

Comunicado

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2015

Nos termos regulamentarmente previstos, 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 2015.

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 2015 será o terceiro 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 a grande maioria (97%) dos consumidores em alta tensão (AT) optaram já por condições mais favoráveis oferecidas por comercializadores em mercado.

O mercado liberalizado atingiu em agosto de 2014 mais de 3 milhões de clientes e representa já quase 80% do consumo total em Portugal, tendo as tarifas transitórias cada vez menor expressão no setor elétrico. Ainda durante o ano de 2014, o número de clientes que optaram por ser fornecidos por um comercializador em regime de mercado excedeu o 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.

Desde janeiro deste ano já entraram no mercado liberalizado cerca de 810 mil novos clientes e desde agosto do ano passado o número de clientes no mercado livre cresceu mais de 50%. Entre agosto de 2013 e agosto de 2014, o número de mudanças de comercializador entre ofertas em mercado quase triplicou, 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 2014 cerca de 2/3 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 2015 cerca de 75% da energia total consumida em Portugal pelo segmento de BTN esteja sujeita a preços definidos em regime de mercado, restando apenas 25% sujeita a preços regulados pela ERSE. Para a totalidade dos consumidores essa cifra prevê-se que possa situar-se em torno dos 90% 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 nos termos da 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 no seu site oficial 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 empresas, se traduzem em:

- Minimizar os custos para os consumidores, assegurando a sustentabilidade do mercado e promovendo a adequação dos preços aos custos nas actividades reguladas;
- Incentivar a afetação eficiente dos recursos utilizados nas diferentes actividades reguladas;
- Refletir os custos de interesse económico geral e de política energética nos termos da legislação em vigor.

A variação entre 2014 e 2015 das tarifas de venda a clientes finais em Baixa Tensão Normal (BTN) dos comercializadores de último recurso, em Portugal, proposta ao Conselho Tarifário, consta do quadro seguinte:

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Variação 2015/2014
Baixa Tensão Normal	1,2%

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 2014 e 2015 das tarifas transitórias de venda a clientes finais em BTN dos comercializadores de último recurso, em Portugal, proposta ao Conselho Tarifário, consta do quadro seguinte:

Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	Variação 2015/2014
Baixa Tensão Normal	3,3%

Estas tarifas podem ser revistas trimestralmente de modo a assegurar-se a sua adequabilidade às condições de funcionamento dos mercados de energia elétrica.

As tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN dos comercializadores de último recurso a vigorarem em 2015, apresentam um desconto estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, observando uma redução de 14% nos termos do quadro seguinte:

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Variação 2015/2014
Tarifa Social	-14,0%

O alargamento da abrangência das tarifas sociais de eletricidade foi recentemente aprovado pelo Governo em Conselho de Ministros. As tarifas sociais passam a ser aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio social de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez, aos beneficiários 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 máximo, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

2. Principais fatores que determinam a variação tarifária em 2015

A variação tarifária para 2015 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 2015 apresentam um acréscimo relativo a 2014 em cerca de 45%, correspondendo a 416 milhões de euros. Este acréscimo decorre em grande parte da amortização, acrescida dos respetivos juros, do diferimento do diferencial da PRE de 2014 (+407 milhões de euros).

O acréscimo do serviço da dívida teve um impacte substancial no acréscimo de cerca de 20% registado ao nível dos proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema (UGS).

ii) Crescimento moderado do consumo de energia elétrica

O consumo apresentou entre 2012 e 2013 um crescimento de apenas 0,2%. Para 2014 estima-se um acréscimo, relativamente a 2013, de 0,5%, alicerçado no crescimento dos níveis de tensão mais elevados (MAT e AT). Para 2015, a ERSE assume que a tendência de crescimento se mantém, devendo atingir os 0,8%, relativamente a 2014. Este cenário moderado de crescimento da procura não favorece a diluição dos custos das atividades reguladas, nomeadamente os que apresentam um maior crescimento como é o caso da UGS, que recupera a maior parte dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).

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

i) Metas de eficiência e base 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 2015 marca o início de um novo período regulatório, pelo que se procedeu à redefinição das bases de custos incluídas nas tarifas com a avaliação dos ganhos efetivos de eficiência das empresas reguladas, decorrentes dos objetivos que lhes foram impostos no anterior período regulatório.

No seguimento da análise efetuada, as bases de custos das atividades reguladas foram revistas em baixa na generalidade das atividades reguladas, contribuindo para uma redução dos custos de exploração recuperados por aplicação das tarifas.

ii) Diminuição da taxa de remuneração dos ativos regulados

A diminuição do risco percebido nos mercados do contexto financeiro nacional, conjugada com a política monetária do Banco Central Europeu teve como reflexo uma diminuição das taxas de juro tanto da dívida da República Portuguesa, como das empresas nacionais, até níveis nunca atingidos até à data. Este facto justificou, em grande parte, a revisão em baixa da taxa de remuneração das atividades reguladas em cerca de 1,4 pp, face aos valores aplicado em 2014 e de 2,6 pp, face aos valores definidos para o primeiro ano do período regulatório que terminou em 2014.

No entanto, mantém-se um conjunto de incertezas relativas à evolução das economias europeias e, em particular, da economia nacional que justificaram a manutenção do mecanismo de indexação das taxas de remuneração.

iii) Medidas legislativas mitigadoras de custos

Em 2012 e em 2013 foram aprovados um conjunto de diplomas cuja aplicabilidade se mantém em 2014 e que diminuem o impacto dos CIEG nas tarifas de 2015. As medidas associadas a esses diplomas 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.

Em 2014, foi também aprovado o Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, que determina as formas de alocação das verbas do FSSSE¹ às tarifas do setores energéticos.

¹ Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.

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 objectivo de situar o impacto associado à proposta de tarifas para 2015.

Variáveis caracterizadoras do segmento BTN ≤ 20,7 kVA

	BTN ≤ 20,7 kVA
Consumo médio anual/cliente [kWh]	1 744
Fatura média mensal [€/mês]	35,3
Variação Tarifária 2015/2014 na fatura mensal [€/mês]	1,14

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 2015 é de 1,14 Euros, para uma fatura média mensal de 35,3 Euros.

Variáveis caracterizadoras dos consumidores abrangidos pelas “Tarifas Sociais”

	BTN Tarifa social
Consumo médio anual/cliente [kWh]	1 300
Fatura média mensal [€/mês]	19,1
Variação Tarifária 2015/2014 na fatura mensal [€/mês]	-3,11

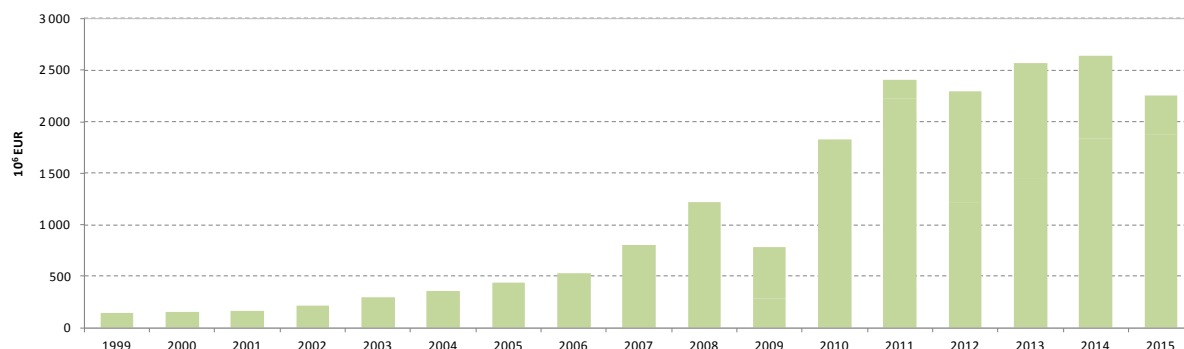
Nota: Os valores apresentados incluem o desconto ASECE de 13,8% e IVA de 23%.

Os consumidores abrangidos pelas tarifas sociais de venda a clientes finais terão um decréscimo na fatura mensal de eletricidade no valor de 3,11 Euros, para uma fatura média mensal de 19,1 Euros, o que corresponde a uma redução de -14%.

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 altera-se, assistindo-se a uma certa estagnação entre 2013 e 2014, e a uma redução em 2015. Os valores apresentados incluem igualmente os custos a recuperar em cada ano, bem como os que foram objeto de diluição 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 2012), 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.

Amortizações e juros da dívida tarifária

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2014	Juros 2015	Amortização 2015	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2015	Saldo em dívida em 2015
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	36 542	258	12 095	12 353	24 447
Convergência tarifária de 2006	12 884	91	4 264	4 355	8 619
Convergência tarifária de 2007	23 658	167	7 831	7 998	15 828
EEM (BCP e CGD)	20 360	144	6 739	6 883	13 621
Convergência tarifária de 2006	4 710	33	1 559	1 592	3 151
Convergência tarifária de 2007	15 650	111	5 180	5 291	10 470
EDP Serviço Universal	4 316 829	186 290	1 026 727	1 213 017	4 801 362
BCP e CGD	57 863	409	19 152	19 561	38 711
Défice de BT de 2006	41 944	297	13 883	14 179	28 061
Continente	40 308	285	13 341	13 626	26 966
Regiões Autónomas	1 636	12	541	553	1 094
Défice de BTn de 2007	15 919	113	5 269	5 382	10 650
Continente	15 298	108	5 063	5 172	10 234
Regiões Autónomas	622	4	206	210	416
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	516 450	32 640	250 315	282 955	266 135
EDP Serviço Universal	40 131	767	5 881	6 648	34 249
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	154 334	11 523	88 373	99 896	65 962
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	79 299	5 012	38 435	43 447	40 864
Tagus, SA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	242 686	15 338	117 626	132 964	125 060
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	982 690	57 445	309 140	366 585	673 550
EDP Serviço Universal	319 387	18 670	100 474	119 145	218 913
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	106 382	6 219	33 466	39 685	72 916
Tagus, SA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	556 921	32 556	175 199	207 755	381 722
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	1 533 878	69 885	336 960	406 845	1 196 918
EDP Serviço Universal	1 359 653	61 480	296 432	357 912	1 063 221
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	174 225	8 405	40 528	48 933	133 697
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015 ^(*)					1 511 260
Tagus, SA (*)	1 225 949	26 444	111 160	137 604	1 114 788
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	907 594	19 577	82 294	101 871	825 299
Sobrecusto da PRE 2009	318 355	6 867	28 866	35 733	289 489
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-533	0	-533	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009 ^(*)	0	-533	0	-533	0
EDP Distribuição	315 782	26 527	74 912	101 439	240 869
Parcela de acerto de 2011	74 912	7 679	74 912	82 591	0
Parcela de acerto de 2012	240 869	18 849	0	18 849	240 869
Total	4 689 514	213 220	1 120 473	1 333 693	5 080 300

6. Proveitos regulados

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos nas tarifas para 2015, que incluem as transações entre empresas ao longo da cadeia de valor do sector elétrico.

Proveitos permitidos por empresa regulada

(10³ Euros)

	Proveitos sem ajustamentos	Ajustamentos	Proveitos permitidos
	(a)	(b)	(c) = (a+b)
REN Trading	143 072	6 072	149 143
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	143 072	6 072	149 143
REN	546 209	-10 949	535 261
Gestão Global do Sistema (GGS)	233 320	41 936	275 256
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	312 889	-52 884	260 005
EDP Distribuição	3 297 076	85 997	3 383 073
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 193 717	-20 765	1 172 953
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	260 005	40 658	300 663
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema	1 843 354	66 104	1 909 457
EDP Serviço Universal (CUR)	1 772 927	298 256	2 071 184
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	1 149 046	291 022	1 440 068
CVEE da Produção em Regime Especial	826 085	399 575	1 225 660
CVEE para Fornecimento de Clientes	322 960	-108 552	214 408
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	576 816		576 816
Comercialização (C)	43 630	7 234	50 864
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	3 437		3 437
EDA	163 616	152	163 768
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	127 643	-2 692	124 951
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	29 047	2 479	31 525
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 926	365	7 292
EEM	166 239	718	166 958
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	125 820	-3 049	122 770
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	35 510	3 607	39 118
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 909	160	5 069

Notas: Neste caso, 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 2014