

Comunicado

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2017

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 a energia elétrica 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 2017.

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 2017 será o quinto ano de plena vigência do mercado liberalizado de eletricidade, no sentido das tarifas reguladas remanescentes serem já exclusivamente de natureza transitória.

O mercado liberalizado de eletricidade atingiu em agosto de 2016 mais de 4,6 milhões de clientes e representa já mais de 91% do consumo total em Portugal, tendo as tarifas transitórias cada vez menor expressão no setor elétrico.

Durante o ano de 2016, 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 76% do consumo deste segmento em mercado livre.

Desde janeiro deste ano já entraram no mercado liberalizado mais de 267 mil novos clientes e desde agosto do ano passado o número de clientes no mercado livre cresceu cerca de 11%. O incremento na intensidade de mudança de comercializador tem igualmente acontecido por mudança entre ofertas dentro do mercado liberalizado.

Em termos médios, espera-se que em 2017 cerca de 93% do consumo total esteja sujeito a preços definidos em regime de mercado.

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 fornecidos pelos comercializadores de último recurso que ainda não escolheram um comercializador em regime de mercado, em Alta Tensão (AT), Media 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.

A variação entre 2016 e 2017 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 2017/2016
Baixa Tensão Normal	1,2%

As tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN dos comercializadores de último recurso beneficiam de um desconto de 33,8% em relação às tarifas transitórias de venda a clientes finais, estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

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

2. Principais fatores que determinam a variação tarifária em 2017

A variação tarifária para 2017 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

Apesar de se verificar uma descida da taxa de juro, os custos associados ao serviço da dívida incluída nas tarifas de 2017 mantêm-se a um nível historicamente alto, tendo, inclusive, apresentado um ligeiro acréscimo relativamente a 2016, de cerca de 0,7%, ascendendo a cerca de 1 784 milhões de euros. Este acréscimo decorre sobretudo da amortização, acrescida dos respetivos juros, do diferimento sobrecusto da PRE de 2016.

ii) Diferencial de custo com a produção em regime especial

Os diferenciais de custos com a energia elétrica adquirida aos Produtores em Regime Especial (PRE) incorporados nas tarifas incluem para além das previsões para o ano de 2017, ajustamentos aos valores previstos nos dois anos anteriores. Os valores observados em 2016 de energia produzida pelos PRE tendem a agravar os diferenciais de custos com a produção em regime especial face ao previsto no ano anterior. Assim, a produção em regime especial de origem hídrica estimada para 2016 foi muito superior ao previsto, refletindo o facto deste ano caracterizar-se por uma hidraulicidade muito acima da média. Adicionalmente, também a produção em regime especial de origem eólica registou um aumento significativo em 2016. Ambas as tendências contribuíram para uma revisão em alta da estimativa dos custos da energia elétrica adquirida aos PRE renovável para 2016, comparativamente com o previsto nas tarifas de 2016. Este efeito conjugado com o decréscimo do preço médio do mercado estimado para 2016² teve

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

² Recorde-se que os diferenciais de custos com a energia elétrica adquirida aos PRE, por unidade produzida é calculado pela diferença entre os preços médio de aquisição desta energia e o preço médio no mercado

como consequência aumentar o ajustamento provisório com o diferencial de custo com a PRE a incorporar nas tarifas.

iii) Impacte de outros custos de interesse económico geral: rendas de concessão dos municípios nas Regiões Autónomas

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016 consagrou o direito aos municípios das Regiões Autónomas receberem uma contrapartida ou remuneração anual pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal.

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 2017 é o terceiro e último 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. As bases de remuneração são atualizadas para 2016 e para 2017 considerando fatores de eficiência definidos para cada atividade regulada.

ii) Preços de mercado de futuros de energia elétrica

Os preços atuais dos mercados de futuros da energia elétrica para 2017, implícitos na presente proposta tarifária, são inferiores aos valores apurados no ano anterior para o período de vigência das tarifas de 2016. Esta redução nos preços de energia elétrica reflete a queda 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 em Portugal continental, 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, face à expansão da produção com origem em energias renováveis no Continente. No entanto, importa registar que o impacto da evolução dos preços dos combustíveis para produção de energia elétrica, principalmente dos derivados do petróleo, nos custos da energia elétrica foi de maior intensidade nas Regiões Autónomas dos Açores e da

grossista. A diminuição deste último preço contribuirá para um aumento do diferencial de custos com a energia elétrica adquirida aos PRE.

Madeira, devido ao facto do peso da produção térmica ainda ser relevante nas Regiões Autónomas.

iii) Medidas legislativas mitigadoras de custos

No cálculo tarifário para o ano 2017 foram consideradas as medidas mitigadoras por legislação, que visa diminuir o nível dos custos de interesse económico geral (CIEG) a recuperar pelas tarifas. Em particular estas medidas consistem em (i) dedução dos valores recebidos pelos produtores de energia elétrica em regime especial, que beneficiam de remuneração garantida, associados a outros apoios públicos, mediante a aplicação da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro, ii) reversão para as tarifas de receitas decorrentes dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, iii) contribuição dos produtores em regime especial eólicos no âmbito do Decreto-Lei n.º 35/2013, iv) reversão para as tarifas das receitas decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013.

Foi igualmente determinado, através da Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, uma alteração ao regime de interruptibilidade, aumentando as exigências de fiscalização e prevendo a transição deste regime para um regime de mercado, sendo que estas medidas poderão vir a beneficiar exercícios tarifários futuros.

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 2017.

Variáveis caracterizadoras do segmento BTN ≤ 20,7 kVA

	BTN ≤ 20,7 kVA
Consumo médio anual/cliente [kWh]	2 284
Fatura média mensal [€/mês]	46,7
Variação Tarifária 2017/2016 na fatura mensal [€/mês]	0,57

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 2017 é de 0,57 euros, para uma fatura média mensal de 46,7 euros.

Variáveis caracterizadoras dos consumidores abrangidos pelas “Tarifas Sociais”

	BTN Tarifa social
Consumo médio anual/cliente [kWh]	1 418
Fatura média mensal [€/mês]	20,4
Variação Tarifária 2017/2016 na fatura mensal [€/mês]	0,25

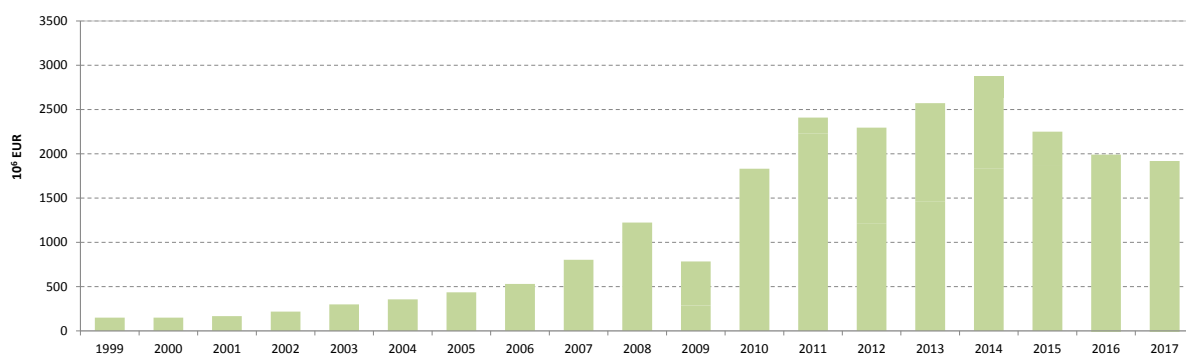
Nota: Os valores apresentados incluem IVA de 23%.

Os consumidores abrangidos pelas tarifas sociais de venda a clientes finais terão um acréscimo na fatura mensal de eletricidade no valor de 0,25 euros, para uma fatura média mensal de 20,4 euros.

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 2012 e 2014, e a uma redução gradual iniciada em 2015. Os valores apresentados incluem igualmente os custos a recuperar em cada ano, bem como os que foram objeto de diferimento temporal com impacto 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 2016), 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 2017 apresenta um acréscimo de 0,7% relativamente ao ano anterior, inferior ao montante gerado este ano, pelo que o saldo em dívida no final de 2017 é inferior ao saldo em dívida de 2016, em cerca de 321 milhões de euros (superavit).

Amortizações e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR					
	Saldo em dívida em 2016	Juros 2017	Amortização e regularizações 2017	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2017	Saldo em dívida em 2017
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
EDA (BCP e CGD)	12 253 139	26 222	12 253 139	12 279 361	0
Convergência tarifária de 2006	4 320 138	9 245	4 320 138	4 329 383	0
Convergência tarifária de 2007	7 933 001	16 977	7 933 001	7 949 978	0
EEM (BCP e CGD)	6 827 210	14 610	6 827 210	6 841 820	0
Convergência tarifária de 2006	1 579 393	3 380	1 579 393	1 582 773	0
Convergência tarifária de 2007	5 247 816	11 230	5 247 816	5 259 047	0
EDP Serviço Universal	4 458 160 513	134 237 371	1 501 863 330	1 636 100 701	4 276 545 416
BCP e CGD	19 402 435	41 521	19 402 435	19 443 957	0
Défice de BT de 2006	14 064 378	30 098	14 064 378	14 094 476	0
Continente	13 515 859	28 924	13 515 859	13 544 783	0
Regiões Autónomas	548 519	1 174	548 519	549 693	0
Défice de BTn de 2007	5 338 057	11 423	5 338 057	5 349 481	0
Continente	5 129 615	10 977	5 129 615	5 140 593	0
Regiões Autónomas	208 442	446	208 442	208 888	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	346 338 913	20 245 939	346 338 913	366 584 853	0
EDP Serviço Universal ^[1]	112 564 695	6 580 200	112 564 695	119 144 895	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	37 493 264	2 191 744	37 493 263	39 685 007	0
Tagus, SA	0	0	0	0	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	196 280 955	11 473 996	196 280 955	207 754 951	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	758 377 828	36 587 938	370 257 380	406 845 319	388 120 448
EDP Serviço Universal	185 933 767	8 970 375	90 777 112	99 747 487	95 156 654
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	91 213 943	4 400 617	44 532 731	48 933 348	46 681 212
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	103 133 220	4 975 662	50 351 994	55 327 656	52 781 226
Tagus, SA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	253 493 486	12 229 793	123 761 311	135 991 104	129 732 175
CGD, S.A.					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	60 579 027	2 922 635	29 576 065	32 498 700	31 002 962
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	64 024 385	3 088 856	31 258 168	34 347 024	32 766 218
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	1 112 062 103	33 511 991	359 737 775	393 249 767	752 324 328
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	1 221 770 542	27 580 286	288 130 518	315 710 804	933 640 024
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017 ^[1]					1 320 176 690
Tagus, SA	1 000 208 691	16 643 473	117 924 765	134 568 238	882 283 926
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	740 473 832	12 321 485	87 301 984	99 623 468	653 171 848
Sobrecusto da PRE 2009	259 734 859	4 321 988	30 622 782	34 944 770	229 112 078
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-373 779	71 543	-302 236	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009 ^[2]	0	-373 779	71 543	-302 236	0
EDP Distribuição	240 869 418	8 634 952	120 434 709	129 069 661	120 434 709
Parcela de acerto de 2012					
EDP Distribuição	12 043 482	292 336		6 314 077	6 021 741
Tagus SA	228 825 936	8 342 616		122 755 584	114 412 968
Total	4 718 110 280	142 913 155	1 641 378 388	1 784 291 543	4 396 980 125

Nota: [1] O valor inclui dedução dos montantes determinados ao abrigo da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro.

[2] Valor provisório a corrigir na versão final com base na informação da EDP.

6. Proveitos regulados

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos nas tarifas para 2017, 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	122 729	31 598	154 327
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	122 729	31 598	154 327
REN	563 460	96 816	660 276
Gestão Global do Sistema (GGS)	238 993	79 989	318 981
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	324 467	16 827	341 294
EDP Distribuição	3 712 310	55 191	3 767 502
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 199 327	17 869	1 217 196
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	341 294	4 328	345 622
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema	2 171 689	32 995	2 204 684
EDP Serviço Universal (CUR)	1 815 446	80 159	1 895 605
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	1 379 211	82 542	1 461 753
CVEE da Produção em Regime Especial	1 189 906	127 028	1 316 934
CVEE para Fornecimento de Clientes	189 305	-44 485	144 820
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	405 608		405 608
Comercialização (C)	26 146	-2 383	23 763
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	4 481		4 481
EDA	160 048	-17 188	142 859
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	110 948	-16 096	94 852
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	42 101	-1 216	40 885
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 999	124	7 123
EEM	156 471	-20 423	136 048
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	105 318	-20 142	85 176
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 269	-331	45 938
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 885	50	4 934

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, 14 de outubro de 2016