

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2024

dossier de imprensa

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2024

1. PROCEDIMENTO DE APROVAÇÃO DAS TARIFAS E PREÇOS

O Conselho de Administração da ERSE submete à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, e demais entidades previstas, a proposta de tarifas e preços para a energia elétrica, de acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário.

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, emite parecer, obrigatório e não vinculativo, até 15 de novembro.

Após o parecer do Conselho Tarifário e da análise das questões levantadas por este órgão da ERSE e pelas entidades regulamentarmente previstas, o Conselho de Administração aprova, até 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 agosto de 2023 cerca de 5,5 milhões de clientes (5.524.932) e representava aproximadamente 93,6% do consumo total em Portugal continental. As tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF) têm menor expressão no setor elétrico, registando-se, em agosto de 2023, menos de 1 milhão de clientes (947.426) abastecidos pelo comercializador de último recurso (CUR).

Durante 2023, o número de clientes fornecidos por comercializadores em mercado continuou a aumentar, ainda que ligeiramente, 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 85,3% 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](#).

Esta proposta integra as TTVCF, bem como as tarifas sociais de venda a clientes finais, as tarifas de acesso às redes de transporte e de distribuição e as tarifas das restantes atividades reguladas do setor elétrico.

As tarifas transitórias aplicam-se aos consumidores fornecidos em BTN pelos 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 nos termos estabelecidos na legislação.

A elaboração de uma decisão de tarifas 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;
- Assegurar o equilíbrio económico e financeiros das atividades reguladas;
- 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, e condiciona a atual proposta tarifária, que poderá sofrer alterações até à versão final a publicar a 15 de dezembro de 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

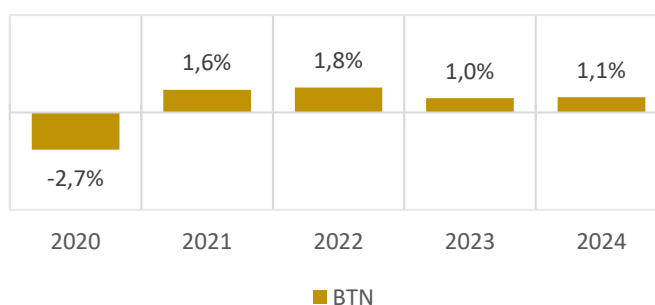
O processo de liberalização no setor da eletricidade prevê a progressiva extinção das TTVCF, processo já concluído nos níveis de Muito Alta Tensão (MAT), de Alta Tensão (AT), de Média Tensão (MT) e de Baixa Tensão Especial (BTE).

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 cerca de 6,4% do consumo total e 947 mil clientes, ou que tenham optado por tarifa equiparada, a variação média anual das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para 2024 é de **1,1%**.

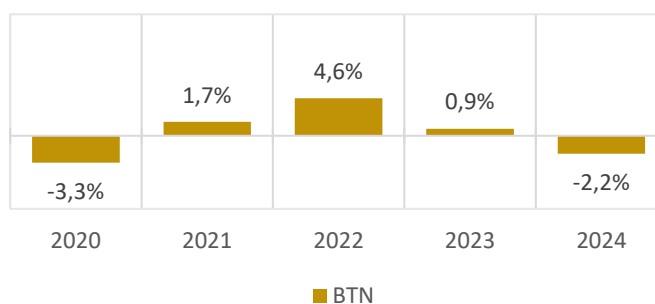
A variação média anual referida acima integra o efeito da atualização trimestral da tarifa de Energia em abril de 2023, bem como a fixação excecional de tarifas de julho de 2023. Numa perspetiva mensal, em janeiro de 2024 os consumidores em BTN vão observar um aumento médio de **1,9%** em relação aos 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 0,6%** no período de 2020 até 2024.



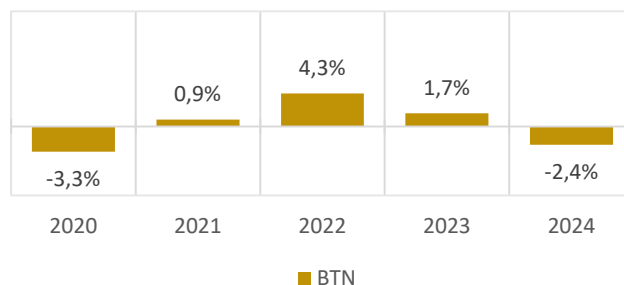
3.2. Tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

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 0,3%.



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

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 0,2%.



As variações médias anuais, apresentadas nas figuras anteriores, integram no valor para 2023 a 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 consumidores em BTN vão observar **um decréscimo de -0,6%** em ambas as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, em relação aos preços em vigor em dezembro de 2023.

3.3. Tarifa social

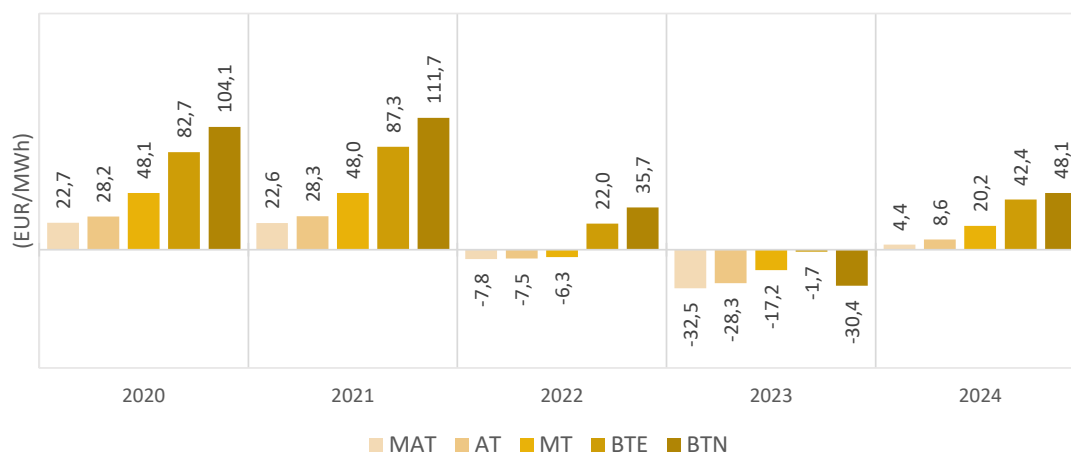
Os consumidores com tarifa social beneficiarão de um **desconto de 33,8%** sobre as tarifas de venda a clientes finais, de acordo com o estabelecido pelo Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro.

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, integrando a fixação excecional de tarifas em julho de 2023. 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 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 consequentemente 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 desvio de receitas a recuperar nos exercícios tarifários de 2024 em diante. A aprovação das tarifas excecionais a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023 permitiu corrigir esta situação no segundo semestre de 2023.

A recuperação deste desvio gerado essencialmente no primeiro semestre de 2023 origina um aumento de proveitos com um forte reflexo na estabilidade tarifária para 2024, o que conduz à necessidade de a ERSE propor, 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, de alguns CIEG, em especial o diferencial de custo com a PRG. Com esta decisão promove-se uma maior estabilidade dos preços finais pagos pelos consumidores numa perspetiva intertemporal, procurando evitar-se variações tarifárias contraditórias entre anos consecutivos (subidas acentuadas neste ano e descidas no próximo), sem, contudo, ser prejudicada a sustentabilidade económica do SEN.

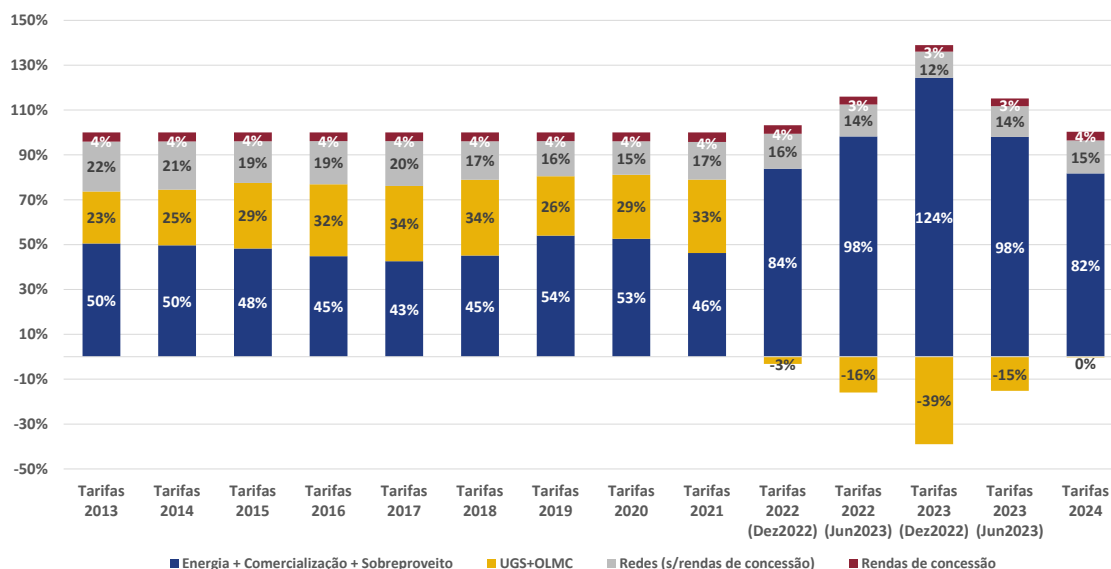
As tarifas de Acesso às Redes, através da tarifa de UGS, beneficiam ainda de um conjunto alargado de medidas de contenção tarifária, ordinárias e extraordinárias, no montante de cerca de **1,2 mil milhões de euros**:

- 634 milhões de euros de receitas 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, com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP) e com o produto da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE).
- 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<.

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 residual da tarifa de UGS, resultante das medidas de contenção tarifária e das transferências intertemporais do diferencial de custo da PRG e dos outros CIEG ao nível da atividade de gestão global do sistema (GGS), bem como o peso elevado da componente de energia, justificado não apenas pela proporção quase nula da UGS, mas também pela manutenção de preços de energia ainda relativamente elevados.

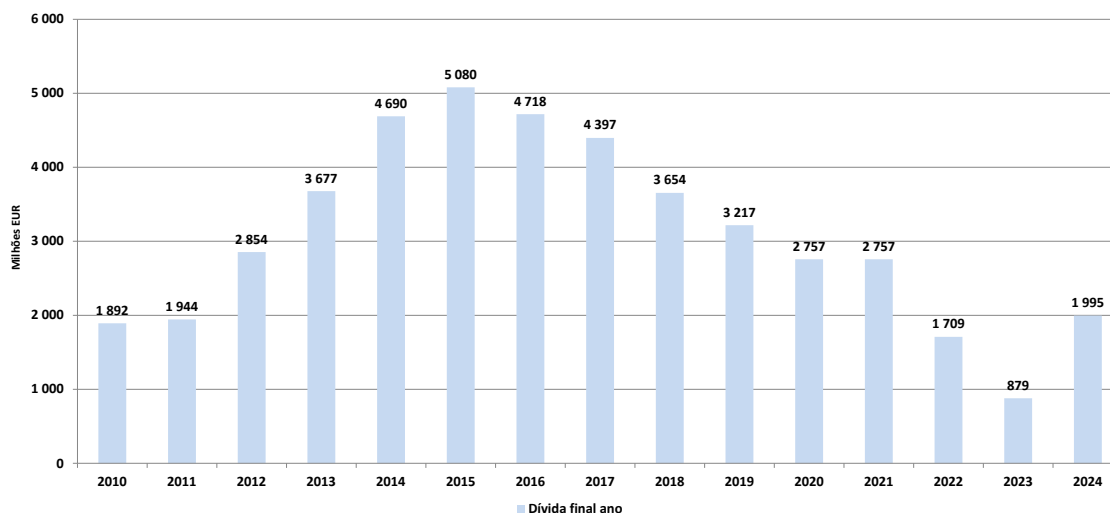
Estrutura dos custos recuperados pelas tarifas



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, como ilustra a figura seguinte.

Evolução da dívida tarifária

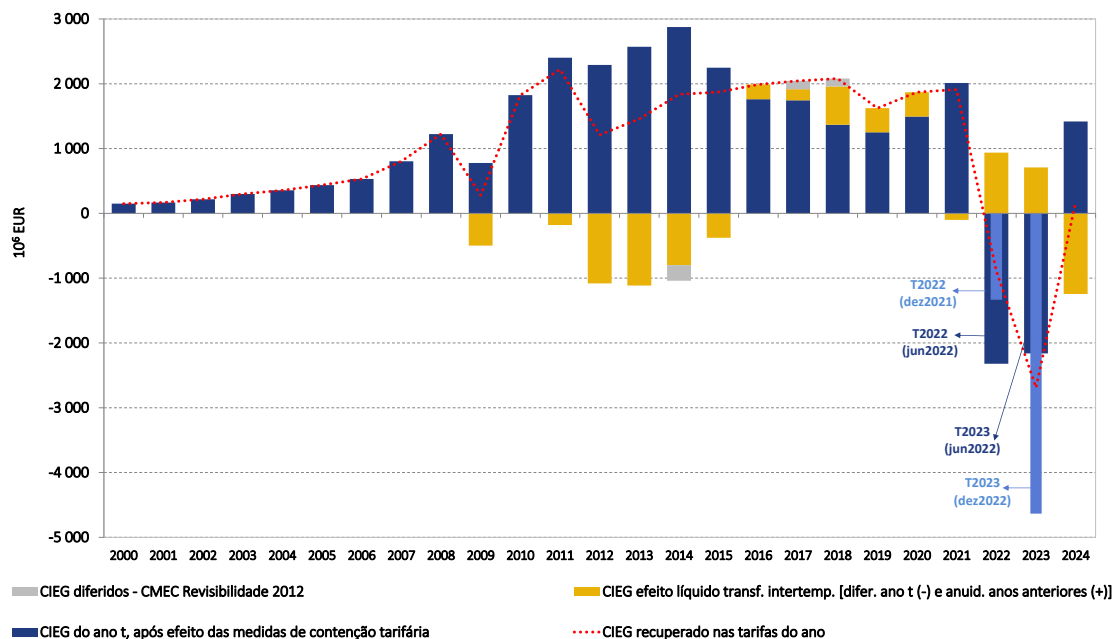


Refira-se que a geração de nova dívida tarifária em 2024 não refletirá, contudo, uma menor sustentabilidade do setor elétrico a médio prazo. Assim, apesar da instabilidade geopolítica atual, considera-se que, salvo situações disruptivas, a resposta europeia dada à crise energética, decorrente da guerra 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.

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, ficando muito abaixo dos anos pré-crise energética.

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 e aos CIEG na atividade de GGS.

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) - (3) |
| 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 Electricidade | 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 diferencial de custo PRG de 2024⁽¹⁾ | | | | | 1 578 298 810 |
| Diferimento dos outros CIEG do ORT de 2024⁽²⁾ | | | | | 138 310 326 |
| 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 |
| Total | 878 935 050 | 11 448 713 | 600 482 540 | 611 931 253 | 1 995 061 646 |

[1] O valor total do diferencial de custo PRG a diferir previsto para 2024 é de 1 653,3 milhões de euros.

[2] O valor total dos outros CIEG ORT a diferir previstos para 2024 é de 144,9 milhões de euros.

Nota: o valor do prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008 será considerado na versão final das tarifas com base no valor final reportado pela SU Electricidade.

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: 10³ EUR

| | Proveitos sem ajustamentos | Ajustamentos | Proveitos |
|---|----------------------------|------------------|------------------|
| | (a) | (b) | (c) = (a+b) |
| REN Trading | 39 350 | 207 637 | 246 987 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC) | 39 350 | 207 637 | 246 987 |
| REN | 715 311 | 22 035 | 737 346 |
| Gestão Global do Sistema (GGS) | 387 636 | -6 837 | 380 799 |
| Transporte de Energia Elétrica (TEE) | 327 676 | 28 872 | 356 547 |
| ADENE | 1 351 | -15 | 1 336 |
| Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA) | 1 351 | -15 | 1 336 |
| E-Redes | 1 296 731 | 3 536 | 1 300 266 |
| Distribuição de Energia Elétrica (DEE) | 1 093 617 | 5 730 | 1 099 346 |
| Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte | 356 547 | -5 947 | 350 600 |
| Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | -153 433 | 3 753 | -149 680 |
| SU Eletricidade | -580 528 | 1 477 291 | 896 763 |
| Agregador de Último Recurso (AUR) | -1 125 850 | 1 673 885 | 548 035 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG) | -1 125 957 | 1 673 472 | 547 515 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção Renovável e Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC) | 107 | 413 | 520 |
| Comercializador de Último Recurso (CUR) | 545 322 | -196 594 | 348 728 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes (CVEE FC) | 391 084 | -193 863 | 197 221 |
| Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD) | 126 718 | 0 | 126 718 |
| Comercialização (C) | 27 520 | -2 731 | 24 789 |
| EDA | 256 849 | 28 029 | 284 878 |
| Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema | 200 618 | 30 426 | 231 044 |
| Atividade de Distribuição de Energia Elétrica | 48 108 | -1 691 | 46 417 |
| Atividade de Comercialização de Energia Elétrica | 8 124 | -706 | 7 418 |
| EEM | 262 050 | 66 228 | 328 278 |
| Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema | 203 806 | 65 921 | 269 727 |
| Atividade de Distribuição de Energia Elétrica | 52 585 | 13 | 52 598 |
| Atividade de Comercialização de Energia Elétrica | 5 659 | 294 | 5 953 |

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 125 milhões de euros, este montante é devido à E-REDES.

Lisboa, 16 de outubro de 2023