408	188
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>197 463</b>	<b>127 463</b>	<b>75 658</b>	<b>0</b>	<b>233 032</b>	<b>1 128</b>	<b>-30 503</b>	<b>-1 053</b>	<b>-31 576</b>

## 5.7.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 5-102 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA, relativo ao ano de 2022.

**Quadro 5-102 - Custo com a convergência tarifária da RAA em 2022**

		2022	Tarifas 2022 (Jun 2022)	Tarifas 2022 (Dez 2021)
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR
<b>A=1-2</b>	<b>Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA</b>	<b>85 914</b>	<b>51 450</b>	<b>58 594</b>
1	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	186 400	150 481	150 481
2	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da empresa responsável pela rede eléctrica na RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede eléctrica na RAA	100 486	99 031	91 887
<b>B=3-4</b>	<b>Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA</b>	<b>16 536</b>	<b>16 954</b>	<b>16 954</b>
3	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, corrigido do desvio de quantidades	38 993	38 866	38 866
4	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da da empresa responsável pela rede eléctrica na RAA	22 457	21 912	21 912
<b>C=5-6</b>	<b>Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA</b>	<b>3 120</b>	<b>3 682</b>	<b>3 682</b>
5	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 640	8 116	8 116
6	Proveitos previstos obter por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede eléctrica na RAA	4 519	4 433	4 433
<b>D=A+B+C</b>	<b>Total do Sobrecusto</b>	<b>105 570</b>	<b>72 086</b>	<b>79 230</b>

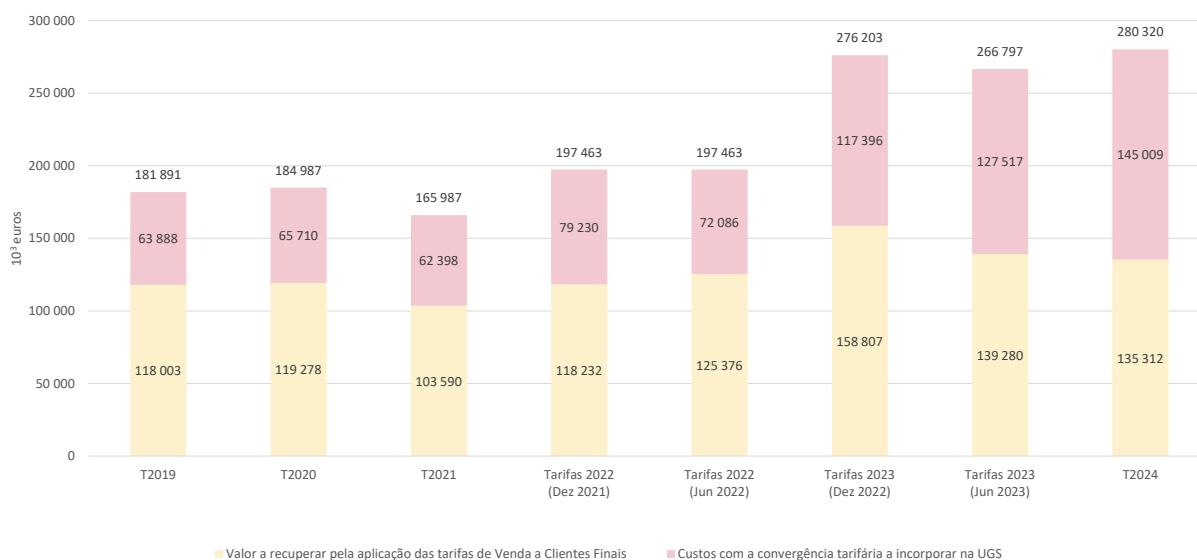
No Quadro 5-103 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA para o ano de 2024.

Quadro 5-103 - Custo com a convergência tarifária da RAA em 2024

		Tarifas 2023 (Dez 2022)	Tarifas 2023 (Jun 2023)	Tarifas 2024
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR
<b>A=1-2</b>	<b>Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA</b>	<b>91 682</b>	<b>101 804</b>	<b>118 167</b>
1	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	224 084	214 678	226 276
2	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da empresa responsável pela rede elétrica na RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAA	132 402	112 874	108 109
<b>B=3-4</b>	<b>Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA</b>	<b>22 431</b>	<b>22 431</b>	<b>23 276</b>
3	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, corrigido do desvio de quantidades	44 950	44 950	46 557
4	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da da empresa responsável pela rede elétrica na RAA	22 519	22 519	23 281
<b>C=5-6</b>	<b>Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA</b>	<b>3 282</b>	<b>3 282</b>	<b>3 565</b>
5	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 169	7 169	7 487
6	Proveitos previstos obter por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAA	3 886	3 886	3 922
<b>D=A+B+C</b>	<b>Custo da Convergência Tarifária</b>	<b>117 396</b>	<b>127 517</b>	<b>145 009</b>

A Figura 5-21 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA previstos em tarifas de 2019 a 2024.

Figura 5-21 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2019 a 2024



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2024 é o valor mais elevado verificado nos anos que constam da série histórica apresentada.



## 5.8 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA EMPRESA RESPONSÁVEL PELA REDE ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A EEM desenvolve atividades reguladas relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, adquirindo, ainda, energia elétrica a outros produtores independentes ligados ao Sistema Elétrico Público da RAM.

De seguida, descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitante às atividades reguladas da EEM, tendo em vista a elaboração das tarifas para 2024.

### 5.8.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

Na atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema (AGS) manteve-se para o período de regulação 2022-2025 a aplicação de um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX<sup>109</sup>, enquanto ao nível do CAPEX<sup>110</sup> se mantém um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

No que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis, aplica-se uma metodologia de custos de referência para as componentes de aquisição, transporte, descarga e armazenamento. Os custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos não estão sujeitos à aplicação de metas de eficiência pois são gastos dificilmente controláveis pela empresa e que estão relacionados, essencialmente, com o ciclo de manutenção dos equipamentos de produção.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema encontra-se no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», de dezembro de 2021, e nas Instruções n.º 9/2022 e n.º 3/2023, de 19 de outubro e de 11 de agosto, respetivamente. O presente capítulo incorpora a atualização do parâmetro “transporte e *handling*” do gás natural consumido pela EEM.

---

<sup>109</sup> Do inglês *operational expenditure*, que corresponde aos custos de exploração, isto é, gastos operacionais deduzidos das amortizações.

<sup>110</sup> Do inglês *capital expenditure*, que corresponde ao custo com capital, isto é, à remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

5.8.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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

O valor dos proveitos permitidos à empresa responsável pela rede elétrica na RAM, na atividade de AGS, é dado pela expressão contida no n.º 1 do artigo 136º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 5-104 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2024, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2023 publicadas em dezembro e na revisão extraordinária publicada em junho de 2023.

Quadro 5-104 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		Tarifas 2023 (Dez2022)	Tarifas 2023 (Jul 2023)	Tarifas 2024	Variação (%)
		(1)	(1')	(2)	$(3) = [(2) - ((1) + (1') / 2)] / ((1) + (1')) / 2$
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema [(a) + (b) x (c) + (d)]</b>	<b>19 547</b>	<b>19 547</b>	<b>17 009</b>	<b>-13,0%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	13 955	13 955	11 612	
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	126 885	126 885	131 775	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	4,75%	4,75%	5,27%	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-430	-430	-1 550	
<b>2</b>	<b>Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM</b>	<b>43 531</b>	<b>43 531</b>	<b>29 466</b>	<b>-32,3%</b>
<b>3</b>	<b>Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM</b>	<b>33 782</b>	<b>33 782</b>	<b>32 466</b>	<b>-3,9%</b>
<b>4</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE [(e) + (f)]</b>	<b>17 912</b>	<b>17 912</b>	<b>19 165</b>	<b>7,0%</b>
e	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE	13 077	13 077	13 770	
f	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	4 836	4 836	5 395	
<b>5</b>	<b>Custos de aquisição de combustíveis, lubrificantes e licenças de CO2 da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE [(g) + (h) + (i)]</b>	<b>110 644</b>	<b>87 515</b>	<b>96 561</b>	<b>-2,5%</b>
g	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	46 809	37 635	36 110	-14,5%
h	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	33 701	15 846	28 774	16,1%
i	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	30 134	34 034	31 677	-1,3%
j	Ajustamento extraordinário relativo a anos anteriores a t-2	0	0	-75	-
k	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-24 581	-24 581	-67 510	-
<b>6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 - j - k</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>249 997</b>	<b>226 869</b>	<b>262 251</b>	<b>10,0%</b>
<b>7</b>	<b>Emissão para a rede (MWh)</b>	<b>906 974</b>	<b>906 974</b>	<b>922 253</b>	<b>1,7%</b>
<b>8 = (6 + k) / 7</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)</b>	<b>248,54</b>	<b>223,04</b>	<b>211,16</b>	<b>-10,4%</b>
<b>Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social (fixado em Dez t-1)</b>		<b>-3 530</b>	<b>-3 431</b>	<b>-3 411</b>	<b>-</b>

Pela análise do quadro, verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2024 regista um acréscimo relativamente aos valores considerados nas tarifas para 2023<sup>111</sup>. Excluindo os ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos unitários para 2024 apresentam uma ligeira redução. O acréscimo verificado resulta essencialmente do efeito conjugado de:

- decréscimo dos custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM;
- ligeiro decréscimo dos custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM;
- decréscimo dos custos com o fuelóleo aceites pela ERSE;
- acréscimo de outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, aceites pela ERSE;
- decréscimo com a aquisição dos custos com licenças de emissão de CO<sub>2</sub><sup>112</sup>;
- acréscimo dos ajustamentos de t-2 a recuperar pela empresa.

O valor da energia elétrica adquirida e o valor dos combustíveis representam, em conjunto, cerca de 65% do total dos proveitos permitidos de 2024 da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema e cerca de 50% do total dos proveitos permitidos da EEM, em ambos os casos excluindo os ajustamentos de t-2. A evolução destes custos explica, em grande medida, a evolução do nível de proveitos permitidos desta atividade, tal como já foi referido. Tendo em conta a sua relevância apresenta-se de seguida uma análise mais detalhada dos custos com a aquisição de energia elétrica e dos custos com os combustíveis.

#### **CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E COM COMBUSTÍVEIS**

No Quadro 5-105 e na Figura 5-22 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EEM. O custo unitário variável da energia elétrica emitida pelas centrais da EEM considerado nas tarifas para 2024 é bastante inferior face ao previsto nas tarifas de 2023, mas superior ao estimado para 2023.

---

<sup>111</sup> Média dos valores publicados para 2023 nas tarifas de dezembro de 2022 e do valor publicado em julho de 2023 para tarifas de 2023.

<sup>112</sup> Considerados na rubrica “Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência”.

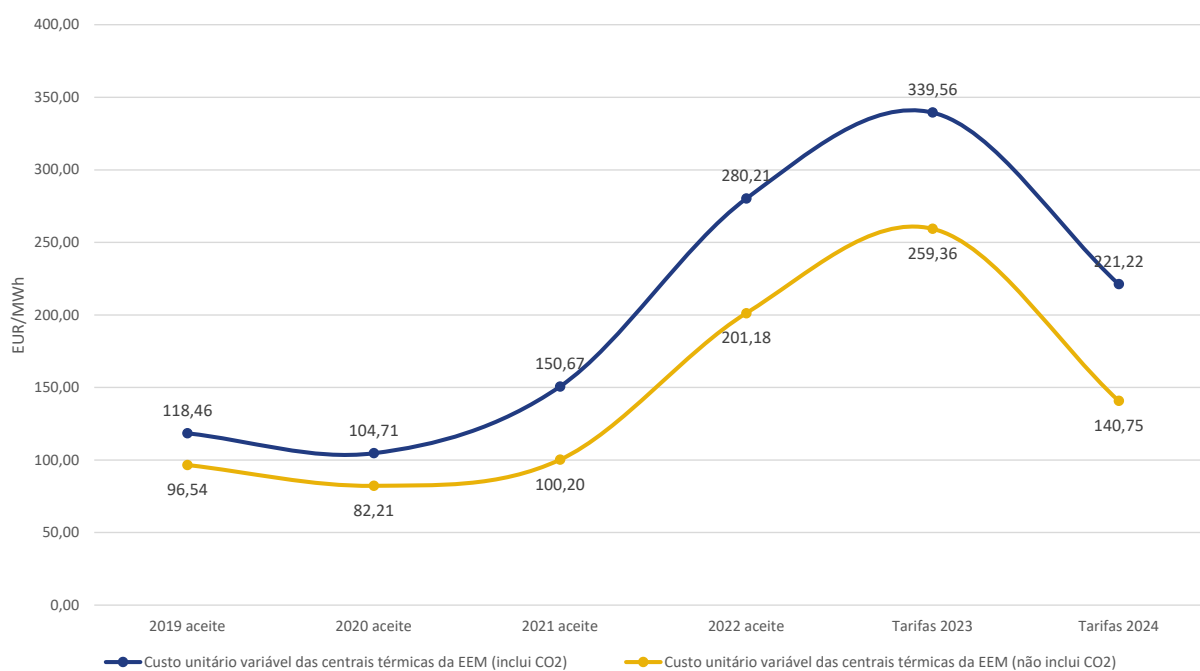
**Quadro 5-105 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EEM**

	Unidade (*)	2022 real	Tarifas 2023	2023 em 2023	Evolução anual %	Tarifas 2024	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$
Custo unitário variável das centrais térmicas da EEM (não inclui CO <sub>2</sub> )	EUR/MWh	201,2	259,4	138,1	-31%	140,7	-46%	2%

Nota: Não inclui custos com licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

A Figura 5-22 permite visualizar, para o período 2019 a 2024, a evolução dos custos unitários das centrais térmicas da EEM, com e sem custos com as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, com os valores definitivos (“aceite”) até 2022 e os valores previstos nas tarifas de 2023 e de 2024.

**Figura 5-22 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EEM (EUR/MWh)**



O Quadro 5-106 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAM.

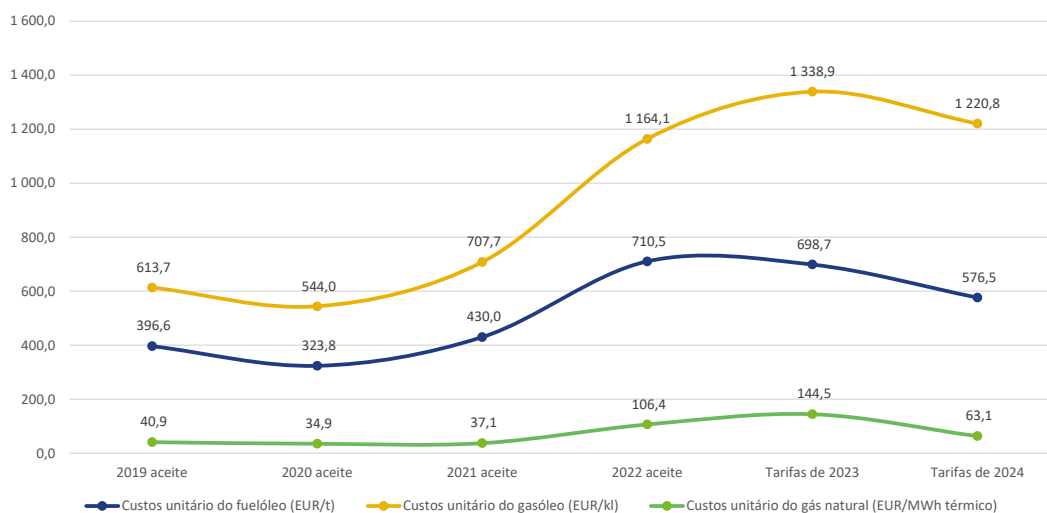
Quadro 5-106 - Custo unitário dos combustíveis

	Unidade	2022 aceite	Tarifas 2023	2023 em 2023	Evolução anual %	Tarifas 2024	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário do fuelóleo	EUR/t	710,5	698,7	606,9	-15%	576,5	-17%	-5%
Custo unitário do gasóleo	EUR/kl	1 164,1	1 338,9	1 177,7	1%	1 220,8	-9%	4%
Custos unitário do gás natural	(EUR/MWh térmico)	106,4	144,5	57,9	-46%	63,1	-56%	9%

Observa-se que os custos unitários aceites com combustíveis em 2022 e estimados para 2023 atingiram, na sua maioria, valores bastante elevados. Relativamente aos valores implícitos nas tarifas de 2023, prevê-se que em 2024 os preços do fuelóleo sejam inferiores.

A Figura 5-23 permite visualizar as variações registadas ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EEM para produção de energia elétrica, apresentando os valores verificados entre 2019 e 2022 e os previstos nas tarifas de 2023 e de 2024.

Figura 5-23 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos



Conforme descrito no ponto 5.7.1.1, o cálculo dos custos dos combustíveis aceites pela ERSE é efetuado através da aplicação de um mecanismo de custos eficientes que foi implementado em 2009, inicialmente

para os custos com o fuelóleo e posteriormente alargado aos custos com o gasóleo e gás natural, tendo os parâmetros definidos no âmbito deste mecanismo para o período de regulação 2022-2026 tido várias revisões excecionais.

Estas revisões excecionais pressupõem um acompanhamento de perto dos impactos económicos dos parâmetros revistos, que poderão levar a uma nova revisão caso gerem desvios desajustados, para cima ou para baixo, face aos valores reais dos custos correspondentes, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

O Quadro 5-107 apresenta os valores previstos aceitar para a EEM com a aquisição de fuelóleo, em 2024. Para cálculo dos custos unitários, tendo em consideração que a EEM indicou que passou, em 2022, a consumir fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%, o cálculo do custo unitário está indexado a um produto com essa característica.

**Quadro 5-107 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2024**

	Custo Unitário (preço FOB + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2024 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2024 (EUR)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (1) * (2) + (3) + (4)
<b>Madeira</b>	577,330	55 291		108 623	32 030 022
<b>Porto Santo</b>	555,760	7 341	0		4 080 016
		<b>62 633</b>	<b>0</b>	<b>108 623</b>	<b>36 110 038</b>

O Quadro 5-108 apresenta os valores previstos aceitar com a aquisição de gasóleo, em 2024.

**Quadro 5-108 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2024**

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização-desconto) EUR/l	Consumo 2024 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2024 EUR
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) * (2) + (3)
<b>Madeira</b>	1,221	1 284 555	0	1 568 211
<b>Porto Santo</b>	1,221	1 084 056	0	1 323 437
		<b>2 368 611</b>	<b>0</b>	<b>2 891 649</b>

O Quadro 5-109 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gás natural, em 2024. Estes valores foram calculados tendo em conta a indexação do custo do gás natural ao TTF<sup>113</sup>.

**Quadro 5-109 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2024**

	Custo unitário EUR/MWh térmico (1)	Consumo 2024 (t/kl / MWh térmico) (2)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR (3)	Custos eficientes 2024 EUR (1) * (2)
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) * (2) + (3)
<b>Madeira</b>	61,66	386 057	559 144	23 804 733

Para o cálculo dos custos eficientes com a aquisição de combustíveis a ERSE utilizou, igualmente, os parâmetros e variáveis e constantes do Quadro 5-110.

**Quadro 5-110 – Parâmetros e outras variáveis utilizadas no cálculo dos custos eficientes com combustíveis**

	2022 aceite	2024 previsto
Preço médio Fuel 0,5% Barge FOB (EUR/ton)	655,36	472,99
Preço médio Fuel 1% Barge CIF (EUR/ton)	553,12	430,00
Gasóleo Preço Europa (EUR/kl)	1 084,04	964,17
Biodiesel (EUR/kl)	1 549,69	1 165,12
Custo médio do brent - Platts (EUR/bbl)	90,45	-
TTF, Natural Gas Netherlands (EUR/MWh)	121,10	47,38
taxa de câmbio (EUR/USD)	1,0536	1,0890
densidade ton = l	0,8453	

Os custos com gasóleo e gás natural são somados na rubrica de Outros Custos com Lubrificantes, onde se incluem os custos com os óleos. Estes últimos custos são os valores previstos pela empresa para os lubrificantes. O quadro infra evidencia estes valores.

<sup>113</sup> Title Transfer Facility, Natural Gas Netherlands.

Quadro 5-111 - Custos aceites com lubrificantes em 2024

	Custo médio unitário (EUR/kl)	Quantidades (kl)	Custo total anual (EUR)
Óleo	3 267,79	464,65	1 518 371

Na sequência da publicação da Lei 75-B/2020, de 31 de dezembro, o fuelóleo e o gasóleo consumidos nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, passaram desde 2021, a pagar uma parte dos custos com o imposto sobre os produtos petrolíferos (ISP) e com a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO<sub>2</sub>, começando em 2021 num valor correspondente a 25% e aumentando gradualmente até atingir os 100%, em 2025. Assim, para 2024, os custos previstos com a aquisição de fuelóleo e gasóleo nas Regiões Autónomas incluem os custos previstos com o imposto sobre os produtos petrolíferos (ISP) e com a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO<sub>2</sub>, que neste caso incide apenas sobre os combustíveis consumidos nas centrais não enquadradas pelo CELE.

#### PROPOSTA DE REVISÃO DO PARÂMETRO “CUSTOS DE TRANSPORTE E *HANDLING*” DO GÁS NATURAL

Os parâmetros de referência para o cálculo dos custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização dos combustíveis, previstos consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica, para o período de regulação que se iniciou em 2022, baseiam-se num estudo efetuado pela PwC em 2021, e constam do documento “Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025”, de dezembro de 2021, revistos pela Instrução n.º 9/2022, de 19 de outubro e pela Instrução n.º 3/2023, de agosto.

As dificuldades, comunicadas à ERSE, de contratação evidenciadas pela EEM quer ao nível do fuelóleo, quer ao nível do gás natural, tendo em conta as auscultações efetuadas ao mercado justificaram a reavaliação de alguns dos parâmetros fixados inicialmente, e que resultaram em alterações aos parâmetros, através das supramencionadas Instruções. Atendendo a que ainda persistem algumas dificuldades face às alterações ocorridas no passado recente, nos mercados das *commodities*, a ERSE apresentou na proposta de Tarifas para 2024, submetida a parecer do Conselho Tarifário a 16 de outubro uma alteração ao valor do parâmetro de “custos de transporte e *handling*” do gás natural, para 15,47 EUR/MWh, correspondendo à atualização para 2023 do valor constante dos parâmetros publicados para o período 2022-2025 (14,00 EUR/MWh), que foi calculado pela PwC no estudo efetuado em 2021, pressupondo que este era um valor real e não nominal. Essa atualização foi efetuada com o deflator do PIB (IPIB) dos anos de 2022 e 2023, 4,43% e 5,80%, respetivamente, considerando as estimativas do INE para 2022, de agosto de 2023, e da



Comissão Europeia para 2023<sup>114</sup>. Após a proposta tarifária, a ERSE reviu o valor do IPIB de 2023 para 6,8%, em linha com as previsões de outono da Comissão Europeia. Com esta atualização, o valor dos custos de “transporte e *handling*” previsto passa de 15,47 EUR/MWh para 15,61 EUR/MWh, sendo depois revisto após conhecido o valor do IPIB de 2023, considerado no cálculo dos ajustamentos de 2024 nos termos do RT em vigor. O novo valor resultante da atualização será aplicado a partir de 2024 e mantém-se fixo até ao final do período de regulação em curso, não tendo ainda sido incorporado no cálculo das previsões apresentadas nas Tarifas para 2024. Desta forma, pretende-se atingir uma melhor adequação entre o valor fixado nos parâmetros e os praticados no mercado das *commodities*, em particular para a aquisição de gás natural. Com esta revisão excecional, a ERSE encerra o processo de revisão de parâmetros associados ao mecanismo de aquisição de combustíveis no atual período de regulação, salvo a ocorrência de desvios significativos, para cima ou para baixo, face aos valores reais dos custos correspondentes, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

#### CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA ADQUIRIDA

A EEM adquire energia térmica à *Atlantic Islands Electricity* (AIE) e energia com origem em fontes renováveis a vários produtores independentes. Em 2022, a energia adquirida pela empresa à AIE representou cerca de 50% do total de energia adquirida.

O Quadro 5-112 apresenta o custo unitário da energia térmica adquirida em 2022, a estimativa para 2023 e a previsão para 2024. Perspetiva-se que em 2024 o custo unitário seja significativamente inferior ao custo unitário considerado em tarifas de 2023.

**Quadro 5-112 - Custo unitário da energia térmica adquirida à AIE**

	Unidade	2022 aceite	Tarifas 2023	2023 em 2023	Evolução anual %	Tarifas 2024	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário - adquirida térmica	EUR/MWh	194,5	226,7	159,6	-18%	153,5	-32,3%	-3,9%

<sup>114</sup> Constate do “Spring 2023 Economic Forecast, maio 2023”.

Relativamente ao custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores em regime especial (PRE), estima-se que este cresça em 2023 face ao ocorrido em 2022 mantendo-se ao mesmo nível em 2024, tal como mostra o Quadro 5-113.

**Quadro 5-113 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores em regime especial (PRE)**

	Unidade	2022 aceite	Tarifas 2023	2023 em 2023	Evolução anual %	Tarifas 2024	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário - adquirida PRE	EUR/MWh	127,8	138,5	135,6	6%	135,7	-2,0%	0,0%

Metade da energia elétrica adquirida pela EEM tem origem em fontes de energia renováveis, sendo a sua evolução independente dos preços dos combustíveis, ao contrário da energia produzida pelas centrais térmicas da EEM e da energia adquirida à AIE com recurso a combustíveis fósseis.

Apesar dos custos com a energia elétrica adquirida à PRE serem custos totais, que incorporam os custos de investimentos, estes custos são inferiores aos custos variáveis das centrais termoelétricas da EEM. Assim, em 2022, o custo variável unitário das centrais da EDA aceite no ajustamento (Quadro 5-105) foi superior ao custo unitário da energia elétrica adquirido à PRE (Quadro 5-113).

#### CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A metodologia de regulação dos custos de exploração na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema tem por base um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

O Quadro 5-114 apresenta a desagregação dos custos de exploração da EEM previsto nas tarifas 2023 e nas tarifas 2024.

Quadro 5-114 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		Tarifas 2023 (Dez2022)	Tarifas 2023 (Jun 2023)	Tarifas 2024	Variação (%)
		(1)	(1')	(2)	(3) = [(2) - ((1) + (1') / 2)] / [(1) + (1') / 2]
<b>a</b>	<b>Custos de exploração sujeitos a eficiência</b>	13 077	13 077	13 770	<b>5,3%</b>
<b>b</b>	<b>Custos com a operação e manutenção de equipamentos</b>	4 836	4 836	5 395	<b>11,6%</b>
<b>c = 1 + 2</b>	<b>Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo com fuelóleo, gasóleo e gás natural aceites pela ERSE:</b>	<b>785</b>	<b>785</b>	<b>1 518</b>	<b>93,4%</b>
1	Óleos	785	785	1 518	
2	Biogás	0	0	0	
<b>d</b>	<b>Custos com o CO2 aceite pela ERSE</b>	30 134	34 034	31 677	<b>-1,3%</b>
<b>e = a+b+c+d</b>	<b>Custos de exploração aceites</b>	<b>48 832</b>	<b>52 731</b>	<b>52 360</b>	<b>3,1%</b>

Os valores apresentados referem-se aos custos sujeitos à aplicação de metas de eficiência (linha a) e aos custos não sujeitos a metas de eficiência (linhas b+c+d) onde se incluem os custos com operação e manutenção de equipamentos, óleos e custos com a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub>. Não se apresentam os custos com os combustíveis que estão sujeitos à aplicação de um mecanismo de custos de referência e são objeto de análise à parte.

Refira-se que os custos incorridos pela EEM com operação e manutenção dos equipamentos produtivos não são sujeitos a metas de eficiência, uma vez que estes não são considerados como controláveis por serem voláteis e, portanto, foram excluídos da base de custos.

#### OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - LICENÇAS DE CO<sub>2</sub>

Com o fim do período 2008-2012 do Comércio Europeu de Licenças de Emissão, deixou de existir atribuição gratuita de licenças ao setor electroprodutor, pelo que os custos incorridos pela EEM com aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> passam a ser elegíveis para cálculo dos proveitos permitidos.

A partir de 2016, a EEM passou igualmente a centralizar a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub> necessárias para cobrir as emissões da central térmica do Caniçal, na medida em que a AIE<sup>115</sup> delegou na EEM o direito ao ressarcimento dos custos assumidos com a aquisição de licenças do CO<sub>2</sub> junto do Sistema Elétrico Nacional.

<sup>115</sup> Atlantic Island Electricity

Deste modo, o valor total das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> das centrais da EEM e da AIE são aceites tendo por base as quantidades de licenças previstas utilizar e o preço previsto pela ERSE para a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub> em 2024.

#### **CUSTOS COM TARIFA SOCIAL**

A tarifa social tem o enquadramento legal descrito no ponto 5.4.1.1.5, sendo que para o ano de 2024 foi estabelecido um desconto de 33,8%, nos termos do Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro, sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis.

Os montantes referentes à tarifa social previstos descontar pela EEM em 2024 (3 411 milhares de euros) e os ajustamentos dos montantes descontados em 2022 e 2023 face aos valores transferidos pelo operador da rede de transporte são apresentados nos correspondentes quadros deste capítulo.

A informação relativa ao financiamento dos custos com a tarifa social e à sua repartição por centros electroprodutores é apresentada no Anexo I.

#### **5.8.1.2 AJUSTAMENTOS**

O ajustamento da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) foi calculado ao abrigo do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021.

O Quadro 5-115 apresenta as variáveis para o cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de AGS relativos ao ano de 2022, a repercutir em 2024. São igualmente apresentados nas secções seguintes os parâmetros usados para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2022.

O desvio em 2022 entre o previsto e o ocorrido é explicado pelo grande acréscimo ao nível dos custos com combustíveis e dos custos com a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub>. Em sentido contrário, registou-se uma diminuição dos custos com o capital, através da diminuição das amortizações, do ativo médio líquido apesar de se ter verificado um ligeiro aumento da taxa de remuneração do capital. Esta conjugação de fatores originou um desvio negativo, ou seja, um ajustamento a receber pela empresa.

Quadro 5-115 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2022	Tarifas	Diferença
		10 <sup>9</sup> EUR	2022	2022 - Tarifas
			10 <sup>9</sup> EUR	2022
				%
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema [(a) + (b) x (c) + (d)]</b>	<b>16 751</b>	<b>18 247</b>	<b>-8,2%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	12 247	13 647	
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	120 184	131 823	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	4,75%	4,40%	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 200	-1 200	
<b>2</b>	<b>Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM</b>	<b>41 067</b>	<b>26 921</b>	<b>52,5%</b>
<b>3</b>	<b>Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM</b>	<b>27 545</b>	<b>28 055</b>	<b>-1,8%</b>
<b>4</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE [(e) + (f)]</b>	<b>16 996</b>	<b>17 223</b>	<b>-1,3%</b>
e	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE	13 079	13 079	
f	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	3 917	4 144	
<b>5</b>	<b>Custos de aquisição de combustíveis, lubrificantes e licenças de CO2 da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE [(g) + (h) + (i)]</b>	<b>116 400</b>	<b>59 682</b>	<b>95,0%</b>
g	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	43 653	21 345	104,5%
h	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	40 300	17 547	129,7%
i	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	32 447	20 789	56,1%
j	Ajustamento extraordinário relativo a anos anteriores a t-2	0	0	-
k	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	314	314	0,0%
<b>6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 - j - k</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>218 445</b>	<b>149 813</b>	<b>45,8%</b>
<b>7</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente</b>	<b>110 951</b>		
8 = 7 - 6	Diferença entre Proveitos recuperados e Proveitos permitidos	-107 494		
9	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS	46 572		
10	Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM	0		
11	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	-2 315		
12	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	1,600%		
13	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	4,378%		
<b>14 = [ 8 + 9 + 10 + 11 ] * [ 1+(12)/100 ] *</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2</b>	<b>-67 061</b>		
15	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1, acrescido de juros	-449		
<b>16 = 14 + 15</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2</b>	<b>-67 510</b>		

Notas: Face à publicação de tarifas extraordinárias em 2022, o valor apresentado na linha 9, referente à compensação relativa ao sobrecusto da AGS corresponde à média dos valores publicados para 2022 nas tarifas de dezembro de 2021 e do valor publicado em junho de 2022 para tarifas de 2022, conforme apresentado no Quadro 5-140.

Ajustamentos com sinal negativo (-) são valores a receber pela empresa. Ajustamentos com sinal positivo (+) são valores a devolver pela empresa.

CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA À AIE

No Quadro 5-116 analisa-se a aquisição de energia termoelétrica efetuada à AIE em termos de quantidades, de custo e respetivo preço médio. O maior valor do custo total da aquisição de energia elétrica face ao previsto resulta do acréscimo do preço médio de aquisição de energia de origem térmica, comparativamente aos valores de tarifas para 2022, devido ao aumento do custo dos combustíveis.

**Quadro 5-116 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM**

	2022	Tarifas 2022	Desvio (2022-Tarifas 2022)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Térmica (MWh)	211 110	192 000	19 110	10,0%
Preço Médio (EUR/MWh)	194,5	140,2	54,3	38,7%
<b>Custo Total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>41 067</b>	<b>26 921</b>	<b>14 147</b>	<b>52,5%</b>

**CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL (PRE)**

O Quadro 5-117 apresenta os custos permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores em regime especial (PRE) do sistema público da RAM, comparando os valores verificados em 2022 com os previstos nas tarifas para 2022.

**Quadro 5-117 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores em regime especial (PRE)**

	2022	Tarifas 2022	Desvio (2022-Tarifas 2022)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica à PRE (MWh)	215 524	236 170	-20 646	-8,7%
Preço Médio (EUR/MWh)	127,8	118,8	9,0	7,6%
<b>Custo Total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>27 545</b>	<b>28 055</b>	<b>-510</b>	<b>-1,8%</b>

O preço médio de aquisição à PRE foi superior ao previsto, ao contrário da quantidade de energia adquirida a este nível que foi inferior ao previsto em tarifas de 2022. Os dois efeitos resultaram num custo anual de energia adquirida à PRE inferior ao valor previsto em tarifas de 2022

No Quadro 5-118 é analisada a aquisição de energia elétrica à PRE, desagregando-a por tipo de produção, comparando os valores verificados em 2022 com os valores das tarifas para 2022.

Quadro 5-118 - Aquisição de Energia Elétrica à PRE

	2022					Tarifas 2022					Variação 2022/Tarifas 2022		
	MWh			10 <sup>3</sup> EUR	EUR/MWh	MWh			10 <sup>3</sup> EUR	EUR/MWh	MWh	10 <sup>3</sup> EUR	EUR/MWh
	Madeira	Porto Santo	EEM			Madeira	Porto Santo	EEM					
Total de aquisições PRE	211 070	4 454	215 524	27 545	127,8	229 346	6 825	236 170	28 045	118,8	-8,7%	-1,8%	7,6%
Térmica													
Fuel													
Gasóleo													
Hídrica	4 559	0	4 559	562	123,2	4 216	0	4 216	486	115,4	8,1%	15,5%	6,8%
Eólica	135 579	825	136 404	12 099	88,7	147 231	2 320	149 551	12 895	86,2	-8,8%	-6,2%	2,9%
Geotérmica													
Outros	70 933	3 628	74 561	14 884	199,6	77 899	4 505	82 403	14 664	178,0	-9,5%	1,5%	12,2%
RSU	41 766	0	41 766	4 042	96,8	40 838	0	40 838	3 706	90,8	2,3%	9,1%	6,6%
Fotovoltaica	23 643	3 223	26 865	9 860	367,0	32 024	4 046	36 070	10 003	277,3	-25,5%	-1,4%	32,3%
Microprodução	4 364	405	4 769	824	172,8	4 785	451	5 237	955	182,4	-8,9%	-13,7%	-5,3%
Outros	1 160	1	1 161	159	136,7	251	7	258	0	0,0	350,2%	-	-

CUSTOS COM OS COMBUSTÍVEIS

Os custos com a aquisição de combustíveis têm assumido um peso importante nos custos totais de produção de energia elétrica da EEM.

O Quadro 5-119 permite comparar os custos com os combustíveis consumidos previstos e verificados, bem como os valores aceites pela ERSE.

Quadro 5-119 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2022 previstos e ocorridos

	Custo total (10 <sup>3</sup> EUR)					
	Aceite ERSE	Previsto tarifas	Verificado	Variação		
	(1)	(2)	(3)	[(1) - (3)] / (3)	[(1) - (2)] / (2)	[(3) - (2)] / (2)
Fuelóleo	43 653	21 345	42 482	2,8%	104,5%	99,0%
Gasóleo	2 728	1 388	2 544	7,2%	96,5%	83,2%
Óleo + Amónia + Biofuel	1 214	644	1 214	0,0%	88,5%	88,5%
Gás Natural	36 358	15 515	37 885	-4,0%	134,3%	144,2%
<b>Total</b>	<b>83 953</b>	<b>38 892</b>	<b>84 124</b>	<b>-0,2%</b>	<b>115,9%</b>	<b>116,3%</b>

Observa-se que, em 2022, os custos com os combustíveis aceites pela ERSE foram inferiores aos verificados. A aplicação do mecanismo de custos eficientes ao nível do fuelóleo e do gasóleo adquiridos pela EEM resulta num custo superior ao valor real suportado pela empresa, enquanto ao nível do gás natural o valor aceite é inferior ao custo verificado.

CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE FUELÓLEO, GASÓLEO E GÁS NATURAL NA RAM

O Quadro 5-120 apresenta os valores com fuelóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2022.

Quadro 5-120 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2022

	Custo Unitário (preço FOB + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2022 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2022 EUR	Custo real EUR	Custos não aceites EUR
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (1) * (2) + (3) + (4)	(6)	(7) = (5) - (6)
<b>Madeira</b>	709,044	54 017		111 471	38 412 201	37 211 549	1 200 652
<b>Porto Santo</b>	705,958	7 424	0		5 240 824	5 270 337	-29 513
		<b>61 441</b>	<b>0</b>	<b>111 471</b>	<b>43 653 024</b>	<b>42 481 886</b>	<b>1 171 138</b>

O Quadro 5-121 apresenta os valores com gasóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2022.

Quadro 5-121 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2022

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l	Consumo 2022 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2022 EUR	Custo real EUR	Diferencial de custo EUR
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) * (2) + (3)	(5)	(6) = (4) - (5)
<b>Madeira</b>	1,164	1 219 743	0	1 419 872	1 229 253	190 619
<b>Porto Santo</b>	1,164	1 123 764	0	1 308 146	1 314 608	-6 462
		<b>2 343 507</b>	<b>0</b>	<b>2 728 018</b>	<b>2 543 860</b>	<b>184 158</b>

O Quadro 5-122 apresenta os valores com gás natural aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2022.

Quadro 5-122 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2022

	Custo unitário EUR/MWh térmico	Consumo 2022 (t/kl / MWh térmico)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2022 EUR	Custo real EUR/MWh térmico	Diferencial de custo EUR
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) * (2) + (3)	(5)	(6) = (4) - (5)
<b>Madeira</b>	104,75	341 763	559 456	36 358 254	37 884 528	-1 526 274



## LICENÇAS DE CO<sub>2</sub>

Conforme referido no capítulo 5.7.1.2, no âmbito do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), as licenças de emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) representam um custo variável de produção e constituem um ativo que as centrais passaram a deter a partir de 2008. A ERSE definiu na Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, um à gestão eficiente das licenças de emissão CO<sub>2</sub> pelas empresas reguladas das RA. Com a entrada em vigor da Diretiva n.º 2/2021, a 19 de janeiro, que estabeleceu o Incentivo para a gestão otimizada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados, a Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, foi revogada na sua totalidade. Após a fase de adaptação do novo contexto do CELE foi publicada a Diretiva n.º 29/2022, de 22 de dezembro, com vista à especificação de um novo regime de gestão eficiente das aquisições de licenças de CO<sub>2</sub> por parte da EDA e da EEM e à definição dos consequentes incentivos a aplicar na gestão dos custos associados às emissões de CO<sub>2</sub>. Nesta Diretiva ficou igualmente definido que os incentivos só têm aplicação a partir de janeiro de 2023. Desta forma, para 2022 não se aplica qualquer incentivo.

## AJUSTAMENTO RESULTANTE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NACIONAL

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira, calculado ao abrigo do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, resulta da diferença entre os proveitos obtidos pela EEM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a clientes da RAM e os proveitos obtidos por aplicação aos clientes finais da RAM das tarifas do Continente adicionados do custo com a convergência tarifária da RAM não incorporado na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM. No Quadro 5-123 apresenta-se o cálculo do ajustamento resultante da convergência tarifária na RAM referente a 2022.

**Quadro 5-123 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2022</b>
1	Proveitos obtidos pela EEM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos fornecimentos a clientes finais da RAM	139 127
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	110 951
3	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.	25 707
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAM das tarifas de Comercialização	4 783
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAM	0
<b>6=1-2-3-4-5</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAM</b>	<b>-2 315</b>

AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O quadro infra apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

Quadro 5-124 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

	2022 (1)	Tarifas 2022 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	11 895	33 443	-64,4%
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	535 264	543 353	
Investimento Direto	1 319	23 502	
Transferências para Exploração	3 244	9 681	
Reclassificações, alienações e abates	-3	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>539 824</b>	<b>576 536</b>	<b>-6,4%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	364 593	365 800	
Amortizações do Exercício	14 353	17 567	
Regularizações	-3	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>378 943</b>	<b>383 367</b>	<b>-1,2%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	45 431	46 760	
Comparticipações do ano	2 428	17 475	
Amortização do ano	2 106	3 920	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>45 753</b>	<b>60 315</b>	<b>-24,1%</b>
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2021 (7) = (1) - (3) - (5)	125 240	130 793	-4,2%
Valor de 2022 (8) = (2) - (4) - (6)	115 128	132 853	-13,3%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>120 184</b>	<b>131 823</b>	<b>-8,8%</b>

O desvio verificado entre o valor final dos ativos, previsto e real de 2022, decorreu essencialmente do menor valor de ativo transitado do ano de 2021, face a alguns atrasos ocorridos na realização de investimentos devido aos constrangimentos provocados pela situação pandémica associada ao COVID-19, bem como a menor transferência de imobilizados para exploração.

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 6 do artigo 143.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro, o ajustamento definitivo aos proveitos da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, por aplicação da tarifa social,

é dado pela diferença entre os montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2022 e o desconto efetivamente concedido pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM em 2022, de acordo com a análise apresentada no quadro seguinte.

#### Quadro 5-125 - Ajustamento da tarifa social

		10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2022</b>
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2 (fix:	3 289
A'	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2 (fix:	3 300
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-	3 162
$C = ((A + A') / 2) - B$	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-2, por aplicação da tarifa social	133
D	Valor estimado para o ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t-1, por aplicação da tarifa social atualizado para t	-54
$i_{t-2}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	1,600%
$i_{t-1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	4,378%
$E = C \times (1 + i_{t-2}) \times (1 + i_{t-1}) - [D \times (1 + i_{t-1})]$	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-2, por aplicação da tarifa social	194

#### 5.8.1.2.1 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS

#### CAPEX

Os proveitos permitidos de 2024 incluem, também, um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2023, que conforme previsto no artigo 156.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, é determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2023. O valor total a devolver ao sistema decorre do efeito conjugado de decréscimo ao nível do valor médio dos ativos fixos e das respetivas amortizações, e do acréscimo verificado na taxa de remuneração. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2024 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-126.

Quadro 5-126 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

Unid: 10<sup>3</sup> EUR

AGS		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2023	2023 em 2023	Tarifas 2024
1	Amortização dos ativos fixos	13 955	12 357	
2	Valor médio dos ativos fixos	126 885	116 381	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	4,75%	5,27%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à AGS	19 978	18 493	
B= A (2023 em 2023) - A (Tarifas 2023)	Ajustamento sem juros			-1 485
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			4,378%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-1 550

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 143.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento provisório é dado pela diferença entre os montantes estimados a transferir pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2023 e o desconto estimado conceder pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM em 2023 de acordo com a análise apresentada no quadro seguinte.

Quadro 5-127 - Ajustamento provisório da tarifa social

10<sup>3</sup> EUR

			2023
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1 (fixado em Dez2022)		3 530
A'	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1 (fixado em Jul2023)		3 431
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-1		3 351
C = ((A + A') / 2) - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-1, por aplicação da tarifa social		129
$i_{t-1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		4,378%
D = (1 + $i_{t-1}$ ) x C	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-1, por aplicação da tarifa social		135

5.8.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para o período de regulação 2022-2025 não se alterou a metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos

no OPEX, através da revisão da base de custos sujeita a metas de eficiência, bem como da definição de metas de eficiência mais adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Distribuição de Energia Elétrica encontra-se no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», de dezembro de 2021.

#### 5.8.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor dos proveitos permitidos à empresa responsável pela rede elétrica na RAM, na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, é dado pela expressão contida no n.º 1 do artigo 139.º do Regulamento Tarifário em vigor. O quadro infra apresenta os valores considerados no cálculo dos proveitos permitidos para 2024, comparando-os com os considerados nas tarifas para 2023.

Quadro 5-128 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2023	Tarifas 2024	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]</b>	<b>14 395</b>	<b>14 325</b>	<b>-0,5%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	9 212	9 153	
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	102 517	97 570	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,05%	5,57%	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	10	-265	
<b>2</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(e) + (f) * (g) + (h) * (i)]</b>	<b>5 016</b>	<b>5 322</b>	<b>6,1%</b>
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 485	2 604	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 531	2 718	
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/kWh)	0,00569	0,00596	
g	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	218 637	229 146	
h	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	3,80035	3,98277	
i	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	339	339	
<b>3</b>	Rendas de concessão dos municípios em MT	0	0	-
<b>4</b>	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	861	-188	-
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>18 551</b>	<b>19 835</b>	<b>6,9%</b>
<b>6</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(j) + (k) x (l) + (m)]</b>	<b>11 113</b>	<b>12 638</b>	<b>13,7%</b>
j	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 562	8 515	
k	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	58 443	62 270	
l	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,05%	5,57%	
m	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	603	653	
<b>7</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(n) + (o) * (p) + (q) * (r)]</b>	<b>11 839</b>	<b>12 473</b>	<b>5,4%</b>
n	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	5 804	6 082	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 035	6 391	
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/kWh)	0,00504	0,00529	
p	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	614 329	618 518	
q	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,02052	0,02151	
r	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	143 090	145 115	
<b>8</b>	Rendas de concessão dos municípios em BT	8 046	8 448	5,0%
<b>9</b>	Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	-
<b>10</b>	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	408	562	37,8%
<b>11 = 6 + 7 + 8 + 9 - 10</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>30 591</b>	<b>32 997</b>	<b>7,9%</b>
<b>12 = 5 + 11</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>49 142</b>	<b>52 831</b>	<b>7,5%</b>
13	Energia Distribuída (MWh)	832 966	847 664	1,8%
<b>14 = (12 + 4 + 10) / 13 * 1000</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)</b>	<b>60,5</b>	<b>62,8</b>	<b>3,7%</b>

A análise do quadro evidencia um acréscimo do nível dos proveitos permitidos em 2024 face aos valores aceites nas tarifas para 2023.

Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos unitários para igual período apresenta também um aumento. Esta evolução deve-se essencialmente aos acréscimos verificados ao nível da taxa de remuneração do ativo líquido, com impacte ao nível do custo com capital, e do deflator do PIB (IPIB), com impacte nos parâmetros de cálculo dos custos de OPEX. O detalhe dos valores que constituem a base de custos do OPEX poderá ser consultado no documento de «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», de dezembro de 2021.

Com a publicação do Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto<sup>116</sup>, a atividade de distribuição de energia elétrica passou ainda a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, determina que a integração nas infraestruturas das redes inteligentes deve ocorrer até ao final de 2024 para a totalidade dos clientes finais. Este novo enquadramento legal levou a ERSE a revogar o Regulamento n.º 610/2019 e publicar o Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho, relativo aos Serviços das Redes Inteligentes. Os parâmetros adotados para este incentivo para o atual período regulatório são apresentados no documento «Parâmetros de Regulação para o período 2022-2025», de dezembro de 2021.

Outra componente de custo que apresenta uma subida são as rendas de concessão dos municípios cuja evolução está parcialmente indexada à variação do IPC. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 6.3.

#### 5.8.2.2 AJUSTAMENTOS

O ajustamento da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) é calculado de acordo com o n.º 5 do artigo 144.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021

No Quadro 5-129 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2022, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2022, por nível de tensão.

---

<sup>116</sup> <https://www.erse.pt/ebooks/regulamentos-manuais-guias/eletricidade/regulamento-dos-servicos-das-redes-inteligentes-de-distribuicao-de-energia-eletrica/>

Em MT o custo com capital foi menor do que o previsto em tarifas de 2021, enquanto em BT verificou-se o inverso. No que diz respeito aos custos de exploração, os valores apresentaram praticamente o mesmo nível da previsão, tanto ao nível da MT como em BT. O valor apurado do ajustamento é um montante a devolver pela empresa.

**Quadro 5-129 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica**

		2022	Tarifas 2022	Diferença 2022 - Tarifas 2022
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]</b>	<b>12 785</b>	<b>13 083</b>	<b>-2,3%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos compartilhados	8 785	9 139	
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	97 476	103 481	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,05%	4,70%	
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-919	-919	
<b>2</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e) * (f) + (g) * (h)]</b>	<b>5 082</b>	<b>4 996</b>	<b>1,7%</b>
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 498	2 498	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 584	2 498	3,4%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por kWh	0,00572	0,00572	
f	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	227 344	218 386	
g	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	3,82009	3,82009	
h	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	336	327	
3	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	-
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-268	-268	0,0%
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>18 135</b>	<b>18 348</b>	<b>-1,2%</b>
<b>6</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT</b>	<b>2 380</b>		
7	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	15 568		
8	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de DEE, em MT	0		
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	1,600%		
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	4,378%		
<b>11 = (6 - 5 + 7 + 8) * [1+(9)/100] * [1+(10)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT</b>	<b>-199</b>		
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	11		
<b>13 = 11 + 12</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT</b>	<b>-188</b>		



Quadro 5-130 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (cont.)

		2022	Tarifas 2022	Diferença 2022 - Tarifas 2022
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
<b>14</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(I) + (J) x (k) + (I')]</b>	<b>10 014</b>	<b>9 441</b>	<b>6,1%</b>
i	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 342	6 975	
j	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	54 382	53 978	
k	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,05%	4,70%	
i'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-72	-72	
<b>15</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(l) + (m) * (n) + (o) * (p)]</b>	<b>11 857</b>	<b>11 667</b>	<b>1,6%</b>
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	5 834	5 834	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 023	5 833	3,3%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por kWh	0,00507	0,00507	
n	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	602 940	575 138	
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,02063	0,02063	
p	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	143 795	141 414	
16	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	6 963	6 933	0,4%
17	Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	59	0	-
18	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	275	275	0,0%
<b>19 = 14 + 15 + 16 + 17 - 18</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>28 618</b>	<b>27 766</b>	<b>3,1%</b>
<b>20</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT</b>	<b>23 328</b>		
21	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	5 228		
22	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de DEE, em BT	0		
23	Montante anual do incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT	0		
24	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	1,600%		
25	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	4,378%		
<b>26 = (20 - 19 + 21 + 22-23) * [1+(24)/100] * [1+(25)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT</b>	<b>-67</b>		
27	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	629		
<b>28 = 26 + 27</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT</b>	<b>562</b>		
<b>29 = 13 + 28</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2</b>	<b>374</b>		

Nota: Ajustamentos com sinal negativo (-) são valores a receber pela empresa. Ajustamentos com sinal positivo (+) são valores a devolver pela empresa.

Conforme referido anteriormente o ajustamento de 2022 contempla um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). Neste sentido, para efeitos do cálculo tarifário de 2024 foi considerado o valor desse incentivo<sup>117</sup> ao nível do ajustamento de 2022.

#### ENERGIA ENTREGUE PELA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 5-130 apresenta os valores de energia prevista entregar em MT e em BT, considerada no cálculo de tarifas para 2022 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT.

Quadro 5-130 - Energia entregue pelas redes de distribuição

Unidade: MWh

	2022	Tarifas 2022	Desvio (2022-Tarifas 2022)	
			Valor	%
Fornecimentos MT	227 344	218 386	8 959	4,1%
Fornecimentos BT	602 940	575 138	27 802	4,8%
<b>Total</b>	<b>830 284</b>	<b>793 524</b>	<b>36 761</b>	<b>4,6%</b>

#### AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 5-131 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

<sup>117</sup> Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência.

Quadro 5-131 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2022 (1)	Tarifas 2022 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	15 198	29 383	-48,3%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	465 416	474 048	
Investimento Directo	10 518	19 511	
Transferências para Exploração	5 490	1 479	
Reclassificações, alienações e abates	-7	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>481 417</b>	<b>495 037</b>	<b>-2,8%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	304 785	305 485	
Amortizações do Exercício	16 900	17 459	
Regularizações	-7	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>321 678</b>	<b>322 945</b>	<b>-0,4%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	8 714	11 392	
Comparticipações do ano	0	4 300	
Amortização do ano	773	1 345	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>7 941</b>	<b>14 346</b>	<b>-44,6%</b>
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2015 (7) = (1) - (3) - (5)	151 917	157 171	-3,3%
Valor de 2016 (8) = (2) - (4) - (6)	151 798	157 746	-3,8%
<b>Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>151 858</b>	<b>157 459</b>	<b>-3,6%</b>

Conforme se verifica pelo quadro anterior, o investimento realizado em 2022 na atividade de distribuição foi inferior ao previsto em tarifas, dando continuidade à tendência verificada nos anos anteriores, onde o valor previsto para o investimento na atividade de distribuição foi superior ao valor realizado.

**ATIVOS TRANSFERIDOS PARA EXPLORAÇÃO E RESPECTIVA CONSIDERAÇÃO PARA EFEITOS DA BASE DE ATIVOS REGULADA**

Em cumprimento do Artigo 25.º do RARI, a EEM enviou à ERSE a sua proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte e Distribuição em AT e MT da RAM (PDIRTD RAM 2021), para o período 2022-2024, tendo o mesmo sido, pela primeira vez, submetido a consulta pública.

Com base nos contributos recebidos em sede de consulta pública, a ERSE elaborou o seu Parecer à proposta de PDIRTD-RAM 2021, onde incluiu um conjunto de recomendações, nomeadamente, no que diz respeito: i) ao nível de investimento a realizar; ii) ao período de abrangência do plano (recomendando a compatibilização do mesmo com o atual período de regulação 2022-2025) e iii) ao nível de detalhe de informação sobre os projetos propostos.

No seguimento das recomendações da ERSE, a EEM reviu em baixa o investimento proposto inicialmente, tendo enviada à ERSE uma versão atualizada do Plano. Nesta versão, o montante total previsto realizar em 2022 totaliza agora cerca de 5,9 milhões de euros.

Com base na informação submetida à ERSE pela empresa ao abrigo do atual Artigo 201.º do Regulamento Tarifário, nomeadamente na Norma n.º 7 das contas reguladas da empresa contendo dados reais de 2022, conclui-se que em 2022 entraram em exploração projetos num total de aproximadamente 5,3 milhões de euros de investimento, a custos totais, nas suas redes de transporte e distribuição em AT e MT, valor este que se considera estar em linha com o proposto na versão atualizada do PDIRTD-RAM 2021.

Importa referir que, embora se aceite o total do investimento entrado em exploração, não existe ainda uma versão de PDIRTD-RAM 2021 aprovada, pelo que o montante em causa e respetivos projetos, apesar de em linha com a proposta atualizada, necessitam de ser confrontados com o PDIRTD-RAM que vier a ser aprovado oficialmente pela DRETT, de acordo com o previsto no Artigo 36.º do Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M.

#### 5.8.2.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

### CAPEX

Os proveitos permitidos de 2024 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2023, que conforme previsto no artigo 156.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, é determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2023. O valor total a receber pela empresa decorre do acréscimo da taxa de remuneração, que compensou o efeito de decréscimo dos ativos em MT e em BT. Assim, o cálculo do valor incluído nas tarifas de 2024 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-132.

Quadro 5-132 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

DEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2023	2023 em 2023	Tarifas 2024
<b>MT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	9 212	8 807	
2	Valor médio dos ativos fixos	102 517	95 541	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,05%	5,57%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	14 385	14 131	
B=A (2023 em 2023) - A (Tarifas 2023)	Ajustamento sem juros			-254
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			4,378%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-265
<b>BT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	7 562	7 899	
2	Valor médio dos ativos fixos	58 443	58 091	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,05%	5,57%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	10 511	11 136	
B=A (2023 em 2023) - A (Tarifas 2023)	Ajustamento sem juros			625
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			4,378%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			653

### 5.8.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para o período de regulação iniciado em 2022 não se alteraram as metodologias de definição dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas eficiência mais adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», de dezembro de 2021.

#### 5.8.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor dos proveitos permitidos à empresa responsável pela rede elétrica na RAM na atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do artigo 140º do Regulamento Tarifário em vigor.

O quadro infra apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2024, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2023.

Quadro 5-133 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2023	Tarifas 2024	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]</b>	<b>70</b>	<b>100</b>	<b>43,1%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	54	65	
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	257	347	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,05%	5,57%	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	3	15	
<b>2</b>	<b>Custos de exploração afectos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(e) + (f) * (g)]</b>	<b>467</b>	<b>488</b>	<b>4,4%</b>
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	230	240	4,3%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	238	248	4,5%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,70176	0,73193	
g	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	339	339	
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	-
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	85	-76	-
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos permitidos em MT</b>	<b>452</b>	<b>663</b>	<b>46,7%</b>
<b>6</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(h) + (i) x (j) + (k)]</b>	<b>630</b>	<b>901</b>	<b>43,1%</b>
h	Amortizações do ativo afecto fixo à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	485	589	
i	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 310	3 124	
j	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,05%	5,57%	
k	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	28	138	400,7%
<b>7</b>	<b>Custos de exploração afectos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(l) + (m) * (n)]</b>	<b>4 162</b>	<b>4 371</b>	<b>5,0%</b>
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 069	2 158	4,3%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 093	2 214	5,8%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,01463	0,01526	
n	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	143 090	145 115	
8	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	-1	-1	5,8%
9	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	55	-65	-
<b>10 = 6 + 7 + 8 - 9</b>	<b>Proveitos permitidos em BT</b>	<b>4 735</b>	<b>5 337</b>	<b>12,7%</b>
<b>11 = 5 + 10</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>5 188</b>	<b>6 000</b>	<b>15,7%</b>
<b>12 = (11 + 4 + 9) / (g + n)</b>	<b>Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/cliente)</b>	<b>37,1</b>	<b>40,3</b>	<b>8,4%</b>

Pela análise do quadro verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2024 apresenta um acréscimo face aos valores aceites nas tarifas para 2023.

Registe-se que a grande maioria dos proveitos permitidos diz respeito aos custos de exploração.

#### 5.8.3.2 AJUSTAMENTOS

O ajustamento da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é calculado de acordo com o n.º 5 do artigo 45º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021.

O Quadro 5-134 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2022, apurado por nível de tensão.

Verifica-se na atividade de comercialização, que o ajustamento de t-2 é um valor a receber pela empresa como resultado de um nível de proveitos permitidos superiores aos valores previstos em tarifas de 2022.

Quadro 5-134 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		2022	Tarifas 2022	Diferença
		10 <sup>9</sup> EUR	10 <sup>9</sup> EUR	2022 - Tarifas 2022 %
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]</b>	<b>68</b>	<b>61</b>	<b>11,2%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	55	49	
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	251	243	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,05%	4,70%	
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	0	0	
<b>2</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e)* (f)]</b>	<b>470</b>	<b>464</b>	<b>1,4%</b>
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	232	232	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	238	232	2,7%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	0,70896	0,70896	
f	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	336	327	
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	-
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-13	-13	0,0%
<b>5 = 1+2+3-4</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>551</b>	<b>538</b>	<b>2,5%</b>
<b>6</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT</b>	<b>270</b>		
7	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT			
		207		
8	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de CEE, em MT		0	
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread		1,600%	
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		4,378%	
<b>11 = (6 - 5 + 7 + 8)* [1+(9)/100]*[1+(10)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>-79</b>		
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	3		
<b>13 = 11 + 12</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>-76</b>		
<b>14</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(g) + (h) x (i) + (g')]</b>	<b>610</b>	<b>549</b>	<b>11,2%</b>
g	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	496	445	
h	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 257	2 185	
i	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,05%	4,70%	
g'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	1	1	
<b>15</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(j) + (k)* (l)]</b>	<b>4 215</b>	<b>4 180</b>	<b>0,8%</b>
j	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 090	2 090	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	2 125	2 090	1,7%
k	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,014777	0,014777	
l	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	143 795	141 414	
16	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	-1	1	-
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-25	-25	0,0%
<b>18</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>4 849</b>	<b>4 754</b>	<b>2,0%</b>
<b>19</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT</b>	<b>4 513</b>		
20	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT			
		248		
21	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de CEE, em BT		0	
22	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread		1,600%	
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		4,378%	
<b>24 = (19 - 18 + 20 + 21)* [1+(22)/100]*[1+(23)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>-94</b>		
25	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	29		
<b>26 = 24 + 25</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>-65</b>		
<b>27 = 13 + 26</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE, relativo ao ano de t-2</b>	<b>-141</b>		

Nota: Ajustamentos com sinal negativo (-) são valores a receber pela empresa. Ajustamentos com sinal positivo (+) são valores a devolver pela empresa.



## NÚMERO MÉDIO DE CLIENTES

O Quadro 5-135 apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2022 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 5-135 - Número médio de clientes

	2022	Tarifas 2022	Desvio (2022-Tarifas 2022)	
			Valor	%
Clientes MT	336	327	9	2,7%
Clientes BT	143 795	141 414	2 381	1,7%
<b>TOTAL</b>	<b>144 131</b>	<b>141 741</b>	<b>2 389</b>	<b>1,7%</b>

### 5.8.3.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

## CAPEX

Os proveitos permitidos de 2024 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2023, que conforme previsto no artigo 156.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, é determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2023. O valor total a receber pela empresa decorre do acréscimo da taxa de remuneração, bem como do acréscimo verificado no valor médio dos ativos fixos e das amortizações do exercício. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2024 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-136.

Quadro 5-136 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Unid: 10<sup>3</sup> EUR

CEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2023	2023 em 2023	Tarifas 2024
<b>MT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	54	64	
2	Valor médio dos ativos fixos	257	311	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,05%	5,57%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	67	82	
B=A (2023 em 2023) - A (Tarifas 2023)	Ajustamento sem juros			15
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			4,378%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			15
<b>BT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	485	578	
2	Valor médio dos ativos fixos	2 310	2 800	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,05%	5,57%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	602	734	
B=A (2023 em 2023) - A (Tarifas 2023)	Ajustamento sem juros			132
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			4,378%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			138

#### 5.8.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da empresa responsável pela rede elétrica na RAM para 2024 é apresentado no Quadro 5-137. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2023 em dezembro de 2022 e as tarifas para 2023 resultantes da revisão extraordinária publicada em junho de 2023.

Quadro 5-137 - Proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2023 (Dez2022)	Tarifas2023 (Jul 2023)	Tarifas 2024	Variação (%)
	(1)	(1')	(2)	(3) = [(2) - ((1) + (1') / 2)] / [(1) + (1') / 2]
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	249 997	226 869	262 251	10,0%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 142	49 142	52 831	7,5%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 188	5 188	6 000	15,7%
<b>Proveitos permitidos da EEM</b>	<b>304 327</b>	<b>281 198</b>	<b>321 083</b>	<b>9,7%</b>

Nota: os proveitos permitidos de 2023 correspondem à média dos valores constantes das colunas (1) e (1').

Os proveitos permitidos da EEM para 2024 apresentam um acréscimo face aos valores de 2023. Em termos absolutos esta variação resulta essencialmente do aumento do nível de proveitos da atividade da AGS, particularmente pelo acréscimo dos custos com combustíveis, aquisição de energia a produtores do sistema público da RAM e custos com a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub> verificados em 2022 e que se refletiram no ajustamento de t-2 a considerar em tarifas de 2024.

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2, os proveitos permitidos da EEM apresentam um decréscimo em relação aos valores de 2023.

Quadro 5-138 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2023 (Dez2022)	Tarifas2023 (Jun 2023)	Tarifas 2024	Variação (%)
	(1)	(1')	(2)	(3) = [(2) - ((1) + (1') / 2)] / [(1) + (1') / 2]
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	225 417	202 288	194 741	-8,9%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	50 410	50 410	53 206	5,5%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 328	5 328	5 859	10,0%
<b>Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)</b>	<b>281 155</b>	<b>258 026</b>	<b>253 806</b>	<b>-5,9%</b>

Nota: os proveitos permitidos de 2023 correspondem à média dos valores constantes das colunas (1) e (1').

O Quadro 5-139 sintetiza a informação por atividade regulada, permitindo analisar o efeito global dos ajustamentos de t-2 e t-1, nomeadamente comparar os valores dos proveitos permitidos fixados em tarifas 2022, com os proveitos recuperados em 2022 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2022 e

com os proveitos de 2022 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2024.

Quadro 5-139 - Proveitos permitidos em 2022 e ajustamentos em 2024, na RAM

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	Proveitos a proporcionar em 2022, definidos em 2021 (Tarifas 2022)	Proveitos recuperados em t-2 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2022, definidos em 2023	Convergência Tarifária de t-2	Valor a recuperar pelas tarifas da RAM	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Desvio	Ajustamento a repercutir em t	Anulação do desvio de custo com capital de t-1	Ajustamento de t-2 a repercutir em t, corrigido do desvio do custo com capital
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7) = (2) - (3) + (4) + (5) + (6)	(8) = (7) * (1+i+spread) * (1+i+spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS)	149 813	110 951	218 445	46 572	0	-2 315	-63 236	-67 061	-449	-67 510
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	46 114	25 707	46 753	20 795	0		-250	-266	640	374
Comercialização de Energia Elétrica (CEE)	5 293	4 783	5 401	454	0		-163	-173	32	-141
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>201 219</b>	<b>141 441</b>	<b>270 598</b>	<b>67 822</b>	<b>0</b>	<b>-2 315</b>	<b>-63 650</b>	<b>-67 499</b>	<b>223</b>	<b>-67 277</b>

Nota: Face à publicação de tarifas extraordinárias em 2022, o valor da convergência tarifária (coluna 4) corresponde à média dos valores publicados para 2022 nas tarifas de dezembro de 2021 e do valor publicado em junho de 2022 para tarifas de 2022.

### 5.8.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 5-140 apresenta-se o sobrecusto por atividade da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, relativo ao ano de 2022.

**Quadro 5-140 - Custo com a convergência tarifária da RAM em 2022**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2022 (Dez2021)	Tarifas 2022 (Jun2022)	2022
A = 1 - 2	<b>Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>50 302</b>	<b>42 843</b>	<b>107 494</b>
1	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	149 813	149 813	218 445
2	Proveitos previstos/obtidos por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	99 511	106 970	110 951
B = 3 - 4	<b>Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>20 795</b>	<b>20 795</b>	<b>20 987</b>
3	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 114	46 114	46 694
4	Proveitos previstos/obtidos por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	25 319	25 319	25 707
C = 5 - 6	<b>Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>454</b>	<b>454</b>	<b>617</b>
5	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 293	5 293	5 401
6	Proveitos previstos/obtidos por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	4 838	4 838	4 783
D = A + B + C	<b>Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS</b>	<b>71 552</b>	<b>64 093</b>	<b>129 099</b>

No Quadro 5-141 é apresentado o sobrecusto por atividade da empresa responsável pela rede elétrica na RAM para 2024.

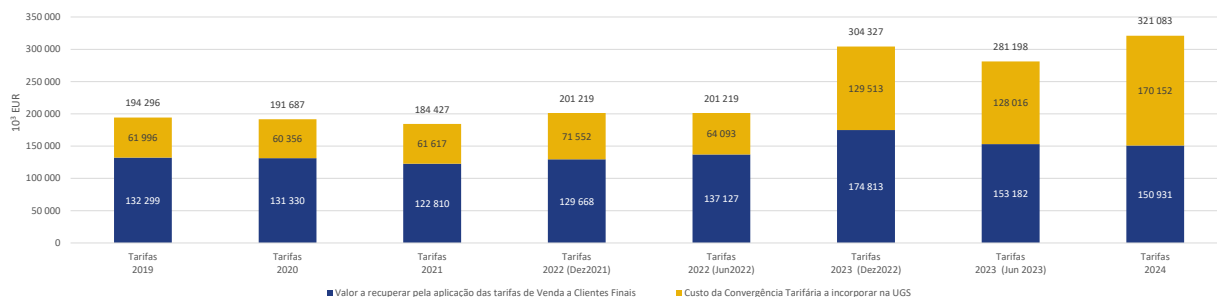
Quadro 5-141 - Custo com a convergência tarifária da RAM em 2024

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2023 (Dez2022)	Tarifas 2023 (Jun2023)	Tarifas 2024
A = 1 - 2	<b>Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>105 854</b>	<b>104 357</b>	<b>142 983</b>
1	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	249 997	226 869	262 251
2	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	144 144	122 512	119 269
B = 3 - 4	<b>Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>22 732</b>	<b>22 732</b>	<b>25 619</b>
3	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 142	49 142	52 831
4	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	26 410	26 410	27 212
C = 5 - 6	<b>Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>927</b>	<b>927</b>	<b>1 550</b>
5	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 188	5 188	6 000
6	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	4 260	4 260	4 450
D = A + B + C	<b>Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS</b>	<b>129 513</b>	<b>128 016</b>	<b>170 152</b>

A Figura 5-24 apresenta a evolução os proveitos permitidos da EEM previstos para cada ano.

Figura 5-24 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas registou em 2023 e 2024 um substancial acréscimo relativamente ao valor dos anos anteriores, sendo em 2024 o mais elevado da série histórica observada. Este comportamento é explicado pelo crescimento dos custos com combustíveis, CO<sub>2</sub> e aquisição de energia, na atividade da AGS.





## 6 ANÁLISES COMPLEMENTARES

### 6.1 AÇÕES DE FISCALIZAÇÃO DESENVOLVIDAS

O *unbundling* das atividades do Sistema Elétrico Nacional (SEN) acompanhado da liberalização dos mercados grossista e retalhista de energia elétrica, determinado pelo normativo legal europeu para garantir um funcionamento mais transparente e eficiente desses mercados teve, naturalmente, reflexo na organização empresarial do SEN. Em particular, observou-se um crescimento do número de operadores ao longo da cadeia de valor do SEN, bem como o surgimento de novas atividades (p.e., a Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo).

O facto de os operadores das atividades do setor elétrico estarem integrados em grupos económicos de elevada dimensão e importância económica e puderem incluir na sua estrutura de negócio atividades não reguladas aumentou a complexidade da regulação dos setores elétricos. Em particular, estes grupos têm vindo a desenvolver processos de reestruturação, que têm conduzido à criação de estruturas organizacionais formadas por empresas localizadas nas atividades operacionais referentes às áreas de negócios principais e por empresas que desenvolvem atividades de suporte, acessórias e complementares a essas áreas.

Estes procedimentos de gestão criam um intrincado sistema de relações e operações entre as empresas reguladas e empresas não reguladas pertencentes ao mesmo grupo, potenciando a existência de subsidições cruzadas entre essas atividades em desfavor dos consumidores. Tal justifica uma maior vigilância sobre os fluxos económicos entre atividades e, conseqüentemente, criou a necessidade de a ERSE obter informação mais detalhada sobre as atividades. Em particular, a existência de empresas reguladas e empresas não reguladas inseridas nos diversos grupos empresariais do setor energético implicou, a partir de 2013, entre outros procedimentos, a análise dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT). A análise interna desta documentação tem permitido à ERSE obter um maior conhecimento sobre as operações intragrupo, seus impactes económicos, materialidade e situações críticas.

Adicionalmente, a ERSE mantém um processo de realização de auditorias e ações de fiscalização que complementam as auditorias regulares que suportam a informação económica e financeira reportada no processo de definição das tarifas a enviar à ERSE nos termos do Regulamento Tarifário, com recurso por entidades independentes externas, e ações de fiscalização às empresas reguladas para obtenção de informação complementar à reportada no âmbito dos diferentes regulamentos.

Neste âmbito, com impacto direto nos proveitos permitidos para as tarifas de 2024 das atividades reguladas realçam-se a seguinte ação:

- Auditoria às regras de imputação, por nível de tensão, de gastos, rendimentos e ativos da atividade de distribuição de Energia elétrica da E-REDES - Pretende, principalmente, avaliar os procedimentos de imputação aos diferentes níveis de tensão (Alta Tensão – AT; Média Tensão – MT; Baixa Tensão – BT) dos gastos e rendimentos, diretos e indiretos, bem como dos ativos e passivos, específicos e comuns.

A ERSE desenvolveu igualmente atividades de avaliação da implementação das recomendações apresentadas nos relatórios de auditoria complementares e das conclusões das ações de fiscalização realizadas nos últimos anos.

## 6.2 CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

### 6.2.1 ENQUADRAMENTO

Nos termos dos números 3 e 4 do artigo 181.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE deverá definir, anualmente, custos de referência para a atividade de comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente. Para a concretização desta obrigação legal, a ERSE, implementou um processo de recolha de informação anual sobre a atividade de comercialização de energia através da submissão de um questionário aos comercializadores do setor elétrico e do gás natural, e do qual resulta a publicação anual da matriz de custos de referência para a atividade de comercialização de energia.

A presente análise atualiza a efetuada no início do período de regulação, que permitiu sustentar a definição dos parâmetros da atividade de comercialização e, conseqüentemente, os proveitos permitidos dessa atividade, para o período compreendido entre 2022 e 2025, pelo que tem um caráter informativo.

A fundamentação teórica da metodologia de aferição dos custos de referência está detalhada no documento de definição de “Parâmetros de Regulação para o período 2022-2025” do setor elétrico<sup>118</sup>.

---

<sup>118</sup> Documento de [“Parâmetros de Regulação para o período 2022-2025”](#)

Neste exercício obtiveram-se dados de 47 comercializadores que caracterizam a atividade de comercialização durante o ano de 2022 e que foram integrados na base dados que a ERSE tem vindo a construir para este efeito. Deste modo, o presente estudo foi desenvolvido com os dados referentes ao período de 2013 a 2022, resultando numa amostra inicial de 364 observações.

## 6.2.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS E A DIVERSIDADE DE PERFIS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

O Quadro 6-1 apresenta a análise descritiva da amostra no período considerado neste estudo (2013 a 2022) para três indicadores: pontos de entrega, custos totais operacionais da atividade de exploração (a preços constantes de 2022) e o custo operacional unitário por ponto de entrega (a preços constantes de 2022). Os resultados permitem observar uma elevada heterogeneidade dos comercializadores ao nível desses três indicadores.

Quadro 6-1 - Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2022

Percentil	Pontos de Entrega (#)		Gastos Totais (€)			Gasto Unitário por Ponto de Entrega		
	Valor	Menores Percentil	Valor	Menores Percentil	Valor	Menores Percentil		
1%	267	79 1%	33 277	6 154 1%	18,93	17,45		
5%	1 085	152 5%	64 979	22 479 5%	22,50	18,41		
10%	1 813	267 10%	97 924	33 277 10%	27,17	18,93		
25%	3 405	308 25%	242 296	38 413 25%	36,26	18,97		
50%	11 365	<b>Maiores</b> 50%	889 038	<b>Maiores</b> 50%	49,16	<b>Maiores</b>		
75%	127 422	4 101 497 75%	5 749 897	164 502 450 75%	102,44	474,12		
90%	524 783	4 108 411 90%	25 573 094	173 303 950 90%	204,28	486,44		
95%	1 165 548	4 129 827 95%	35 176 686	257 376 631 95%	316,47	488,50		
99%	4 108 411	4 464 006 99%	173 303 950	328 909 005 99%	486,44	508,93		
<b>Média</b>	237 251	<b>Observações Média</b>	10 506 814	<b>Observações Média</b>	87,74	<b>Observações</b>		
<b>Desvio Padrão</b>	718 953	297 <b>Desvio Padrão</b>	33 077 916	297 <b>Desvio Padrão</b>	92,86	297		

Fonte: ERSE

Tal como referido em anteriores análises, a avaliação preliminar aos dados da amostra inicial permitiu identificar um conjunto de empresas pertencentes a grupos económicos, cuja estrutura de gastos resultava de um processo de decisão ao nível do grupo económico em detrimento de opções individuais ou de características distintas entre elas. Nestes casos, tem-se optado por considerar na amostra uma única entidade, isto é, a entidade em análise passa a ser o grupo e não as empresas individualmente. Este procedimento tem permitido produzir uma informação mais robusta e mais fidedigna do desempenho destas empresas. Este processo levou à redução da amostra final, apresentando-se essa análise descritiva no Quadro 6-2.

Quadro 6-2- Análise Descritiva da Amostra – Empresas / Grupos Económicos – 2013 a 2022

Percentil	Pontos de Entrega (#)		Percentil	Gastos Totais (€)		Percentil	Gasto Unitário por Ponto de Entrega	
	Valor	Menores		Valor	Menores		Valor	Menores
1%	267	79	1%	33 277	6 154	1%	18,97	17,45
5%	883	152	5%	79 418	22 479	5%	23,04	18,93
10%	1 570	267	10%	147 634	33 277	10%	31,86	18,97
25%	3 386	308	25%	353 747	38 606	25%	41,21	19,20
50%	19 848	<b>Maiores</b>	50%	2 029 694	<b>Maiores</b>	50%	62,30	<b>Maiores</b>
75%	214 872	4 101 497	75%	10 019 394	164 502 450	75%	124,61	474,12
90%	604 996	4 108 411	90%	30 446 073	173 303 950	90%	232,89	486,44
95%	1 830 751	4 129 827	95%	50 731 784	257 376 631	95%	330,18	488,50
99%	4 108 411	4 464 006	99%	173 303 950	328 909 005	99%	486,44	508,93
<b>Média</b>	320 289	<b>Observações</b>	<b>Média</b>	14 184 200	<b>Observações</b>	<b>Média</b>	101,11	<b>Observações</b>
<b>Desvio Padrão</b>	821 761	220	<b>Desvio Padrão</b>	37 844 043	220	<b>Desvio Padrão</b>	99,24	220

Fonte: ERSE

Na presente secção procura-se analisar a diversidade de perfis na atividade de comercialização de energia, tendo por base o inquérito efetuado pela ERSE junto dos comercializadores de eletricidade e de gás natural. Em linha com o efetuado em análises anteriores, esta análise é realizada tendo em conta as seguintes três características diferenciadoras<sup>119</sup>:

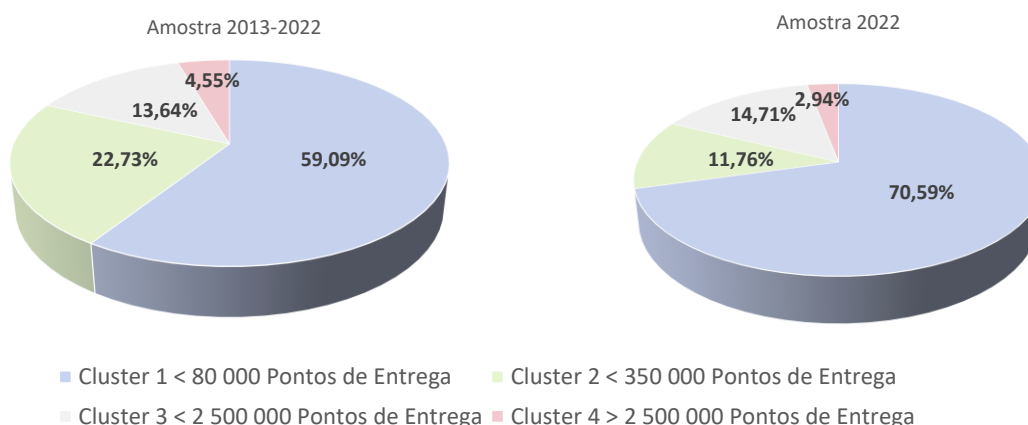
- **dimensão** – medida pelo número de pontos de entrega reportados por cada empresa para os anos 2013 a 2022,
- **segmento de negócio** – atividade só no setor do gás natural; atividade só no setor da eletricidade ou atividade em ambos os setores,
- **enquadramento regulatório** – empresa regulada ou não regulada.

## DIMENSÃO

A Figura 6-1 apresenta a caracterização, em termos do número de pontos de entrega, dos diferentes *clusters* produzidos pela metodologia de análise de *clusters*.

<sup>119</sup> No documento de “Parâmetros de Regulação para o período 2022-2025” fundamenta-se a escolha destes três fatores ou características e as metodologias de análise utilizadas para cada uma.

Figura 6-1 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão



Fonte: ERSE

Além do menor número de operadores existentes no início do período em análise, as diferenças apresentadas entre o peso dos *clusters* na amostra resultam de os dados históricos continuarem a refletir uma predominância das empresas reguladas e das primeiras empresas de mercado ligadas a grandes grupos económicos. Os dados para o ano 2022 refletem o maior peso dos novos operadores de menor dimensão.

O Quadro 6-3 apresenta a análise descritiva dos diferentes clusters para os três indicadores escolhidos. Da análise aos resultados, realça-se a manutenção da relação inversa entre a dimensão e o custo unitário que já tinha sido observada em anos anteriores e que indicia existirem fortes economias de escala, como já tinha sido referenciado no passado.

Quadro 6-3 - Análise descritiva por categoria de dimensão

		Cluster 1 < 80 000 Pontos de Entrega	Cluster 2 < 350 000 Pontos de Entrega	Cluster 3 < 2 500 000 Pontos de Entrega	Cluster 4 > 2 500 000 Pontos de Entrega
<b>Pontos de Entrega</b>	<b>Média</b>	10 098	176 778	746 321	3 792 224
	<b>Desvio Padrão</b>	14 533	67 474	421 577	573 259
	<b>Mínimo</b>	79	77 110	359 510	2 538 819
	<b>Máximo</b>	70 287	333 378	2 125 324	4 464 006
<b>Gastos Operacionais</b>	<b>Média</b>	1 021 423	9 391 278	29 438 538	163 501 898
	<b>Desvio Padrão</b>	1 591 916	5 896 559	10 727 117	77 936 638
	<b>Mínimo</b>	6 154	2 232 324	14 827 855	55 209 809
	<b>Máximo</b>	11 202 092	34 233 399	73 176 356	328 909 005
<b>Gasto Unitário (Eur/Ponto de Entrega)</b>	<b>Média</b>	136	55	48	42
	<b>Desvio Padrão</b>	115	29	23	16
	<b>Mínimo</b>	23	22	19	17
	<b>Máximo</b>	509	152	108	74

Fonte: ERSE

## SETOR DE ATIVIDADE

O Quadro 6-4 apresenta uma análise descritiva por setor de atividade recorrendo aos três indicadores escolhidos. Os resultados obtidos este ano voltam a indicar a existência de economias de gama nas empresas que atuam em simultâneo nos setores elétrico e do gás. O número de entradas de novas empresas e a maturidade das empresas num dado segmento pode impactar no valor do custo unitário apresentado pelo mesmo. Um número significativo de novas entradas pode implicar um maior custo unitário por estas empresas ainda estarem numa fase de arranque e/ou serem de menor dimensão. A medida que vão obtendo uma maior maturidade e dimensão pode ocorrer a obtenção de escala e de aprendizagem.

As empresas que atuam unicamente no segmento do gás têm apresentado um gasto médio por ponto de entrega significativamente inferior ao apresentado pelas empresas que operam no segmento da eletricidade ou em ambos os segmentos. No entanto, deve-se ressaltar que a maioria dos novos operadores que integraram a amostra nos últimos dois anos foram para estes dois grupos ou categorias. Adicionalmente, também se deverá realçar que a presente amostra, no que concerne às empresas a atuar exclusivamente no segmento do gás, inclui apenas empresas do mercado regulado e integradas em grandes grupos económicos.

Quadro 6-4 - Análise descritiva por setor de atividade

		Eletricidade	Gás	Ambos
<b>Pontos de Entrega</b>	<b>Média</b>	151 647	115 935	630 143
	<b>Desvio Padrão</b>	453 068	151 178	1 197 554
	<b>Mínimo</b>	79	1 866	1 390
	<b>Máximo</b>	3 163 481	652 642	4 464 006
<b>Gastos Operacionais</b>	<b>Média</b>	4 046 901	4 977 779	31 540 486
	<b>Desvio Padrão</b>	8 579 453	6 070 532	58 110 750
	<b>Mínimo</b>	6 154	174 710	322 924
	<b>Máximo</b>	55 209 809	26 255 598	328 909 005
<b>Custo Unitário (Eur/Ponto de Entrega)</b>	<b>Média</b>	112	56	105
	<b>Desvio Padrão</b>	111	25	98
	<b>Mínimo</b>	17	25	22
	<b>Máximo</b>	488	136	509

Fonte: ERSE

## ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

Os resultados apresentados no quadro seguinte demonstram, como seria de esperar, a existência de diferenças muito significativas entre as empresas reguladas e não reguladas face ao anteriormente referido. As primeiras, além de um menor número médio de pontos de entrega, apresentam um gasto médio por ponto de entrega significativamente mais baixo.

**Quadro 6-5 - Análise descritiva por enquadramento regulatório**

		Não Regulado	Regulado
<b>Pontos de Entrega</b>	<b>Média</b>	321 139	318 123
	<b>Desvio Padrão</b>	905 652	559 801
	<b>Mínimo</b>	79	1 866
	<b>Máximo</b>	4 464 006	3 163 481
<b>Gastos Operacionais</b>	<b>Média</b>	16 222 107	8 990 825
	<b>Desvio Padrão</b>	44 066 117	10 283 703
	<b>Mínimo</b>	6 154	174 710
	<b>Máximo</b>	328 909 005	136
<b>Custo Unitário (Eur/Ponto de Entrega)</b>	<b>Média</b>	121	50
	<b>Desvio Padrão</b>	110	23
	<b>Mínimo</b>	22	17
	<b>Máximo</b>	509	136

Fonte: ERSE

### 6.2.3 MATRIZ DE CUSTOS MÉDIOS DE REFERÊNCIA

Tal como nos exercícios anteriores, a apresentação de resultados é efetuada para o conjunto de todos os comercializadores, independentemente de estarem afetos apenas ao setor do gás natural, ao setor elétrico ou a ambos, e seguindo as mesmas metodologias. Os resultados da análise econométrica dos fatores determinantes dos perfis de atividade voltaram a validar a dimensão como fator determinante para o processo de aferição dos custos de referência da atividade de comercialização, mantendo-se, num primeiro momento, a aplicação da metodologia de análise de cluster para a identificação de grupos homogêneos de comercializadores, tendo em conta a sua dimensão.

Importa igualmente voltar a referir que os resultados obtidos dependem fortemente das características do mercado. No entanto, não se tendo conseguido apurar relações diretas entre os fatores exógenos e os resultados, a leitura destes deverá ser efetuada com alguma cautela.

Da Figura 6-2 à Figura 6-5 apresentam-se os resultados da aplicação da metodologia DEA para cada um dos *clusters* definidos.

Recorda-se que para a definição dos custos de referência de cada grupo de empresas aplica-se a seguinte metodologia: cada *cluster* foi categorizado em três níveis de eficiência. O mais eficiente corresponde às empresas com níveis de eficiência referentes ao percentil 0-20 dos níveis de eficiência do respetivo *cluster*. As restantes duas categorias correspondem aos percentis 20 a 50 e percentis 50 a 100.

O custo de referência teórico, isto é, o nível de custo por cliente do comercializador teórico eficiente corresponde ao custo do nível de eficiência mais elevado em cada *cluster* (percentil 0-20).

Na avaliação da *performance* das empresas reguladas do setor elétrico, observa-se que a SU Eletricidade volta a apresentar-se como a empresa mais eficiente nos grupos de dimensão em que se insere, tanto no grupo acima de 2,0 milhões de clientes, quando o mercado regulado era mais relevante, como mais recentemente no grupo entre 350 000 e 2,0 milhões de clientes. A EDA e EEM apresentam menores níveis de eficiência comparativamente às empresas de dimensão similares. Contudo, esta performance pode ser justificada por outros fatores, em especial os efeitos da insularidade na sua atividade. No caso da EDA, o fator da insularidade é agravado por ter um maior número de ilhas incluídas na sua área de atuação. Contudo, quando analisada a evolução histórica observa-se uma tendência de melhoria dos níveis de eficiência apresentados por estas empresas.

Figura 6-2 - Análise DEA aplicada ao *Clusters* 1 > 2 000 000 clientes

DMU	Pontos de Entrega	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
<b>SU Eletricidade(*) (PT 2014)</b>	3 163 481	17,45 €	1,00	<b>25,86 €</b>	0-20
Empresa / Grupo L 2015	3 462 983	34,27 €	0,51		
Empresa / Grupo L 2017	4 101 497	35,15 €	0,50	35,69 €	20-50
Empresa / Grupo L 2018	4 129 827	35,93 €	0,49		
Empresa / Grupo L 2016	3 898 258	36,00 €	0,48		
Empresa / Grupo L 2019	4 108 411	40,04 €	0,44	47,01 €	50-100
Empresa / Grupo L 2014	2 538 819	41,02 €	0,43		
Empresa / Grupo L 2020	4 033 167	42,97 €	0,41		
Empresa / Grupo L 2021	4 021 792	64,00 €	0,27		
Empresa / Grupo L 2022	4 464 006	73,68 €	0,24		

Fonte: ERSE



Figura 6-3 - Análise DEA aplicada ao Clusters 2 > 350 000 clientes

DMU	Pontos de Entrega	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
SU Eletricidade(*) (PT 2015)	2 125 324	18,93 €	1,00	19,60 €	0-20
SU Eletricidade(*) (PT 2017)	1 289 929	18,97 €	1,00		
SU Eletricidade(*) (PT 2018)	1 165 548	19,20 €	0,99		
SU Eletricidade(*) (PT 2022)	972 949	19,28 €	0,98		
SU Eletricidade(*) (PT 2019)	1 074 218	20,31 €	0,93		
SU Eletricidade(*) (PT 2021)	930 953	20,92 €	0,90		
SU Eletricidade(*) (PT 2016)	1 536 179	21,39 €	0,89	37,09 €	20-50
SU Eletricidade(*) (PT 2020)	995 449	21,42 €	0,88		
Empresa / Grupo Q 2022	723 542	35,34 €	0,54		
Empresa / Grupo Q 2021	605 905	37,43 €	0,51		
Empresa / Grupo S 2014	389 248	38,09 €	0,50		
Empresa / Grupo U 2013	652 642	40,23 €	0,47		
Empresa / Grupo U 2014	454 508	43,89 €	0,43		
Empresa / Grupo S 2018	542 935	47,55 €	0,40		
Empresa / Grupo L 2013	1 511 575	48,41 €	0,39		
Empresa / Grupo S 2017	534 905	49,27 €	0,38	65,59 €	50-100
Empresa / Grupo S 2020	568 725	50,72 €	0,37		
Empresa / Grupo S 2019	571 140	51,72 €	0,37		
Empresa / Grupo X 2022	446 668	53,92 €	0,35		
Empresa / Grupo S 2021	604 087	55,43 €	0,34		
Empresa / Grupo Q 2020	512 726	55,83 €	0,34		
Empresa / Grupo S 2015	548 029	57,95 €	0,33		
Empresa / Grupo X 2021	557 406	59,02 €	0,32		
Empresa / Grupo X 2019	389 434	62,55 €	0,30		
Empresa / Grupo S 2016	538 014	65,38 €	0,29		
Empresa / Grupo S 2022	524 783	65,69 €	0,29		
Empresa / Grupo T 2022	427 381	70,34 €	0,27		
Empresa / Grupo X 2020	406 448	75,85 €	0,25		
Empresa / Grupo Q 2018	359 510	102,44 €	0,18		
Empresa / Grupo Q 2019	429 459	107,70 €	0,18		

Fonte: ERSE

Figura 6-4 - Análise DEA aplicada ao Clusters 3 > 80 000 clientes

DMU	Pontos de Entrega	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo V 2015	280 419	22,11 €	1,00	31,28 €	0-20
Empresa / Grupo S 2013	259 447	22,72 €	0,97		
Empresa / Grupo M 2022	77 110	28,95 €	0,76		
Empresa / Grupo U 2022	236 802	31,81 €	0,70		
Empresa / Grupo V 2014	176 981	31,91 €	0,69		
Empresa / Grupo V 2016	273 348	33,92 €	0,65		
Empresa / Grupo V 2018	240 177	34,15 €	0,65		
Empresa / Grupo V 2013	98 593	35,23 €	0,63		
Empresa / Grupo U 2016	285 014	35,41 €	0,62		
Empresa / Grupo U 2015	333 378	36,56 €	0,60		
Empresa / Grupo V 2017	264 135	36,64 €	0,60	40,68 €	20-50
Empresa / Grupo Q 2013	153 598	37,43 €	0,59		
<b>EEM (PT 2020)</b>	141 183	38,42 €	0,58		
<b>EEM (PT 2017)</b>	137 679	38,49 €	0,57		
<b>EEM (PT 2018)</b>	138 806	40,07 €	0,55		
Empresa / Grupo T 2019	235 021	40,56 €	0,55		
<b>EEM (PT 2021)</b>	142 415	41,19 €	0,54		
Empresa / Grupo M 2013	145 544	41,20 €	0,54		
Empresa / Grupo U 2017	256 638	41,30 €	0,54		
<b>EEM (PT 2016)</b>	136 852	41,35 €	0,53		
<b>EEM (PT 2019)</b>	140 161	41,81 €	0,53		
<b>EEM (PT 2013)</b>	136 570	42,00 €	0,53		
<b>EEM (PT 2014)</b>	136 541	42,55 €	0,52		
<b>EEM (PT 2015)</b>	136 634	43,03 €	0,51		
<b>EEM (PT 2022)</b>	144 131	44,10 €	0,50		
Empresa / Grupo U 2018	236 288	44,11 €	0,50	73,47 €	50-100
Empresa / Grupo U 2021	166 014	44,40 €	0,50		
Empresa / Grupo Q 2014	154 128	45,07 €	0,49		
Empresa / Grupo U 2019	218 095	45,60 €	0,48		
Empresa / Grupo U 2020	211 293	47,78 €	0,46		
Empresa / Grupo T 2021	333 241	49,78 €	0,44		
Empresa / Grupo M 2014	84 984	52,65 €	0,42		
Empresa / Grupo T 2020	269 845	53,53 €	0,41		
<b>EDA (PT 2022)</b>	131 333	60,57 €	0,36		
<b>EDA (PT 2020)</b>	127 422	61,88 €	0,36		
<b>EDA (PT 2018)</b>	125 082	62,15 €	0,36		
<b>EDA (PT 2021)</b>	128 777	62,38 €	0,35		
<b>EDA (PT 2017)</b>	124 136	62,50 €	0,35		
<b>EDA (PT 2016)</b>	123 283	63,03 €	0,35		
Empresa / Grupo Q 2015	178 691	63,53 €	0,35		
<b>EDA (PT 2015)</b>	122 707	63,77 €	0,35		
<b>EDA (PT 2013)</b>	121 836	64,28 €	0,34		
<b>EDA (PT 2019)</b>	126 047	65,31 €	0,34		
<b>EDA (PT 2014)</b>	122 128	66,54 €	0,33		
Empresa / Grupo X 2018	292 747	116,94 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2015	91 455	117,68 €	0,19		
Empresa / Grupo Q 2017	211 648	118,09 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2016	103 624	124,99 €	0,18		
Empresa / Grupo X 2017	153 651	128,37 €	0,17		
Empresa / Grupo Q 2016	173 283	151,91 €	0,15		

Fonte: ERSE

Figura 6-5 - Análise DEA aplicada ao Clusters 4 < 80 000 clientes

DMU	Pontos de Entrega	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo I 2019	3 325	23,36 €	1,00	35,12 €	0-20
Empresa / Grupo I 2020	3 346	23,45 €	1,00		
Empresa / Grupo I 2018	3 317	24,23 €	0,96		
Empresa / Grupo AG 2022	48 549	24,73 €	0,94		
Empresa / Grupo I 2021	3 365	29,10 €	0,80		
Empresa / Grupo AG 2020	35 989	29,56 €	0,79		
Empresa / Grupo I 2022	3 407	30,42 €	0,77		
Empresa / Grupo AG 2021	53 442	30,56 €	0,76		
Empresa / Grupo AG 2021	31 379	31,49 €	0,74		
Empresa / Grupo P 2020	5 083	33,20 €	0,70		
Empresa / Grupo E 2018	4 500	36,26 €	0,64		
Empresa / Grupo E 2020	4 519	36,92 €	0,63		
Empresa / Grupo E 2019	4 502	37,76 €	0,62		
Empresa / Grupo AG 2022	50 386	38,17 €	0,61		
Empresa / Grupo E 2022	4 582	39,88 €	0,59		
Empresa / Grupo P 2019	3 905	40,67 €	0,57		
Empresa / Grupo B 2018	4 256	40,79 €	0,57		
Empresa / Grupo E 2021	4 616	40,99 €	0,57		
Empresa / Grupo B 2020	4 349	41,22 €	0,57		
Empresa / Grupo P 2018	3 905	41,37 €	0,56		
Empresa / Grupo AL 2022	2 346	41,91 €	0,56		
Empresa / Grupo Z 2019	1 464	42,10 €	0,55		
Empresa / Grupo B 2019	4 307	42,13 €	0,55		
Empresa / Grupo AL 2021	2 314	42,71 €	0,55		
Empresa / Grupo B 2021	4 403	43,59 €	0,54	65,20 €	20-50
Empresa / Grupo AF 2013	19 660	43,63 €	0,54		
Empresa / Grupo B 2022	4 482	43,79 €	0,53		
Empresa / Grupo Z 2016	488	46,06 €	0,51		
Empresa / Grupo M 2021	32 274	47,33 €	0,49		
Empresa / Grupo Y 2018	1 569	47,97 €	0,49		
Empresa / Grupo AF 2016	8 509	50,09 €	0,47		
Empresa / Grupo J 2019	4 738	50,13 €	0,47		
Empresa / Grupo AF 2017	7 643	52,10 €	0,45		
Empresa / Grupo AF 2018	7 114	53,02 €	0,44		
Empresa / Grupo J 2018	4 489	53,71 €	0,43		
Empresa / Grupo AF 2015	10 051	53,91 €	0,43		
Empresa / Grupo AF 2019	6 557	54,17 €	0,43		
Empresa / Grupo K 2018	2 132	58,32 €	0,40		
Empresa / Grupo M 2015	62 988	59,97 €	0,39		
Empresa / Grupo Z 2018	1 078	60,28 €	0,39		
Empresa / Grupo R 2019	9 856	61,45 €	0,38		
Empresa / Grupo M 2020	34 418	62,06 €	0,38		
Empresa / Grupo AA 2020	12 457	62,22 €	0,38		
Empresa / Grupo AF 2014	13 599	62,61 €	0,37		
Empresa / Grupo J 2022	9 543	62,64 €	0,37		
Empresa / Grupo M 2018	40 573	68,17 €	0,34		
Empresa / Grupo AA 2018	7 810	68,25 €	0,34		
Empresa / Grupo M 2016	51 227	68,70 €	0,34		
Empresa / Grupo AA 2021	13 308	69,30 €	0,34		
Empresa / Grupo Z 2017	671	69,78 €	0,33		
Empresa / Grupo J 2020	4 976	70,29 €	0,33		
Empresa / Grupo F 2015	5 089	70,70 €	0,33		
Empresa / Grupo M 2017	44 526	72,36 €	0,32		
Empresa / Grupo J 2021	9 394	72,41 €	0,32		
Empresa / Grupo M 2019	37 450	77,59 €	0,30		
Empresa / Grupo D 2018	79	77,90 €	0,30		
Empresa / Grupo G 2019	14 197	79,33 €	0,29		
Empresa / Grupo AN 2022	7 842	80,39 €	0,29		
Empresa / Grupo R 2017	9 759	81,22 €	0,29		
Empresa / Grupo AE 2019	2 148	81,34 €	0,29		
Empresa / Grupo Y 2021	5 115	81,40 €	0,29		
Empresa / Grupo Y 2017	1 183	83,96 €	0,28		
Empresa / Grupo AH 2021	3 617	89,28 €	0,26		
Empresa / Grupo W 2015	723	90,17 €	0,26		
Empresa / Grupo C 2020	3 826	91,42 €	0,26		

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2024 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Empresa / Grupo AB 2021	5 396	94,70 €	0,25	217,13 €	50-100
Empresa / Grupo Z 2021	3 089	95,28 €	0,25		
Empresa / Grupo AC 2021	17 486	95,74 €	0,24		
Empresa / Grupo Z 2022	3 258	98,76 €	0,24		
Empresa / Grupo W 2019	3 723	102,87 €	0,23		
Empresa / Grupo AA 2022	8 231	108,01 €	0,22		
Empresa / Grupo AB 2019	1 085	108,96 €	0,21		
Empresa / Grupo AE 2020	2 037	109,13 €	0,21		
Empresa / Grupo AC 2020	21 265	114,63 €	0,20		
Empresa / Grupo D 2020	1 052	119,86 €	0,19		
Empresa / Grupo AE 2022	4 984	122,32 €	0,19		
Empresa / Grupo R 2015	8 245	123,87 €	0,19		
Empresa / Grupo R 2016	9 851	124,59 €	0,19		
Empresa / Grupo D 2019	267	124,63 €	0,19		
Empresa / Grupo R 2018	10 250	125,72 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2013	63 438	128,37 €	0,18		
Empresa / Grupo K 2021	2 744	128,39 €	0,18		
Empresa / Grupo K 2022	2 821	130,50 €	0,18		
Empresa / Grupo AI 2021	7 129	131,73 €	0,18		
Empresa / Grupo Y 2022	2 394	135,18 €	0,17		
Empresa / Grupo AE 2021	1 866	135,68 €	0,17		
Empresa / Grupo C 2022	27 070	143,12 €	0,16		
Empresa / Grupo Z 2020	1 987	144,72 €	0,16		
Empresa / Grupo AC 2018	28 638	154,20 €	0,15		
Empresa / Grupo X 2014	70 287	159,38 €	0,15		
Empresa / Grupo G 2020	21 557	162,81 €	0,14		
Empresa / Grupo H 2018	2 080	164,48 €	0,14		
Empresa / Grupo AH 2020	2 561	165,52 €	0,14		
Empresa / Grupo AI 2021	1 634	167,61 €	0,14		
Empresa / Grupo D 2021	1 771	168,70 €	0,14		
Empresa / Grupo G 2021	25 453	169,31 €	0,14		
Empresa / Grupo H 2020	2 089	173,84 €	0,13		
Empresa / Grupo AI 2020	1 362	175,42 €	0,13		
Empresa / Grupo AI 2022	1 571	177,22 €	0,13		
Empresa / Grupo H 2019	2 087	177,69 €	0,13		
Empresa / Grupo A 2018	457	182,34 €	0,13		
Empresa / Grupo AH 2022	2 306	188,89 €	0,12		
Empresa / Grupo H 2022	2 170	198,89 €	0,12		
Empresa / Grupo H 2021	2 120	204,28 €	0,11		
Empresa / Grupo AJ 2021	1 813	204,31 €	0,11		
Empresa / Grupo F 2022	10 843	216,17 €	0,11		
Empresa / Grupo AD 2015	2 559	217,10 €	0,11		
Empresa / Grupo AI 2022	5 174	224,06 €	0,10		
Empresa / Grupo D 2022	2 514	241,73 €	0,10		
Empresa / Grupo F 2021	11 365	243,61 €	0,10		
Empresa / Grupo O 2015	152	253,99 €	0,09		
Empresa / Grupo G 2018	5 587	255,96 €	0,09		
Empresa / Grupo AB 2022	2 382	256,33 €	0,09		
Empresa / Grupo AC 2019	20 036	262,48 €	0,09		
Empresa / Grupo AJ 2022	1 925	269,46 €	0,09		
Empresa / Grupo AC 2022	11 797	276,84 €	0,08		
Empresa / Grupo G 2022	15 648	285,80 €	0,08		
Empresa / Grupo AJ 2020	446	324,69 €	0,07		
Empresa / Grupo AK 2022	2 115	325,71 €	0,07		
Empresa / Grupo C 2018	1 971	334,65 €	0,07		
Empresa / Grupo AK 2021	1 390	343,77 €	0,07		
Empresa / Grupo G 2017	4 315	374,62 €	0,06		
Empresa / Grupo N 2018	987	395,35 €	0,06		
Empresa / Grupo A 2019	545	397,12 €	0,06		
Empresa / Grupo AD 2020	6 448	446,89 €	0,05		
Empresa / Grupo N 2019	1 145	467,68 €	0,05		
Empresa / Grupo N 2017	778	474,12 €	0,05		
Empresa / Grupo N 2020	1 377	486,44 €	0,05		
Empresa / Grupo AJ 2019	308	488,50 €	0,05		
Empresa / Grupo AD 2019	8 651	508,93 €	0,05		

Fonte: ERSE

### 6.3 CONTRAPARTIDA AOS MUNICÍPIOS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e consagrou, para os municípios das Regiões Autónomas, o direito de receberem uma contrapartida ou remuneração anual pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, revogou o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto. No entanto, o mencionado direito mantém-se nos termos do artigo 268.º do Diploma vigente. Esta contrapartida é devida pela concessionária ou pela entidade que explora a atividade de distribuição de eletricidade em baixa tensão nas Regiões Autónomas, e deve ser calculada e tratada de modo equivalente ao previsto para os municípios localizados em Portugal continental<sup>120</sup>. Registe-se que a aplicação é feita apenas a partir de 2016, inclusive, em cumprimento da Lei.

Importa, pois clarificar a metodologia de cálculo da contrapartida ou remuneração anual devida pela concessionária ou pela entidade que explora a rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT) aos municípios das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

A metodologia aplicável ao cálculo da contrapartida ou remuneração anual devida aos municípios de cada região autónoma tem por base um valor de referência para o ano de 2007 para cada município, garantindo, simultaneamente, que o somatório dos valores de referência para todos os municípios para 2007 seja igual a 7,5% das receitas das vendas de energia elétrica em BT, e que o valor de referência para cada município decorra de um fator diferenciado por classes de municípios e que depende da densidade de clientes<sup>121</sup> (clientes/km<sup>2</sup>). O montante anual da contrapartida devida pela concessionária ou pela entidade que explora a rede de distribuição de energia elétrica é atualizado, partindo o valor de referência, em conformidade com o índice de preços no consumidor e o consumo de eletricidade em BT no município.

O valor de referência resulta da aplicação da seguinte fórmula:

$$r_{ref2007}^m = (\tilde{t}_{BTN2006}^m \times C_{BTN2006}^m + \tilde{t}_{BTE2006}^m \times C_{BTE2006}^m + \tilde{t}_{IP2006}^m \times C_{IP2006}^m) \times f_{RAn2007}^m$$

<sup>120</sup> O regime jurídico que estabelece os termos do cálculo e pagamento de uma renda devida pela exploração da concessão de distribuição de eletricidade em Baixa Tensão (BT) pela respetiva concessionária aos municípios do território de Portugal continental foi aprovado pelo Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro.

<sup>121</sup> A tabela de fatores de densidade resulta do quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, referente ao ano de 2007.

em que:

$r_{ref2007}^m$	Valor de referência da contrapartida anual para município m, no ano de 2007
$\tilde{t}_{BTN2006}^m$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais na região autónoma, em BTN, cobrado em 2006 no município m
$C_{BTN2006}^m$	Consumo de energia ativa dos clientes em BTE em 2006 no município m
$\tilde{t}_{BTE2006}^m$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais na região autónoma, em BTE, cobrado em 2006 no município m
$C_{BTE2006}^m$	Consumo de energia ativa dos clientes em BTE em 2006 no município m.
$\tilde{t}_{IP2006}^m$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais de iluminação pública na região autónoma, cobrado em 2006 no município m.
$C_{IP2006}^m$	Consumo de energia ativa dos fornecimentos para iluminação pública em 2006 no município m.
$f_{RAn2007}^m$	Fator de densidade aplicado ao consumo de baixa tensão, calculado com base na tabela de fatores de densidade e ajustado para que o fator de densidade global, correspondente ao conjunto dos municípios da região autónoma RAn, seja igual a 7,5 %.

A tabela de fatores de densidade referida a propósito de  $f_{RAn2007}^m$  resulta do quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, referente ao ano de 2007, e é a seguinte:

Classe de densidade (d)	Valor percentual do fator de densidade a aplicar
$d < 15$ clientes/km <sup>2</sup>	14,40
$15 \leq d < 40$ clientes/km <sup>2</sup>	13,20
$40 \leq d < 125$ clientes/km <sup>2</sup>	9,60
$125 \leq d < 400$ clientes/km <sup>2</sup>	6,00
$d > 400$ clientes/km <sup>2</sup>	4,80

A contrapartida ou remuneração anual é considerada nos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT após celebração, entre os municípios das Regiões Autónomas e a concessionária ou entidade que explora a rede de distribuição em BT, de contrato ou de qualquer outro instrumento jurídico de igual eficácia que contenha a informação necessária para o cálculo do valor, nomeadamente o consumo de

energia elétrica dos fornecimentos em baixa tensão verificado em 2006 em cada município das Regiões Autónomas, os termos e condições do pagamento da contrapartida ou remuneração anual ao município em causa, bem como o valor de referência apurado.

Os valores referentes à contrapartida ou remuneração anual referente a 2022 a considerar em tarifas de 2024, nos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica das empresas reguladas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, tem por base a informação recebida da EDA e da EEM, posteriormente validada pela ERSE.

Para o apuramento dos montantes relativos às Rendas de Concessão, o valor do Índice de Preços no Consumidor (IPC) de t-3 considerado em t-2 é calculado de acordo com a taxa de variação média dos últimos 12 meses nacional publicado pelo INE (à segunda casa decimal). Similarmente, no apuramento do valor de t serão também utilizadas previsões arredondadas às centésimas.





## 7 INFORMAÇÃO RECEBIDA

Para a determinação dos proveitos permitidos, as empresas reguladas do Setor Elétrico têm obrigações ao nível da prestação de informação, que se encontram estipuladas nas secções II a X e secção XIII do capítulo VI do RT.

Sublinhe-se que a legislação em vigor, nomeadamente o disposto na alínea bb) do n.º 3 do artigo 136.º, na alínea g) do n.º 3 do artigo 140.º, na alínea b) do n.º 3 do artigo 150.º e no n.º 1 do artigo 271.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, é clara no que respeita à obrigação dos agentes em fornecer toda a informação para fins regulatórios.

De acordo com a Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, que aprova o Regime Sancionatório do Setor Energético, a falta de colaboração ou de prestação de informação solicitada pela ERSE no exercício das suas funções e a que os agentes estejam obrigados nos termos da lei ou dos regulamentos em vigor constitui contraordenação muito grave punível com coimas.

Assim, de acordo com o RT a informação a disponibilizar deverá conter:

- valores dos ativos imobilizados, amortizações e participações ao investimento, desagregados por atividades quando aplicável;
- valores previsionais dos investimentos, transferências para exploração e amortizações, desagregados por atividades, quando aplicável;
- balanços de energia elétrica;
- balanços da atividade, reais, estimados e previstos;
- demonstrações dos resultados por atividade, reais, estimadas e previstas;
- detalhe de custos associados a cada atividade;
- taxas de inflação utilizadas nas projeções efetuadas pelas empresas;
- chaves de repartição dos custos comuns entre atividades, quando aplicável;
- chaves de repartição dos imobilizados e investimentos em áreas comuns entre atividades, quando aplicável;
- relatório com a justificação e discriminação dos critérios subjacentes à elaboração da informação disponibilizada;

- caracterização física dos investimentos efetuados e previstos;
- relatório de auditoria com a certificação das contas reguladas para o ano t-2, evidenciando as diferenças entre as contas estatutárias e as contas reguladas.

Relativamente à receção da informação para a determinação dos proveitos permitidos para o ano de 2024 e dos ajustamentos dos anos 2022 (t-2) e 2023 (t-1), destacam-se as seguintes ocorrências:

- a informação enviada à ERSE de uma forma genérica corresponde ao solicitado nos termos do RT;
- os prazos de envio de informação estabelecidos regulamentarmente foram, na generalidade, respeitados pelas empresas, sempre que controlável;
- a informação financeira e física disponibilizada em suporte digital, de uma forma geral encontrava-se preenchida corretamente. Nos casos em que houve necessidade de algum pedido de esclarecimento solicitado pela ERSE, as empresas responderam às questões com a informação entendida necessária para efeitos regulatórios, de forma célere e objetiva;
- as auditorias de uma forma global corresponderam às necessidades regulatórias.

Contudo, deve assinalar-se que, relativamente ao OLMCA, a ADENE enviou as contas reguladas de 2022 à ERSE sem o acompanhamento do respetivo relatório de auditoria, previsto no RT. Após várias interações com a empresa, a ERSE foi informada pela ADENE que o processo de fecho de contas de 2022 estava em curso devido ao atraso ocorrido no fecho das contas de 2021, que só veio a ocorrer em maio de 2023.

Na proposta tarifária para 2024, não tendo a ERSE conhecimento das contas fechadas e auditadas de 2022 relativas à atividade de OLMCA da ADENE, precarizou-se a aceitação do ajustamento final de 2022 considerado nos proveitos de 2024 da atividade de OLMCA da ADENE. No entanto, no dia 5 de dezembro, foram rececionadas pela ERSE as contas reais auditadas de 2022 e a respetiva certificação do auditor da atividade de OLMCA, pelo que o ajustamento final de 2022 foi considerado em definitivo nos proveitos permitidos.

Realça-se que o RT refere a necessidade de prestação de informação por parte das empresas, procurando uma maior transparência na informação económica, por forma a diminuir o risco de subsídio das atividades não reguladas das empresas, através das suas atividades reguladas. Assim, é importante que as empresas prestem ao regulador toda a informação prevista regulamentarmente nos prazos definidos para o efeito.

## ANEXO I - FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL

Para o período anterior à vigência do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação inicial, o custo com a tarifa social de eletricidade é financiado pelos centros electroprodutores do Continente, na proporção da sua potência instalada, de acordo com o artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro<sup>122</sup>.

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o custo com a tarifa social de eletricidade passou a ser financiado pelos centros electroprodutores do Continente, incidindo sobre todos os titulares de centros eletroprodutores com fonte de energia primária não renovável e os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, na proporção da potência instalada de cada centro eletroprodutor (artigo 199.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação originária).

Entretanto, foi aprovado o Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, que altera o modelo de financiamento da tarifa social, passando a abranger não só os produtores, mas também os comercializadores de energia elétrica e os demais agentes de mercado na função do consumo. Esta alteração legal procura respeitar o princípio da proporcionalidade e estabelecer obrigações não discriminatórias, através de uma maior abrangência da cadeia de valor do setor elétrico no modelo de financiamento da tarifa social.

Importa referir que com a publicação deste diploma, foi tomada a decisão final sobre a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social até ao dia 17 de novembro de 2023 (data da publicação do mencionado Decreto-Lei n.º 104/2023), incluindo sobre os atos anteriormente precarizados relativos aos ajustamentos definitivos dos anos de 2018 a 2022. Esta decisão foi notificada aos intervenientes no fluxo de financiamento da tarifa social, tendo-se materializado com a aprovação de Diretiva pelo Conselho de Administração da ERSE, disponível no site da ERSE, cuja publicação em Diário da República se aguarda.

---

<sup>122</sup> De acordo com o n.º 1 do artigo 4.º deste diploma, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada. De acordo com o n.º 4 do mesmo artigo, para este efeito, entende-se por titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

À semelhança do processo tarifário para 2023, a ERSE decidiu dissociar o processo de repartição do financiamento da tarifa social de eletricidade de 2024 do processo tarifário, sujeitando-o à realização de uma consulta pública, em cumprimento com o previsto no Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, recentemente publicado. Nesta consulta, será também definida a repartição dos montantes respeitantes ao período remanescente de 2023 (18 de novembro a 31 de dezembro), em que já vigora o novo modelo de financiamento.

Neste contexto, em 2024 estima-se que o CUR terá de suportar custos com o financiamento da tarifa social, através da atividade de comercialização do CUR, de cerca de 5,2 milhões de euros. Contudo, este valor só será apurado com a publicação de Diretiva da ERSE sobre a repartição do financiamento da tarifa social relativo a 2024 pelos vários agentes financiadores, podendo sofrer alterações decorrentes da atualização de dados usados na operacionalização dessa repartição, bem como de comentários que venham a ser recebidos na consulta pública acima referida.

Com a aplicação do desconto de 33,8% estabelecido pelo Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro, a previsão dos custos com a tarifa social para 2024 ascende a cerca de 136 503 milhões de euros para Continente e Regiões Autónomas.

Na figura seguinte resumem-se os valores previsionais de 2024 e ajustamentos de 2022 e 2023 dos custos com a aplicação da tarifa social no Continente e Regiões Autónomas.

**Quadro I - Montantes globais dos custos com a tarifa social para 2024 e ajustamentos de 2022 e 2023**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Continente	RAA	RAM	Total
<b>Custos Previsionais 2024 (1)</b>	129 850	3 243	3 411	<b>136 503</b>
<b>Ajustamentos 2023 (2)</b>	-10 150	-93	-135	<b>-10 378</b>
<b>Ajustamentos 2022 (3)</b>	3 169	-379	-194	<b>2 595</b>
<b>Total (1) + (2) + (3)</b>	<b>122 868</b>	<b>2 770</b>	<b>3 082</b>	<b>128 720</b>