

Comunicado

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2016

Nos termos regulamentarmente previstos, designadamente no artigo 185.º do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE apresenta, a 15 de outubro de cada ano, uma proposta de tarifas para vigorar no ano seguinte, que submete a parecer do Conselho Tarifário.

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 2016.

Este comunicado pretende dar a conhecer as principais condicionantes da proposta de tarifas apresentada ao Conselho Tarifário.

1. Enquadramento às Tarifas de Energia Elétrica

O ano de 2016 será o quarto ano de plena vigência do mercado liberalizado de eletricidade, no sentido das tarifas reguladas remanescentes serem já exclusivamente de natureza transitória. O processo de liberalização, gradualmente implementado a partir de 2007, permitiu que a totalidade de consumidores em muito alta tensão (MAT) aderisse ao mercado, tendo a ERSE deixado de fixar tarifas transitórias para este segmento de mercado. Também praticamente a totalidade dos consumidores em alta tensão (AT) optaram já por condições mais favoráveis oferecidas por comercializadores em mercado.

O mercado liberalizado de eletricidade atingiu em agosto de 2015 cerca de 4,19 milhões de clientes e representa já mais de 88% do consumo total em Portugal, tendo as tarifas transitórias cada vez menor expressão no setor elétrico. Durante o ano de 2015, o número de clientes que optaram por ser fornecidos por um comercializador em regime de mercado continuou a aumentar, em detrimento do número dos que permanecem na tarifa transitória, 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, estando já cerca de 73% do consumo deste segmento em mercado livre.

Desde janeiro deste ano já entraram no mercado liberalizado mais de 455 mil novos clientes e desde agosto do ano passado o número de clientes no mercado livre cresceu cerca de 36%. Entre agosto de 2014 e agosto de 2015, o número de mudanças de comercializador entre ofertas em mercado duplicou, o que acentua também o incremento na intensidade de mudança de comercializador.

Os dados mais recentes do mercado liberalizado permitem-nos perspetivar que no final de 2015 cerca de 3/4 da energia consumida em baixa tensão não estará enquadrada pelas tarifas de venda a clientes finais publicadas pela ERSE.

Em termos médios, espera-se que em 2016 cerca de 85% da energia total consumida em Portugal pelo segmento de BTN esteja sujeita a preços definidos em regime de mercado, restando apenas 15% sujeita a preços regulados pela ERSE. Para a totalidade dos consumidores essa cifra prevê-se que possa situar-se em torno dos 93% do consumo total.

O dinamismo observado na transição para o mercado em todos os níveis de tensão é um bom indicador da competitividade dos preços praticados em mercado face às tarifas transitórias de venda a clientes finais, definidas nas condições estabelecidas na legislação em vigor. Esta circunstância é corroborada pelo verificado crescimento do número de comercializadores a atuar no mercado elétrico nacional. Com o objetivo de auxiliar os consumidores na transição para o mercado liberalizado a ERSE disponibiliza na sua página oficial da internet um simulador de comparação de preços de energia elétrica.

A proposta de tarifas agora apresentada integra as tarifas de acesso às redes de transporte e de distribuição, as tarifas transitórias de venda a clientes finais e as tarifas sociais. As tarifas transitórias aplicam-se aos consumidores em AT, MT, BTE e BTN fornecidos pelos comercializadores de último recurso que ainda 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 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 as 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.

A variação entre 2015 e 2016 das tarifas de venda a clientes finais em Baixa Tensão Normal (BTN) dos comercializadores de último recurso, proposta ao Conselho Tarifário, consta do quadro seguinte:

| Tarifas de Venda a Clientes Finais | Variação 2016/2015 |
|---|---------------------------|
| Baixa Tensão Normal | 2,1% |

Esta variação média resulta da variação das tarifas transitórias de venda a clientes finais em BTN e da variação das tarifas sociais de venda a clientes finais.

A variação entre 2015 e 2016 das tarifas transitórias de venda a clientes finais em BTN dos comercializadores de último recurso, proposta ao Conselho Tarifário, consta do quadro seguinte:

| Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais | Variação 2016/2015 |
|--|---------------------------|
| Baixa Tensão Normal | 2,5% |

As tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN dos comercializadores de último recurso a vigorarem em 2016, apresentam um desconto estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, observando um acréscimo de 0,9% nos termos do quadro seguinte:

| Tarifas de Venda a Clientes Finais | Variação 2016/2015 |
|---|---------------------------|
| Tarifa Social | 0,9% |

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, do rendimento social de inserção, do subsídio social de desemprego, do abono de família, da pensão social de invalidez, da pensão social de velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo¹, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

¹ <http://www.erse.pt/consumidor/Paginas/TarifaSocial.aspx>

2. Principais fatores que determinam a variação tarifária em 2016

A variação tarifária para 2016 resulta da conjugação de vários fatores com impactos em sentidos opostos, que seguidamente se sintetizam:

a) Fatores que contribuem para o incremento do nível tarifário:

i) Serviço da dívida

Os custos associados ao serviço da dívida incluída nas tarifas de 2016 apresentam um acréscimo relativo a 2015 em cerca de 35% (que corresponde a 462 milhões de euros), ascendendo a cerca de 1 796 milhões de euros. Este acréscimo decorre em grande parte da amortização, acrescida dos respetivos juros, do diferimento do diferencial do custo da PRE de 2015.

O acréscimo do custo do serviço da dívida teve um impacto substancial no acréscimo de cerca de 10% registado ao nível dos proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), que por si já representa cerca de um terço dos proveitos totais a recuperar por aplicação das tarifas de venda a clientes finais.

b) Fatores que contribuem para a redução do nível tarifário:

i) Metas de eficiência e base de custos aplicados às atividades reguladas

Às atividades reguladas são aplicadas metas de eficiência com vista à diminuição dos custos em termos unitários. As metas de eficiência têm permitido diminuir de uma forma consistente os custos das atividades reguladas, em especial os custos das “atividades de rede”, isto é, o transporte e a distribuição de energia elétrica.

O ano de 2016 é o segundo ano de aplicação das metas de eficiência definidas para o período regulatório 2015-2017. Nesta linha, os proveitos permitidos das atividades reguladas refletem as bases de custos que foram, em 2015, revistas em baixa na generalidade das atividades, contribuindo para uma redução dos custos de exploração recuperados por aplicação das tarifas.

ii) Preços de mercado de futuros de energia elétrica

Os preços atuais dos mercados de futuros da energia elétrica para 2016, implícitos na presente proposta tarifária, são inferiores aos valores apurados no ano anterior para o período de vigência das tarifas de 2015. Esta redução nos preços de energia elétrica reflete a queda acentuada ocorrida nos últimos meses dos preços de combustíveis fósseis, designadamente os preços do petróleo, do gás natural e do carvão. Este reflexo é contudo parcial, uma vez que o peso da energia elétrica produzida por centrais térmicas convencionais, que consomem principalmente carvão e gás natural, é cada vez menor no conjunto da energia adquirida nos mercados grossistas para consumo em Portugal, face à expansão da produção com origem em energias renováveis.

iii) Medidas legislativas mitigadoras de custos

Foi publicado um conjunto de diplomas com vista a diminuir o nível dos custos de interesse económico geral (CIEG) a recuperar pelas tarifas. As medidas associadas a esses diplomas que têm impacte no cálculo tarifário para 2016 consistem em (i) reversão para as tarifas das receitas decorrentes dos leilões de CO₂, (ii) compensação dos produtores eólicos em regime especial no âmbito do Decreto-Lei n.º 35/2013, (iii) receitas decorrentes da aplicação do Decreto-Lei nº 74/2013 e (iv) alocação das verbas do FSSSE² às tarifas dos setores energéticos.

3. 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 2016.

Variáveis caracterizadoras do segmento BTN ≤ 20,7 kVA

| | BTN ≤ 20,7 kVA |
|---|----------------|
| Consumo médio anual/cliente [kWh] | 2 353 |
| Fatura média mensal [€/mês] | 47,6 |
| Variação Tarifária 2016/2015 na fatura mensal [€/mês] | 1,18 |

Nota: Os valores apresentados incluem IVA de 23%.

A sua leitura permite concluir que a expressão, nos orçamentos familiares, do aumento subjacente à proposta de tarifas de venda a clientes finais transitórias para 2016 é de 1,18 euros, para uma fatura média mensal de 47,6 euros.

Variáveis caracterizadoras dos consumidores abrangidos pelas “Tarifas Sociais”

| | BTN Tarifa social |
|---|-------------------|
| Consumo médio anual/cliente [kWh] | 1 456 |
| Fatura média mensal [€/mês] | 21,5 |
| Variação Tarifária 2016/2015 na fatura mensal [€/mês] | 0,19 |

Nota: Os valores apresentados incluem o desconto ASECE de 13,8% e IVA de 23%.

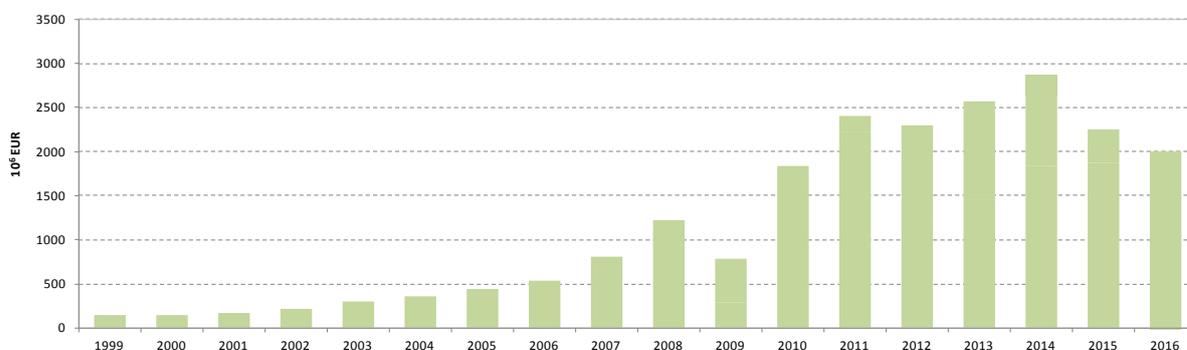
² Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.

Os consumidores abrangidos pelas tarifas sociais de venda a clientes finais terão um acréscimo na fatura mensal de eletricidade no valor de 0,19 euros, para uma fatura média mensal de 21,5 euros, o que corresponde a um acréscimo de 0,9%.

4. Custos de Interesse Económico Geral

A evolução dos custos de interesse económico geral é apresentada na figura seguinte:

Custos de Interesse Económico Geral



Da análise desta figura, observa-se que a partir de 2011 a tendência acentuada de crescimento dos CIEG se altera, assistindo-se a uma certa estagnação entre 2013 e 2014, e a uma redução em 2015 e 2016. Os valores apresentados incluem igualmente os custos a recuperar em cada ano, bem como os que foram objeto de diferimento temporal com impacte na dívida tarifária.

5. Serviço da Dívida

O quadro que segue apresenta as amortizações e os juros da dívida gerada em anos anteriores (2006 a 2015), 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.º A do Decreto-Lei n.º 78/2011.

O valor do serviço da dívida incluído na proposta de tarifas para 2016 apresenta um acréscimo de 35% relativamente ao ano anterior, superior ao montante gerado este ano, pelo que o saldo em dívida no final de 2016 é inferior ao saldo em dívida de 2015 em cerca de 374 milhões de euros.

Amortizações e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

| | Saldo em dívida em 2015 | Juros 2016 | Amortização e regularizações 2016 | Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2016 | Saldo em dívida em 2016 |
|---|-------------------------|--------------------|-----------------------------------|--|-------------------------|
| | | (1) | (2) | (3) = (1)+(2) | |
| EDA (BCP e CGD) | 24 447 016 | 118 812 | 12 193 877 | 12 312 689 | 12 253 139 |
| Convergência tarifária de 2006 | 8 619 381 | 41 890 | 4 299 243 | 4 341 134 | 4 320 138 |
| Convergência tarifária de 2007 | 15 827 635 | 76 922 | 7 894 634 | 7 971 556 | 7 933 001 |
| EEM (BCP e CGD) | 13 621 400 | 66 200 | 6 794 190 | 6 860 390 | 6 827 210 |
| Convergência tarifária de 2006 | 3 151 148 | 15 315 | 1 571 755 | 1 587 069 | 1 579 393 |
| Convergência tarifária de 2007 | 10 470 251 | 50 885 | 5 222 435 | 5 273 321 | 5 247 816 |
| EDP Serviço Universal | 4 801 253 341 | 174 776 687 | 1 590 101 927 | 1 764 878 614 | 4 446 718 213 |
| BCP e CGD | 38 711 031 | 188 136 | 19 308 596 | 19 496 731 | 19 402 435 |
| Défice de BT de 2006 | 28 060 734 | 136 375 | 13 996 356 | 14 132 731 | 14 064 378 |
| Continente | 26 966 348 | 131 056 | 13 450 489 | 13 581 546 | 13 515 859 |
| Regiões Autónomas | 1 094 386 | 5 319 | 545 866 | 551 185 | 548 519 |
| Défice de BTn de 2007 | 10 650 297 | 51 760 | 5 312 240 | 5 364 000 | 5 338 057 |
| Continente | 10 234 421 | 49 739 | 5 104 806 | 5 154 545 | 5 129 615 |
| Regiões Autónomas | 415 876 | 2 021 | 207 434 | 209 455 | 208 442 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2012 | 266 134 995 | 16 819 732 | 266 134 995 | 282 954 727 | 0 |
| EDP Serviço Universal | 6 253 026 | 395 191 | 6 253 026 | 6 648 217 | 0 |
| BCP | 93 957 868 | 5 938 137 | 93 957 868 | 99 896 006 | 0 |
| Santander | 40 864 078 | 2 582 610 | 40 864 078 | 43 446 688 | 0 |
| Tagus, SA | 125 060 023 | 7 903 793 | 125 060 023 | 132 963 816 | 0 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2013 | 673 550 041 | 39 373 726 | 327 211 127 | 366 584 853 | 346 338 913 |
| EDP Serviço Universal ^[1] | 218 912 599 | 12 796 977 | 106 347 905 | 119 144 881 | 112 564 695 |
| Santander | 72 915 830 | 4 262 442 | 35 422 566 | 39 685 008 | 37 493 264 |
| Tagus, SA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2013 | 381 721 611 | 22 314 307 | 185 440 656 | 207 754 963 | 196 280 955 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2014 | 1 196 917 999 | 53 628 866 | 438 485 453 | 492 114 319 | 758 432 546 |
| EDP Serviço Universal | 540 494 399 | 21 959 709 | 229 902 502 | 251 862 211 | 310 591 897 |
| BCP | 133 697 076 | 6 450 215 | 42 483 132 | 48 933 348 | 91 213 943 |
| Santander | 151 167 786 | 7 293 090 | 48 034 566 | 55 327 656 | 103 133 220 |
| Tagus, SA | 371 558 739 | 17 925 851 | 118 065 253 | 135 991 104 | 253 493 486 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2015 | 1 511 150 955 | 43 619 129 | 424 382 126 | 468 001 256 | 1 086 768 828 |
| Diferimento do sobrecusto PRE de 2016 | | | | | 1 235 566 799 |
| Tagus, SA | 1 114 788 320 | 21 582 302 | 114 579 629 | 136 161 931 | 1 000 208 691 |
| Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009 | 825 299 346 | 15 977 795 | 84 825 515 | 100 803 310 | 740 473 832 |
| Sobrecusto da PRE 2009 | 289 488 974 | 5 604 507 | 29 754 114 | 35 358 621 | 259 734 859 |
| Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008 | 0 | -435 203 | 0 | -435 203 | 0 |
| Titularização do sobrecusto da PRE de 2009 ^[6] | 0 | -435 203 | 0 | -435 203 | 0 |
| EDP Distribuição | 240 869 418 | 12 043 471 | 0 | 12 043 471 | 240 869 418 |
| Parcela de acerto de 2012 | | | | | |
| EDP Distribuição | 12 043 482 | 602 179 | | 602 179 | 12 043 482 |
| Tagus SA | 228 825 936 | 11 441 292 | | 11 441 292 | 228 825 936 |
| Total | 5 080 191 175 | 187 005 171 | 1 609 089 993 | 1 796 095 164 | 4 706 667 980 |

6. Proveitos regulados

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos nas tarifas para 2016, que incluem as transações entre empresas ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Proveitos permitidos por empresa regulada

(10³ Euros)

| | Proveitos sem ajustamentos | Ajustamentos | Proveitos permitidos |
|---|----------------------------|-----------------|----------------------|
| | (a) | (b) | (c) = (a+b) |
| REN Trading | 158 669 | 67 488 | 226 157 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC) | 158 669 | 67 488 | 226 157 |
| REN | 558 618 | -9 899 | 548 719 |
| Gestão Global do Sistema (GGS) | 251 897 | 2 249 | 254 146 |
| Transporte de Energia Elétrica (TEE) | 306 721 | -12 148 | 294 573 |
| EDP Distribuição | 3 522 941 | 91 619 | 3 614 560 |
| Distribuição de Energia Elétrica (DEE) | 1 182 095 | 35 825 | 1 217 920 |
| Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte | 294 573 | -1 299 | 293 274 |
| Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema | 2 046 273 | 57 093 | 2 103 366 |
| EDP Serviço Universal (CUR) | 2 001 357 | -139 757 | 1 861 600 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) | 1 591 920 | -143 606 | 1 448 314 |
| CVEE da Produção em Regime Especial | 1 395 735 | -132 150 | 1 263 585 |
| CVEE para Fornecimento de Clientes | 196 185 | -11 456 | 184 729 |
| Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD) | 381 133 | | 381 133 |
| Comercialização (C) | 24 032 | 3 849 | 27 881 |
| Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória | 4 272 | | 4 272 |
| EDA | 155 393 | -3 639 | 151 755 |
| Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema | 112 464 | -1 088 | 111 376 |
| Atividade de Distribuição de Energia Elétrica | 35 965 | -2 641 | 33 323 |
| Atividade de Comercialização de Energia Elétrica | 6 965 | 90 | 7 055 |
| EEM | 161 224 | -6 539 | 154 685 |
| Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema | 116 891 | -4 351 | 112 540 |
| Atividade de Distribuição de Energia Elétrica | 39 333 | -2 261 | 37 072 |
| Atividade de Comercialização de Energia Elétrica | 5 001 | 72 | 5 073 |

Notas:

1. Alguns valores constantes no quadro foram corrigidos após a publicação do Comunicado, a 15 de outubro de 2015, por, posteriormente, terem sido detetadas incorreções.

2. 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 2015