

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2020

dossier de imprensa

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2020

1. PROCEDIMENTO DE APROVAÇÃO DE TARIFAS E PREÇOS

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, 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.

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, deve emitir 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, o Conselho de Administração aprova, até ao dia 15 de dezembro, as tarifas e preços para a energia elétrica que vigorarão a partir do dia 1 de janeiro de 2020.

2. ENQUADRAMENTO ÀS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O mercado liberalizado de eletricidade atingiu em agosto de 2019 mais de 5 milhões de clientes (5.201.340) e representa já mais de 94% do consumo total em Portugal. As tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF) têm cada vez menor expressão no setor elétrico, registando-se em agosto 1,06 milhões de clientes abastecidos pelo comercializador de último recurso (CUR).

Durante 2019, o número de clientes fornecidos por um comercializador em mercado continuou a aumentar, 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.

O dinamismo observado na transição para o mercado em todos os níveis de tensão, corroborado pelo crescimento do número de comercializadores a atuar no mercado elétrico, é um bom indicador da competitividade dos preços praticados em mercado face às TTVCF, definidas nas condições estabelecidas na legislação em vigor. Com o objetivo de auxiliar os consumidores na transição para o mercado liberalizado e no acompanhamento das melhores ofertas no mercado liberalizado, a ERSE disponibiliza na sua página oficial da internet um [simulador de comparação de preços de energia](#).

A proposta apresentada 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 atividades reguladas do setor elétrico.

As tarifas transitórias aplicam-se aos consumidores fornecidos pelos comercializadores de último recurso (CUR) que não escolheram um comercializador em regime de mercado em Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT), Baixa Tensão Especial (BTE) e BTN. As tarifas sociais de venda a clientes finais aplicam-se aos consumidores vulneráveis em BTN nos termos estabelecidos em legislação.

A elaboração de uma proposta 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, assegurando a sustentabilidade do mercado e promovendo a adequação dos preços aos custos nas atividades reguladas,
- Incentivar a afetação eficiente dos recursos utilizados nas diferentes atividades reguladas,
- Refletir os custos de interesse económico geral e de política energética nos termos da legislação em vigor.

3. VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

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

3.1. Tarifas de acesso às redes

As tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes e estão incluídas quer nas Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, quer nas tarifas dos comercializadores de mercado. A proposta de tarifas de acesso às redes observa um acréscimo tarifário idêntica em todos os níveis de tensão, no valor de **1,1%**.

| | Varição 2020/2019 |
|----------------------------|-------------------|
| Tarifas de Acesso às Redes | 1,1% |

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 fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética e interesse económico geral (CIEG).

| | Varição 2020/2019 |
|---------------------------------|-------------------|
| Tarifa de Uso Global do Sistema | 5,5% |
| Tarifas de Uso das Redes | -5,1% |

De realçar a ação regulatória da ERSE e a eficaz resposta dos operadores de redes no que respeita aos ganhos de eficiência alcançados e partilhados com os consumidores, que conduzem a uma redução das tarifas de uso das redes de **-5,1%**.

Verifica-se um acréscimo de **5,5%** na tarifa do uso global do sistema, resultado do aumento dos custos de interesse económico geral, acentuado pelo acréscimo do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial e pelo facto das medidas mitigadoras e de sustentabilidade para redução dos CIEG

serem, na atual proposta, substancialmente inferiores ao verificado no ano passado.

3.2. Tarifas transitórias de venda a clientes finais

A proposta de variação entre 2019 e 2020 das tarifas transitórias de venda a clientes finais em Baixa Tensão Normal (BTN) pagas pelos clientes do CUR e da tarifa equiparada é de **-0,4%**.

| Tarifas de Venda a Clientes Finais | Variação 2020/2019 |
|------------------------------------|--------------------|
| Baixa Tensão Normal | -0,4% |

3.3. Tarifas de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

A proposta de variação entre 2019 e 2020 das tarifas de venda a clientes finais pagas pelos clientes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de **-0,9%**, traduzindo a variação média observada em MT e BT.

| Tarifas de Venda a Clientes Finais | Variação 2020/2019 |
|------------------------------------|--------------------|
| Região Autónoma dos Açores | -0,9% |
| Região Autónoma da Madeira | -0,9% |

3.4. 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 por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

4. IMPACTES DAS VARIAÇÕES TARIFÁRIAS NA FATURA MÉDIA DOS CLIENTES

Nos quadros seguintes apresenta-se um conjunto de variáveis caracterizadoras do segmento do consumo doméstico com o objetivo de situar o impacte associado à proposta de tarifas para 2020.

Variáveis caracterizadoras do segmento BTN ≤ 20,7 kVA

| | BTN ≤ 20,7 kVA |
|---|----------------|
| Consumo médio anual/cliente [kWh] | 2 225 |
| Fatura média mensal [€/mês] | 43,9 |
| Variação Tarifária 2020/2019 na fatura mensal [€/mês] | -0,18 |

Nota: Os valores apresentados incluem IVA de 23%.

A sua leitura permite concluir que a expressão nos orçamentos familiares do decréscimo subjacente à proposta de tarifas de venda a clientes finais transitórias para 2020 é de 0,18 euros para uma fatura média mensal de 43,9 euros.

Variáveis caracterizadoras dos consumidores abrangidos pelas “Tarifas Sociais”

| | BTN Tarifa social |
|--|-------------------|
| Consumo médio anual/cliente [kWh] | 2 082 |
| Fatura média mensal [€/mês] | 27,0 |
| Desconto social incorporado na fatura mensal [€/mês] | -13,81 |

Nota: os valores apresentados incluem IVA à taxa de 23%.

Para os consumidores com tarifas sociais de venda a clientes finais, a fatura média mensal de eletricidade é de 27,0 euros, valor que já integra a aplicação de um desconto social mensal de 13,81 euros.

5. PRINCIPAIS FATORES QUE DETERMINAM A VARIAÇÃO TARIFÁRIA EM 2020

De uma forma simplificada, a variação apresentada para as tarifas transitórias de venda a clientes finais reflete as variações conjugadas dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de acesso às redes e da tarifa de energia.

5.1 Proveitos recuperados pela tarifa de energia

A diminuição da tarifa de energia elétrica, em cerca de 3,6%, reflete a diminuição dos preços da energia elétrica nos mercados de futuros nas entregas para 2020, tais como os preços que resultaram do leilão de aprovisionamento do CUR (realizado no passado mês de setembro, no quadro do mecanismo de aprovisionamento eficiente do CUR definido no regulamento Tarifário da ERSE e da regulamentação complementar). Esta

diminuição reflete, por sua vez, a tendência perspetivada nos mercados de futuros para os preços dos combustíveis fósseis (petróleo e carvão).

5.2 Proveitos recuperados pelas tarifas acesso

O ligeiro aumento dos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso explica-se, por um lado, pelo acréscimo dos proveitos a recuperar pela tarifa uso global do sistema, e por outro, pela diminuição dos proveitos a recuperar pelas tarifas de uso da rede de transporte e de uso da rede de distribuição.

Como as tarifas de acesso recuperam, tendencialmente, custos fixos, a ligeira diminuição da procura de energia elétrica que se verifica em 2019 contribui negativamente para a recuperação, por unidade de energia fornecida, desses custos.

- Proveitos com as atividades de uso de redes de transporte e de distribuição

As metas de eficiência impostas pela ERSE para o atual período de regulação, conjuntamente com a diminuição da remuneração dos ativos das atividades reguladas (que, por sua vez, reflete em grande parte a diminuição das taxas de remuneração parcialmente indexadas às *yields* das OT) sustentam a diminuição das tarifas de uso de redes.

Registe-se que as tarifas de uso de redes incorporam as rendas de concessão aos municípios, cuja evolução, indexada à evolução do consumo, não é controlável pela ERSE. Assim, caso não fosse incluída esta parcela, a diminuição da tarifa de uso de redes seria ainda maior.

- Proveitos a recuperar pela tarifa de uso global do sistema

A grande maioria dos proveitos recuperados pela tarifa de uso global do sistema dizem respeito a custos de política energética e de interesse económico geral (CIEG).

O acréscimo da tarifa de uso global do sistema, em cerca de 5,5%, deve-se essencialmente ao acréscimo do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial¹, o qual foi agravado pelo facto das medidas mitigadoras e de sustentabilidade para redução dos CIEG serem na atual proposta tarifária substancialmente inferiores ao valor considerado o ano passado (- 250 milhões de euros).

¹ Explicado, em parte, pela redução do preço da energia no mercado.

Apesar de terem diminuído em valor, estas medidas continuam a ser fundamentais para assegurar a sustentabilidade do setor elétrico. Neste sentido, elencam-se as principais medidas mitigadoras com impacte nos CIEG, previstas nesta proposta tarifária:

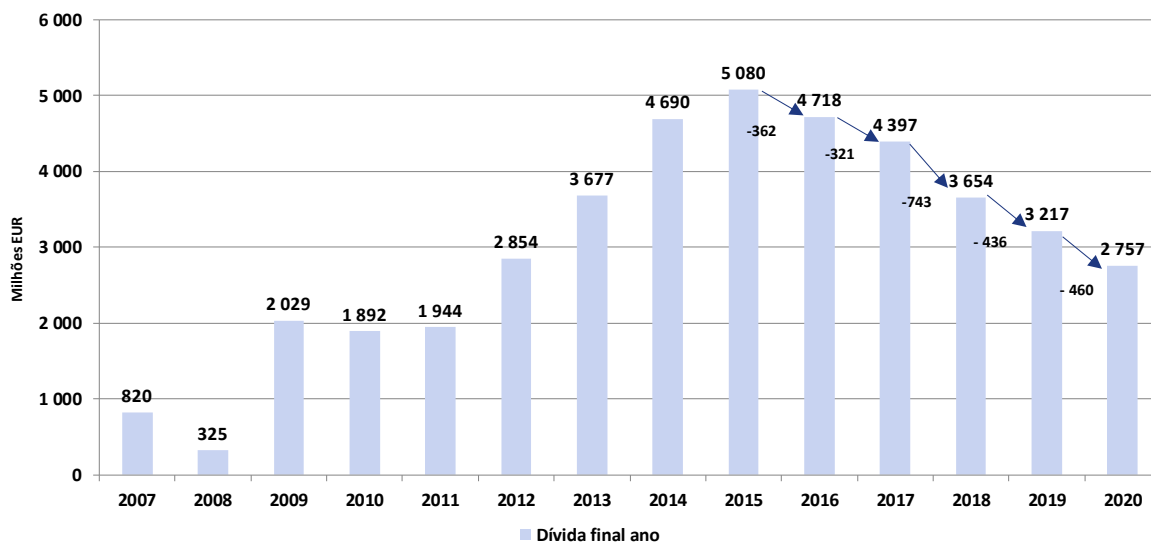
- ✓ Retoma da previsão de verbas a transferir do FSSSE - criado pelo Decreto-lei n.º 55/2014, de 9 de abril - para o SEN, após a concretização de transferências em 2018.
- ✓ Compensação anual dos produtores eólicos, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro.
- ✓ Reversão para o SEN de receitas decorrentes dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, com o enquadramento legal estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, pelo Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março e pela Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro e mais recentemente pelo Decreto-Lei n.º 10/2019, de 18 de janeiro.
- ✓ Mecanismo regulatório de equilíbrio concorrencial, destinado a corrigir as distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade, previsto no Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto.
- ✓ Receitas provenientes do Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) e da venda de Garantias de Origem nos termos estabelecidos na Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro que aprovou o Orçamento de Estado para 2019.
- ✓ Despacho de declaração de nulidade parcial do cálculo dos ajustamentos anuais dos CMEC e respetivos atos homologatórios (aspecto inovatório da disponibilidade dessas centrais).
- Serviço da dívida

O serviço da dívida tarifária continua a representar uma das maiores parcelas dos montantes a recuperar pela Tarifa de Uso Global do Sistema, pelo que importa monitorizar a sua evolução.

A proposta tarifária consolida o movimento iniciado nas tarifas de 2016 de diminuição da dívida tarifária, sendo esta diminuição, nas tarifas de 2020, de cerca de 460 milhões de

euros, cerca de 14% do valor da dívida tarifária de 2019, situando-se agora abaixo do valor de 2012.

Evolução da dívida tarifária



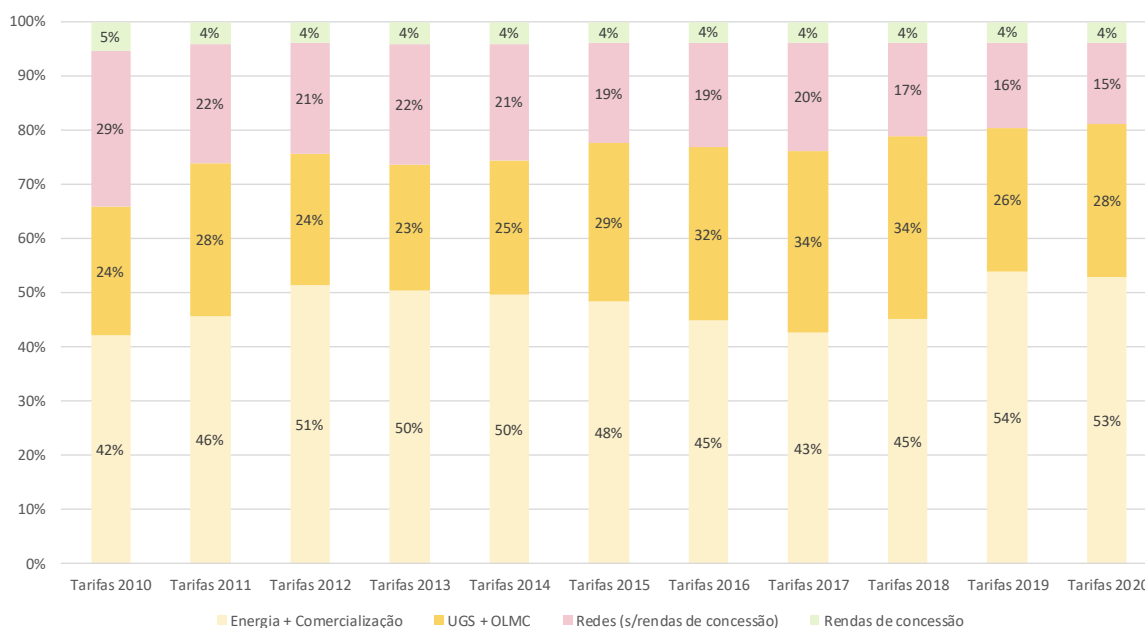
Esta amortização da dívida contribui significativamente para a pressão tarifária, mas a ERSE entende que se justifica pela necessidade de reforçar o percurso já iniciado para o equilíbrio do sistema, garantindo assim a sustentabilidade do mesmo. Realce para o facto de entre 2016 e 2020 a dívida tarifária ter sido reduzida em 2 323 milhões de euros, em cerca de 46%.

5.3 Evolução da estrutura de custos

Pelo referido nos pontos anteriores, resumidamente a atual proposta tarifária, subentende:

- ligeira diminuição do peso da componente dos custos com energia, ao nível de 2019. Esta evolução não impede que esta componente tenha atingido nos últimos dois anos um nível muito acima do verificado nos últimos anos,
- ligeira diminuição do peso dos proveitos regulados pela ERSE das atividades de uso das redes de distribuição e de transporte, mantendo a tendência verificada nos últimos anos,
- ligeiro aumento do peso dos custos com UGS, que dizem principalmente respeito a CIEG.

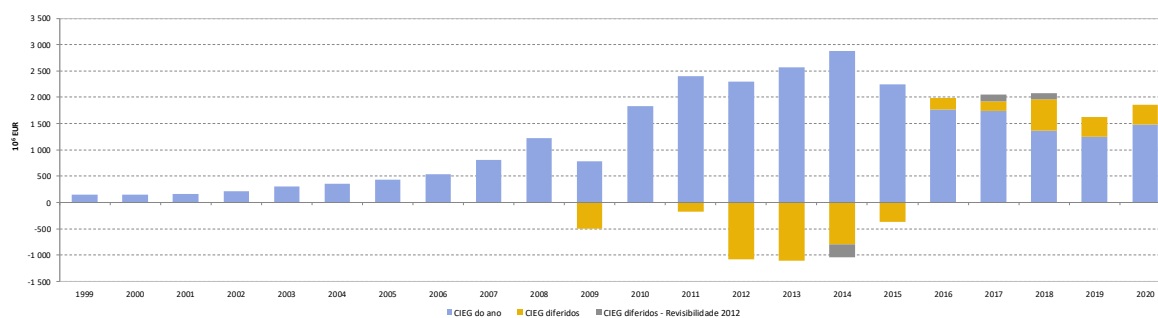
A figura seguinte resume o referido:



6. CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

Apresenta-se abaixo a evolução dos custos de interesse económico geral (CIEG) do ano, podendo-se observar um ligeiro acréscimo destes custos em 2020.

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 (2007 a 2020), de entre os quais se destacam: (i) a parcela relativa a medidas de estabilidade tarifária, estabelecidas no Decreto-Lei n.º 165/2008 e (ii) a parcela dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, ao abrigo do artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.

O valor do serviço da dívida incluído na proposta de tarifas para 2020 apresenta um decréscimo de 14,3% relativamente ao ano anterior, sendo que o saldo em dívida no final de 2020 é inferior ao saldo em dívida de 2019 em cerca de 460 milhões de euros.

Amortizações e juros da dívida tarifária

| | Saldo em dívida em 2019 | Juros 2020 | Amortização e regularização 2020 | Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2020 | Saldo em dívida em 2020 |
|---|-------------------------|-------------------|----------------------------------|--|-------------------------|
| | | (1) | (2) | (3) = (1)+(2) | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2016 | 318 132 171 | 7 125 842 | 318 132 171 | 325 258 013 | 0 |
| EDP Serviço Universal | 7 612 994 | 170 523 | 7 612 994 | 7 783 517 | 0 |
| BCP | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2016 | 25 356 222 | 567 954 | 25 356 222 | 25 924 176 | 0 |
| CGD | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2016 | 37 601 351 | 842 233 | 37 601 351 | 38 443 584 | 0 |
| Santander | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2016 | 50 221 258 | 1 124 906 | 50 221 258 | 51 346 164 | 0 |
| Tagus | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2016 | 152 258 694 | 3 410 442 | 152 258 694 | 155 669 136 | 0 |
| BPI | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2016 | 25 628 581 | 574 055 | 25 628 581 | 26 202 636 | 0 |
| BBVA | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2016 | 19 453 071 | 435 729 | 19 453 071 | 19 888 800 | 0 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2017 | 672 365 466 | 12 629 713 | 333 054 684 | 345 684 396 | 339 310 783 |
| EDP Serviço Universal | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| BCP | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2017 | 48 760 433 | 915 916 | 24 153 368 | 25 069 284 | 24 607 065 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2017 | 35 565 401 | 668 060 | 17 617 240 | 18 285 300 | 17 948 162 |
| Banco Popular | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2017 | 23 925 722 | 449 421 | 11 851 551 | 12 300 972 | 12 074 171 |
| BPI | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2017 | 36 570 319 | 686 937 | 18 115 023 | 18 801 960 | 18 455 296 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2017 | 77 974 979 | 1 464 682 | 38 624 726 | 40 089 408 | 39 350 253 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2017 | 12 311 110 | 231 252 | 6 098 280 | 6 329 532 | 6 212 830 |
| Santander | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2017 | 48 760 456 | 915 916 | 24 153 380 | 25 069 296 | 24 607 077 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2017 | 49 463 654 | 929 125 | 24 501 707 | 25 430 832 | 24 961 947 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2017 | 17 782 689 | 334 030 | 8 808 614 | 9 142 644 | 8 974 075 |
| Tagus | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2017 | 294 576 657 | 5 533 328 | 145 917 868 | 151 451 196 | 148 658 789 |
| BBVA | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2017 | 26 674 045 | 501 045 | 13 212 927 | 13 713 972 | 13 461 118 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2018 | 665 766 378 | 9 932 569 | 218 643 955 | 228 576 524 | 447 122 423 |
| EDP Serviço Universal | 7 327 770 | 109 323 | 2 406 509 | 2 515 832 | 4 921 261 |
| Tagus | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2018 | 484 343 895 | 7 225 927 | 159 063 101 | 166 289 028 | 325 280 794 |
| BBVA | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2018 | 50 294 047 | 750 337 | 16 517 039 | 17 267 376 | 33 777 008 |
| BCP | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2018 | 67 058 717 | 1 000 449 | 22 022 715 | 23 023 164 | 45 036 002 |
| BPI | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2018 | 23 212 607 | 346 309 | 7 623 239 | 7 969 548 | 15 589 368 |
| Santander | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2018 | 33 529 341 | 500 224 | 11 011 352 | 11 511 576 | 22 517 989 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2019 | 920 802 886 | 10 147 248 | 226 430 256 | 236 577 504 | 694 372 631 |
| EDP Serviço Universal | 1 721 729 | 18 973 | 423 382 | 442 356 | 1 298 347 |
| CGD | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2019 | 109 098 428 | 1 202 265 | 26 827 875 | 28 030 140 | 82 270 553 |
| Santander | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2019 | 108 252 626 | 1 192 944 | 26 619 888 | 27 812 832 | 81 632 738 |
| BPI | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2019 | 76 115 168 | 838 789 | 18 717 119 | 19 555 908 | 57 398 050 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2019 | 32 983 260 | 363 476 | 8 110 756 | 8 474 232 | 24 872 503 |
| BCP | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2019 | 109 098 428 | 1 202 265 | 26 827 875 | 28 030 140 | 82 270 553 |
| BBVA | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2019 | 71 886 530 | 792 190 | 17 677 274 | 18 469 464 | 54 209 255 |
| Tagus | | | | | |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2019 | 411 646 717 | 4 536 347 | 101 226 085 | 105 762 432 | 310 420 632 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2020^[1] | | | | | 759 841 180 |
| Tagus, SA | 640 271 224 | 10 276 353 | 124 009 147 | 134 285 500 | 516 262 077 |
| Desvios de energia de 2007 e 2008 em tarifas não repercutidos e de 2009 | 474 005 166 | 7 607 783 | 91 806 369 | 99 414 152 | 382 198 797 |
| Sobrecusto da PRE 2009 | 166 266 058 | 2 668 570 | 32 202 778 | 34 871 348 | 134 063 280 |
| Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008 ^[2] | 0 | -265 188 | 0 | -265 188 | 0 |
| Titularização do sobrecusto da PRE de 2009 | 0 | -265 188 | | -265 188 | 0 |
| Total | 3 217 338 124 | 49 846 536 | 1 220 270 212 | 1 270 116 748 | 2 756 909 093 |

Nota: [1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2020 é 1 152,3 milhões de euros. [2] Valor provisório

8. PROVEITOS REGULADOS

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos nas tarifas para 2020, que incluem as transações entre empresas ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Proveitos permitidos por empresa regulada

(10³Euros)

1609

| | Proveitos sem ajustamentos | Ajustamentos | Proveitos |
|--|-------------------------------|----------------|------------------|
| | (a) | (b) | (c) = (a+b) |
| REN Trading | 201 722 | 94 968 | 296 690 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC) | 201 722 | 94 968 | 296 690 |
| REN | 613 036 | -22 400 | 590 636 |
| Gestão Global do Sistema (GGS) | 316 278 | 679 | 316 957 |
| Transporte de Energia Elétrica (TEE) | 296 758 | -23 079 | 273 679 |
| ADENE | 1 214 | 313 | 1 528 |
| Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC) | 1 214 | 313 | 1 528 |
| EDP Distribuição | 3 219 550 | -44 573 | 3 174 977 |
| Distribuição de Energia Elétrica (DEE) | 1 030 207 | -40 443 | 989 764 |
| Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte | 273 679 | 3 608 | 277 287 |
| Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 1 914 137 | -7 820 | 1 906 317 |
| Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador | 1 528 | 82 | 1 609 |
| EDP Serviço Universal (CUR) | 1 561 700 | 64 306 | 1 626 006 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) | 1 288 075 | 63 304 | 1 351 379 |
| CVEE da Produção em Regime Especial | 1 109 771 | 132 165 | 1 241 935 |
| CVEE para Fornecimento de Clientes | 178 305 | -68 861 | 109 444 |
| Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD) | 253 989 | | 253 989 |
| Comercialização (C) | 17 528 | 1 002 | 18 530 |
| Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória | 2 108 | | 2 108 |
| EDA | 181 557 | 3 455 | 185 012 |
| Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema | 134 296 | 5 295 | 139 592 |
| Atividade de Distribuição de Energia Elétrica | 40 010 | -1 704 | 38 307 |
| Atividade de Comercialização de Energia Elétrica | 7 250 | -137 | 7 113 |
| EEM | 184 332 | 9 426 | 193 758 |
| Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema | 132 126 | 11 317 | 143 443 |
| Atividade de Distribuição de Energia Elétrica | 47 090 | -1 838 | 45 252 |
| Atividade de Comercialização de Energia Elétrica | 5 116 | -54 | 5 062 |

Nota: Os ajustamentos com sinal positivo são valores a recuperar pelas empresas e os ajustamentos com sinal negativo são valores a devolver ao sistema.

Lisboa, 15 de outubro de 2019