

Comunicado

Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2013

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário foi submetida, em outubro, à apreciação do Conselho Tarifário, da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2013”. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante. Tendo em consideração o parecer do Conselho Tarifário, procede-se agora à aprovação dos valores das tarifas e preços a vigorar em 2013.

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 aprovação 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, 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, 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%.

2. Principais fatores que determinam a variação tarifária em 2013

A variação tarifária 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 (CIEG), no caso da Produção em Regime Especial (PRE). Considera-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

A definição de tarifas para 2013 teve 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 a microprodução, 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.

Estes efeitos manifestam-se na definição das tarifas de energia elétrica através da sua 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 deste preço 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 custos de investimento em redes, 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 cogeneradores, 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

O Decreto-Lei n.º 256/2012 de 29 de Novembro, procede ao estabelecimento de disposições visando assegurar a estabilidade tarifária, através do diferimento dos ajustamentos anuais (i) dos custos relativos à parcela de acerto, dos CMEC; (ii) do sobrecustos CAE, bem como da dedução, no sobrecusto com aquisição da PRE a partir de fontes renováveis, das receitas geradas pela venda de licenças de emissão de gases com efeito de estufa.

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 às tarifas para 2013.

Variáveis caracterizadoras do segmento $\text{BTN} \leq 20,7 \text{ kVA}$

	BTN $\leq 20,7 \text{ kVA}$
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 das 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”

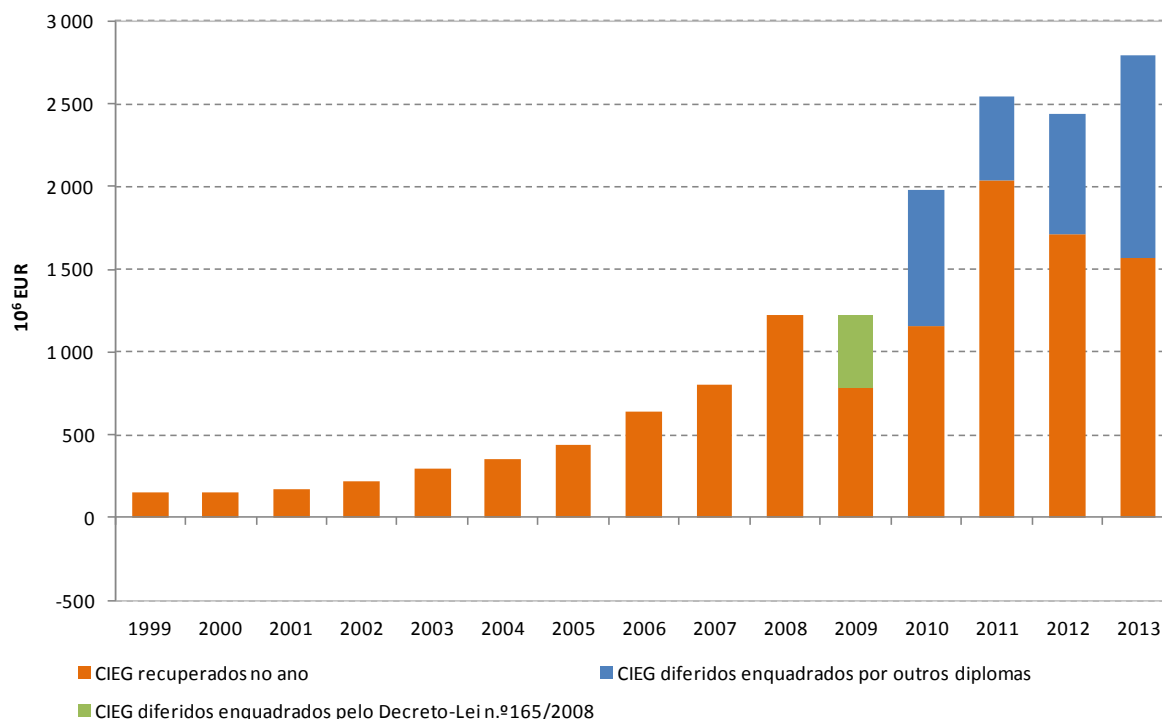
	BTN Tarifa social
Consumo médio anual/cliente [kWh]	1 254
Fatura média mensal [€/mês]	23,1
Variação Tarifária 2013/2012 na fatura mensal [€/mês]	0,30

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	3 438 277
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 BTn 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 ⁽¹⁾	0	0	0	0	1 274 819
Tagus, SA	1 438 352	37 440	103 656	141 097	1 334 696
Desvios 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	149 825
Parcela de acerto de 2010 (BCP)	141 480	5 670	141 480	147 150	0
Parcela de acerto de 2011	0	0	0	0	149 825
REN Trading	0	0	0	0	13 317
Diferimento do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE	0	0	0	0	13 317
Total	2 853 599	109 562	614 542	724 104	3 677 019

(1) O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2013 é 1571,4 milhões de euros. Em 2013 serão amortizados 296,6 milhões relativos a este montante.

6. Proveitos regulados

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos nas 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	14 016	177 969
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	163 952	14 016	177 969
REN	889 340	-1 974	887 365
Gestão Global do Sistema (GGS)	524 631	-13 456	511 175
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	364 709	11 482	376 191
EDP Distribuição	3 103 679	-6 514	3 097 165
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 275 626	3 641	1 279 267
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	376 191	-10 155	366 036
Uso Global do Sistema	1 451 862		1 451 862
EDP Serviço Universal (CUR)	3 018 828	269 329	3 288 157
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 246 325	265 163	1 511 488
Sobrecusto da PRE	33 260	328 097	361 357
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	1 213 065	-62 935	1 150 131
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	1 683 655		1 683 655
Comercialização (C)	78 257	4 166	82 423
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	10 590		10 590
EDA	199 620	5 243	204 863
Actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	149 987	3 854	153 841
Actividade de Distribuição de Energia Elétrica	42 725	1 307	44 032
Actividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 908	81	6 989
EEM	209 962	9 179	219 141
Actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	157 169	6 014	163 183
Actividade de Distribuição de Energia Elétrica	47 726	2 812	50 538
Actividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 067	353	5 420

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

Ajustamentos com sinal negativo são valores a devolver ao sistema

Aceda a informação complementar sobre as [Tarifas de Energia Elétrica para 2013](#)

Lisboa, 14 de Dezembro de 2012