

Comunicado

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2018

Nos termos regulamentarmente previstos, designadamente no artigo 185.º do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE apresenta, até 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 2018.

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 mercado liberalizado de eletricidade atingiu em junho de 2017 mais de 4,9 milhões de clientes e representa já quase 93% do consumo total em Portugal, tendo as tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF) cada vez menor expressão no setor elétrico.

Durante 2017 o número de clientes fornecidos por um comercializado 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 79% do consumo deste segmento 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, a ERSE disponibiliza na sua página oficial da internet um [simulador de comparação de preços de energia elétrica](#).

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 que 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.

1.1 Variações das tarifas de venda a clientes finais

A variação entre 2017 e 2018 das tarifas de venda a clientes finais em Baixa Tensão Normal (BTN)¹ dos comercializadores de último recurso proposta ao Conselho Tarifário, consta do quadro seguinte:

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Variação 2018/2017
Baixa Tensão Normal	-0,2%

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

1.2 Variações das 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 nas Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e nas tarifas dos comercializadores de mercado negociadas livremente.

¹ Em Portugal Continental as tarifas de venda a clientes finais assumem carácter transitório em resultado do processo de abertura de mercado iniciado em 2006 e aprofundado em 2012 com a definição de um período transitório para a sua aplicação.

As tarifas de acesso às redes observam uma redução tarifária em todos os níveis de tensão.

	Variação 2018/2017
Tarifas de Acesso às Redes	-0,9%

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 (CIEGs).

	Variação 2018/2017
Tarifas de Uso Global do Sistema	5,9%
Tarifa do Uso de Redes	-10,6%

É de destacar o esforço que tem vindo a ser feito na redução dos custos de interesse económico geral e de política energética que contém o crescimento da tarifa do uso global do sistema bem como a significativa redução das tarifas dos uso das redes em -10,6% resultado da ação regulatória pela ERSE e da eficaz resposta dos operadores de redes no que respeita aos ganhos de eficiência alcançados e partilhados com os consumidores.

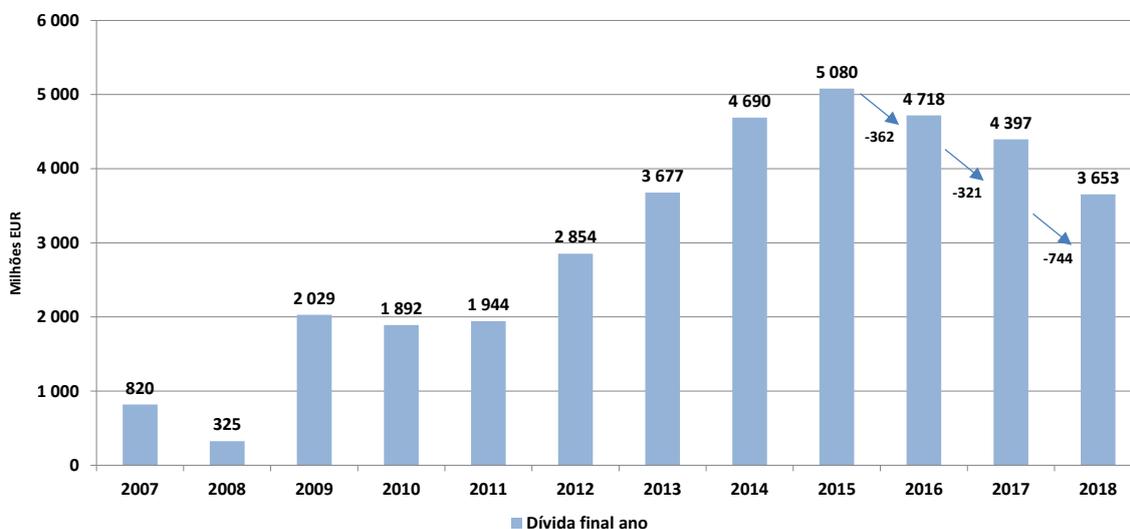
2. Principais fatores que determinam a variação tarifária em 2018

A variação tarifária para 2018 resulta da conjugação de vários fatores com impactos em sentidos opostos.

- **Serviço da dívida**

A proposta tarifária consolida o movimento iniciado nas tarifas de 2016 de diminuição da dívida tarifária, sendo que esta diminuição é de cerca de 744 milhões de euros, superior à soma das diminuições verificadas em 2016 e em 2017, que totalizaram 693 milhões de euros.

Evolução da dívida tarifária



Esta considerável 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.

- **Evolução dos custos dos combustíveis**

Observou-se igualmente o incremento dos custos com os combustíveis fósseis, designadamente do carvão, o que contribui para o aumento dos custos de produção de energia, com reflexo num incremento da tarifa de energia.

- **Transferências do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético**

Ao contrário do ocorrido nos três últimos anos, a presente proposta não considera a reversão para as tarifas de 2018 de parte das verbas do Fundo de Sustentabilidade do Setor Energético, visto as transferências que efetivamente ocorreram até à data serem residuais face aos valores previstos.

- **Revisão do nível eficiência exigido pela regulação**

O início do novo período regulatório 2018-2020 permitiu que se avaliasse o nível de desempenho das empresas alcançado durante o período que termina em 2017 e se transferisse para os consumidores de energia elétrica parte dos ganhos de eficiência obtidos pelas empresas, através da revisão em baixa dos níveis de custos a recuperar pelas tarifas.

Para além da partilha dos ganhos de eficiência entre as empresas e os consumidores, realizada no quadro

das metodologias de regulação por “incentivos” desenvolvidas e empregues pela ERSE, o regulador reviu em baixa as taxas de remuneração aplicadas aos investimentos das empresas reguladas durante o período regulatório 2018-2020, atendendo à maturidade das redes e em linha com a evolução do contexto financeiro nacional e europeu.

- **Medidas legislativas mitigadoras de custos**

Tem-se observado uma gradual estabilização da produção em regime especial, após o máximo ocorrido em 2013, decorrente do quadro de estagnação da capacidade instalada que aufere de preços garantidos. Adicionalmente, o custo por unidade produzida tem vindo a diminuir, particularmente devido à redução do custo da cogeração, em resultado do fim do regime bonificado de alguns cogeneradores a fuelóleo e da redução das tarifas desta tecnologia por via legislativa.

Contribuíram também para a redução tarifária a manutenção das medidas mitigadoras estabelecidas em legislação, que visam diminuir o nível dos custos de interesse económico geral a recuperar pelas tarifas, em particular a reversão de receitas decorrentes dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa e da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013. Ainda no âmbito deste diploma, foram revertidos para as tarifas os valores decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 que não tinham sido incluídos nos anos de 2015 a 2017 por aplicação dos n.º 11 e 12 do Despacho n.º 11566-A/2015, de 3 de outubro, entretanto revogados pelo Despacho n.º 7557-A/2017, de 25 de agosto.

Destaca-se ainda como medida de redução de custos a introdução de um mecanismo de mercado na atribuição da remuneração da reserva de segurança prestada ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado, o qual se baseia num mecanismo de leilão com um comprador único, conforme disposto na Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro.

A proposta da ERSE incorpora ainda, a título previsional, o valor do ajustamento final dos CMEC (Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual), determinado nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004. Este montante diz respeito ao segundo semestre de 2017 e ao ano de 2018 e tem como base o cálculo feito pela ERSE, de acordo com o disposto no artigo 170.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2017.

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 2018.

Variáveis caracterizadoras do segmento BTN ≤ 20,7 kVA

	BTN ≤ 20,7 kVA
Consumo médio anual/cliente [kWh]	2 225
Fatura média mensal [€/mês]	45,7
Variação Tarifária 2018/2017 na fatura mensal [€/mês]	- 0,09

Nota: Os valores apresentados incluem IVA de 23%.

A sua leitura permite concluir que a expressão, nos orçamentos familiares, da redução subjacente à proposta de tarifas de venda a clientes finais transitórias para 2018 é de 0,09 euros, para uma fatura média mensal de 45,7 euros.

Variáveis caracterizadoras dos consumidores abrangidos pelas “Tarifas Sociais”

	BTN Tarifa social
Consumo médio anual/cliente [kWh]	1 417
Fatura média mensal [€/mês]	20,4
Variação Tarifária 2018/2017 na fatura mensal [€/mês]	- 0,05

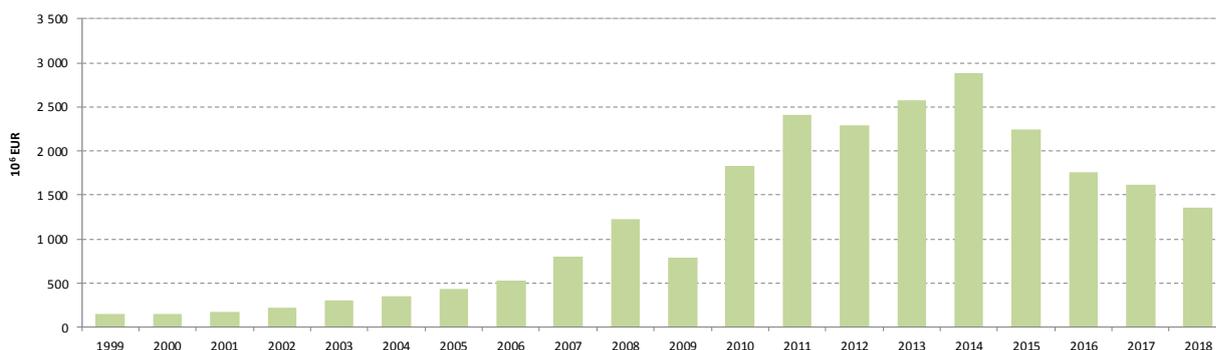
Nota: Os valores apresentados incluem IVA de 23%.

Os consumidores abrangidos pelas tarifas sociais de venda a clientes finais terão uma redução na fatura mensal de eletricidade no valor de 0,05 euros, para uma fatura média mensal de 20,4 euros.

4. Custos de Interesse Económico Geral

Apresenta-se abaixo a evolução dos custos de interesse económico geral (CIEG)² do ano, podendo-se observar a tendência de diminuição destes custos.

Custos de Interesse Económico Geral



5. Serviço da Dívida

O quadro que se segue apresenta as amortizações e os juros da dívida gerada em anos anteriores (2007 a 2017), 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 2018 apresenta um decréscimo de 2,6% relativamente ao ano anterior, superior ao montante gerado este ano, pelo que o saldo em dívida no final de 2018 é inferior ao saldo em dívida de 2017 em cerca de 744 milhões de euros.

² Registe-se que esta série apenas inclui os CIEG dos respetivos anos, não evidenciando os fluxos financeiros associados aos montantes destes custos que foram diferidos: os adiamentos e posteriores pagamentos.

Amortizações e juros da dívida tarifária

	Unidade: EUR				
	Saldo em dívida em 2017	Juros 2018	Amortização e regularização 2018 ^[1]	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2018	Saldo em dívida em 2018
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
EDP Serviço Universal	4 276 534 526	101 023 531	1 503 980 566	1 605 004 097	3 653 015 105
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	388 120 448	18 724 871	388 120 448	406 845 319	0
EDP Serviço Universal	95 156 654	4 590 833	95 156 654	99 747 487	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	46 681 212	2 252 135	46 681 212	48 933 348	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	52 781 226	2 546 430	52 781 226	55 327 656	0
Tagus SA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	129 732 175	6 258 929	129 732 175	135 991 104	0
CGD,S.A.					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	31 002 962	1 495 738	31 002 962	32 498 700	0
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	32 766 218	1 580 806	32 766 218	34 347 024	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	752 324 328	22 671 294	370 578 473	393 249 767	381 745 855
EDP Serviço Universal	18 726 577	564 325	9 224 301	9 788 627	9 502 276
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	50 921 358	1 534 515	25 082 745	26 617 260	25 838 613
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	57 177 456	1 723 043	28 164 361	29 887 404	29 013 094
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	35 753 251	1 077 424	17 611 268	18 688 692	18 141 983
Caixa Bank					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	375 338 027	11 310 811	184 883 285	196 194 096	190 454 742
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	143 013 050	4 309 698	70 445 094	74 754 792	72 567 957
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	40 571 772	1 222 630	19 984 766	21 207 396	20 587 007
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	30 822 837	928 846	15 182 654	16 111 500	15 640 183
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	933 640 024	20 912 603	304 345 410	325 258 013	629 294 614
EDP Serviço Universal	22 342 272	500 445	7 283 073	7 783 517	15 059 200
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	74 414 303	1 666 806	24 257 370	25 924 176	50 156 933
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	110 350 759	2 471 747	35 971 837	38 443 584	74 378 922
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	147 387 095	3 301 324	48 044 840	51 346 164	99 342 255
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	446 841 984	10 008 814	145 660 322	155 669 136	301 181 661
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	75 213 611	1 684 710	24 517 926	26 202 636	50 695 685
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	57 089 999	1 278 759	18 610 041	19 888 800	38 479 958
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	1 320 165 801	24 797 994	320 886 402	345 684 396	999 279 399
EDP Serviço Universal	1 009 905 150	18 970 058	245 472 826	264 442 884	764 432 324
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	95 739 385	1 798 369	23 270 915	25 069 284	72 468 469
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	46 977 309	882 422	11 418 550	12 300 972	35 558 758
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	71 804 527	1 348 776	17 453 184	18 801 960	54 351 343
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	95 739 430	1 798 369	23 270 927	25 069 296	72 468 504
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018 ^[1]					880 461 145
Tagus SA	882 283 926	14 284 177	120 049 833	134 334 010	752 234 093
Devisas de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	653 171 848	10 574 852	88 875 213	99 450 065	564 296 636
Sobrecusto da PRE 2009	229 112 078	3 709 325	31 174 621	34 883 945	197 937 457
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008 ^[1]	0	-367 408	0	-367 408	0
Titulização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-367 408	0	-367 408	0
EDP Distribuição	120 434 709	2 743 749	120 434 709	123 178 458	0
Parcela de acerto de 2012					
EDP Distribuição	6 021 741	121 785	6 021 741	6 143 526	0
Tagus SA	114 412 968	2 621 964	114 412 968	117 034 932	0
Total	4 396 969 235	103 767 280	1 624 415 275	1 728 182 555	3 653 015 105

Nota: [1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2018 é 980,4 milhões de euros.

[2] Valor provisório.

6. Proveitos regulados

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos nas tarifas para 2018, 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	125 751	20 159	145 909
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEAC)	125 751	20 159	145 909
REN	574 248	55 974	630 222
Gestão Global do Sistema (GGS)	257 374	52 964	310 339
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	316 873	3 009	319 883
ADENE	839	0	839
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	839	0	839
EDP Distribuição	3 729 767	25 142	3 754 909
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 075 713	9 801	1 085 514
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	319 883	2 768	322 651
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema	2 333 332	12 573	2 345 905
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	839	0	839
EDP Serviço Universal (CUR)	2 174 636	-152 127	2 022 510
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	1 725 459	-150 215	1 575 244
CVEE da Produção em Regime Especial	1 528 805	-150 432	1 378 373
CVEE para Fornecimento de Clientes	196 653	217	196 870
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	421 973		421 973
Comercialização (C)	24 393	-1 912	22 481
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	2 812		2 812
EDA	176 805	-15 772	161 034
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	125 056	-14 621	110 435
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 011	-1 187	43 824
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 738	36	6 774
EEM	185 494	-20 625	164 868
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	129 021	-20 366	108 654
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	51 601	-309	51 292
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 872	50	4 922

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