

Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2024

dossier de imprensa

Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2024

1. PROCEDIMENTO DE APROVAÇÃO DAS TARIFAS E PREÇOS

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu, a 16 de outubro, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, e demais entidades previstas, a proposta de tarifas e preços para a energia elétrica a vigorarem em 2024.

O Conselho Tarifário, órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços, composto por representantes de consumidores, empresas reguladas e autarquias, emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, a 15 de novembro.

Após o parecer do Conselho Tarifário e a análise das questões levantadas por este órgão da ERSE e pelas entidades regulamentarmente previstas, o Conselho de Administração da ERSE aprova, até ao dia 15 de dezembro, as tarifas e preços para a energia elétrica que vigorarão a partir de 1 de janeiro de 2024.

2. ENQUADRAMENTO ÀS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O mercado liberalizado de eletricidade apresentava, em outubro de 2023, cerca de 5,5 milhões de clientes e representava aproximadamente 94% do consumo total em Portugal continental. Com exceção do ano de 2022, pelas razões de atipicidade conhecidas, as tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF ou tarifas transitórias) têm tido progressivamente menor expressão no setor elétrico, registando-se, em outubro de 2023, menos de 1 milhão de clientes (935 854) abastecidos pelo comercializador de último recurso (CUR).

Durante 2023, o número de clientes fornecidos por um comercializador em mercado observou um ligeiro crescimento, sendo essa realidade transversal a todos os segmentos, incluindo o de clientes em Baixa Tensão Normal (BTN), usualmente descritos como o segmento residencial e de microempresas, em que cerca de 86% do consumo deste segmento já está em mercado.

Com o objetivo de auxiliar os consumidores na transição para o mercado livre e no acompanhamento das melhores ofertas, a ERSE disponibiliza no seu site um [simulador de comparação de preços de energia](#).

A decisão tarifária hoje divulgada inclui as tarifas transitórias, bem como as tarifas sociais de venda a clientes finais, as tarifas de acesso às redes de transporte e de distribuição e as tarifas de cada atividade regulada do setor elétrico.

As tarifas transitórias aplicam-se aos consumidores em BTN fornecidos por um CUR, que não escolheram um comercializador em regime de mercado.

As tarifas sociais de venda a clientes finais aplicam-se aos consumidores vulneráveis em BTN que sejam fornecidos por um CUR. São também fixadas tarifas sociais de acesso às redes em BTN, de modo a garantir a proteção dos consumidores vulneráveis abastecidos por qualquer comercializador em regime de mercado.

A elaboração de uma decisão de tarifas e preços de energia elétrica está sempre submetida a um conjunto de critérios que, ponderando o equilíbrio de interesses entre os consumidores e os operadores, se traduzem em:

- Minimizar os custos para os consumidores, através da afetação eficiente dos recursos utilizados nas diferentes atividades reguladas, assegurando a sustentabilidade do sistema,
- Promover a adequação dos preços aos custos nas atividades reguladas,
- Refletir os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral nos termos da legislação em vigor.

Importa relevar que, apesar da relativa estabilização do contexto macroeconómico e geopolítico face aos exercícios tarifários para 2022 e para 2023, mantém-se alguma incerteza, agravada com o recente conflito israelo-palestino, o que dificulta o exercício de previsão de alguns dos pressupostos do cálculo dos proveitos permitidos, como a evolução do preço de energia elétrica, que poderão justificar uma atuação da ERSE em linha com as fixações excecionais das tarifas ocorridas em 2022 e 2023.

3. VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As variações tarifárias são o resultado da conjugação de vários fatores, por vezes, com impactos em sentidos opostos.

3.1. Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental

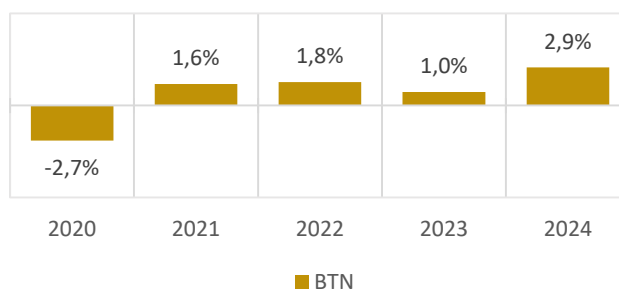
O processo de liberalização no setor da eletricidade prevê a progressiva extinção das TTVCf, processo já concluído nos níveis de Muito Alta Tensão (MAT), de Alta Tensão (AT), de Média Tensão (MT) e de Baixa Tensão Especial (BTE).

Para os consumidores de BTN, compreendendo os consumidores residenciais e os pequenos negócios, a data limite é 31 de dezembro de 2025 ¹.

Para os consumidores de BTN que permaneçam no mercado regulado, que representam 6,3% do consumo total e 936 mil clientes, reportados ao final de outubro de 2023, ou que tenham optado por tarifa equiparada, a variação média anual das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para 2024 é de **2,9%**. Estes acréscimos estão em linha com a inflação prevista para 2024, o que representa uma **variação nula em termos reais**.

A variação média anual referida acima inclui o efeito da atualização trimestral da tarifa de Energia em abril de 2023, bem como a fixação excecional de tarifas de julho de 2023. Numa perspetiva mensal, em janeiro de 2024 os clientes de BTN em mercado regulado observarão um aumento médio de **3,7%** em relação aos preços em vigor em dezembro de 2023.

A figura seguinte ilustra as variações anuais das tarifas transitórias para os consumidores finais em BTN dos últimos cinco anos, o que resulta numa **variação média anual de +0,9%** no período de 2020 até 2024.



3.2. Tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

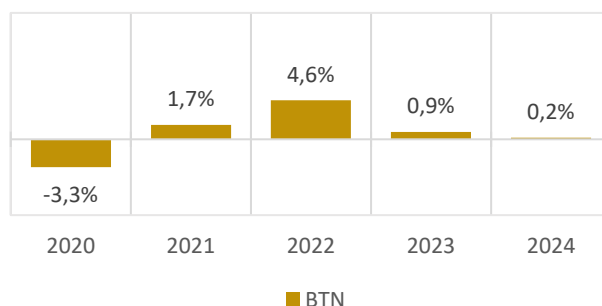
Para os consumidores das Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM) as tarifas de Venda a Clientes Finais observam as seguintes variações entre **dezembro de 2023 e janeiro de 2024**.

| Tarifas de Venda a Clientes Finais | RAA | RAM |
|------------------------------------|--------|--------|
| MT | -14,0% | -14,5% |
| BTE | -5,6% | -5,4% |
| BTN | 1,9% | 1,9% |

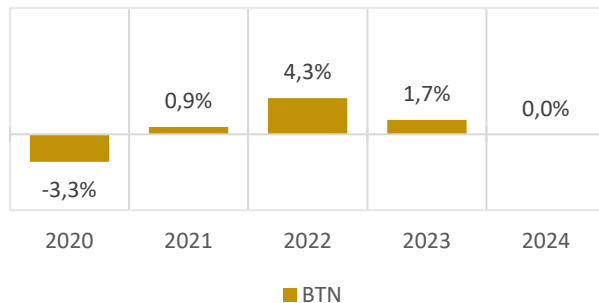
¹ Prazos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

A variação média anual das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas para 2024 é de 0,2% para os clientes em BTN da RAA e nula para os clientes em BTN da RAM. São assim observadas, em termos médios, reduções reais de preços.

A figura seguinte ilustra as variações médias anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da **Região Autónoma dos Açores**, no período de 2020 a 2024, para **consumidores em BTN**, o que corresponde a uma **variação média anual de cerca de +0,8%**.



A figura seguinte ilustra as variações médias anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da **Região Autónoma da Madeira**, no período de 2020 a 2024, para **consumidores em BTN**, o que corresponde a uma **variação média anual de cerca de +0,7%**.



As variações médias anuais, apresentadas nas duas figuras anteriores, incluem as atualizações trimestrais da tarifa de Energia, bem como as fixações excecionais, ocorridas no período. Numa perspetiva mensal, em janeiro de 2024 os consumidores em BTN vão observar um **aumento médio de +1,9%** em ambas as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, em relação aos preços em vigor em dezembro de 2023.

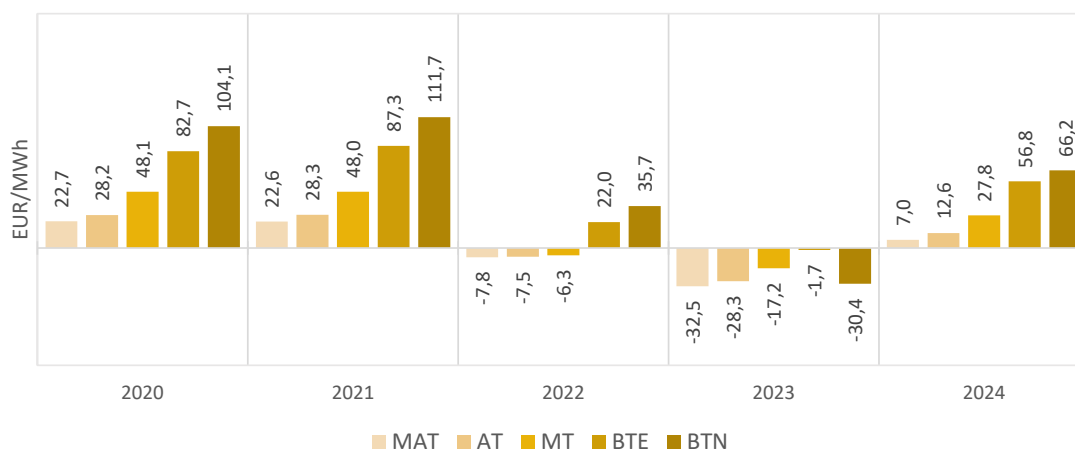
3.3. Tarifa social

Os consumidores com tarifa social beneficiarão de um **desconto de 33,8%** sobre as tarifas de venda a clientes finais, de acordo com o estabelecido pelo Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro.

3.4. Tarifas de Acesso às Redes

As tarifas reguladas pela ERSE para a utilização das infraestruturas e serviços partilhados por todos os consumidores – as chamadas tarifas de Acesso às Redes - condicionam os preços praticados de todos os comercializadores, uma vez que são aplicadas diretamente aos comercializadores que, por sua vez, as transmitem aos clientes finais nas faturas de fornecimento de energia elétrica. Logo, as tarifas de Acesso às Redes afetam todos os clientes, incluindo os clientes nos mercados regulado e liberalizado.

A figura seguinte apresenta a evolução dos preços médios das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental no período de 2020 a 2024, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento, que incluem as atualizações trimestrais da tarifa de Energia, bem como as fixações excecionais, ocorridas no período. Apesar de as tarifas de Acesso às Redes voltarem a patamares positivos em 2024, o nível de preços será inferior ao dos anos de 2020 e 2021, anos pré-crise energética em que todas as tarifas de Acesso às Redes foram positivas.



A variação das tarifas de Acesso às Redes depende, por um lado, das variações das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE) e, por outro lado, da variação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG).

O aumento da tarifa de Acesso às Redes em 2024 decorre essencialmente do facto de as tarifas de Acesso às Redes em 2023 terem sido negativas, por via de valores de CIEG a devolver aos consumidores, que beneficiaram de modo significativo o Sistema Elétrico Nacional (SEN). Com efeito, nos anos de 2022 e 2023 as tarifas de Acesso às Redes beneficiaram de sobreganhos a devolver aos consumidores, associados com a produção com remuneração garantida (PRG),

determinados pela diferença entre os preços garantidos a essa produção e os preços de energia no mercado grossista. A descida observada nos preços de energia nos mercados grossistas, tem vindo a reduzir substancialmente estes sobreganhos e, conseqüentemente, a promover a reposição do nível habitual das tarifas de Acesso às Redes.

Nos anos de 2022 e 2023, impactados pela crise energética, as tarifas de Acesso às Redes assumiram valores negativos que compensaram em parte o aumento substancial dos preços da componente de Energia, o que permitiu conferir alguma estabilidade aos preços finais pagos pelos consumidores. Recorde-se que o impacto nos consumidores em mercado liberalizado depende das tarifas de Acesso às Redes, mas também da componente de Energia adquirida por cada comercializador.

Considerando que se prevê que os preços no mercado grossista de eletricidade sejam inferiores aos registados em 2023, tal ajudará a minorar o impacto do aumento das tarifas de Acesso às Redes nos preços finais de todos os níveis de tensão.

As tarifas de Acesso às Redes são fixadas pela ERSE para vigorarem entre 1 de janeiro e 31 de dezembro. Esta circunstância justifica que os comercializadores revejam normalmente os seus tarifários no mês de janeiro de cada ano.

4. PRINCIPAIS FATORES QUE DETERMINAM A VARIAÇÃO TARIFÁRIA EM 2024

As tarifas a vigorarem em 2023, definidas em dezembro de 2022, perspetivavam um nível de preços no mercado grossista elevado, suportado pelas melhores previsões na altura, e em consequência, tarifas de Acesso às Redes negativas.

No entanto, o preço de energia elétrica observado no mercado grossista no primeiro semestre de 2023, apesar de ainda elevado, revelou-se muito inferior ao previsto em dezembro de 2022, situação que originou um significativo desvio de sobreganhos que deveriam reverter a favor das tarifas de 2023, a recuperar nos exercícios tarifários de 2024 em diante.

Esses sobreganhos decorreriam do diferencial previsto entre o preço de energia elétrica no mercado grossista para 2023 e o custo da energia elétrica a adquirir a produtores legalmente enquadrados por mecanismos que lhes garantem um preço ou uma remuneração garantida ².

² O custo com a energia elétrica adquirida a produtores com remuneração garantida é a rubrica economicamente mais relevante dos CIEG. A remuneração dessa produção funciona como compensação ao preço da energia elétrica no mercado grossista e é paga por todos os consumidores nas tarifas de Uso Global do Sistema. Assim, se os preços de energia elétrica nos mercados grossistas subirem, o valor da remuneração garantida diminui (podendo até tornar-se negativa e ser deduzida às tarifas se o preço de mercado for superior a esta remuneração garantida como aconteceu em 2022 e em 2023). Por outro lado, se os preços nos mercados diminuírem, a remuneração garantida sobe podendo-se tornar um custo para os consumidores como sucedeu sucessivamente até 2021.

A aprovação das tarifas excecionais a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023 permitiu corrigir apenas parcialmente esta situação no segundo semestre de 2023, mantendo-se um desvio relativo ao primeiro semestre a recuperar pelas tarifas em 2024. Além disso, a tendência de diminuição dos preços de energia elétrica no mercado grossista acentuou-se a partir de outubro, em particular após a proposta tarifária submetida a parecer do Conselho Tarifário a 16 de outubro, o que contribuiu para um aumento adicional do desvio esperado para 2023, em cerca de 201 M€ desde essa data.

A recuperação deste desvio, gerado essencialmente no primeiro semestre de 2023 com um agravamento adicional criado desde outubro de 2023, origina um aumento de proveitos com um forte reflexo na estabilidade tarifária para 2024, o que conduz, por um lado, à necessidade de a ERSE decidir, nos termos do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a transferência intertemporal, pelo prazo de 5 anos, do diferencial de custo com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida (PRG), e por outro lado, à aprovação de uma variação tarifária anual de 2,9% para as TTVCF em BTN, superior à apresentada na proposta tarifária de 16 de outubro. Com esta decisão promove-se a estabilidade dos preços finais pagos pelos consumidores numa perspetiva intertemporal, procurando evitar-se variações tarifárias de sentido oposto entre anos consecutivos (subidas acentuadas neste ano e descidas no próximo), sem, contudo, ser prejudicada a sustentabilidade económica do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

As tarifas de Acesso às Redes, através da tarifa de UGS, beneficiam ainda de um conjunto alargado de medidas de contenção tarifária, ordinárias e extraordinárias, no montante de cerca de **1,2 mil milhões de euros**:

- 655 milhões de euros de receitas líquidas obtidas com os leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa, receitas com a venda de garantias de origem de produção renovável com remuneração garantida ³, com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), com o produto da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE) e com acertos de medidas de contenção tarifária de anos anteriores ⁴.
- 566 milhões de euros adicionais, provenientes do orçamento do Fundo Ambiental. Deste montante, 500 milhões de euros beneficiam os clientes em MAT, AT, MT, BTE e BTN> e os restantes 66 milhões de euros os consumidores em BTN<.

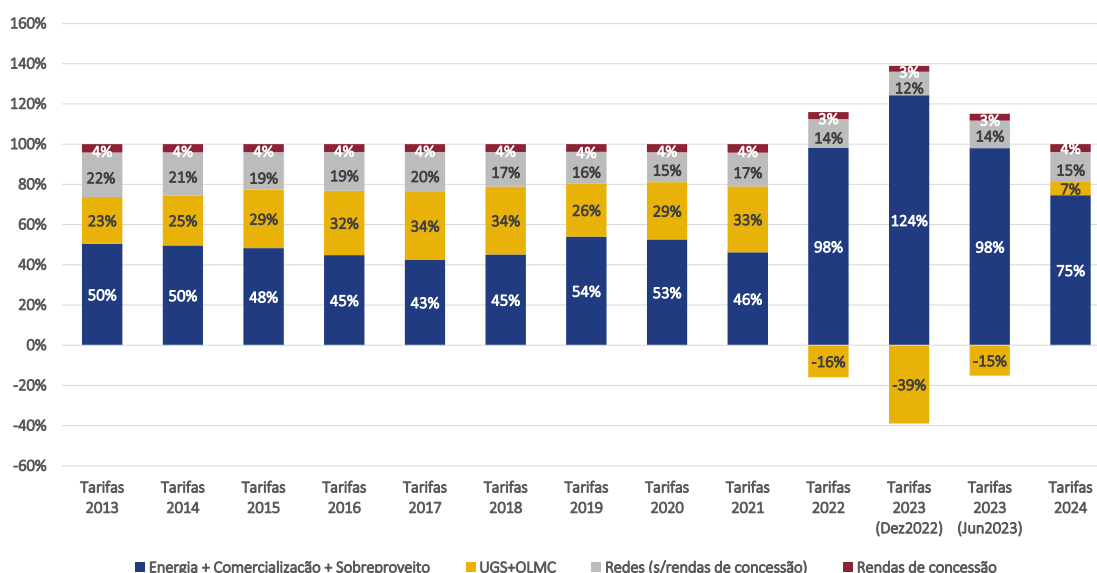
³ As receitas com a venda de garantias de origem são deduzidas ao nível do diferencial de custo com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida (PRG), enquanto as demais medidas de contenção tarifária são deduzidas ao nível da parcela II da tarifa de UGS.

⁴ Acertos relativos ao mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013.

Evolução da estrutura de custos

O peso das redes na estrutura de custos recuperados pelas tarifas regista uma ligeira tendência de descida desde o início do período de regulação 2022-2025, em que a ERSE redefiniu as metas de eficiência e parâmetros para as empresas reguladas, reforçando o nível de exigência que tem pautado a sua atuação. Destaca-se, para 2024, o peso reduzido da tarifa de UGS, resultante das medidas de contenção tarifária e das transferências intertemporais do diferencial de custo da PRG, bem como o peso elevado da componente de energia, justificado não apenas pela menor proporção da UGS, mas também pela manutenção de preços de energia ainda relativamente elevados.

Estrutura dos custos recuperados pelas tarifas⁵



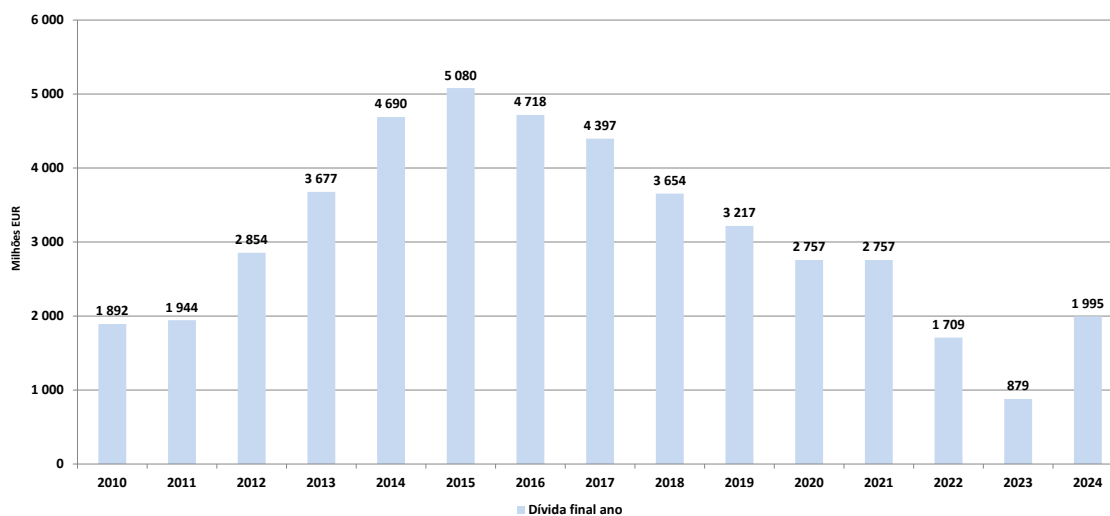
5. EVOLUÇÃO DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Como referido anteriormente, para garantir a estabilidade tarifária, nas tarifas para 2024 a evolução desfavorável dos CIEG obrigou à transferência intertemporal de proveitos permitidos. Deste modo, a dívida tarifária aumentará no montante equivalente desse diferimento, 1 717 milhões de euros, deduzido da amortização prevista no serviço da dívida tarifária, correspondente a 600 milhões de euros, ascendendo a 1 995 milhões de euros no final de 2024,

⁵ A partir de 2024 deixa de se aplicar tarifa de OLMC. A recuperação dos proveitos permitidos deste agente, que passa a adotar a denominação de OLMCA (operador logístico de mudança de comercializador e de agregador), é feita por preço regulado e, supletivamente, pela parcela I da tarifa UGS.

como ilustra a figura seguinte.

Evolução da dívida tarifária



Refira-se que a geração de nova dívida tarifária em 2024 não refletirá, contudo, uma menor sustentabilidade do setor elétrico a médio prazo.

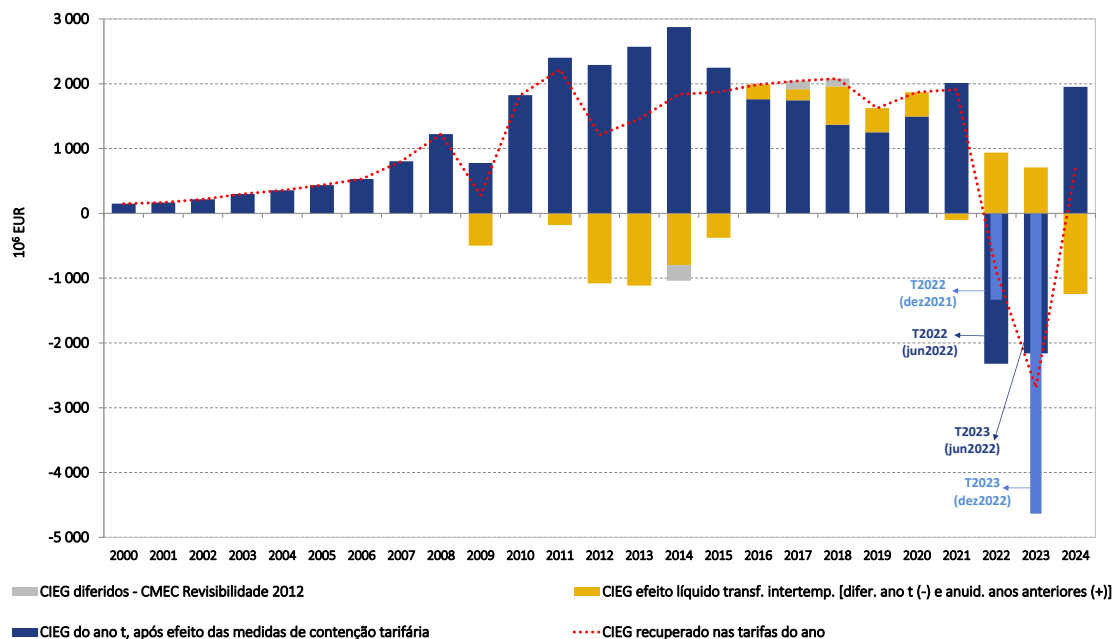
Assim, apesar da instabilidade geopolítica atual, considera-se que, salvo situações disruptivas, a resposta europeia dada à crise energética, decorrente da guerra na Ucrânia, reduz, à partida, a possibilidade de repetição desses impactes no médio prazo. Neste sentido, observou-se na generalidade dos mercados de energia elétrica na Europa um conjunto de dinâmicas que potenciou uma melhor capacidade de adaptação a novos choques externos, nomeadamente a aceleração da penetração da produção renovável, um maior impulso dado às medidas de eficiência energética e, ainda, a diversificação das fontes de energia primária.

A salvaguarda da sustentabilidade económica do SEN justificou a opção da ERSE de manter o montante de dívida criada que constava da proposta de tarifas para 2024, comunicada em outubro, apesar do agravamento significativo do desvio de sobreganhos para o SEN em 2023, que ocorreu desde esta data.

6. CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E INTERESSE ECONÓMICO GERAL

Apresenta-se, na figura em baixo, a evolução dos CIEG desde o ano da sua criação. Após dois anos de CIEG negativos, em 2024, os CIEG voltam a ser positivos, ainda que o seu valor resulte mitigado por efeito das medidas de contenção tarifária referidas anteriormente.

Custos de Interesse Económico Geral



7. SERVIÇO DA DÍVIDA

O quadro que se segue apresenta as amortizações e os juros da dívida gerada em anos anteriores (2019, 2020 e 2021), nomeadamente: (i) a parcela relativa a medidas de estabilidade tarifária, estabelecidas no Decreto-Lei n.º 165/2008 e (ii) as parcelas dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida. Inclui igualmente a dívida criada em 2024 relativa ao sobrecusto com a aquisição de energia a produtores de eletricidade que beneficiem de regimes de remuneração garantida.

O valor do serviço da dívida, incluído na proposta de tarifas para 2024, apresenta-se superior ao nível do ano anterior, sendo que o saldo em dívida, no final de 2024, é de 1 995 milhões de euros.

Amortizações e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

| | Saldo em dívida em 2023 | Juros 2024 | Amortização e regularização 2024 | Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2024 | Saldo em dívida em 2024 |
|---|-------------------------|-------------------|----------------------------------|--|-------------------------|
| | (1) | (2) | (3) | (4) = (2)+(3) | (5) = (1)-(4) |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2020 | 191 483 170 | 1 063 306 | 191 483 170 | 192 546 476 | 0 |
| EDP Serviço Universal | 22 706 | 126 | 22 706 | 22 832 | 0 |
| CGD | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2020 | 25 274 833 | 140 351 | 25 274 833 | 25 415 184 | 0 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2020 | 5 578 542 | 30 978 | 5 578 542 | 5 609 520 | 0 |
| Santander | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2020 | 33 750 360 | 187 416 | 33 750 360 | 33 937 776 | 0 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2020 | 18 428 391 | 102 333 | 18 428 391 | 18 530 724 | 0 |
| BPI | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2020 | 21 178 460 | 117 604 | 21 178 460 | 21 296 064 | 0 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2020 | 12 368 943 | 68 685 | 12 368 943 | 12 437 628 | 0 |
| BCP | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2020 | 33 885 546 | 188 166 | 33 885 546 | 34 073 712 | 0 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2020 | 9 887 467 | 54 905 | 9 887 467 | 9 942 372 | 0 |
| BBVA | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2020 | 25 048 486 | 139 094 | 25 048 486 | 25 187 580 | 0 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2020 | 6 059 436 | 33 648 | 6 059 436 | 6 093 084 | 0 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 555 366 761 | 3 085 062 | 276 914 251 | 279 999 314 | 278 452 510 |
| SU Eletricidade | 219 453 | 1 219 | 109 423 | 110 642 | 110 030 |
| CGD | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 13 018 321 | 72 317 | 6 491 131 | 6 563 448 | 6 527 189 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 37 669 096 | 209 252 | 18 782 380 | 18 991 632 | 18 886 716 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 40 221 592 | 223 431 | 20 055 093 | 20 278 524 | 20 166 499 |
| Santander | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 31 371 698 | 174 270 | 15 642 402 | 15 816 672 | 15 729 296 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 37 669 096 | 209 252 | 18 782 380 | 18 991 632 | 18 886 716 |
| BPI | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 18 337 430 | 101 864 | 9 143 320 | 9 245 184 | 9 194 111 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 37 669 096 | 209 252 | 18 782 380 | 18 991 632 | 18 886 716 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 159 880 803 | 888 138 | 79 718 982 | 80 607 120 | 80 161 821 |
| BCP | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 15 685 849 | 87 135 | 7 821 201 | 7 908 336 | 7 864 648 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 37 669 096 | 209 252 | 18 782 380 | 18 991 632 | 18 886 716 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 40 221 592 | 223 431 | 20 055 093 | 20 278 524 | 20 166 499 |
| BBVA | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 37 669 096 | 209 252 | 18 782 380 | 18 991 632 | 18 886 716 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 7 842 948 | 43 568 | 3 910 612 | 3 954 180 | 3 932 336 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 | 40 221 592 | 223 431 | 20 055 093 | 20 278 524 | 20 166 499 |
| Diferimento do sobrecusto PRG de 2024 ^[1] | | | | | 1 716 609 136 |
| Tagus, SA | 132 085 119 | 7 300 345 | 132 085 119 | 139 385 463 | 0 |
| Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009 | 97 785 167 | 5 404 586 | 97 785 167 | 103 189 753 | 0 |
| Sobrecusto da PRE 2009 | 34 299 952 | 1 895 758 | 34 299 952 | 36 195 710 | 0 |
| Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008 | 0 | -32 400 | 0 | -32 400 | 0 |
| Titularização do sobrecusto da PRE de 2009 | | -32 400 | | -32 400 | 0 |
| Total | 878 935 050 | 11 416 313 | 600 482 540 | 611 898 852 | 1 995 061 646 |

[1] O valor total do diferencial de custo PRG a diferir previsto para 2024 é de 2 160,4 milhões de euros.

8. PROVEITOS REGULADOS

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos na proposta de tarifas para 2024, que incluem as transações entre empresas ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Proveitos permitidos por empresa regulada

| | Unidade: 10 ³ EUR | | |
|---|------------------------------|------------------|------------------|
| | Proveitos sem ajustamentos | Ajustamentos | Proveitos |
| | (a) | (b) | (c) = (a+b) |
| REN Trading | 50 175 | 240 738 | 290 913 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC) | 50 175 | 240 738 | 290 913 |
| REN | 701 876 | 28 393 | 730 269 |
| Gestão Global do Sistema (GGS) | 373 606 | -496 | 373 110 |
| Transporte de Energia Elétrica (TEE) | 328 270 | 28 889 | 357 159 |
| ADENE | 1 364 | -15 | 1 349 |
| Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA) | 1 364 | -15 | 1 349 |
| E-Redes | 1 831 046 | 3 538 | 1 834 583 |
| Distribuição de Energia Elétrica (DEE) | 1 097 354 | 5 733 | 1 103 087 |
| Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte | 357 159 | -5 951 | 351 208 |
| Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 376 532 | 3 755 | 380 288 |
| SU Eletricidade | -409 791 | 1 673 551 | 1 263 759 |
| Agregador de Último Recurso (AUR) | -963 895 | 1 880 709 | 916 813 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG) | -964 002 | 1 880 295 | 916 293 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção Renovável e Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC) | 107 | 413 | 520 |
| Comercializador de Último Recurso (CUR) | 554 104 | -207 158 | 346 946 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes (CVEE FC) | 351 919 | -204 508 | 147 410 |
| Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD) | 174 469 | 0 | 174 469 |
| Comercialização (C) | 27 717 | -2 650 | 25 067 |
| EDA | 252 336 | 27 984 | 280 320 |
| Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema | 195 894 | 30 383 | 226 276 |
| Atividade de Distribuição de Energia Elétrica | 48 250 | -1 692 | 46 557 |
| Atividade de Comercialização de Energia Elétrica | 8 193 | -706 | 7 487 |
| EEM | 254 816 | 66 267 | 321 083 |
| Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema | 196 291 | 65 960 | 262 251 |
| Atividade de Distribuição de Energia Elétrica | 52 818 | 13 | 52 831 |
| Atividade de Comercialização de Energia Elétrica | 5 706 | 294 | 6 000 |

Nota: Os ajustamentos com sinal positivo são valores a recuperar pelas empresas e os ajustamentos com sinal negativo são valores a devolver ao sistema. Embora o valor dos proveitos do ORD por aplicação das tarifas de UGS e de URT inclua o desconto da tarifa social, no montante de 130 milhões de euros, este montante é devido à E-REDES.

[Aceda aos documentos de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2024](#)