

Comunicado

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2013

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 2013.

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

1. Enquadramento às variações das Tarifas de Venda a Clientes Finais

O ano de 2013 será o primeiro 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 quase totalidade de consumidores em MAT e em AT tenham optado por condições mais favoráveis oferecidas por comercializadores em mercado, sendo expectável que os benefícios de mais concorrência, traduzida em termos de maior escolha e melhores preços, sejam também crescentemente aproveitados por consumidores em MT e BT.

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.

O processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN), consagrado pelo Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, tem subjacente o seguinte calendário de extinção: (i) a partir de 1 de Julho de 2012, para os clientes com potência contratada superior ou igual a

10,35 kVA; (ii) a partir de 1 de Janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

O citado diploma prevê a existência de tarifas transitórias a aplicar aos clientes que não exerçam o direito de escolha de um fornecedor de energia elétrica em regime de mercado. Este período transitório termina a 31 de dezembro de 2014, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA, e a 31 de Dezembro de 2015 para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

Assim, a partir de 1 de Janeiro de 2013 e pelo período legalmente determinado, as tarifas de Venda a Clientes finais publicadas pela ERSE para Portugal Continental passam a ter um carácter transitório, sendo suscetíveis de revisão trimestral, de acordo com o referido Decreto-Lei.

A variação entre 2012 e 2013 das Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal (BTN), em Portugal Continental, proposta ao Conselho Tarifário, consta do quadro seguinte:

Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal	Variação 2013/2012
Portugal Continental	2,8%

A ERSE continua a publicar Tarifas reguladas de Venda a Cliente Finais nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores. A variação entre 2012 e 2013, proposta ao Conselho Tarifário, é idêntica à aplicável em Portugal Continental.

A variação anual da Tarifa Social de Venda a Clientes Finais para o ano de 2013, para os clientes economicamente vulneráveis, é de 1,3%.

A presente proposta de tarifas integra diversas alterações legislativas efetuadas durante 2012, de entre as quais importa distinguir diplomas que já se encontram publicados e diplomas cuja publicação está prevista para ocorrer no período em que a proposta de tarifas para 2013 se encontra em análise pelo Conselho Tarifário.

Relativamente ao primeiro tipo de diplomas referem-se por ordem cronológica da sua aprovação: (i) Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, que procede à extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais; (ii) Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio, que define o regime remuneratório aplicável à cogeração; (iii) Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, que estabelece os incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores ao Sistema Elétrico Nacional (SEN); (iv) Decreto-Lei n.º 215-A/2012, e Decreto-Lei n.º 215-B/2012, ambos de 8 de outubro, que procedem à alteração, respetivamente, do Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de fevereiro, e

do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, completando a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade.

Relativamente aos diplomas cuja publicação se aguarda, referem-se: (i) Decreto-Lei que procede ao estabelecimento de disposições tendentes a assegurar condições de estabilidade tarifária; (ii) Portaria que estabelece os critérios para a repercussão dos CIEG na Tarifa de Uso Global do Sistema; e (iii) Despacho do Secretário de Estado da Energia que determina a variação da tarifa social para 2013, aplicável aos consumidores economicamente vulneráveis.

2. Principais fatores que determinam a variação tarifária em 2013

A variação tarifária proposta para 2013 resulta da conjugação de vários fatores com impactes em sentidos opostos, que seguidamente se sintetizam:

1) Fatores que contribuem para o incremento do nível tarifário

a) Custos de produção de energia elétrica

Uma parte importante dos custos a recuperar pelas tarifas são custos associados à produção de energia elétrica diretamente refletidos nos mercados grossistas, no caso da produção convencional, ou parcialmente incorporados nos Custos de Interesse Económico geral, no caso da Produção em Regime Especial (PRE). Prevê-se um agravamento dos custos associados à produção de energia elétrica pelas razões que de seguida se enumeram.

i) Evolução do preço no mercado a prazo

As previsões da ERSE para 2013 tiveram em consideração o preço médio dos contratos de futuros no MIBEL, ocorrido posteriormente ao anúncio das recentes propostas de alterações legislativas em Espanha tendentes a diminuir o seu deficit tarifário, o que permite antever um agravamento do custo de produção de energia para 2013.

ii) Custo da Produção em Regime Especial (PRE)

A PRE, ao abrigo da legislação específica, inclui para além da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis e resíduos, a produção em processos de cogeração de energias elétrica e térmica e microprodução. A PRE tem beneficiado de um conjunto de incentivos económicos.

Este tipo de produção tem vindo a impor a subida do preço de energia elétrica devido por um lado, ao facto das entregas à rede terem aumentado nos últimos anos e, por outro, pelo facto de, em termos médios, o custo de produção da PRE ser superior ao das tecnologias convencionais. Para 2013, estima-se que esta produção atinga 19 517 GWh a um preço médio de 111,6 €/MWh.

Estes efeitos manifestam-se nas tarifas de energia elétrica através da inclusão nos proveitos permitidos às empresas reguladas, já que é o Comercializador de Último Recurso (CUR) quem, por lei, compra a totalidade desta energia.

iii) Evolução do custo das matérias-primas energéticas nos mercados internacionais

Em 2012 o preço do petróleo agravou-se face ao ano de 2011. Para 2013, perspetiva-se a manutenção do preço do petróleo a um nível elevado, com efeitos diretos no custo de produção de energia elétrica, designadamente no custo das centrais de ciclo combinado a gás natural.

b) Evolução do consumo de energia elétrica

Para o estabelecimento das tarifas de 2013, estima-se que o consumo de energia elétrica estabilize em torno do valor previsto, neste momento, para 2012 - 49 380 GWh -valor próximo do ocorrido no ano de 2006 e inferior à previsão inicial para 2012.

Os custos a recuperar pelas tarifas têm uma parcela de custos fixos que não variam com o consumo de energia elétrica de cada ano, designadamente os CIEG, o que implica um aumento dos custos unitários de energia.

2) Fatores que contribuem para a redução do nível tarifário

a) Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas

As metas de eficiência aplicadas estão em linha com os parâmetros de regulação definidos para o período 2012 a 2014.

b) Medidas legislativas mitigadoras de custos

Foram consideradas as seguintes medidas mitigadoras de custos:

i) Regime de garantia de potência

A Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, estabelece o novo regime de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores ao Sistema Elétrico Nacional, tendo permitido uma redução de custos a refletir em 2013.

ii) Remuneração das instalações de cogeração

A Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio, estabelece o regime remuneratório aplicável às instalações de cogeração, tendo permitido uma redução dos custos com aquisição da PRE a cogeradores, a refletir em 2013.

iii) Alisamento quinquenal dos sobrecustos com a PRE

O Decreto-lei n.º 78/2011, de 20 de Junho de 2011, estabelece, no artigo 73.º-A, um mecanismo de alisamento quinquenal para efeitos de repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial.

O referido diploma, bem como a Portaria que o desenvolve, determinam que o sobrecusto da PRE de cada ano, e os respetivos ajustamentos sejam diluídos por um período de 5 anos.

iv) Estabilidade tarifária

Foi aprovado, em Conselho de Ministros de 10 de Outubro de 2012, um Decreto-Lei que estabelece disposições tendentes a assegurar condições de estabilidade tarifária.

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 2013.

Variáveis caracterizadoras do segmento BTN ≤ 20,7 kVA

	BTN ≤ 20,7 kVA
Consumo médio anual/cliente [kWh]	2 573
Fatura média mensal [€/mês]	46,5
Variação Tarifária 2013/2012 na fatura mensal [€/mês]	1,24

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 para 2013 é de 1,24 Euros, para uma fatura média mensal de 47 Euros.

Variáveis caracterizadoras dos consumidores abrangidos pela “Tarifa Social”

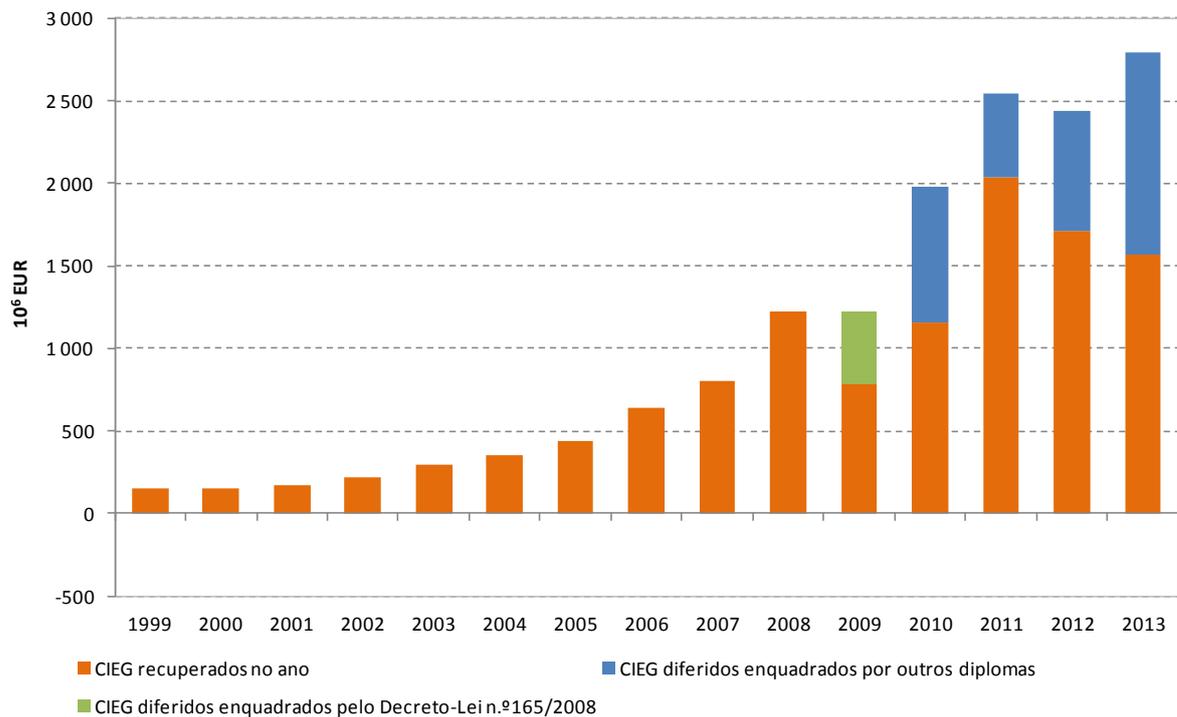
	BTN Tarifa social
Consumo médio anual/cliente [kWh]	1 254
Fatura média mensal [€/mês]	23,1
Variação Tarifária 2013/2012 na fatura mensal [€/mês]	0,30

Nota: Os valores apresentados incluem IVA de 23%.

Tendo em conta o acréscimo na Tarifa de Venda a Clientes Finais para os clientes economicamente vulneráveis, que foi fixado em 1,3%, o seu reflexo para uma fatura média mensal de 23 Euros é de cerca de 30 cêntimos.

4. Custos de Interesse Económico Geral

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



Da análise desta figura observa-se uma tendência acentuada de crescimento dos Custos de Interesse Económico Geral tendo, a partir de 2011, um crescimento mais moderado. Há, porém, a considerar um crescimento dos CIEG diferidos. Os valores apresentados incluem os custos a recuperar em cada ano, bem como os que foram objeto de diluição temporal.

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 2012	Juros 2013	Amortização 2013	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2013	Saldo em dívida em 2013
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5)
EDA (BCP e CGD)	60 343	696	11 793	12 489	48 549
Convergência tarifária de 2006	21 275	245	4 158	4 403	17 117
Convergência tarifária de 2007	39 068	450	7 635	8 086	31 432
EEM (BCP e CGD)	33 622	388	6 571	6 959	27 051
Convergência tarifária de 2006	7 778	90	1 520	1 610	6 258
Convergência tarifária de 2007	25 844	298	5 051	5 349	20 793
EDP Serviço Universal	2 618 155	102 808	454 697	557 506	3 438 272
BCP e CGD	95 551	1 102	18 675	19 776	76 876
Défice de BT de 2006	69 263	799	13 537	14 335	55 726
Continente	66 561	767	13 009	13 776	53 552
Regiões Autónomas	2 701	31	528	559	2 173
Défice de Bn de 2007	26 288	303	5 138	5 441	21 150
Continente	25 262	291	4 937	5 228	20 325
Regiões Autónomas	1 027	12	201	212	826
BCP	110 926	2 752	110 926	113 678	0
Reposição gradual de efeito da reclassificação da Cogeração FER	110 926	2 752	110 926	113 678	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	973 326	61 514	221 441	282 955	751 886
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	0	0	0	0	1 274 815
Tagus, SA	1 438 352	37 440	103 656	141 097	1 334 696
Desvíos de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 064 840	27 718	76 739	104 457	988 101
Sobrecusto da PRE 2009	373 512	9 723	26 918	36 640	346 595
EDP Distribuição	141 480	5 670	141 480	147 150	149 602
Parcela de acerto de 2010	141 480	5 670	141 480	147 150	0
Parcela de acerto de 2011	0	0	0	0	149 602
REN Trading	0	0	0	0	13 330
Diferimento do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE	0	0	0	0	13 330
Total	2 853 599	109 562	614 542	724 104	3 676 804

6. Proveitos regulados

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos na proposta de tarifas para 2013, 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	163 952	12 657	176 609
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	163 952	12 657	176 609
REN	888 099	8 582	896 681
Gestão Global do Sistema (GGS)	524 401	-211	524 191
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	363 698	8 792	372 490
EDP Distribuição	3 119 747	-6 520	3 113 227
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 278 844	3 644	1 282 488
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	372 490	-10 164	362 326
Uso Global do Sistema	1 468 413		1 468 413
EDP Serviço Universal (CUR)	3 136 981	216 343	3 353 324
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 300 799	213 062	1 513 861
Sobrecusto da PRE	72 702	330 236	402 939
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	1 228 096	-117 174	1 110 923
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	1 745 016		1 745 016
Comercialização (C)	79 824	3 281	83 104
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	11 343		11 343
EDA	199 589	5 243	204 832
Actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	149 994	3 854	153 848
Actividade de Distribuição de Energia Elétrica	42 730	1 307	44 038
Actividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 865	81	6 947
EEM	205 596	7 733	213 330
Actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	152 804	4 602	157 406
Actividade de Distribuição de Energia Elétrica	47 726	2 782	50 507
Actividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 067	350	5 417

Notas: Ajustamentos com sinal positivo são valores a recuperar pelas empresas

Ajustamentos com sinal negativo são valores a devolver ao sistema

Lisboa, 15 de Outubro de 2012