

## Comunicado

### **Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2017**

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 2017”. 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 2017.

#### **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 outubro de 2016 mais de 4,7 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 317 mil novos clientes e desde outubro do ano passado o número de clientes no mercado livre cresceu cerca de 10%. 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](#).

As tarifas agora apresentadas integram 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.

O cálculo de tarifas de energia elétrica está sempre sujeito 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, consta do quadro seguinte:

<b>Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais</b>	<b>Variação 2017/2016</b>
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 máximo, 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 0,2%, ascendendo a cerca de 1 775 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 se caracterizar 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 2016<sup>1</sup> teve como consequência aumentar o ajustamento provisório com o diferencial de custo com a PRE a incorporar nas tarifas.

---

<sup>1</sup> 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 grossista. A diminuição deste último preço contribuirá para um aumento do diferencial de custos com a energia elétrica adquirida aos PRE.

**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 nas tarifas para 2017, 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, em termos médios e face a 2015, 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 impacte 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 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 às tarifas a vigorar em 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 às 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

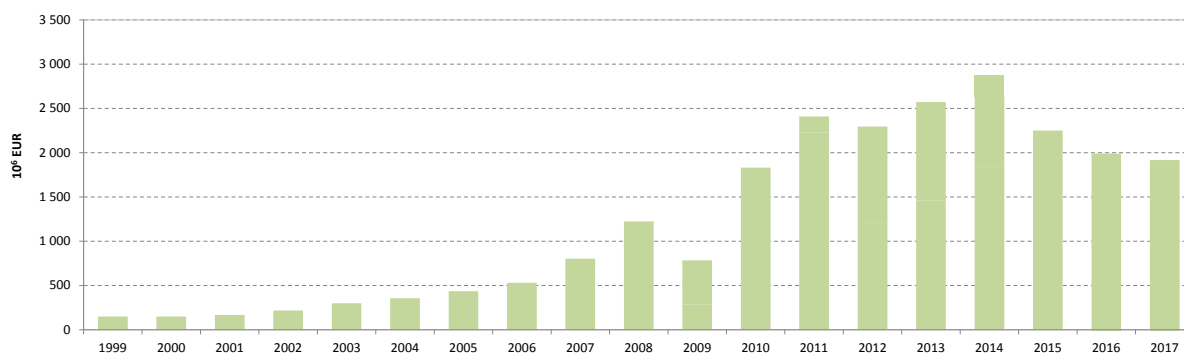
Nota: Os valores apresentados incluem IVA de 23%.

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 2015 a tendência de crescimento dos CIEG se altera, com uma redução gradual destes custos a partir desse ano. Os valores apresentados incluem os custos a recuperar em cada ano, bem como os que foram objeto de diferimento 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 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 nas tarifas para 2017 apresenta um acréscimo de 0,2% 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 regularização 2017 <sup>(1)</sup>	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2017	Saldo em dívida em 2017
	(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
<b>EDA (BCP e CGD)</b>	<b>12 253 139</b>	<b>26 222</b>	<b>12 253 139</b>	<b>12 279 361</b>
Convergência tarifária de 2006	4 320 138	9 245	4 320 138	4 329 383
Convergência tarifária de 2007	7 933 001	16 977	7 933 001	7 949 978
<b>EEM (BCP e CGD)</b>	<b>6 827 210</b>	<b>14 610</b>	<b>6 827 210</b>	<b>6 841 820</b>
Convergência tarifária de 2006	1 579 393	3 380	1 579 393	1 582 773
Convergência tarifária de 2007	5 247 816	11 230	5 247 816	5 259 047
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>4 458 160 513</b>	<b>134 183 057</b>	<b>1 501 863 330</b>	<b>1 626 499 178</b>
<b>BCP e CGD</b>	<b>19 402 435</b>	<b>41 521</b>	<b>19 402 435</b>	<b>19 443 957</b>
Défice de BT de 2006	14 064 378	30 098	14 064 378	14 094 476
Continente	13 515 859	28 924	13 515 859	13 544 783
Regiões Autónomas	548 519	1 174	548 519	549 693
Défice de BTn de 2007	5 338 057	11 423	5 338 057	5 349 481
Continente	5 129 615	10 977	5 129 615	5 140 593
Regiões Autónomas	208 442	446	208 442	208 888
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2013</b>	<b>346 338 913</b>	<b>20 245 939</b>	<b>346 338 913</b>	<b>366 584 853</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>112 564 695</b>	<b>6 580 200</b>	<b>112 564 695</b>	<b>119 144 895</b>
<b>Santander</b>	<b>37 493 264</b>	<b>2 191 744</b>	<b>37 493 263</b>	<b>39 685 007</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013				
<b>Tagus, SA</b>	<b>196 280 955</b>	<b>11 473 996</b>	<b>196 280 955</b>	<b>207 754 951</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013				
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2014</b>	<b>758 377 828</b>	<b>36 587 938</b>	<b>370 257 380</b>	<b>388 120 448</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>185 933 767</b>	<b>8 970 375</b>	<b>90 777 112</b>	<b>95 156 654</b>
<b>BCP</b>	<b>91 213 943</b>	<b>4 400 617</b>	<b>44 532 731</b>	<b>46 681 212</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014				
<b>Santander</b>	<b>103 133 220</b>	<b>4 975 662</b>	<b>50 351 994</b>	<b>52 781 226</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014				
<b>Tagus, SA</b>	<b>253 493 486</b>	<b>12 229 793</b>	<b>123 761 311</b>	<b>129 732 175</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014				
<b>CGD, S.A.</b>	<b>60 579 027</b>	<b>2 922 635</b>	<b>29 576 065</b>	<b>31 002 962</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014				
<b>Banco Popular</b>	<b>64 024 385</b>	<b>3 088 856</b>	<b>31 258 168</b>	<b>32 766 218</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014				
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2015</b>	<b>1 112 062 103</b>	<b>33 511 991</b>	<b>359 737 775</b>	<b>752 324 328</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>291 927 746</b>	<b>8 797 243</b>	<b>94 434 868</b>	<b>197 492 878</b>
<b>BCP</b>	<b>75 270 346</b>	<b>2 268 272</b>	<b>24 348 988</b>	<b>50 921 358</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015				
<b>Caixa Bank</b>	<b>84 517 912</b>	<b>2 546 947</b>	<b>27 340 457</b>	<b>57 177 456</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015				
<b>Banco Popular</b>	<b>59 971 915</b>	<b>1 807 254</b>	<b>19 400 142</b>	<b>40 571 772</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015				
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2015</b>	<b>45 561 346</b>	<b>1 372 991</b>	<b>14 738 509</b>	<b>30 822 837</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015				
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2016</b>	<b>1 221 770 542</b>	<b>27 580 286</b>	<b>288 130 518</b>	<b>933 640 024</b>
<b>EDP Serviço Universal</b> <sup>(3)</sup>	<b>19 918 576</b>	<b>660 004</b>	<b>-2 423 696</b>	<b>22 342 272</b>
<b>BCP</b>	<b>98 140 236</b>	<b>2 198 243</b>	<b>23 725 933</b>	<b>74 414 303</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016				
<b>CGD</b>	<b>145 534 516</b>	<b>3 259 828</b>	<b>35 183 756</b>	<b>110 350 759</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016				
<b>Santander</b>	<b>194 379 356</b>	<b>4 353 903</b>	<b>46 992 261</b>	<b>147 387 095</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016				
<b>Tagus</b>	<b>589 311 140</b>	<b>13 199 980</b>	<b>142 469 156</b>	<b>446 841 984</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016				
<b>BPI</b>	<b>99 194 392</b>	<b>2 221 855</b>	<b>23 980 781</b>	<b>75 213 611</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016				
<b>BBVA</b>	<b>75 292 326</b>	<b>1 686 473</b>	<b>18 202 327</b>	<b>57 089 999</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016				
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2017</b> <sup>(1)</sup>				<b>1 320 165 801</b>
<b>Tagus, SA</b>	<b>1 000 208 691</b>	<b>16 643 473</b>	<b>117 924 765</b>	<b>882 283 926</b>
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	740 473 832	12 321 485	87 301 984	653 171 848
Sobrecusto da PRE 2009	259 734 859	4 321 988	30 622 782	229 112 078
<b>Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008</b>	<b>0</b>	<b>-428 092</b>	<b>71 543</b>	<b>-356 549</b>
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-428 092	71 543	-356 549
<b>EDP Distribuição</b>	<b>240 869 418</b>	<b>8 634 952</b>	<b>120 434 709</b>	<b>120 434 709</b>
<b>Parcela de acerto de 2012</b>				
<b>EDP Distribuição</b>	<b>12 043 482</b>	<b>292 336</b>	<b>6 021 741</b>	<b>6 021 741</b>
EDP Distribuição				
<b>Tagus SA</b>	<b>228 825 936</b>	<b>8 342 616</b>	<b>114 412 968</b>	<b>114 412 968</b>
Tagus SA				
<b>Total</b>	<b>4 718 110 280</b>	<b>142 858 841</b>	<b>1 641 378 388</b>	<b>4 396 969 235</b>

Nota:

<sup>(1)</sup> O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2017 é de 1 417 milhões de euros.

<sup>(2)</sup> Inclui regularizações decorrentes da publicação da taxa de juro definitiva do sobrecusto PRE.

<sup>(3)</sup> O valor de -2,4 milhões de euros referentes a "Amortização e regularização 2017" resulta da soma da amortização em 2017 da dívida associada ao SPRE de 2016 diretamente alocada à EDP, SU (7,1 milhões de euros) e da regularização dessa dívida (-9,6 milhões de euros) devida ao apuramento do seu valor definitivo, subsequente à publicação em 2016 da taxa de juro definitiva que se lhe aplica.



## 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

(10<sup>3</sup> Euros)

	Proveitos sem ajustamentos	Ajustamentos	Proveitos permitidos
	(a)	(b)	(c) = (a+b)
<b>REN Trading</b>	<b>122 729</b>	<b>31 596</b>	<b>154 325</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	122 729	31 596	154 325
<b>REN</b>	<b>565 396</b>	<b>95 135</b>	<b>660 531</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	241 064	77 944	319 008
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	324 332	17 191	341 523
<b>EDP Distribuição</b>	<b>3 713 031</b>	<b>55 633</b>	<b>3 768 664</b>
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 199 767	18 314	1 218 081
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	341 523	4 327	345 850
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema	2 171 741	32 992	2 204 733
<b>EDP Serviço Universal (CUR)</b>	<b>1 815 581</b>	<b>80 152</b>	<b>1 895 733</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	1 379 222	82 535	1 461 757
CVEE da Produção em Regime Especial	1 189 917	127 016	1 316 934
CVEE para Fornecimento de Clientes	189 305	-44 481	144 824
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	405 733		405 733
Comercialização (C)	26 146	-2 383	23 763
Sobreprojeito pela aplicação da tarifa transitória	4 480		4 480
<b>EDA</b>	<b>159 611</b>	<b>-15 772</b>	<b>143 839</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	111 905	-14 621	97 284
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	40 707	-1 187	39 519
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 999	36	7 036
<b>EEM</b>	<b>155 693</b>	<b>-20 625</b>	<b>135 068</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	104 521	-20 366	84 154
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 287	-309	45 978
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 885	50	4 935

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

Aceda a informação complementar sobre as [Tarifas de Energia Elétrica para 2017](#)

Lisboa, 15 de dezembro de 2016