

**TARIFAS E PREÇOS  
PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS  
SERVIÇOS EM 2017**

Dezembro 2016

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>0</b>	<b>SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
0.1	Alterações Regulamentares em 2017 .....	2
0.2	Evolução das tarifas para a energia elétrica em 2017 e dos preços dos serviços regulados .....	3
0.3	Principais determinantes da variação dos proveitos.....	8
0.3.1	Pressupostos Financeiros .....	8
0.3.2	Custos de aprovisionamento de energia do Comercializador de último recurso.....	9
0.3.3	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados .....	10
0.3.3.1	Medidas de sustentabilidade e outros ajustamentos aos custos de energia .....	13
0.3.3.2	Diferencial de custo de Produção em Regime Especial .....	14
0.3.3.3	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual.....	16
0.3.3.4	Diferencial de custo das centrais com CAE.....	17
0.3.3.5	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	18
0.3.4	Amortizações e juros da dívida tarifária .....	18
0.3.5	Procura de energia elétrica .....	21
0.3.6	Proveitos permitidos por atividade em 2017 .....	23
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>25</b>
<b>2</b>	<b>ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL .....</b>	<b>27</b>
2.1	Economia mundial .....	27
2.2	Economia portuguesa .....	30
2.3	Breve enquadramento setorial.....	35
<b>3</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS .....</b>	<b>38</b>
3.1	Proveitos permitidos a recuperar em 2017 .....	44
3.2	Proveitos de energia e comercialização .....	48
3.3	Proveitos da UGS .....	59
3.3.1	Principais rubricas explicativas da variação da UGS.....	60
3.3.2	Custos de gestão do sistema.....	62
3.3.3	Interruptibilidade.....	62
3.3.4	Taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico.....	63
3.3.5	Custos com garantia de potência.....	63
3.3.6	Custos com a concessionária da Zona Piloto.....	65
3.3.7	Mecanismo da Correção de Hidraulicidade .....	65
3.3.8	Desconto por aplicação da tarifa social .....	66
3.3.9	Diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN e o sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória .....	68
3.3.10	Custos com a PRE .....	69
3.3.11	CIEG associados à produção de energia elétrica e custos de sustentabilidade de mercados.....	74
3.3.12	Proveitos a recuperar pela tarifa UGS que dizem respeito a anos anteriores.....	82

3.4	Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica .....	83
3.5	Proveitos do comercializador de último recurso .....	85
<b>4</b>	<b>TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2017 .....</b>	<b>89</b>
4.1	Tarifas .....	89
4.2	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT .....	94
4.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	94
4.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte .....	95
4.2.2.1	Tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte aplicáveis às entradas na RNT e na RND .....	95
4.2.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT .....	96
4.3	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição .....	97
4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	98
4.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte .....	105
4.3.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	107
4.4	Tarifas por atividade do Comercializador de último recurso .....	111
4.4.1	Tarifa de Energia .....	111
4.4.2	Tarifas de Comercialização .....	112
4.5	Tarifas de Acesso às Redes .....	113
4.6	Tarifas de Acesso às Redes da Mobilidade Elétrica .....	115
4.7	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental .....	116
4.8	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA .....	122
4.8.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2017 .....	123
4.9	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	125
4.9.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2017 .....	126
4.10	Tarifa Social .....	128
4.10.1	Tarifa social de Acesso às Redes a vigorar em 2017 .....	131
4.10.2	Tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorarem em 2017 .....	132
<b>5</b>	<b>PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS .....</b>	<b>137</b>
5.1	Parâmetros a vigorar em 2017 .....	137
5.2	Valores mensais a transferir pela REN .....	144
5.2.1	Transferências para a Região Autónoma dos Açores .....	144
5.2.2	Transferências para a Região Autónoma da Madeira .....	146
5.2.3	Transferências para a EDP Distribuição .....	148
5.2.4	Transferências dos Centros Electroprodutores .....	149
5.2.5	Transferências para os Centros Electroprodutores .....	150
5.2.6	Transferências para a EDP Serviço Universal ao abrigo do Decreto-Lei N.º 74/2013 .....	152
5.3	Transferências para a REN .....	152
5.4	Valores mensais a transferir pela EDP Distribuição .....	153
5.4.1	Transferências para o comercializador de último recurso .....	153

5.4.2	Transferências para as entidades cessionárias do défice tarifário de 2006 e 2007 do continente, suportado pela EDP Serviço Universal .....	154
5.4.3	Transferências para a Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, S.A. ....	155
5.4.4	Transferências para as entidades cessionárias referente ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial .....	156
5.5	Amortização e juros da dívida tarifária .....	162
5.6	Ajustamentos tarifários de 2015 e 2016.....	164
<b>6</b>	<b>PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS .....</b>	<b>169</b>
6.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais .....	169
6.1.1	Enquadramento regulamentar.....	169
6.1.2	Propostas das empresas.....	169
6.1.2.1	Preços de leitura extraordinária .....	170
6.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	172
6.1.2.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais .....	173
6.1.2.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica .....	173
6.1.3	Preços a vigorar em 2017 .....	178
6.1.3.1	Preços de leitura extraordinária .....	180
6.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	182
6.1.3.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais .....	183
6.1.3.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica .....	183
6.2	Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.....	188
6.2.1	Enquadramento regulamentar.....	188
6.2.2	Propostas das empresas.....	188
6.2.3	Valores a vigorar em 2017 .....	192
<b>7</b>	<b>ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS.....</b>	<b>194</b>
7.1	Impacte no preço médio das tarifas por atividade .....	194
7.1.1	Evolução do preço médio das tarifas por atividade entre 2016 e 2017 .....	194
7.1.2	Evolução das tarifas por atividade entre 1999 e 2017.....	200
7.2	Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes.....	204
7.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes entre 2016 e 2017 .....	204
7.2.2	Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2017 .....	210
7.2.3	Evolução das tarifas de Acesso às Redes entre 1999 e 2017 .....	213
7.3	Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais .....	216
7.3.1	Evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais entre 2016 e 2017.....	216
7.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais em 2017 .....	219
7.3.1	Evolução do preço médio das Tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2017.....	222
7.4	Impacte no preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso .....	225
7.4.1	Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais entre 2016 e 2017.....	225
7.4.2	Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2017 .....	230

---

7.4.3	Evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2017 .....	233
7.5	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	237
7.5.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 2016 e 2017.....	237
7.5.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 1990 e 2017 .....	240
7.6	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	242
7.6.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 2016 e 2017.....	242
7.6.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 1990 e 2017 .....	246
7.7	Análise da Convergência Tarifária .....	248
7.8	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, em 2017 .....	251
7.8.1	Evolução da estrutura de proveitos até 2017.....	251
7.8.2	Análise dos custos .....	252
7.8.3	Impactes tarifários dos custos de interesse económico geral .....	256
<b>ANEXOS</b>	.....	<b>261</b>
<b>ANEXO I SIGLAS</b>	.....	<b>263</b>
<b>ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES</b>	.....	<b>269</b>
<b>ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2017”</b>	.....	<b>273</b>
<b>ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2017”</b>	.....	<b>307</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999.....	10
Figura 0-2 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	13
Figura 0-3 - Diferencial de custo por tecnologia de PRE por unidade produzida.....	15
Figura 2-1 - Crescimento real do PIB.....	27
Figura 2-2 - Crescimento real do PIB na Zona Euro e nos EUA.....	28
Figura 2-3 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 semana e 12 meses.....	29
Figura 2-4 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB.....	30
Figura 2-5 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida** para a taxa de crescimento do PIB em Portugal.....	31
Figura 2-6 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e segundo trimestre de 2016.....	32
Figura 2-7 - Taxas <i>refi</i> e inflação.....	33
Figura 2-8 - Inflação em Portugal.....	34
Figura 2-9 - PIB e consumo de energia elétrica referido à emissão.....	36
Figura 2-10 - Intensidade energética em Portugal continental.....	37
Figura 3-1 - Proveitos do setor elétrico.....	44
Figura 3-2 - Estrutura dos proveitos por setor por atividade.....	45
Figura 3-3 - Proveitos de energia e comercialização do CUR.....	48
Figura 3-4 - Energia e número de clientes.....	49
Figura 3-5 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema.....	49
Figura 3-6 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004 ...	50
Figura 3-7 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	51
Figura 3-8 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia.....	52
Figura 3-9 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal.....	53
Figura 3-10 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) desde 2014.....	54
Figura 3-11 - Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2017.....	55
Figura 3-12 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (índice 2011=100, com base na cotação EUR/ton).....	56
Figura 3-13 - Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo ( <i>Brent</i> ) e do gás natural (NBP) nos mercados <i>spot</i> (base 100=Jan/2011).....	57
Figura 3-14 - Diferencial da atividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em NT, BTE e BTN.....	59
Figura 3-15 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS.....	59
Figura 3-16 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente.....	60
Figura 3-17 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS.....	62
Figura 3-18 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia.....	76
Figura 3-19 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	77
Figura 3-20 - Evolução do diferencial de custo PRE (valores previstos recuperar pelas tarifas).....	80

Figura 3-21 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas) .....	81
Figura 3-22 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial.....	82
Figura 3-23 - Proveitos a recuperar .....	83
Figura 3-24 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição.....	83
Figura 3-25 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente .....	84
Figura 3-26 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais.....	85
Figura 3-27 - Fornecimentos do CUR previstos em tarifas.....	86
Figura 3-28 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis.....	86
Figura 3-29 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF.....	87
Figura 3-30 - Decomposição da variação nos proveitos unitários .....	88
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2017 da RAA.....	123
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2017 da RAM .....	126
Figura 7-1 - Preço médio da tarifa transitória de Energia 2017/2016 .....	195
Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema 2017/2016 .....	196
Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT 2017/2016 .....	196
Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT 2017/2016 .....	197
Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT 2017/2016.....	197
Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT 2017/2016.....	198
Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT 2017/2016.....	199
Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN 2017/2016 .....	199
Figura 7-9 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2016).....	203
Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes.....	205
Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema.....	205
Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT .....	206
Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT .....	206
Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT .....	207
Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT .....	207
Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT .....	208
Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT .....	208
Figura 7-18 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE.....	209
Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE.....	209
Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN .....	210
Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN .....	210
Figura 7-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, Decomposição por atividade .....	211
Figura 7-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	211
Figura 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral.....	212

Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral .....	213
Figura 7-26 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	214
Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2016) .....	215
Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais .....	217
Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT.....	217
Figura 7-30 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em AT.....	218
Figura 7-31 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MT .....	218
Figura 7-32 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTE .....	219
Figura 7-33 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTN .....	219
Figura 7-34 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade .....	220
Figura 7-35 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais .....	220
Figura 7-36 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral .....	221
Figura 7-37 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral .....	221
Figura 7-38 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes).....	222
Figura 7-39 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2016) .....	223
Figura 7-40 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MT 2017/2016 .....	226
Figura 7-41 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTE 2017/2016.....	226
Figura 7-42 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN 2017/2016 .....	228
Figura 7-43 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA) 2017/2016 .....	229
Figura 7-44 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN ( $\leq$ 20,7 kVA) 2017/2016 .....	229
Figura 7-45 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2017 ....	230
Figura 7-46 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2017.....	231
Figura 7-47 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2017, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral.....	232
Figura 7-48 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2017, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral.....	232

Figura 7-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes).....	234
Figura 7-50 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2016) .....	235
Figura 7-51 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA .....	237
Figura 7-52 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA .....	238
Figura 7-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA .....	239
Figura 7-54 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAA ..	239
Figura 7-55 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ( $\leq$ 20,7 kVA) na RAA ..	240
Figura 7-56 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes) .....	241
Figura 7-57 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2016) .....	242
Figura 7-58 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM.....	243
Figura 7-59 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM.....	244
Figura 7-60 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM.....	245
Figura 7-61 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM ..	245
Figura 7-62 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ( $\leq$ 20,7 kVA) na RAM ..	246
Figura 7-63 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes).....	247
Figura 7-64 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2016) .....	248
Figura 7-65 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2016 e 2017 .....	249
Figura 7-66 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos .....	250
Figura 7-67 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAM e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos .....	250
Figura 7-68 - Evolução da estrutura dos proveitos permitidos do setor elétrico .....	251
Figura 7-69 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000 ..	255
Figura 7-70 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2017, decomposto por componente .....	257
Figura 7-71 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2017.....	258
Figura 7-72 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes .....	259
Figura 7-73 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes .....	260

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias e das tarifas sociais de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, em BTN.....	4
Quadro 0-2 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, em AT, MT e BTE.....	4
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores, em BTN.....	5
Quadro 0-4 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores, em BTE e MT.....	5
Quadro 0-5 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira, em BTN.....	5
Quadro 0-6 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira, em BTE e MT.....	5
Quadro 0-7 - Impacte nas variações tarifárias globais da convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira.....	6
Quadro 0-8 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental.....	7
Quadro 0-9 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental.....	7
Quadro 0-10 - Pressupostos financeiros.....	9
Quadro 0-11 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	10
Quadro 0-12 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2017.....	11
Quadro 0-13 - Ajustamentos de 2015 e 2016 a repercutir em tarifas de 2017.....	14
Quadro 0-14 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2017.....	17
Quadro 0-15 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2015 e 2017.....	18
Quadro 0-16 - Amortização e juros da dívida tarifária.....	20
Quadro 0-17 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas.....	21
Quadro 0-18 - Proveitos em Portugal continental em 2017.....	23
Quadro 0-19 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas em 2017.....	23
Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2015 e previsões para 2016 e 2017.....	35
Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico.....	39
Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I).....	40
Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II).....	41
Quadro 3-4 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. III).....	42
Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental.....	46
Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.....	47
Quadro 3-7 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	58
Quadro 3-8 - Remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico.....	63
Quadro 3-9 - Montantes dos incentivos à garantia de potência de 2016 e respetiva repercussão nos proveitos permitidos de 2017.....	64

Quadro 3-10 - Tarifa social a pagar pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário.....	67
Quadro 3-11 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2017 .....	69
Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2013 a 2017 nos proveitos permitidos de 2017 a 2021 .....	70
Quadro 3-13 - Ajustamentos de 2015 e 2016 a repercutir em tarifas .....	75
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas.....	90
Quadro 4-2 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	94
Quadro 4-3 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT .....	95
Quadro 4-4 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT .....	95
Quadro 4-5 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em MAT, AT e MT pela entrada na RNT e na RND .....	95
Quadro 4-6 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2017 .....	96
Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....	97
Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....	97
Quadro 4-9 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	98
Quadro 4-10 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	99
Quadro 4-11 – Percentagem de imputação do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.....	100
Quadro 4-12 – Imputação dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e dos sobrecustos com os CAE .....	101
Quadro 4-13 – Fatores de modulação dos CIEG por período horário.....	101
Quadro 4-14 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento.....	102
Quadro 4-15 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema.....	103
Quadro 4-16 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	104
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	104
Quadro 4-18 - Desagregação do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema .....	105
Quadro 4-19 – Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral ( $V_{Cieg,t}$ ), em 2017 ....	105
Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT .....	106
Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT .....	107

Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	107
Quadro 4-23 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2017 .....	108
Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT .....	108
Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT .....	109
Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT .....	109
Quadro 4-27 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	110
Quadro 4-28 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	110
Quadro 4-29 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT .....	110
Quadro 4-30 - Preços da tarifa transitória de Energia .....	111
Quadro 4-31 - Preços da tarifa transitória de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	112
Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Comercialização .....	112
Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2017 .....	113
Quadro 4-34 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral em 2017 .....	115
Quadro 4-35 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica nos Pontos de Carregamento a UVE a vigorarem em 2017 .....	116
Quadro 4-36 - Fatores de agravamento a partir de 1 de janeiro de 2017 .....	117
Quadro 4-37 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2017 .....	119
Quadro 4-38 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2017 .....	124
Quadro 4-39 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2017 .....	127
Quadro 4-40 - Clientes tarifa social e valor global do desconto em 2017 .....	131
Quadro 4-41 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2017 .....	131
Quadro 4-42 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2017 .....	132
Quadro 4-43 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2017 em Portugal continental .....	133
Quadro 4-44 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2017 na Região Autónoma dos Açores .....	134
Quadro 4-45 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2017 na Região Autónoma da Madeira .....	135
Quadro 5-1 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos .....	145
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA .....	145
Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social .....	146
Quadro 5-4 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos .....	147
Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EEM .....	147
Quadro 5-6 - Transferências da REN para a EEM relativas à tarifa Social .....	148

Quadro 5-7 - Transferências da REN para a EDP Distribuição relativas à Tarifa Social .....	149
Quadro 5-8 - Transferências entre os centros electroprodutores e a REN relativas ao financiamento da tarifa social.....	150
Quadro 5-9 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento.....	151
Quadro 5-10 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo à disponibilidade .....	151
Quadro 5-11 - Transferências no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN para a REN .....	152
Quadro 5-12 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal .....	153
Quadro 5-13 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	154
Quadro 5-14 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de Aquisição de Energia Elétrica relativos aos anos de 2007 e de 2008 .....	155
Quadro 5-15 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009 .....	155
Quadro 5-16 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente à parcela de acerto dos CMEC de 2012 .....	156
Quadro 5-17 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2014, 2015 e 2016 .....	156
Quadro 5-18 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Santander Totta referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2013, de 2014 e de 2016 .....	158
Quadro 5-19 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2013, 2014 e 2016.....	159
Quadro 5-20 - Transferências da EDP Distribuição para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2014 e de 2016.....	160
Quadro 5-21 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Popular referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2014 e 2015.....	161
Quadro 5-22 - Transferências da EDP Distribuição para a Caixa Bank referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2015.....	162
Quadro 5-23 - Amortização e juros da dívida tarifária .....	163
Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2015 e 2016 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading.....	165
Quadro 5-25 - Valor dos ajustamentos de 2015 e 2016 incluídos nos proveitos permitidos da REN .....	165
Quadro 5-26 - Valor dos ajustamentos de 2015 e 2016 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição.....	166
Quadro 5-27 - Valor dos ajustamentos de 2015 e 2016 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal.....	166
Quadro 5-28 - Valor dos ajustamentos de 2015 e 2016 incluídos nos proveitos permitidos da EDA .....	167
Quadro 5-29 - Valor dos ajustamentos de 2015 e 2016 incluídos nos proveitos permitidos da EEM.....	167

Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDP Distribuição para 2017.....	170
Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2017 .....	171
Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2017.....	171
Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2017 .....	172
Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da EDP Serviço Universal, da EDA e da EEM para 2017 .....	173
Quadro 6-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDP Distribuição para 2017.....	175
Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDA para 2017.....	177
Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EEM para 2017 .....	178
Quadro 6-9 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2017.....	181
Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2017 .....	181
Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2017 .....	182
Quadro 6-12 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2017 em Portugal continental, na RAA e na RAM.....	183
Quadro 6-13 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2017 em Portugal continental, na RAA e na RAM.....	183
Quadro 6-14 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT para 2017 .....	184
Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2017 (AT, MT e BT).....	185
Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2017 .....	186
Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2017.....	187
Quadro 6-18 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em AT e MT para 2017 .....	189
Quadro 6-19 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em BT para 2017 .....	189
Quadro 6-20 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição (monitorização da qualidade da onda de tensão).....	190
Quadro 6-21 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2017.....	191
Quadro 6-22 - Valor limite previsto no artigo 43.º do RQS – Proposta da EDA .....	191
Quadro 6-23 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM.....	192
Quadro 6-24 - Valores limite previstos no artigo 43.º do RQS para 2017 (monitorização da onda de tensão).....	193
Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade.....	201
Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes .....	204
Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão.....	215
Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão .....	224
Quadro 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN 2017/2016.....	227
Quadro 7-6 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão .....	236

---

Quadro 7-7 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA.....	237
Quadro 7-8 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão .....	242
Quadro 7-9 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM .....	243
Quadro 7-10 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão .....	248
Quadro 7-11 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2017.....	254
Quadro 7-12 - Peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2017.....	256

## 0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017” fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2017. Este documento integra os seguintes anexos: (i) “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2017”, (ii) “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2017”, (iii) “Caracterização da procura de energia elétrica em 2017” e (iv) “Aplicação dos resultados do estudo para definição de custos de referência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira”. As tarifas e preços a vigorarem em 2017 constantes do presente documento devem ser analisadas no quadro regulatório definido para o período 2015-2017, designadamente devem ser tidos em conta o Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro, assim como os parâmetros cuja definição se encontra justificada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”.

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer e, da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, a “Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017”. O Conselho Tarifário emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, a 15 de novembro. Os documentos que justificam a decisão final da ERSE serão tornados públicos, nomeadamente através da sua página de internet, assim como o Parecer do Conselho Tarifário e a resposta da ERSE.

As tarifas a aprovar para 2017 são as seguintes: (i) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes e pagas por todos os comercializadores de energia elétrica pelo uso das redes de transporte e de distribuição e pelo uso global do sistema, (ii) tarifas de Venda a Clientes Finais transitórias aplicáveis em Portugal continental pelos comercializadores de último recurso, (iii) tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis nas regiões autónomas pelos comercializadores de último recurso, (iv) tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes às entregas a clientes vulneráveis e pagas por todos os comercializadores de energia elétrica pelo uso das redes de transporte e de distribuição e pelo uso global do sistema, (v) tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes vulneráveis e (vi) tarifas por atividade regulada (Uso Global do Sistema, Uso da rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT, Energia e Comercialização). Todos os consumidores de Portugal continental podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica no mercado liberalizado. No mercado regulado os preços praticados correspondem às tarifas de Venda a Clientes Finais aprovadas pela ERSE, calculadas somando as tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização. No mercado liberalizado os preços de fornecimento são negociados entre os consumidores e os comercializadores de energia elétrica, sendo que estes têm que internalizar nos preços praticados as tarifas reguladas de Acesso às Redes.

Para além dos preços das tarifas, são aprovados os preços dos serviços regulados, nomeadamente: (i) serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia, (ii) leitura extraordinária e (iii) quantia mínima a pagar em caso de mora.

## **0.1 ALTERAÇÕES REGULAMENTARES EM 2017**

O cálculo de tarifas de energia elétrica para 2017 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

- Diretiva n.º 3/2016, de 15 de janeiro, prorroga até 31 de dezembro de 2017 o regime estabelecido pela Diretiva n.º 3/2013, de 27 de fevereiro, relativa à comercialização de último recurso.
- Diretiva n.º 4/2016, de 16 de fevereiro, define o valor de determinados parâmetros a aplicar nos termos da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, relativa à metodologia de cálculo de taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial.
- Portaria n.º 42-A/2016, de 9 de março, define a tarifa de referência aplicável à eletricidade vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), oriunda de unidades de pequena produção (UPP) que utilizam fontes de energia renovável.
- Diretiva n.º 7/2016, de 11 de março, aprova as normas complementares de relato económico-financeiro para efeitos de cálculo tarifário nos termos do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.
- Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, aprova o Orçamento do Estado.
- Lei n.º 7-B/2016, de 31 de março, aprova as Grandes Opções do Plano para 2016 -2019.
- Despacho n.º 10840/2016, de 5 de setembro, mantém até ao final da vigência do mecanismo de revisibilidade anual dos CMEC, o mecanismo de cálculo de preços de serviços de sistema e de proporcionalidade de quantidades oferecidas pelas centrais com CMEC.
- Despacho n.º 11946-A/2016, de 6 de outubro, estabelece o desconto a aplicar nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais de eletricidade, a partir de 1 de janeiro de 2017.
- Portaria n.º 262-A/2016, de 10 de outubro, procede à alteração da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, com a redação dada pela Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril, a partir do ano de 2017, e define os valores dos fatores a aplicar para efeitos da remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos para o ano de 2017.
- Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, procede à alteração da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, com as alterações introduzidas pelas Portarias n.os 1308/2010, de 23 de dezembro, 71/2011, de 10 de fevereiro, 200/2012, de 2 de julho, 215-A/2013, de 1 de julho e 221/2015, de 24 de julho e define os critérios de elegibilidade para efeitos de remuneração da interruptibilidade.

- Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro, aprova o dever de dedução pelo CUR do Sistema Elétrico Nacional da energia elétrica produzida em regime especial que beneficia de remuneração garantida, dos valores recebidos pelos centros eletroprodutores que beneficiaram cumulativamente de apoios à promoção e ao desenvolvimento das energias renováveis através de outros apoios públicos.

## **0.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2017 E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS**

### **TARIFAS TRANSITÓRIAS E TARIFAS SOCIAIS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL**

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, com as alterações do Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro e da Portaria n.º 97/2015, de 30 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. A partir das datas mencionadas, as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE para Portugal continental passaram a ter um carácter transitório, sendo suscetíveis de revisão ao longo do ano, de acordo com o estabelecido na Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.

Importa referir que em resultado do exercício de escolha dos clientes por ofertas no mercado livre, estas tarifas apresentarão cada vez mais um carácter residual.

Em 2017 estas tarifas aplicam-se aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT.

As tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN dos comercializadores de último recurso a vigorarem em 2017, apresentam um desconto de 33,8% estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, observando um acréscimo de 1,2% nos termos do quadro seguinte. As tarifas sociais são 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<sup>1</sup>, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

---

<sup>1</sup> <http://www.erse.pt/consumidor/Paginas/TarifaSocial.aspx>

Nos quadros seguintes apresenta-se a variação das tarifas transitórias e das tarifas sociais de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.

**Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias e das tarifas sociais de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, em BTN**

	<b>Variação 2017/2016</b>
<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN</b>	<b>1,2%</b>
Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN	1,2%
Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em BTN	1,2%

Considerando os valores apresentados para as variações tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais e das tarifas sociais de Venda a Clientes Finais, resulta uma variação tarifária média para as tarifas de Venda a Clientes Finais do Comercializador de Último Recurso de 1,2%, conforme se apresenta no quadro anterior.

**Quadro 0-2 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, em AT, MT e BTE**

	<b>Variação 2017/2016</b>
<b>Tarifas Transitórias</b>	<b>1,2%</b>
Venda a Clientes Finais em AT	1,2%
Venda a Clientes Finais em MT	1,2%
Venda a Clientes Finais em BTE	1,2%

**TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

As tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas são aplicadas pelos comercializadores de último recurso. No Quadro 0-3 e no Quadro 0-4 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.

**Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores, em  
BTN**

<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA</b>	<b>Variação 2017/2016</b>
<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN</b>	<b>1,0%</b>
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	1,0%
Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em BTN	1,0%

**Quadro 0-4 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores, em  
BTE e MT**

<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA</b>	<b>Variação 2017/2016</b>
Clientes finais em MT	0,4%
Clientes finais em BTE	1,2%

No Quadro 0-7 e no Quadro 0-6 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.

**Quadro 0-5 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira, em  
BTN**

<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM</b>	<b>Variação 2017/2016</b>
<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN</b>	<b>1,1%</b>
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	1,1%
Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em BTN	1,1%

**Quadro 0-6 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira, em  
BTE e MT**

<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM</b>	<b>Variação 2017/2016</b>
Clientes finais em MT	0,5%
Clientes finais em BTE	1,1%

À luz da legislação do setor elétrico, a convergência tarifária deve assegurar que nas Regiões Autónomas os consumidores pagam preços de energia elétrica análogos aos preços pagos pelos consumidores no Continente. Assim a convergência tarifária nas Regiões Autónomas é efetuada para as tarifas aditivas

associadas com as tarifas de referência que traduzem os preços eficientes espectáveis a serem praticados no mercado retalhista em Portugal Continental. A variação tarifária em Portugal continental para os fornecimentos em MT, BTE e BTN nas tarifas aditivas é de 0,6%. Assim sendo, as variações tarifárias das tarifas de venda a clientes finais das Regiões Autónomas estão em linha com as variações tarifárias das tarifas aditivas de Portugal Continental. Importa referir que estas variações tarifárias são distintas da variação média das tarifas transitórias de Portugal Continental por dois motivos, a saber: (i) as tarifas transitórias de venda a clientes finais em MT e BTE incluem um fator de agravamento não nulo; e (ii) a estrutura de consumos dos consumidores do mercado livre é muito distinta da estrutura de consumos dos consumidores fornecidos pelo comercializador de último recurso.

O impacto do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira observa-se por comparação das tarifas a vigorar em 2017 com as tarifas que seria necessário publicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas. Ou seja, caso não existissem pagamentos entre os consumidores do Continente e os consumidores dos Açores e da Madeira, seria necessário que as tarifas das Regiões Autónomas assegurassem a cobertura dos custos em cada área geográfica.

**Quadro 0-7 - Impacte nas variações tarifárias globais da convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira**

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
<b>Região Autónoma dos Açores</b>	23,3%	0,8%
<b>Região Autónoma da Madeira</b>	2,3%	1,0%

**TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

As tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes. Estas tarifas estão incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e nas tarifas dos comercializadores de mercado negociadas livremente com os consumidores de energia elétrica. A variação das tarifas de Acesso às Redes é apresentada no Quadro 0-8.

**Quadro 0-8 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental**

	<b>Variação 2017/2016</b>
<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>	<b>4,7%</b>
Acesso às Redes em MAT	4,7%
Acesso às Redes em AT	4,7%
Acesso às Redes em MT	4,7%
Acesso às Redes em BTE	4,7%
Acesso às Redes em BTN	4,7%

A variação das tarifas de acesso às redes depende dos custos associados ao uso das redes de transporte e distribuição e dos custos de interesse económico geral e política energética, incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema.

**TARIFAS POR ATIVIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL**

As tarifas por atividade em Portugal continental permitem recuperar os proveitos permitidos em cada uma das atividades reguladas do setor elétrico. Estas tarifas integram de forma aditiva as tarifas de Acesso às Redes e estão incluídas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais. No Quadro 0-9 apresentam-se as variações das tarifas por atividade em Portugal continental.

**Quadro 0-9 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental**

	<b>Variação 2017/2016</b>
<b>Tarifa de Energia</b>	<b>-5,3%</b>
<b>Tarifa de Uso Global do Sistema</b>	<b>5,2%</b>
<b>Tarifas de Uso de Redes</b>	
Uso da Rede de Transporte	20,3%
Uso da Rede de Distribuição em AT	7,0%
Uso da Rede de Distribuição em MT	8,4%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-4,2%
<b>Tarifas de Comercialização</b>	<b>0,0%</b>

## PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

Nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais (RRC), a ERSE aprova o preço da leitura extraordinária, da quantia mínima a pagar em caso de mora e dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

A análise das propostas dos operadores para o exercício de 2017 seguiu a recomendação do Conselho Tarifário constante do seu Parecer ao documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2011” que refere a necessidade dos preços fixados para a prestação de alguns serviços regulados apresentarem uma maior aderência aos custos reais. Nesse sentido, o exercício que a ERSE efetuou procurou, sempre que tal não sucedesse já, enquadrar o referido ajustamento entre os preços e os custos de cada uma das atividades ou serviços para as quais se define um preço regulado.

A proposta da ERSE para os preços dos serviços regulados em 2017 conduz, assim, aos seguintes resultados:

- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas não sofrem alterações.
- Na generalidade dos casos, os preços sofrem um aumento de 1,2%, valor do deflator implícito no consumo privado, que se propõe ser uniformemente o critério de atualização, visto ser o indicador regulamentarmente consagrado para a ligação de instalações eventuais.
- Os preços aplicáveis a instalações em BTN que ainda não reflitam totalmente os custos sofrem aumentos que, em alguns casos, atingem os 5% em 2017, de modo a assegurar uma gradual aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços.
- Pela primeira vez é inscrito um preço (6,00 euros) relativo à interrupção e restabelecimento de forma remota para as instalações de consumo com EDP Boxes, que permitem uma intervenção remota e consequentes custos mais reduzidos.

De acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço, aplicável tanto para Portugal continental como para as Regiões Autónomas, a ERSE aprova o valor limite a pagar por uma monitorização da onda de tensão.

## 0.3 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DOS PROVEITOS

### 0.3.1 PRESSUPOSTOS FINANCEIROS

As taxas de juros e *spread* que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia elétrica e serviços regulados para 2017, são os seguintes:

**Quadro 0-10 - Pressupostos financeiros**

	<b>2017</b>
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2015, para cálculo dos ajustamentos de 2015	0,17%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 01/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2015 e de 2016	-0,03%
<i>Spread</i> no ano 2015 para cálculo dos ajustamentos de 2015	0,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2016 para cálculo dos ajustamentos de 2016 e dos ajustamentos de 2015	0,75 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2016, para cálculo das rendas dos défices tarifários acrescida de <i>spread</i>	-0,29%
<i>Spread</i> dos défices de 2006 e 2007	0,50 p.p.
<i>Spread</i> para a dívida titularizada, ao abrigo do DL n.º165/2008	1,95 p.p.
Taxa definitiva aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2016	2,2399%
Taxa definitiva aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2017	1,8784%
Taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidráulidade para 2015	4,7%

No documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2017” encontra-se uma análise sobre os fatores justificativos da evolução das variáveis monetárias.

### 0.3.2 CUSTOS DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2017, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o custo médio de aquisição para o próximo ano deverá ser cerca de 50,9 €/MWh.

**Quadro 0-11 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR<sup>2</sup> para fornecimento dos clientes**

	2016		2017
	Tarifas 2016	Estimativa 2016 (valores reais até Agosto)	Tarifas 2017
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR	53,0	41,0	50,9
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	1,67	1,00

Fonte: ERSE

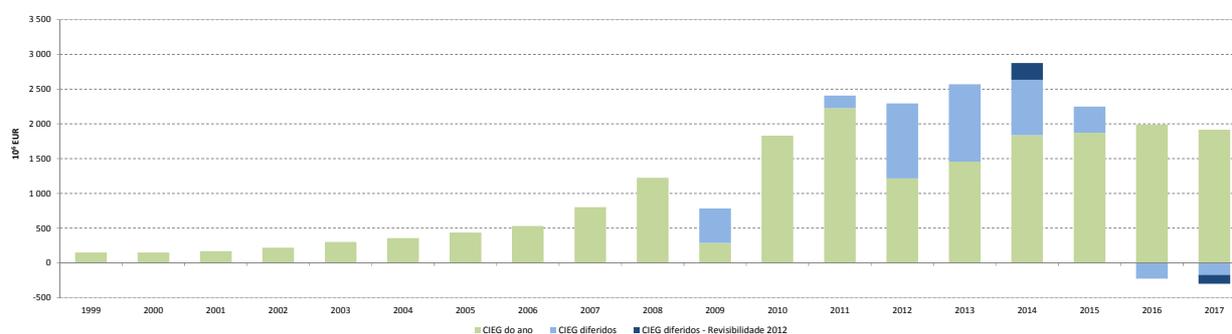
Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2017 em Portugal é cerca de 50,9 €/MWh.

### 0.3.3 CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica.

A figura seguinte mostra a evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999.

**Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999**



<sup>2</sup> O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

O valor dos CIEG apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2017 atinge 1,745 mil milhões de euros. No entanto, o valor dos CIEG recuperados nas tarifas do ano é superior, cerca de 2,045 mil milhões de euros, por incluir 171,8 milhões de euros do diferencial do custo da PRE alisados nas tarifas dos anos anteriores e 129 milhões de euros relativos ao pagamento da primeira parcela dos CMEC de 2012. O total dos CIEG adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados, incluídos nas tarifas de 2017 é de cerca de 2,137 mil milhões de euros<sup>3</sup>. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os consumidores de energia elétrica.

O Quadro 0-12 apresenta as várias parcelas de custos que compõem os CIEG adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados.

**Quadro 0-12 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2017**

	Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR		
	2016	2017	Variação 2016/2017
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>1 761 519</b>	<b>1 744 581</b>	<b>-1,0%</b>
Diferencial de custo da PRE	1 026 721	1 145 161	11,5%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	199 264	190 980	-4,2%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	176 137	104 325	-40,8%
Rendas de concessão da distribuição em BT	250 743	254 396	1,5%
Sobrecusto da RAA e da RAM <sup>(1)</sup>	60 507	27 903	-53,9%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 497	19 444	-0,3%
Diferencial de custo das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 173	19 121	-0,3%
Terrenos das centrais	12 861	12 982	0,9%
Custos com a garantia de potência	20 298	21 942	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	11 500	-
ERSE	6 057	5 860	-3,3%
Custos de campanhas de informação	0	460	-
Custos com a concessionária da Zona Piloto	366	406	10,8%
Autoridade da Concorrência	371	368	-0,7%
Tarifa social	-30 476	-70 267	130,6%
<b>Alisamento do diferencial de custo da PRE</b>	<b>227 864</b>	<b>171 772</b>	<b>-24,6%</b>
<b>Diferimento CMEC 2012</b>		<b>129 070</b>	<b>-</b>
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano</b>	<b>1 989 383</b>	<b>2 045 423</b>	<b>2,8%</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	136 162	134 140	-1,5%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	100 803	99 623	-1,2%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	35 359	34 517	-2,4%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-11 455	-44 481	288,3%
Diferencial extinção TVCF	13 190	6 802	-48,4%
Sobreprovento	-4 272	-4 480	4,9%
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>133 625</b>	<b>91 981</b>	<b>-31,2%</b>
<b>Total CIEG e Sustentabilidade</b>	<b>2 123 008</b>	<b>2 137 404</b>	<b>0,7%</b>

(1) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui parte das rendas de concessão da distribuição em BT previstas cobrar pelos municípios dessas Regiões Autónomas em 2017, num montante total de 11,45 milhões de euros, que inclui 6,72 milhões de euros para a EEM e 4,43 milhões de euros para a EDA.

<sup>3</sup> Custos de política energética e de interesse económico geral (1 745 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (92 milhões de euros) + Alisamento do sobrecusto da PRE (172 milhões de euros) + Diferimento CMEC 2012 (129 milhões de euros).

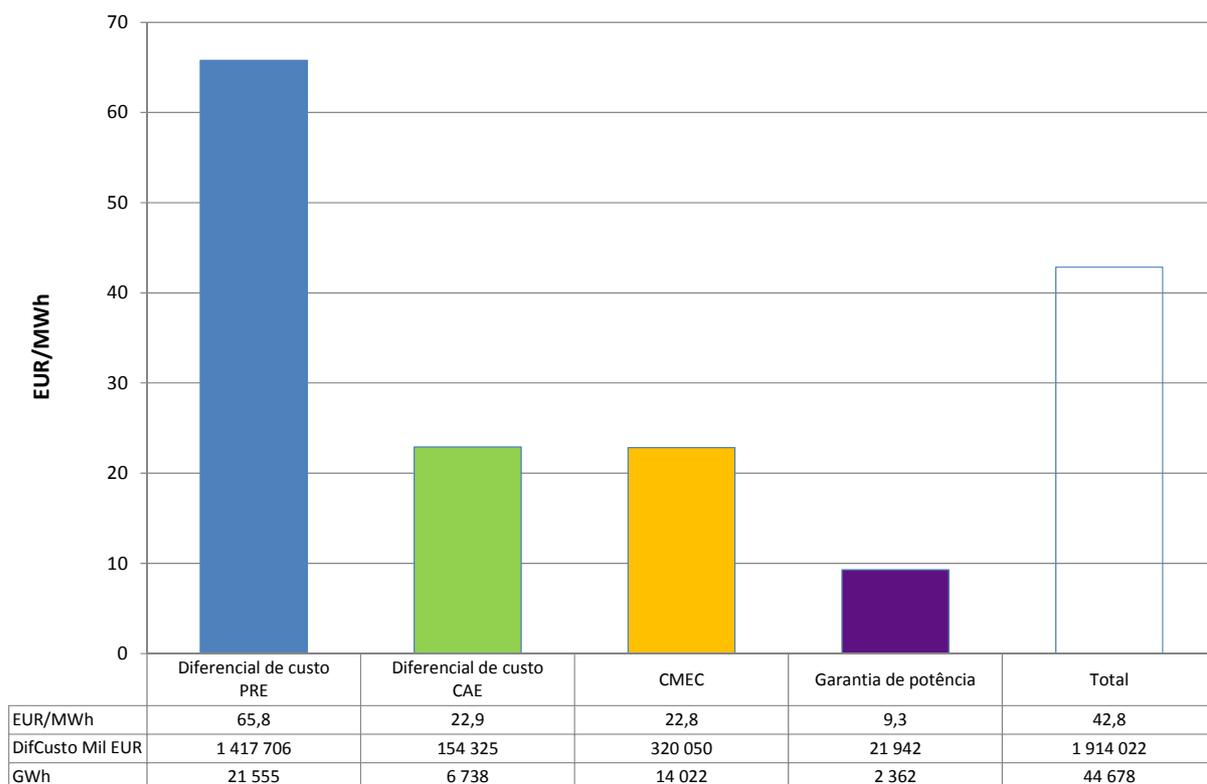
Na Figura 0-2 apresentam-se os custos de CIEG associados à produção em regime especial (PRE), aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e ao incentivo à garantia de potência, por unidade prevista produzir em 2017<sup>4</sup> pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos.

Refira-se que, para esta análise não foram considerados:

- i) Diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, determinado pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no 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;
- ii) As medidas de sustentabilidade do SEN, decorrentes da legislação em vigor, com impacto no diferencial de custo da PRE, nomeadamente, a dedução aos montantes de proveitos permitidos da compensação anual dos produtores eólicos, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, e das receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN;
- iii) O mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.
- iv) Medida de sustentabilidade destinada à dedução ao Sistema Elétrico Nacional dos montantes recebidos cumulativamente pelos centros electroprodutores que beneficiam de remunerações garantidas pelo fornecimento de energia entregue à rede produzida a partir de fontes de energia renováveis, nos termos da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro.

---

<sup>4</sup> a) PRE e centrais da Tejo Energia e da Turbogás consideraram-se as produções implícitas no cálculo tarifário de 2017; b) Centrais com CMEC considerou-se a produção respeitante ao ano de 2017 constante no cálculo do valor inicial dos CMEC realizado em 2007; c) Centrais com Incentivo à Garantia de Potência considerou-se um fator de utilização da potência instalada correspondente à média dos últimos 3 anos.

**Figura 0-2 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida**

Nota: O diferencial de custo apresentado para cada segmento de produtores inclui os ajustamentos de anos anteriores, mas não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2017.

### 0.3.3.1 MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E OUTROS AJUSTAMENTOS AOS CUSTOS DE ENERGIA

Os ajustamentos aos custos de energia são efetuados, a título provisório, ao fim de um ano e a título definitivo, ao fim de dois anos. Assim, as tarifas para 2017 incluem o ajustamento definitivo referente ao ano de 2015 dos custos com a produção de energia elétrica em regime ordinário e do sobrecusto com a aquisição a produtores em regime especial e os ajustamentos provisórios destas duas componentes referentes ao ano de 2016. Atualmente, todos os ajustamentos relativos a custos de energia são repartidos por todos os consumidores através das tarifas de Uso Global do Sistema aplicadas pelos operadores da rede de transporte e de distribuição.

Consideram-se os custos com produção de energia elétrica: (i) as aquisições no mercado organizado pelo comercializador de último recurso (CUR); (ii) o sobrecusto com a aquisição de energia elétrica aos produtores cujos contratos de aquisição de energia elétrica não cessaram (SCAE); o diferencial de custos dos Produtores em Regime Especial (SPRE) e (iv) os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Os desvios decorrentes de aquisições no mercado organizado pelo comercializador de último recurso são recuperados através da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição enquanto parcela de sustentabilidade.

O Quadro 0-13 sintetiza os ajustamentos de 2015 e 2016 que foram considerados no cálculo tarifário para 2017.

### Quadro 0-13 - Ajustamentos de 2015 e 2016 a repercutir em tarifas de 2017

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	Ajustamento 2015	Ajustamento 2016	Total
Valor a recuperar pela Tarifa de energia	20	-64	-44
Valor a recuperar pela Tarifa UGS	198	-41	157
CMEC+SCAE	181	103	284
SPRE	17	-144	-127
<b>Ajustamento total</b>	<b>218</b>	<b>-105</b>	<b>113</b>

Nota: <sup>(1)</sup> Parte significativa do valor de SPRE a recuperar é alisado no quadro da legislação em vigor, sendo por isso recuperado nas futuras tarifas de UGS

#### 0.3.3.2 DIFERENCIAL DE CUSTO DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

O cumprimento das metas definidas a nível europeu e nacional para a produção descentralizada de energia elétrica, em particular a partir de fontes de energia renovável, têm conduzido a um forte crescimento da produção em regime especial (PRE) nos últimos anos.

A grande maioria desta produção é remunerada através de uma tarifa de compra garantida administrativamente, sendo a sua aquisição imposta ao comercializador de último recurso (CUR).

A repercussão nos proveitos permitidos destes pagamentos tem em conta a diferença entre o custo médio de aquisição desta energia por parte do CUR e o preço da energia transacionada no mercado organizado, sendo estes proveitos recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os consumidores, independentemente do seu fornecedor.

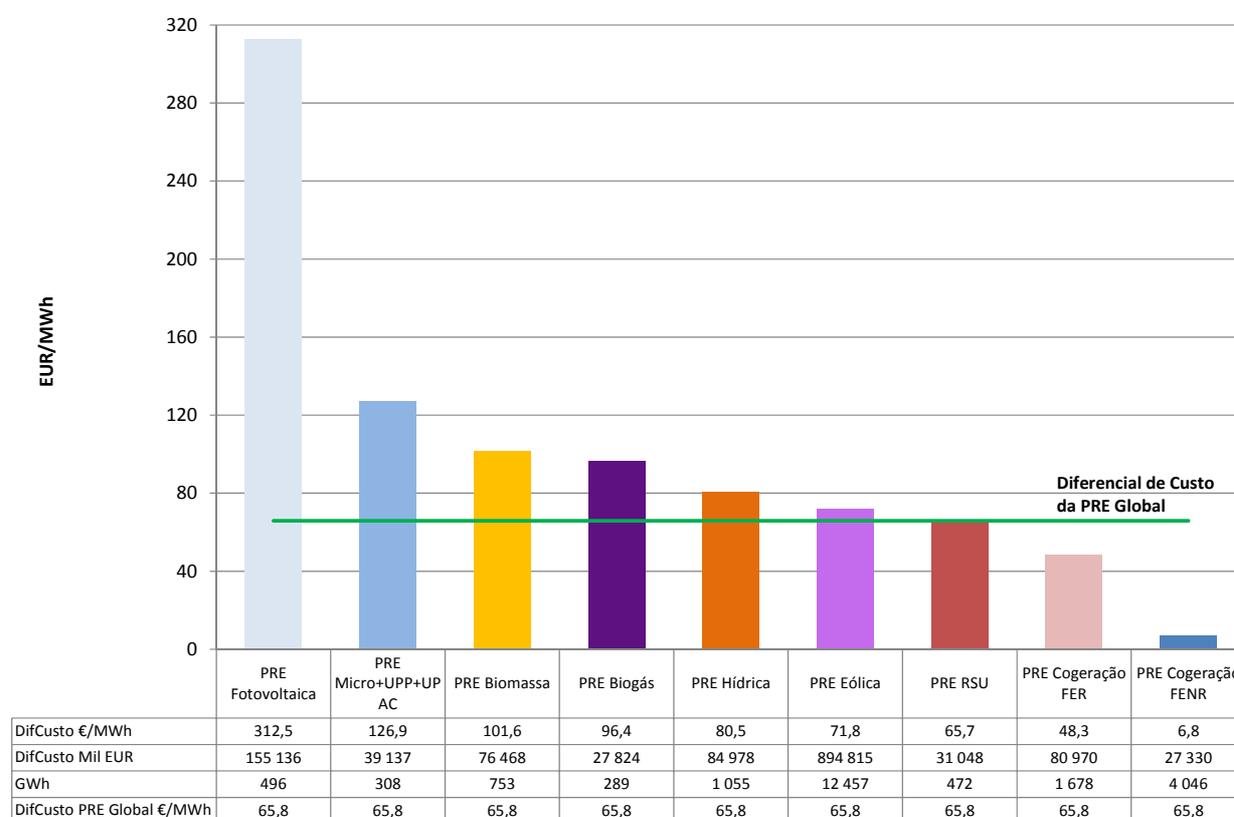
Ilustra-se na Figura 0-3 os sobrecustos unitários de cada tecnologia de PRE, os quais incorporam os ajustamentos efetuados em 2017, relativos aos anos de 2015 e 2016. Para esta análise não foram considerados:

- Diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, determinado pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no 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;
- Medidas de sustentabilidade do SEN referentes a 2017, decorrentes da legislação em vigor, que têm impacte no diferencial de custo da PRE, nomeadamente, a dedução aos montantes de proveitos permitidos da compensação anual dos produtores eólicos, nos termos do Decreto-Lei

n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, e das receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de que revertem para o SEN;

- Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- Medida de sustentabilidade destinada à dedução ao Sistema Elétrico Nacional dos montantes recebidos cumulativamente pelos centros electroprodutores que beneficiam de remunerações garantidas pelo fornecimento de energia entregue à rede produzida a partir de fontes de energia renováveis, nos termos da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro.

**Figura 0-3 - Diferencial de custo por tecnologia de PRE por unidade produzida**



Nota: O diferencial de custo apresentado para cada tecnologia inclui os ajustamentos de anos anteriores, mas não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2017, nem o diferimento quinquenal. Nota-se que as alterações nos diferenciais de custo por tecnologia apresentadas nesta figura, face aos apresentados em Tarifas 2016, com um acréscimo nas tecnologias inseridas na PRE1 e um decréscimo nas tecnologias inseridas na PRE 2, se deve essencialmente à inversão do sinal dos ajustamentos de t-1 e t-2 a repercutir em 2017, face aos ajustamentos repercutidos em 2016.

A análise mais detalhada da evolução do diferencial de custo com a PRE encontra-se no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2017”.

### 0.3.3.3 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

As principais rubricas dos CMEC consideradas nas tarifas de 2017 são as seguintes:

- Parcela fixa que inclui a renda anual, calculada à taxa de 4,72%<sup>5</sup> e o remanescente do ajustamento da parcela fixa de 2015;
- Parcela de acerto que recupera: (i) o pagamento da primeira parcela relativa à revisibilidade de 2012; (ii) os juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 a recuperar em 2017 o qual inclui o acerto de juros relativos à EDP Distribuição; (iii) o remanescente do ajustamento da parcela de acerto dos CMEC de 2015 o qual inclui o acerto de juros relativos à EDP Produção e (iv) os desvios de faturação de 2016 e de 2015;
- Parcela de alisamento relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de faturação em 2016 e (ii) estimativa da revisibilidade de 2016;

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2017 ascende a cerca de 320 milhões de euros e é apresentado no quadro seguinte.

---

<sup>5</sup> Taxa definida na Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro.

**Quadro 0-14 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2017**

Unid: 10 <sup>3</sup> Euros	
	<b>Ano 2017</b>
<b>Parcela Fixa</b>	
Renda anual	67 532
Desvios faturação t-2	24
<b>Parcela de Acerto</b>	
Revisibilidade t-2	50 872
Revisibilidade de 2012 - 1º pagamento	120 435
Juros da Revisibilidade 2012 - EDP Produção	271
Juros da Revisibilidade 2012 - EDP Distribuição	8 635
valor a pagar	-147
valor a receber	8 782
Desvios faturação	238
<b>Parcela de alisamento</b>	
Desvios de faturação t-1	-711
Revisibilidade t-1	72 755
<b>Total</b>	<b>320 050</b>

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 118,7 milhões de euros<sup>6</sup>, serão entregues mensalmente pela REN à EDP Produção em função da potência contratada faturada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

A análise dos fatores justificativos do valor dos CMEC, em especial dos valores da parcela de acerto, encontra-se no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2017”.

#### 0.3.3.4 DIFERENCIAL DE CUSTO DAS CENTRAIS COM CAE

O valor do sobrecusto das centrais com CAE (Turbogás e Tejo Energia) previsto para 2017 é de 121 594 milhares de euros, inferior ao valor de 164 960 milhares de euros verificado em 2015<sup>7</sup>. Esta evolução deve-se essencialmente ao aumento da margem entre as receitas da energia vendida e os custos de produção, que reflete a diminuição prevista dos preços dos combustíveis fósseis.

A análise detalhada dos fatores justificativos do diferencial de custo com CAE encontra-se no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2017”.

<sup>6</sup> Neste montante não é considerado o valor de juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 e o pagamento da primeira parcela da revisibilidade de 2012 devidos à EDP Distribuição.

<sup>7</sup> Sem ajustamentos e incentivos.

## 0.3.3.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Os custos com a convergência tarifária suportados, quer pelos clientes do Continente, quer pelos clientes das Regiões Autónomas apresentam uma redução de 54% relativamente ao ano anterior, conforme se pode verificar no quadro seguinte.

**Quadro 0-15 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2015 e 2017**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2017	26 180	1 722	27 903
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2016	38 265	22 242	60 507

A diminuição do custo com a aquisição de combustíveis fósseis, designadamente o custo do fuelóleo explica, em parte, a redução dos custos com a convergência tarifária.

## 0.3.4 AMORTIZAÇÕES E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 0-16 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2016, que de seguida são descritos:

- Os défices tarifários de BT referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respetivos encargos financeiros, serão recuperados em 10 anuidades, com início em 2008 e término em 2017, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro. Estes défices foram titularizados ao BCP e à CGD;
- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial previsto para o ano de 2013, com término em 2017. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao Santander e à Tagus;
- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2014. O saldo em dívida em 2017, referente a este diferimento é de 388,1 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Santander, à Tagus, à CGD e ao Banco Popular;
- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo

73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2015. O saldo em dívida em 2017, referente a este diferimento é de 752,3 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, à Caixa Bank e ao Banco Popular;

- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2016. O saldo em dívida em 2017, referente a este diferimento é de 933,6 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, à CGD, Santander, Tagus, BPI e BBVA;
- O diferimento, no montante de 1 320,2 milhões de euros, dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2017;
- O défice gerado em 2009, em consequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007 e 2008 e o défice do valor do sobrecusto da PRE de 2009 a serem recuperados num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010 e até 2024. O saldo em dívida em 2017, referente a estes défices, é de 882,3 milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e a 3 de dezembro de 2009, respetivamente;
- O diferimento da parcela de acerto de 2012 dos CMEC, decorrente do Decreto-Lei n.º 32/2014, de 28 de fevereiro, no montante de 240,9 milhões a ser recuperado em partes iguais nos anos 2017 e 2018. O saldo em dívida em 2017, referente a estes défices, é de 120,4 milhões de euros. Parte do valor em dívida acrescido dos respetivos juros foi titularizada à Tagus em dezembro de 2014.

Quadro 0-16 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR					
Saldo em dívida em 2016	Juros 2017	Amortização e regularização 2017 <sup>[2]</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>	<b>0</b>
Convergência tarifária de 2006	4 320 138	9 245	4 320 138	4 329 383	0
Convergência tarifária de 2007	7 933 001	16 977	7 933 001	7 949 978	0
<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>	<b>0</b>
Convergência tarifária de 2006	1 579 393	3 380	1 579 393	1 582 773	0
Convergência tarifária de 2007	5 247 816	11 230	5 247 816	5 259 047	0
<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>4 276 534 526</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>	<b>0</b>
Défice de BT de 2006	14 064 378	30 098	14 064 378	14 094 476	0
Continente	13 515 859	28 524	13 515 859	13 544 783	0
Regiões Autónomas	548 519	1 174	548 519	549 693	0
Défice de BTn de 2007	5 338 057	11 423	5 338 057	5 349 481	0
Continente	5 129 615	10 977	5 129 615	5 140 593	0
Regiões Autónomas	208 442	446	208 442	208 888	0
<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>0</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>0</b>
<b>Santander</b>	<b>37 493 264</b>	<b>2 191 744</b>	<b>37 493 263</b>	<b>39 685 007</b>	<b>0</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>	<b>0</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>406 845 319</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>99 747 487</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>48 933 348</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>55 327 656</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>135 991 104</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>32 498 700</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>34 347 024</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>393 249 767</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>103 232 111</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>26 617 260</b>	<b>50 921 358</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	84 517 912	2 546 947	27 340 457	29 887 404	57 177 456
<b>Caixa Bank</b>	<b>554 812 838</b>	<b>16 719 285</b>	<b>179 474 811</b>	<b>196 194 096</b>	<b>375 338 027</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>21 207 396</b>	<b>40 571 772</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	45 561 346	1 372 991	14 738 509	16 111 500	30 822 837
<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>306 163 595</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>-1 763 692</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>25 924 176</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>38 443 584</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>51 346 164</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>155 669 136</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>26 202 636</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>19 888 800</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>134 568 238</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	99 623 468	653 171 848
Sobrecusto da PRE 2009	259 734 859	4 321 988	30 622 782	34 944 770	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>	<b>0</b>
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-428 092	71 543	-356 549	0
<b>EDP Distribuição</b>	<b>240 869 418</b>	<b>8 634 952</b>	<b>120 434 709</b>	<b>129 069 661</b>	<b>120 434 709</b>
<b>Parcela de acerto de 2012</b>					
EDP Distribuição	12 043 482	292 336	6 021 741	6 314 077	6 021 741
Tagus SA	228 825 936	8 342 616	114 412 968	122 755 584	114 412 968
<b>Total</b>	<b>4 718 110 280</b>	<b>142 858 841</b>	<b>1 641 378 388</b>	<b>1 774 690 020</b>	<b>4 396 969 235</b>

Nota:

[1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2017 é de 1 417 milhões de euros.

[2] Inclui regularizações decorrentes da publicação da taxa de juro definitiva do sobrecusto PRE.

[3] 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, subseqüente à publicação em 2016 da taxa de juro definitiva que se lhe aplica.

### 0.3.5 PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

As previsões de evolução da procura de energia elétrica adotadas pela ERSE para 2017 têm como base a informação das previsões enviadas pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos e consumidores por nível de tensão, às quotas do mercado liberalizado e ao nível de perdas nas redes. Adicionalmente, a ERSE realizou análises aos dados mais recentes do consumo de energia elétrica, às tendências do mercado liberalizado e dos indicadores sociais e económicos com impacto na procura de energia elétrica, de modo a complementar e atualizar as previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo tarifário de 2017.

No Quadro 0-17 apresentam-se os fornecimentos por nível de tensão considerados em tarifas de 2017 e a sua variação face aos valores do cálculo tarifário do ano anterior, constatando-se um acréscimo de 0,4% na previsão da procura de energia elétrica para o total dos fornecimentos do CUR e dos comercializadores em mercado.

**Quadro 0-17 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas**

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2016	Tarifas 2017	$\Delta\%$ T2017 / T2016
<b>Fornecimentos CUR + ML</b>	<b>45 054</b>	<b>45 231</b>	<b>0,4%</b>
MAT	2 168	2 233	3,0%
AT	7 101	6 898	-2,9%
MT	14 422	14 677	1,8%
BTE	3 317	3 309	-0,2%
BTN	18 046	18 113	0,4%

A evolução da procura de energia elétrica está bastante dependente da evolução das variáveis macroeconómicas. Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa, do Banco de Portugal<sup>8</sup> e do FMI<sup>9</sup>, sugerem uma evolução moderada da economia portuguesa em 2016 e 2017. As previsões macroeconómicas destas instituições apontam para um abrandamento em 2016 face ao ocorrido em 2015, e inferior ao projetado para a área do Euro pelo Banco Central Europeu<sup>10</sup>. Contudo, para 2017, o Banco de Portugal (BP) e o FMI esperam uma ligeira aceleração do ritmo de crescimento, face às projeções de 2016.

<sup>8</sup> Banco de Portugal, Boletim Económico – junho de 2016, Boletim Económico – outubro de 2016.

<sup>9</sup> Portugal: 2016 Article IV Consultation, Country Report No. 16/300, Set. 2016; IMF World Economic Outlook (WEO) Update, October 2016.

<sup>10</sup> Projeções macroeconómicas para a área do euro do Banco Central Europeu, setembro de 2016.

Para o ano de 2016 espera-se que ocorra um abrandamento acentuado das exportações e uma quebra do investimento, os quais deverão ter uma nova retoma, que terá reflexo num maior acréscimo do consumo de energia elétrica previsto para 2017, comparativamente com o estimado para 2016, em particular nos níveis de tensão mais elevados (MAT, AT e MT).

No que respeita à procura interna, as projeções do Banco de Portugal apontam para um abrandamento em 2016 e 2017 em relação ao observado em 2015, embora com tendência de crescimento que poderá contribuir para um ligeiro acréscimo do consumo de eletricidade na Baixa Tensão (BT). Contudo, a este fator económico sobrepõem-se atualmente alguns fatores estruturais, que se têm vindo a consolidar nos últimos anos, quer no sentido do acréscimo do consumo, como seja o aumento da eletrificação da sociedade (bombas de calor para aquecimento, veículos elétricos), quer no sentido do seu decréscimo, como seja o aumento da eficiência energética e o aumento do autoconsumo, cujo efeito agregado é de difícil previsão.

Neste contexto, a ERSE estima que para o ano de 2016 os fornecimentos a clientes cresçam apenas cerca de 0,6% face ao ocorrido no ano de 2015, a que corresponderá uma subida de 0,5% no consumo referido à emissão, com a diferença de crescimento entre os dois referenciais a justificar-se pela redução da taxa de perdas nas redes de distribuição. No referencial da emissão a estimativa da ERSE encontra-se em linha com a da REN (dezembro 2016, +0,6%) e a da EDP (junho 2016, +0,5%). Para 2017, a ERSE assumiu que o crescimento dos fornecimentos a clientes será superior ao estimado para 2016, prevendo um crescimento de 1,5%, a que corresponderá um acréscimo de 1,3% no referencial da emissão, atingindo 49,8TWh. Esta previsão é mais otimista que as previsões efetuadas pela REN e pela EDP em junho, que apontam para uma estagnação do consumo referido à emissão na ordem de 49,3TWh.

No que respeita à evolução da liberalização do mercado retalhista em Portugal continental, deverá assistir-se em 2016 e 2017 a um abrandamento do ritmo de transição de clientes para mercado, face ao observado até 2015, que se associa ao facto de a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade a clientes finais estar datada para o final de 2017.

Relativamente à Região Autónoma dos Açores, a estimativa para 2016 prevê um acréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores de 1,4%, mantendo-se a tendência de crescimento em 2017, embora com um ligeiro abrandamento (+0,7%).

No que diz respeito à Região Autónoma da Madeira, prevê-se para 2016 e 2017 a manutenção do crescimento do consumo de energia da ordem de 1,1%.

A análise a evolução da procura e dos seus fatores justificativos encontra-se no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2017”.

## 0.3.6 PROVEITOS PERMITIDOS POR ATIVIDADE EM 2017

O Quadro 0-18 sintetiza os proveitos permitidos e a recuperar em 2017, por atividade, em Portugal continental.

Quadro 0-18 - Proveitos em Portugal continental em 2017

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

Tarifas 2017	Proveitos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2017, previstos em 2016 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2017 (6) = (3) - (4) + (5)
<b>REN Trading</b>	<b>154 325</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CV/EAC)	154 325	-154 325 (GGS)	0			0
<b>REN</b>	<b>610 531</b>		<b>764 855</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>764 855</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	269 008	154 325 (CV/EAC)	423 332			423 332
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	341 523		341 523			341 523
<b>EDP Distribuição</b>	<b>3 810 822</b>	<b>-764 855</b>	<b>3 045 967</b>	<b>42 159</b>	<b>-70 267</b>	<b>2 933 542</b>
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 218 081		1 218 081			1 218 081
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 592 742	-764 855 (GGS + TEE)	1 827 886	42 159		1 785 728
Tarifa Social					-70 267	-70 267
<b>EDP Serviço Universal (CUR)</b>	<b>1 891 253</b>	<b>-1 722 666</b>	<b>168 587</b>	<b>-42 159</b>	<b>0</b>	<b>210 745</b>
Compra e Venda de Energia Eléctrica	1 461 757	-1 316 934	144 824	-44 481		189 305
Compra e Venda de Energia Eléctrica PFE (CV/EE PFE)	1 316 934	-1 316 934 (Sobrecusto da PFE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CV/EE FC)	144 824		144 824	-44 481		189 305
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	405 733	-405 733 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	23 763		23 763	6 802		16 961
Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória				-4 480		4 480
			<b>3 979 409</b>	<b>0</b>	<b>-70 267</b>	<b>3 909 142</b>

O Quadro 0-19 sintetiza os proveitos permitidos em 2017, por atividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-19 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas em 2017

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Proveitos permitidos por actividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2017 (3) = (1) - (2)
<b>EDA</b>	<b>143 839</b>	<b>26 180</b>	<b>117 659</b>
Atividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	97 284	7 350	89 935
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica	39 519	14 314	25 205
Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 036	4 517	2 519
<b>EEM</b>	<b>135 068</b>	<b>1 722</b>	<b>133 345</b>
Atividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	84 154	-15 928	100 083
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica	45 978	15 550	30 428
Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 935	2 101	2 834
<b>Total nas Regiões Autónomas</b>	<b>278 907</b>	<b>27 903</b>	<b>251 004</b>



## 1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário submeteu-se à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, e à Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, a “Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017”. O presente documento é complementado por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante.

Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços para o Continente e para as Regiões Autónomas, a vigorarem em 2017.

As tarifas para 2017 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro.

As disposições estabelecidas no Regulamento Tarifário aprofundam, por um lado, a regulação das atividades de transporte e distribuição de energia elétrica e, por outro lado, a integração do Mercado Ibérico de Eletricidade, no quadro da legislação em vigor.

Os valores das tarifas e preços dos serviços regulados para 2017, têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2015, previstos para 2016 e estimados para 2017, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

- REN Trading.
- Rede Elétrica Nacional.
- EDP Distribuição.
- EDP Serviço Universal.
- Electricidade dos Açores.
- Empresa de Electricidade da Madeira.

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2017.

A informação numérica enviada cumpre o estabelecido no Regulamento Tarifário e nas normas complementares publicadas.

No capítulo 2 é feita uma análise da situação económica nacional e do seu enquadramento a nível europeu.

No capítulo 3 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram à fixação de tarifas e preços a aplicar em 2016, designadamente são apresentados os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas.

No capítulo 4 apresentam-se os cálculos das tarifas por atividade, das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem em 2017.

No capítulo 5 apresentam-se os parâmetros que vigoram no período de regulação de 2015 a 2017.

No capítulo 6 são apresentados os preços dos serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço para vigorarem em 2017.

Por último, no capítulo 7 é feita uma análise do impacte das principais decisões tomadas.

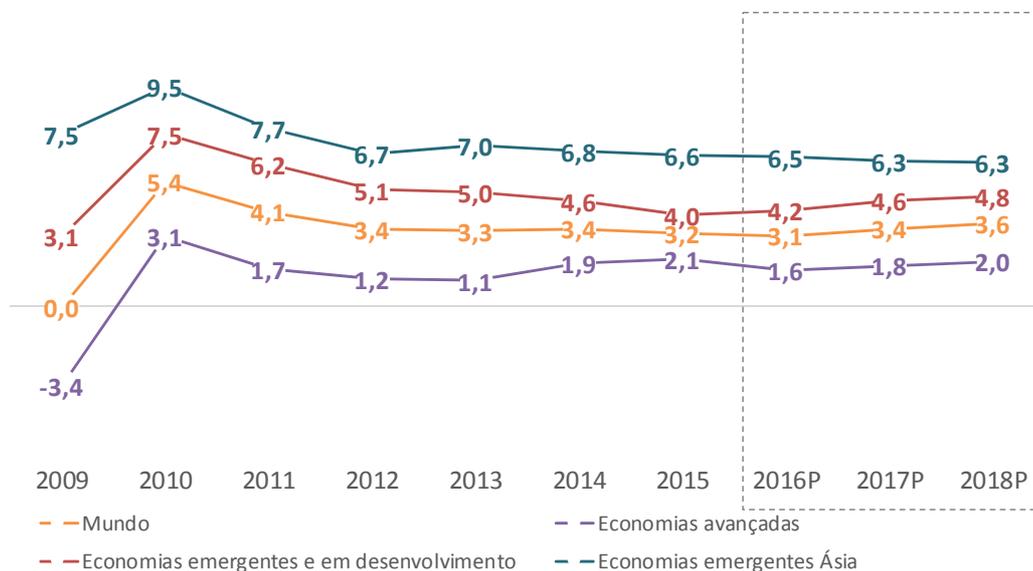
## 2 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL

### 2.1 ECONOMIA MUNDIAL

A economia mundial continua com perspetivas de crescimento moderadas, refletindo a lenta recuperação das economias avançadas e das economias emergentes. Nas economias avançadas os fatores mais determinantes para a lenta recuperação são o abrandamento da procura interna e uma, ainda, débil dinâmica das exportações. No entanto, as perspetivas de crescimento para prazos um pouco mais longos (2018) apresentam já uma recuperação mais sustentada, suportada por expectativas de uma recuperação mais acentuada das economias emergentes e em desenvolvimento.

A economia mundial encontra-se em desaceleração desde 2010. O ano de 2015 caracterizou-se por um crescimento do PIB mundial de 3,2%, abaixo do verificado em 2014. A evolução da atividade mundial no último ano foi consequência do forte abrandamento das economias emergentes e em desenvolvimento, com crescimento de 4,0% em 2015, em desaceleração face ao crescimento de 4,6% em 2014, em contraste com a ligeira recuperação verificada nas economias avançadas, as quais registaram um crescimento de 2,1% em 2015, face a um crescimento de 1,9% no ano anterior (ver Figura 2-1).

Figura 2-1 - Crescimento real do PIB

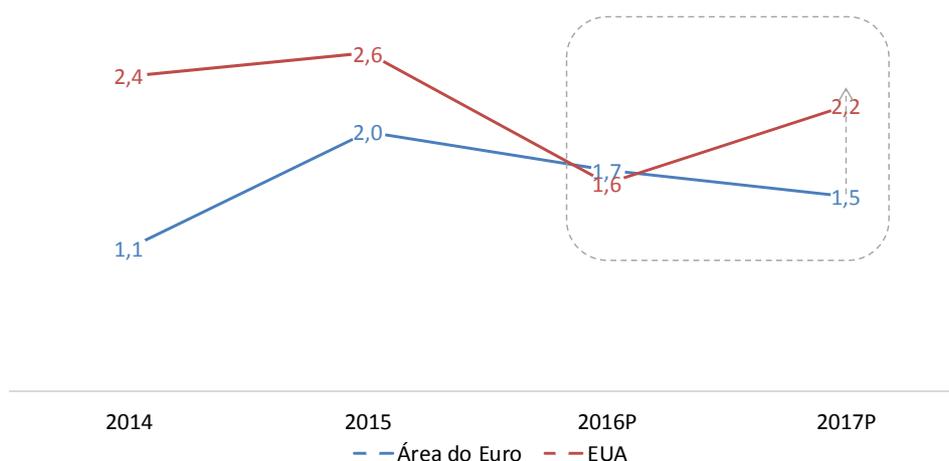


Fonte: ERSE, FMI

O FMI prevê, para o corrente ano, uma taxa de crescimento do PIB mundial de 3,1%, ligeiramente inferior à verificada em 2015. Subjacente a esta previsão está um ligeiro aumento do diferencial entre as taxas de crescimento das economias avançadas e das economias emergentes e em desenvolvimento. As taxas de crescimento destas economias tinham vindo a convergir desde 2012 por força de uma desaceleração das

economias emergentes. Para o corrente ano, o FMI prevê uma ligeira divergência entre as taxas de crescimento destes dois blocos, resultado sobretudo de uma revisão em baixa (em outubro de 2016 face às previsões de abril de 2016) do crescimento das economias avançadas. Continua-se a antecipar a convergência das taxas de crescimento entre EUA e Zona Euro no corrente ano e uma divergência no próximo ano (Figura 2-2).

**Figura 2-2 - Crescimento real do PIB na Zona Euro e nos EUA**

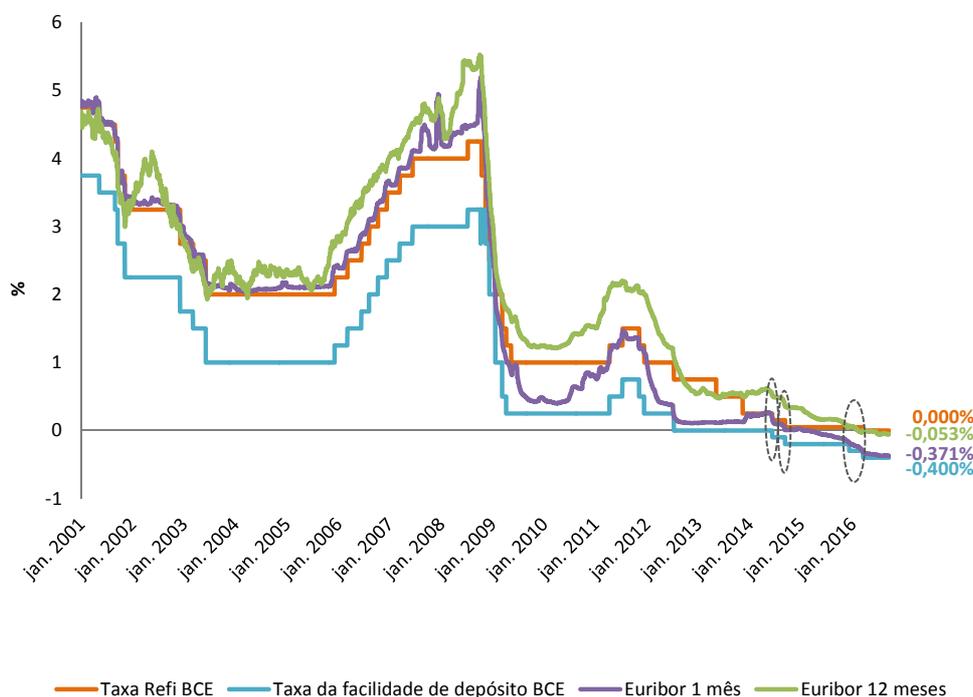


Fonte: ERSE, FMI

As previsões do crescimento real do PIB mundial para 2016 e 2017 foram revistas marginalmente em baixa face à previsão de abril de 2016. Esta revisão baseou-se numa perspetiva mais conservadora para o crescimento económico das economias desenvolvidas, após a incerteza gerada pelo voto do Brexit e dados a demonstrarem um crescimento mais fraco nos EUA no segundo trimestre de 2016.

Assim, para 2016, as perspetivas de crescimento foram revistas substancialmente em baixa para os EUA, para 1,6% (0,6 p.p.<sup>11</sup> abaixo da previsão de julho de 2016), tendo o FMI revisto marginalmente em alta a sua previsão de crescimento para a Zona Euro, de 1,7%. No que diz respeito à economia da área do Euro, esta continuará a estar condicionada por riscos geopolíticos, incerteza quanto à evolução da procura mundial e pressões desinflationistas, enquadrada num cenário de taxas de juro historicamente baixas, continuando algumas taxas a registar valores negativos (ver figura 2-3).

<sup>11</sup> Pontos percentuais

**Figura 2-3 - Taxas *refi* e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 semana e 12 meses**

Fonte: ERSE, Reuters

No grupo das economias desenvolvidas, prevê-se assim uma desaceleração da taxa de crescimento de 2,1% para 1,6%, entre 2015 e 2016. Destacam-se, contudo, pela sua proximidade com Portugal e por terem previsões de crescimento acima da média das restantes economias desenvolvidas a Irlanda (4,9%), a Espanha (3,1%) e a Suécia (3,6%). Em relação às economias emergentes e em desenvolvimento prevê-se um crescimento de 4,2% e, em relação a estas, os países para os quais se prevê um crescimento mais robusto em 2016 são os países da Ásia emergente e em desenvolvimento (6,5%), dos quais se destaca pela positiva a Índia (7,6%) e a China (6,6%). No caso da China, registe-se o anúncio de algumas políticas de apoio ao crescimento (em resposta à queda acentuada no mercado bolsista e da enorme volatilidade deste último mercado no passado ano). Quanto ao Brasil e à Rússia, apesar de ainda se encontrarem em recessão (-3,3% e -0,8%, respetivamente), o FMI acredita agora que estas serão menos profundas.

Tendo por referência as mais recentes previsões do FMI para 2017, a evolução da economia mundial deverá acelerar para 3,4%. Esta tendência decorre sobretudo da evolução prevista para as economias emergentes e em desenvolvimento, de 4,6%, suportada pela evolução favorável (saída consistente de recessão) das economias do Brasil e da Rússia. Voltará também a verificar-se uma divergência, já referida, entre a área do Euro e os EUA, cujo crescimento deverá voltar a acelerar, suportada por uma recuperação do investimento. Esta divergência crescente entre EUA e Zona Euro também se encontra espelhada nas expectativas sobre política monetária. O FED, após ter iniciado o processo de subida de taxas em dezembro de 2015 (subida de 0,25%, a primeira desde 2006), e manifestando prudência na condução da política monetária, adiou uma nova subida de juros, por força de uma recuperação mais moderada do que

o esperado da economia americana, sobretudo a nível da procura, e da preocupação com os riscos externos. Assim, enquanto o FED se preparará para aumentar as taxas de juro de referência no final de 2016/início de 2017, espera-se que o BCE mantenha as taxas de juro de referência do Euro em valores próximos de zero por um prolongado período de tempo. Esta posição do BCE dever-se-á, assim, à recuperação ainda lenta das economias da zona Euro, à persistência de pressões desinflationistas, à incerteza em torno do impacto do *Brexit* e aos sinais de alguns riscos relativos ao sistema bancário da zona Euro.

## 2.2 ECONOMIA PORTUGUESA

O comportamento da economia portuguesa no ano de 2015, após o fim do Programa de Assistência Económica e Financeira e a recuperação do acesso aos mercados de financiamento que ocorreu em meados de 2014, caracterizou-se por uma recuperação da atividade, com o PIB a registar um crescimento de 1,6%, consolidando assim a recuperação económica verificada em 2014 depois de três anos de recessão económica (ver Figura 2-4).

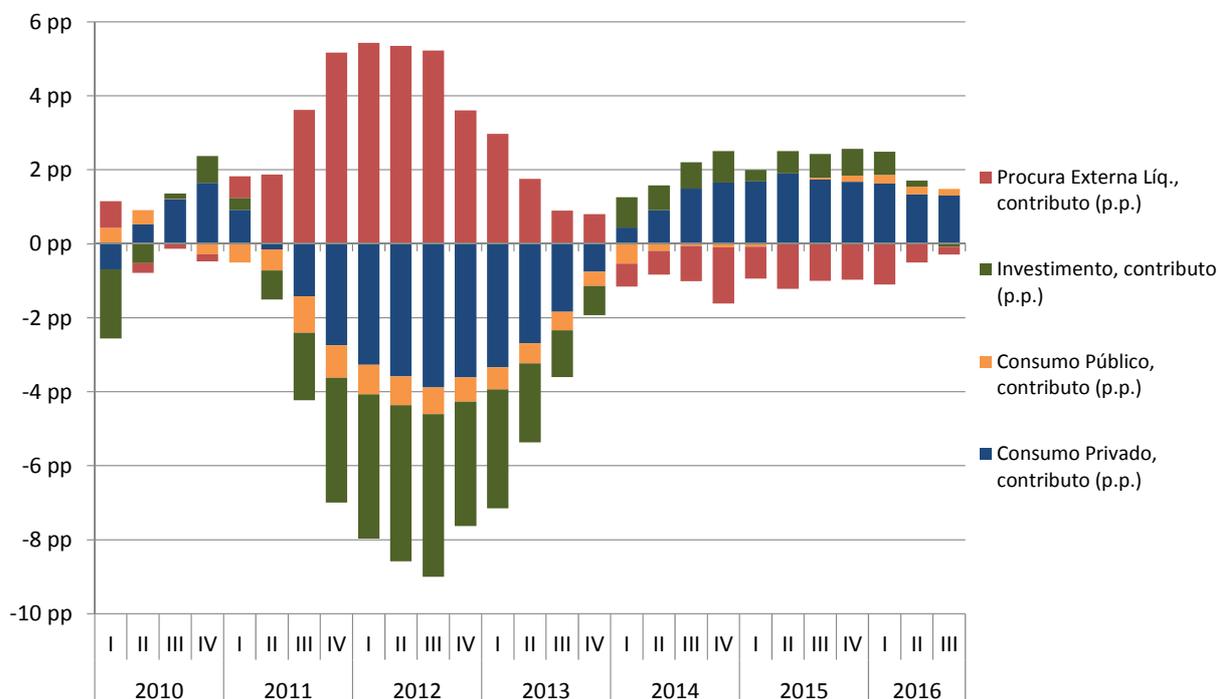
**Figura 2-4 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB**



Fonte: ERSE, Banco de Portugal, FMI

Esta consolidação da recuperação da atividade em 2015 foi principalmente sustentada na procura interna, tal como verificado em 2014 (e ao contrário do verificado nos três anos anteriores - ver Figura 2-5 e Figura 2-6), com o consumo privado e o investimento a manterem uma forte recuperação, com taxas de crescimento de 2,6% e 4,2%, respetivamente.

**Figura 2-5 - Contributos da Procura Interna\* e da Procura Externa Líquida\*\* para a taxa de crescimento do PIB em Portugal**



\*Procura Interna = [Consumo privado + Consumo Público + Investimento];

\*\*Procura Externa Líquida = [Exportações – Importações];

Fonte: ERSE, INE.

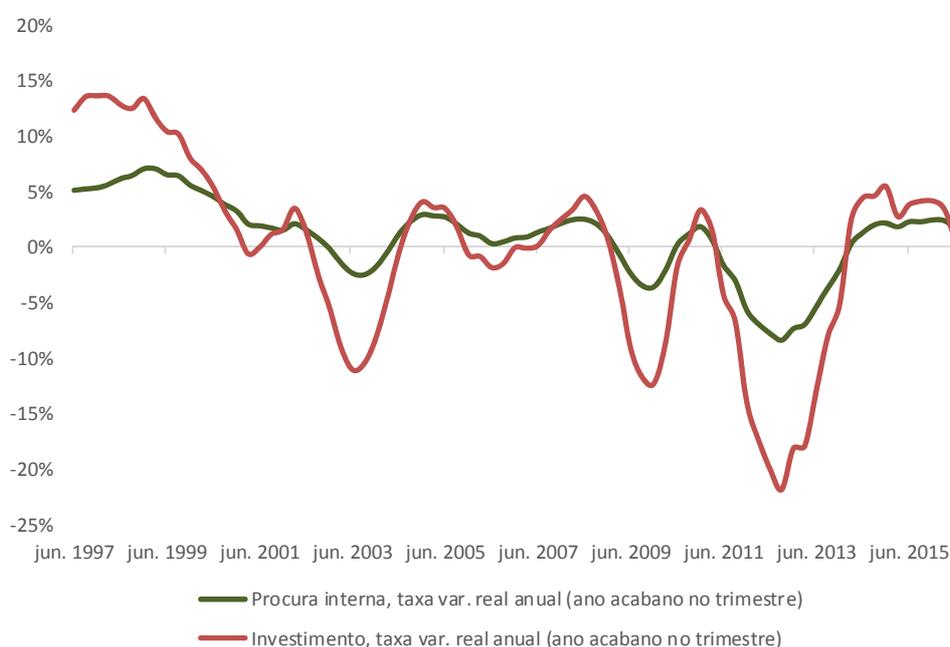
Na Figura 2-5 pode-se observar esta inversão do padrão de crescimento da economia portuguesa a partir de 2014, quando comparado com os três anos anteriores. Entre o segundo trimestre de 2011 e o final de 2013, o principal *driver* positivo de crescimento da economia portuguesa foi a procura externa líquida, com o crescimento muito acentuado das exportações, tendo o investimento e o consumo privado contribuído negativamente durante esse período. A partir de 2014 e durante 2015 inverteu-se esse padrão de crescimento, com uma retoma do crescimento do consumo privado e do investimento, tendo as importações observado taxas de crescimento muito acentuadas nos vários trimestres de 2015, com um registo de crescimento de 7,6% no conjunto desse ano. Esta evolução contrastou com o ritmo do crescimento das exportações mais lento, de 5,2% no conjunto do ano, levando ao contributo negativo da procura externa líquida.

Para o ano de 2016 espera-se que ocorra um abrandamento acentuado das exportações (média de 3,2% das previsões do BP e FMI, face a 5,2% verificado em 2015) e uma quebra do investimento (-0,7% face a 4,2% verificado em 2015), o qual se relaciona diretamente com a quebra das economias de Angola e do Brasil. Para 2017, o Banco de Portugal projeta uma nova retoma, de 4,7% nas exportações e de 4,3% no Investimento.

No que respeita à procura interna, as projeções do Banco de Portugal apontam para um abrandamento em 2016 e 2017 face ao observado em 2015, embora com tendência de crescimento

Finalmente, apesar dos sinais e indicadores económicos mais recentes apontarem para um abrandamento do crescimento económico em Portugal e nas economias avançadas, mantém-se uma tendência de evolução positiva da economia, designadamente a partir de 2017. No entanto, persistem sinais de alguma incerteza nas previsões macroeconómicas e riscos decorrentes da evolução da economia estar ainda dependente da estabilidade política e da capacidade de consolidação orçamental do governo no executivo.

**Figura 2-6 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e segundo trimestre de 2016**



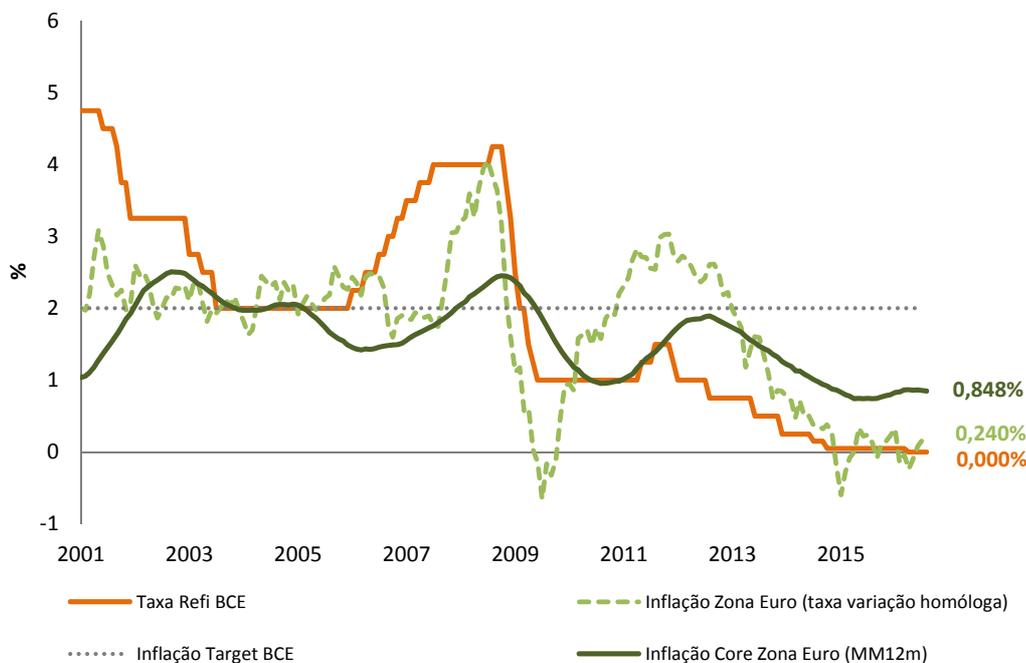
Fonte: ERSE, INE

Neste quadro de evolução da economia previsto pelo BdP está também subjacente um cenário de desaceleração da procura externa dirigida à economia portuguesa, por efeito do abrandamento da economia global.

No que se refere aos cenários hipotéticos positivos, os mais significativos decorrem da expectativa de manutenção do preço do petróleo e das *commodities*, em geral em níveis relativamente baixos, da manutenção das taxas de juro de referência do Euro em valores próximos de zero e de expectativas de crescimento ligeiramente mais forte para os países da zona Euro. A divergência entre as expectativas de manutenção da taxa de juro de referência do BCE nos valores mínimos atuais, por um prolongado período

de tempo<sup>12</sup>, e as expectativas de subida em relação à taxa de juro de referência do dólar no final do ano ou inícios de 2017, têm suportado níveis fracos do euro face ao dólar americano os quais contribuem para a dinamização da economia nacional.

**Figura 2-7 - Taxas refi e inflação**

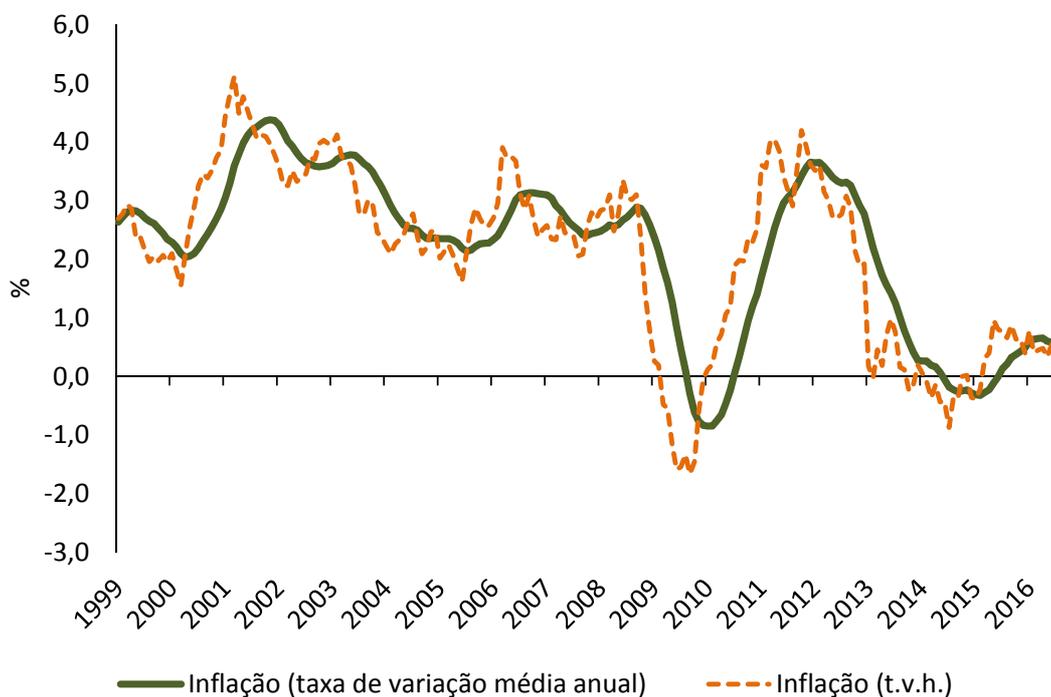


Fonte: ERSE, Reuters

No que diz respeito aos cenários negativos, podem-se realçar a continuação da necessidade de consolidação orçamental, o risco de surpresas negativas relacionadas com o sistema bancário nacional e europeu, os riscos e as tensões geopolíticas (Brexit, Grécia, eleições nos EUA e, ainda, persistente instabilidade no médio oriente) e a contínua ameaça de desinflação que tem justificado o programa de QE do BCE. A inflação média anual core da Zona Euro encontra-se ainda a níveis muito baixos, abaixo do target do BCE de 2%, e a desinflação é uma realidade (ver Figura 2-7 e Figura 2-8).

<sup>12</sup> No atual cenário de combate à (des)inflação na Zona Euro, com o programa de QE do BCE, e tendo em conta que a política monetária deverá demorar a ter impacto visível nos níveis de inflação, há expectativas que os atuais níveis, historicamente baixos, da taxa de juro de referência do BCE, se possa prolongar por um período de tempo alargado,

Figura 2-8 - Inflação em Portugal



Fonte: ERSE, INE

Em suma, os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa, do Banco de Portugal<sup>13</sup> e do FMI<sup>14</sup>, sugerem uma evolução moderada da economia portuguesa em 2016 e 2017. As previsões macroeconómicas destas instituições apontam para um abrandamento em 2016 face ao ocorrido em 2015, e inferior ao projetado para a área do Euro pelo Banco Central Europeu<sup>15</sup> (1,7% em 2016 a 1,6% em 2017). Contudo, para 2017, o Banco de Portugal (BP) e o FMI esperam uma ligeira aceleração do ritmo de crescimento, face às projeções de 2016. Apesar do abrandamento da economia, espera-se uma ligeira recuperação do desemprego, para 11,2% em 2017.

<sup>13</sup> Banco de Portugal, Boletim Económico – junho de 2016 e Boletim Económico – outubro de 2016.

<sup>14</sup> Portugal: 2016 Article IV Consultation, Country Report No. 16/300, setembro de 2016.

<sup>15</sup> Projeções macroeconómicas para a área do euro do Banco Central Europeu, setembro de 2016.

**Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2015 e previsões para 2016 e 2017**

	2015	2016P	2017P	2016P				2017P			
	INE e Banco de Portugal	Média das previsões	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	OCDE	CE	Banco de Portugal	FMI	OCDE	CE
<b>PIB</b>	<b>1,6</b>	<b>1,2</b>	<b>1,4</b>	<b>1,1</b>	<b>1,0</b>	<b>1,2</b>	<b>1,5</b>	<b>1,6</b>	<b>1,1</b>	<b>1,3</b>	<b>1,7</b>
Consumo privado	2,6	2,0	1,6	1,8	2,2	2,2	1,8	1,7	1,4	1,5	1,7
Consumo público	0,6	0,5	0,4	1,0	0,3	0,1	0,6	0,4	0,6	0,3	0,4
Investimento	4,2	-0,7	3,1	-1,8	-1,2	-1,5	1,6	4,3	2,0	1,2	4,9
Exportações	5,2	3,2	4,2	3,0	2,9	2,8	4,1	4,7	3,4	3,8	5,1
Importações	7,6	3,3	4,5	3,0	3,2	2,8	4,3	4,9	3,8	3,6	5,6
Inflação*	0,5	0,6	1,1	0,7	0,7	0,3	0,7	1,4	1,1	0,8	1,2
Deflador do PIB	1,9	1,4	1,3	n.d.	1,7	1,2	1,4	n.d.	1,3	1,0	1,5
Balança de Bens e Serviços (% do PIB)	1,7	2,0	1,2	2,1	1,8	n.d.	n.d.	1,3	1,1	n.d.	n.d.
Balança Corrente e de Capital (% do PIB)**	1,7	1,4	1,7	1,3	n.d.	n.d.	1,5	1,6	n.d.	n.d.	1,7
Desemprego (% população ativa)	12,4	11,7	11,2	11,2	11,8	12,1	11,6	n.d.	11,3	11,5	10,7

(\*) Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC)

(\*\*) Comissão Europeia (CE): Capacidade / necessidade líquida de financiamento, com base nas Contas Nacionais; P - Previsões

Fontes:

Banco de Portugal - "Boletim Económico, junho, 2016" e "Boletim Económico, outubro, 2016"

FMI - Portugal: 2016 Article IV Consultation, Country Report No. 16/300, Set. 2016

OCDE - Economic Outlook N. 99, Junho/2016

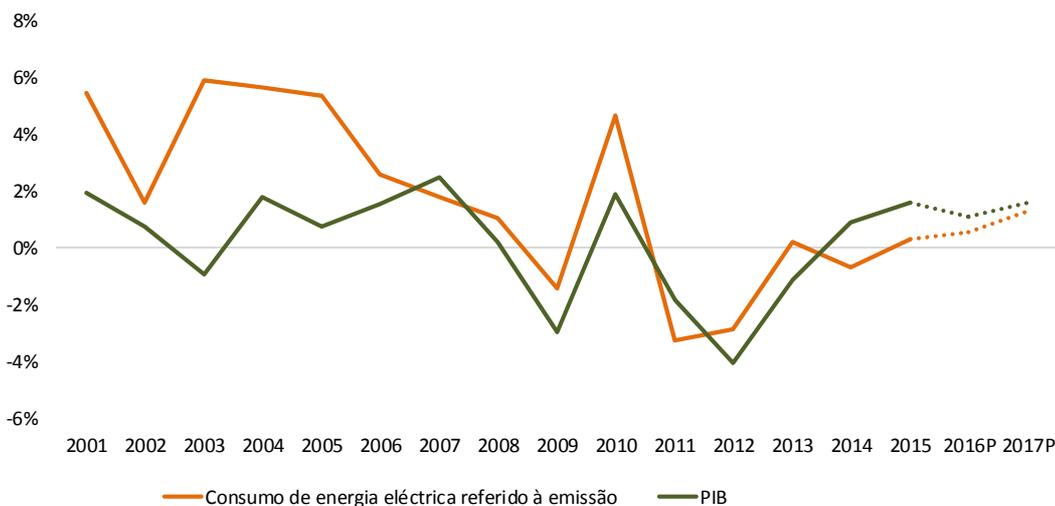
Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas maio 2016

INE

## 2.3 BREVE ENQUADRAMENTO SETORIAL

A Figura 2-9 compara a evolução da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica referido à emissão<sup>16</sup>, e a taxa de crescimento real do PIB entre 2001 e 2017.

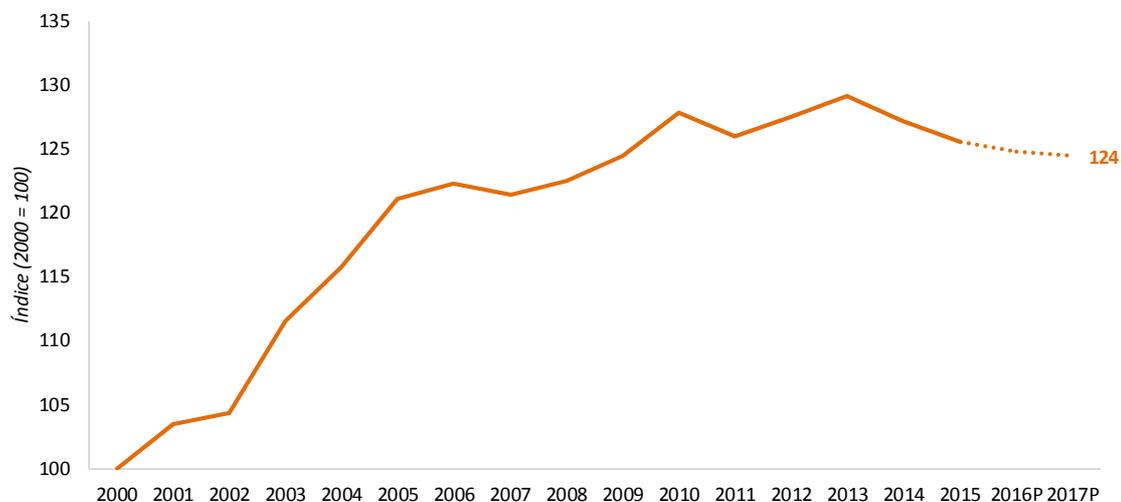
<sup>16</sup> A série do consumo referido à emissão não inclui a correção dos efeitos relacionados com a temperatura e dias úteis.

**Figura 2-9 - PIB e consumo de energia eléctrica referido à emissão**

Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal, REN

Destaca-se da observação da figura anterior que a correlação entre o crescimento destas duas variáveis acentuou-se a partir do ano de 2007, tendo-se esta forte relação, no entanto, aparentemente esbatida a partir de 2012. Em 2012, a quebra no PIB (-4,0%) foi mais expressiva do que a sentida no consumo de energia eléctrica (-2,9%). Em 2015 ocorreu um crescimento da economia na ordem dos 1,6% e um acréscimo do consumo de energia na ordem dos 0,3%. Para 2016 e 2017, de acordo com as previsões do Banco de Portugal, é expectável um crescimento de 1,1% e 1,6%, respetivamente. Para o consumo referido à emissão, de acordo com as previsões da ERSE, é expectável um crescimento mais moderado, de 0,5% e 1,3% para 2016 e 2017, respetivamente.

A intensidade energética do PIB é um indicador que permite estabelecer a comparação entre o andamento da economia e o andamento do consumo de energia eléctrica. A Figura 2-10 apresenta a evolução da intensidade energética para Portugal continental entre 2000 e 2017, calculada tendo por base o consumo de energia eléctrica referido à emissão e o produto interno bruto, a preços constantes.

**Figura 2-10 - Intensidade energética em Portugal continental**

Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal, REN

Pela análise da figura verifica-se que a intensidade energética do PIB tem recentemente apresentado uma certa estabilidade, com uma aparente diminuição do seu valor desde 2013. Após uma forte subida entre 2002 e 2005 tem-se vindo a assistir à desaceleração do crescimento deste indicador, o que indicia um menor consumo de energia elétrica por unidade de riqueza produzida no país, tendo mesmo ocorrido uma quebra da intensidade energética do PIB de 1,3% em 2015 e prevendo-se que a sua evolução seja de -0,5% e -0,3%, em 2016 e 2017, respetivamente.

### 3 PROVEITOS PERMITIDOS

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para cada uma das atividades reguladas da REN Trading, da REN, da EDP Distribuição, da EDP Serviço Universal, da EDA e da EEM.

O cálculo destes proveitos foi determinado tendo em conta os documentos complementares “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, de dezembro de 2014, “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2017” e “Caracterização da procura de energia elétrica em 2017”, de outubro de 2016.

No documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2017” definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2017 e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente às previsões enviadas pelas empresas para o balanço de energia elétrica, para os custos e para os investimentos nas várias atividades reguladas. Neste documento, analisa-se o ano de 2015 para todas as atividades e o ano de 2016 para as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso, de forma a determinar os ajustamentos a repercutir em 2017. Adicionalmente, para 2016 e para todas as atividades analisa-se o acerto provisório do CAPEX.

Relativamente a 2015, faz-se uma análise do balanço de energia elétrica e das contas reguladas, por atividade, das empresas reguladas (REN Trading, REN, EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, EDA e EEM) e comparam-se os valores ocorridos com os que tinham sido considerados para o cálculo das tarifas a vigorar em 2015. Determinam-se e analisam-se as diferenças entre valores reais e os provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada atividade, retirando-se neste exercício os valores provisórios de ajustamento para 2015 considerados em tarifas de 2016.

No que se refere a 2016, calcula-se o valor provisório do ajustamento aos proveitos permitidos das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso. Calcula-se, também o ajustamento provisório ao CAPEX de todas as atividades.

Nos quadros seguintes apresenta-se uma breve síntese das empresas reguladas do setor elétrico e as respetivas atividades. Apresenta-se ainda, por atividade, a forma de regulação, os incentivos, os principais parâmetros a vigorar para o período de regulação em curso assim como as tarifas que permitem recuperar os proveitos permitidos.

Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2015-2017	Recuperação dos proveitos
REN Trading, SA Agente Comercial	Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (Sobrecusto CAE)	Custos aceites. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais e os incentivos aceites <i>a posteriori</i> .	Diferença entre os custos com a aquisição às centrais com Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e o proveito com a venda desta energia no mercado.	Mecanismo de otimização da gestão dos CAE	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Uso Global de Sistema do ORT
REN, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte Operador da rede de transporte (ORT)	Gestão Global do Sistema	Remuneração dos ativos em exploração e custos aceites em base anual ambos ajustáveis ao fim de 2 anos com base em valores reais.	Custos com gestão do sistema  Custos de interesse geral: a) Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas; b) Sobrecusto do Agente Comercial; c) Custos com a remuneração e amortização dos terrenos afetos a aproveitamentos hidroelétricos; d) Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; e) Custos de gestão do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental; f) ERSÉ, AdC; g) Custos com mecanismo de garantia de potência		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Uso Global do Sistema do ORT
	Transporte de Energia Elétrica	Limite máximo aos custos de exploração e custos de referência adaptados ao nível de atividade da empresa. Remuneração dos ativos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos tendo em conta o nível da atividade da empresa (km de rede e n.º de painéis) e os investimentos efetivamente ocorridos.	Custos de exploração e de investimento. Custos associados com a captação e gestão de subsídios comunitários.  <i>Custos pass through:</i> Custos com as tarifas transfronteiriças. Proveitos associados ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha.	Incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos investimentos a integrar na rede. Incentivo à extensão da vida útil do equipamento. Incentivo ao aumento de disponibilidade da capacidade dos elementos da RNT. Incentivo à Promoção do Desempenho Ambiental.	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Custos de referência: Taxa de remuneração do activo + 0,75% Valor última amortização: 85% Fatores de eficiência: linhas - 1,5%; subestações - 3%; encargos de estrutura e gestão - 2%  Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT

Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I)

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2012-2014	Recuperação dos proveitos
EDP Distribuição, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição em AT/MT Operador de rede de distribuição (ORD)	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price-cap</i> ao nível dos custos de exploração. Remuneração dos activos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos de exploração e de investimento. Custos associados a planos de reestruturação de efetivos  Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental. Incentivo à redução de perdas. Incentivo à melhoria da qualidade de serviço. Incentivo aos investimentos em rede inteligente. Limitação ao investimento excessivo em BT.	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação aos OT da República Portuguesa  Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5% ao ano.  Proveitos permitidos evoluem com: NT - número de clientes e km de rede; BT - número de clientes e energia elétrica injetada na rede de distribuição em BT	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Custos de gestão do sistema: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de UGS ao ORT  Custos de interesse económico geral: a) Diferencial de custos com aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE); b) Custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC); c) Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo do DL 165/2008, de 21 de Agosto; d) Ajustamentos positivos ou negativos no âmbito da sustentabilidade de mercados; e) Rendas dos défices tarifários ao abrigo do DL 237-B/2006; f) Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT e BTE. g) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória. h) Tarifa social.			Tarifa de Uso Global do Sistema do ORD
		Custos de transporte: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de URT ao ORT.			Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORD

**Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II)**

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2015-2017	Recuperação dos proveitos
EDF SU, SA Comercializador de último recurso (CUR)	Compra e Venda de Energia Elétrica	Custos aceites em base anual e remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	- Função de Compra e venda de Energia elétrica à PRE: Custos com a aquisição de Energia elétrica a produtores em regime especial - Função de Compra e venda de Energia elétrica para fornecimento aos clientes: Custos com a aquisição de Energia elétrica no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Energia
	Comercialização	Regulação por <i>Price cap</i> Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis Ajustamento ao fim de 2 anos tendo em conta eventuais desvios do nível de atividade com base em custos reais.	Custos de exploração.		Fator de eficiência de parâmetros de 3,5% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com: número médio de consumidores por nível de tensão	Tarifa de Comercialização
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição	<i>Pass through</i> dos custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição.				

Tarifa de Venda a Clientes Finais

Quadro 3-4 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. III)

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2012-2014	Recuperação dos proveitos
EDA, SA Entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA)	Aquisição de Energia e Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores não vinculados da RAA. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração	Incentivo à promoção do desempenho ambiental.  Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo.  Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> .	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,5% ao ano.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento.  Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental.	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,0% ao ano.  Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes e energia elétrica fornecida por nível de tensão	
	Comercialização de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,5%  Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes	
EEM, SA Entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM)	Aquisição de energia e gestão global do sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores do sistema público da RAM e a produtores não vinculados. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração	Incentivo à promoção do desempenho ambiental.  Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo.  Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> .	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,0% ao ano.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento.  Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental.	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 4,0% ao ano  Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes e energia elétrica fornecida por nível de tensão	
	Comercialização de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,5%.  Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes	

**PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS COM IMPACTE NO CÁLCULO DE TARIFAS DE 2017**

O cálculo de tarifas de energia elétrica para 2017 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

- Diretiva n.º 3/2016, de 15 de janeiro, prorroga até 31 de dezembro de 2017 o regime estabelecido pela Diretiva n.º 3/2013, de 27 de fevereiro, relativa à comercialização de último recurso.
- Diretiva n.º 4/2016, de 16 de fevereiro, define o valor de determinados parâmetros a aplicar nos termos da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, relativa à metodologia de cálculo de taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial.
- Portaria n.º 42-A/2016, de 9 de março, define a tarifa de referência aplicável à eletricidade vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), oriunda de unidades de pequena produção (UPP) que utilizam fontes de energia renovável.
- Diretiva n.º 7/2016, de 11 de março, aprova as normas complementares de relato económico-financeiro para efeitos de cálculo tarifário nos termos do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.
- Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, aprova o Orçamento do Estado.
- Lei n.º 7-B/2016, de 31 de março, aprova as Grandes Opções do Plano para 2016 -2019.
- Despacho n.º 10840/2016, de 5 de setembro, mantém até ao final da vigência do mecanismo de revisibilidade anual dos CMEC, o mecanismo de cálculo de preços de serviços de sistema e de proporcionalidade de quantidades oferecidas pelas centrais com CMEC.
- Despacho n.º 11946-A/2016, de 6 de outubro, estabelece o desconto a aplicar nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais de eletricidade, a partir de 1 de janeiro de 2017.
- Portaria n.º 262-A/2016, de 10 de outubro, procede à alteração da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, com a redação dada pela Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril, a partir do ano de 2017, e define os valores dos fatores a aplicar para efeitos da remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos para o ano de 2017.
- Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, procede à alteração da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, com as alterações introduzidas pelas Portarias n.os 1308/2010, de 23 de dezembro, 71/2011, de 10 de fevereiro, 200/2012, de 2 de julho, 215-A/2013, de 1 de julho e 221/2015, de 24 de julho e define os critérios de elegibilidade para efeitos de remuneração da interruptibilidade.
- Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro, aprova o dever de dedução pelo CUR do Sistema Elétrico Nacional da energia elétrica produzida em regime especial que beneficia de remuneração garantida,

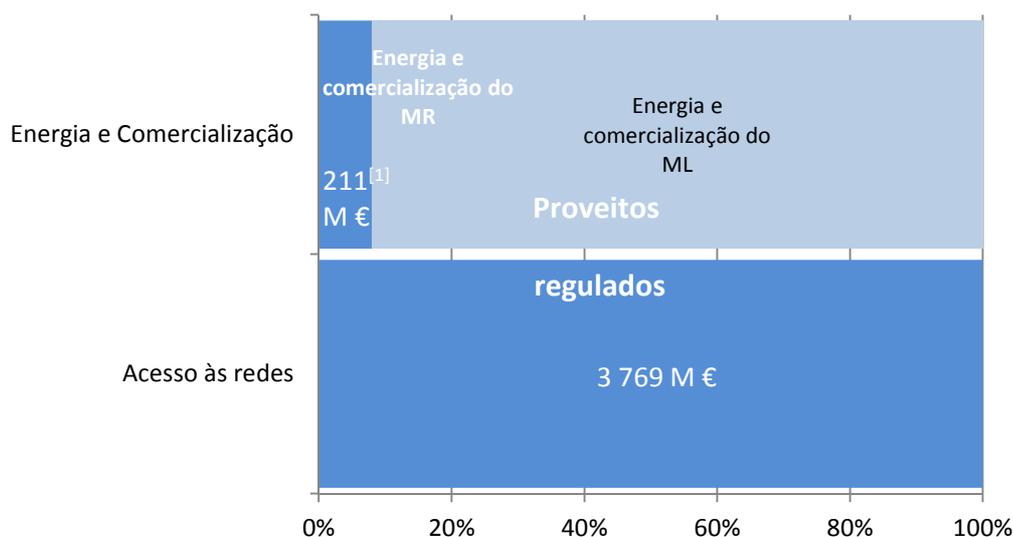
dos valores recebidos pelos centros eletroprodutores que beneficiaram cumulativamente de apoios à promoção e ao desenvolvimento das energias renováveis através de outros apoios públicos.

### 3.1 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2017

A faturação global das empresas do setor elétrico compreende os proveitos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no Mercado Livre. Os proveitos regulados incluem os proveitos de energia e de comercialização do Comercializador de Último Recurso (Mercado Regulado) e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.

Na Figura 3-1 apresenta-se o montante de proveitos regulados no setor elétrico em Portugal continental e o seu peso relativo nos proveitos totais estimados para o setor<sup>17</sup>, que deverão representar cerca de 6 417<sup>18</sup> milhões de euros.

**Figura 3-1 - Proveitos do setor elétrico**



Nota: <sup>[1]</sup> O valor de 211 M€ inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias no montante de 4,5 M€

(1) Os custos de acesso às redes não deduzem o valor da tarifa social a abater aos proveitos recuperados pelas tarifas, no valor de cerca de 70M€.

Importa, no entanto, referir que os custos de energia no mercado regulado são determinados de acordo com o mercado grossista e que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às

<sup>17</sup> A faturação de Energia e Comercialização foi obtida considerando o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

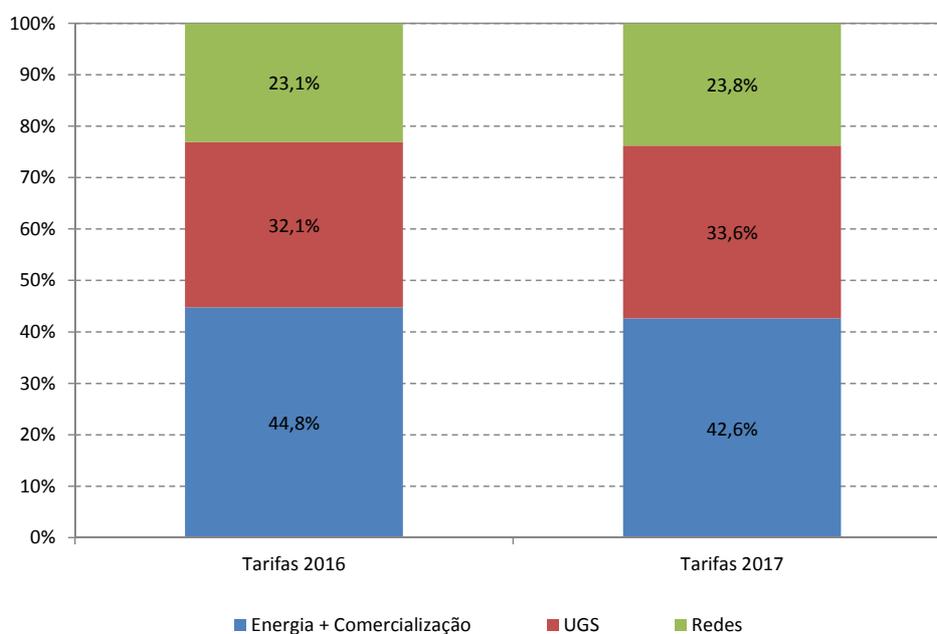
<sup>18</sup> Este valor inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias no montante de 4,5 milhões de euros.

Redes refere-se aos custos de interesse económico geral e medidas de política energética e ambiental, na sua quase totalidade determinados no âmbito da legislação em vigor.

Assim em Portugal continental, os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas de Acesso podem ser divididos em duas categorias: Redes e Uso Global do Sistema (UGS). Na parcela de redes incluem-se os proveitos com a atividade de Transporte de Energia Elétrica e com a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Na UGS incluem-se os custos de interesse económico geral e medidas de política energética e ambiental, bem como os custos com a atividade de Gestão Global do Sistema.

A Figura 3-2 permite comparar a variação da estrutura dos proveitos por atividade, no setor elétrico, de tarifas 2016 para tarifas 2017.

**Figura 3-2 - Estrutura dos proveitos por setor por atividade**



Da análise da figura, verifica-se que o peso da energia e da comercialização diminuiu 2,2 p.p., enquanto a UGS aumentou 1,5 p.p., sendo esta evolução explicitada na Figura 3-16 do presente capítulo.

Nos quadros seguintes apresenta-se o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação nas tarifas de energia elétrica em Portugal continental (Quadro 3-5) e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (Quadro 3-6) considerados para tarifas 2016 e 2017.

**Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2016	Tarifas 2017	Varição de proveitos Tarifas 2017/Tarifas 2016
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
<b>Gestão Global do Sistema</b>			
Proveitos permitidos do ORT	430 307	423 332	
Custos gestão do sistema	149 420	169 670	
Custos de interesse geral	260 589	231 720	
Custos com garantia de potência	20 298	21 942	
Custos a recuperar pelo ORD	1 666 595	1 823 559	
Sustentabilidade de mercados e coexistência	-11 455	-44 481	
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	13 190	6 802	
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	-4 272	-4 480	
<b>Proveitos a recuperar com a UGS</b>	<b>2 094 364</b>	<b>2 204 733</b>	<b>5,3%</b>
<b>Transporte de energia elétrica</b>			
Proveitos permitidos do ORT	294 535	341 523	
Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN	-1 299	4 327	
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de URT</b>	<b>293 236</b>	<b>345 850</b>	<b>17,9%</b>
<b>Distribuição de energia elétrica</b>			
Total dos proveitos em AT/MT	450 013	484 113	
Total dos proveitos em BT	767 903	733 968	
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de URD</b>	<b>1 217 916</b>	<b>1 218 081</b>	<b>0,0%</b>
<b>Comercialização regulada</b>			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	215	192	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	521	370	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	15 543	16 398	
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização</b>	<b>16 278</b>	<b>16 961</b>	<b>4,2%</b>
Aquisição em mercado+OMIP+Cesur	-913 588	-894 454	
Aquisição aos PRE (exclui sobre custo)	1 098 802	1 077 910	
Custos com serviços do sistema	7 457	3 393	
Custos de funcionamento	3 513	2 455	
<b>Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia</b>	<b>196 185</b>	<b>189 305</b>	<b>-3,5%</b>
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas</b>	<b>3 817 979</b>	<b>3 974 929</b>	<b>4,1%</b>
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	4 272	4 480	
Tarifa Social	-30 476	-70 267	
<b>Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente</b>	<b>3 791 775</b>	<b>3 909 142</b>	<b>3,1%</b>

**Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2016	Tarifas 2017	Varição de proveitos Tarifas 2017/Tarifas 2016
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	111 376	97 284	-12,7%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	33 323	39 519	18,6%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 055	7 036	-0,3%
<b>Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores</b>	<b>151 755</b>	<b>143 839</b>	<b>-5,2%</b>

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2016	Tarifas 2017	Varição de proveitos Tarifas 2017/Tarifas 2016
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	112 541	84 154	-25,2%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	37 072	45 978	24,0%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 073	4 935	-2,7%
<b>Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira</b>	<b>154 686</b>	<b>135 068</b>	<b>-12,7%</b>

As principais componentes que condicionam a evolução dos proveitos são: (i) as quantidades de energia elétrica e o número de clientes; (ii) a evolução dos custos de energia; (iii) os desvios de anos anteriores; (iv) a evolução dos custos de interesse económico geral; e (v) as metas de eficiência e incentivos promovidos pelo regulador.

Nos pontos seguintes analisam-se os efeitos destas componentes na variação dos proveitos permitidos de 2016 para 2017, por atividade, para o Continente.

Relativamente às Regiões Autónomas, o diferencial entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais nas respetivas regiões é pago por todos os consumidores do setor elétrico através das tarifas de Uso Global do Sistema. Este diferencial é analisado no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2017".

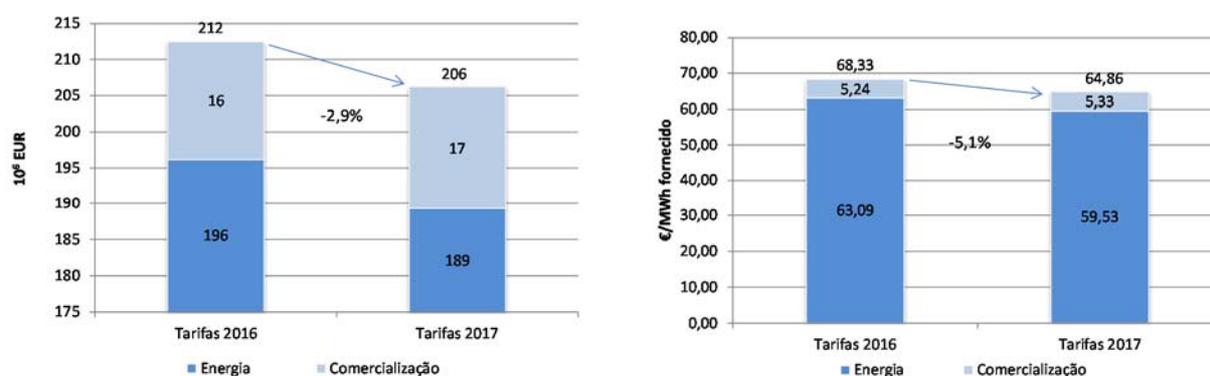
## 3.2 PROVEITOS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO

### PROVEITOS A RECUPERAR

Os proveitos a recuperar pela tarifa de energia e de comercialização do CUR apresentam um decréscimo de 2016 para 2017. Esta situação resulta essencialmente do efeito da extinção de tarifas para clientes com consumos em MAT, AT, MT, BTE e BTN.

As figuras seguintes<sup>19</sup> apresentam estas tendências.

**Figura 3-3 - Proveitos de energia e comercialização do CUR**



A diminuição do valor unitário dos proveitos a recuperar pela Tarifa de energia reflete a estrutura de fornecimento do CUR, observável na figura seguinte e, principalmente, a diminuição dos preços do mercado de energia elétrica, evidenciada na Figura 3-5.

<sup>19</sup> Os proveitos unitários apresentados refletem, nomeadamente, as perdas nas redes. Não está incluído o sobreproveito resultante da aplicação da tarifa transitória.

Figura 3-4 - Energia e número de clientes

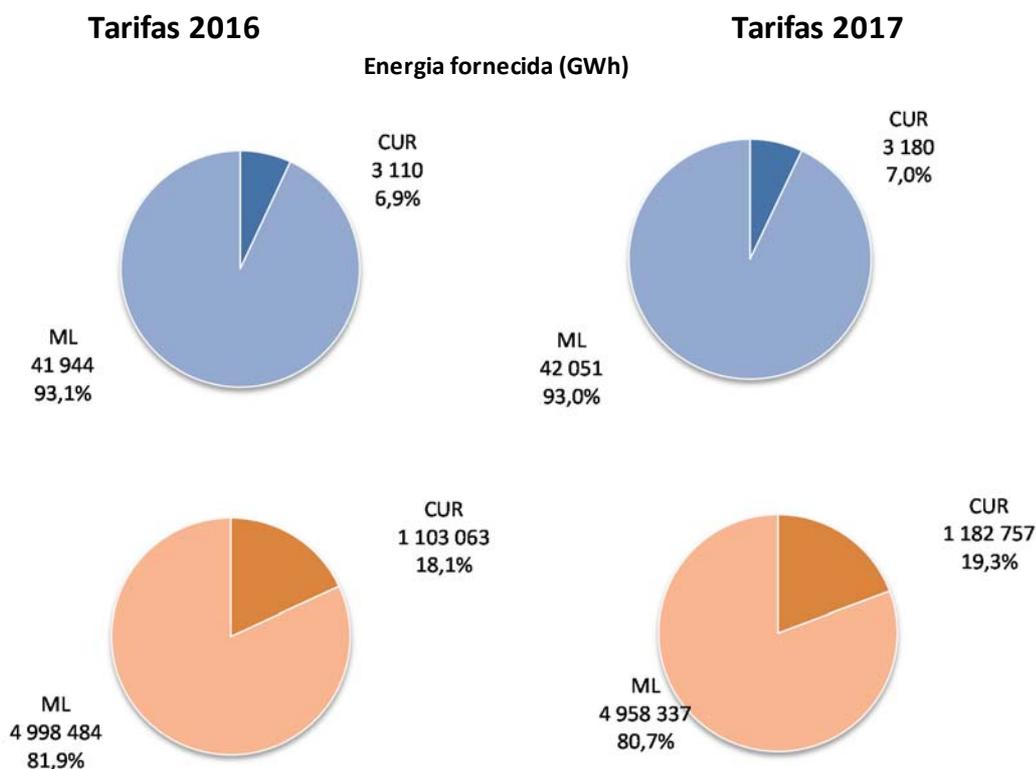
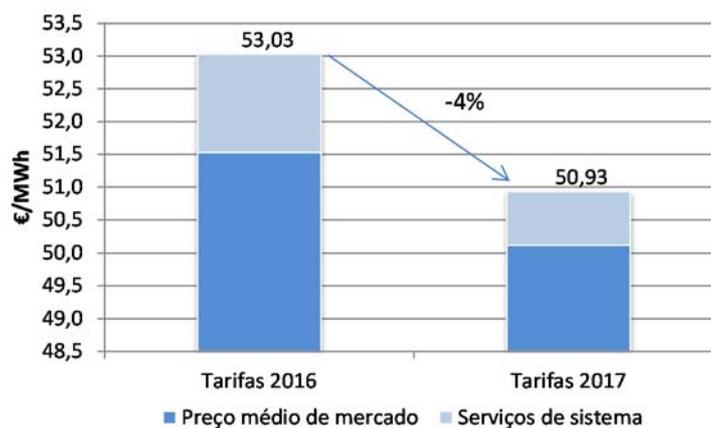


Figura 3-5 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema

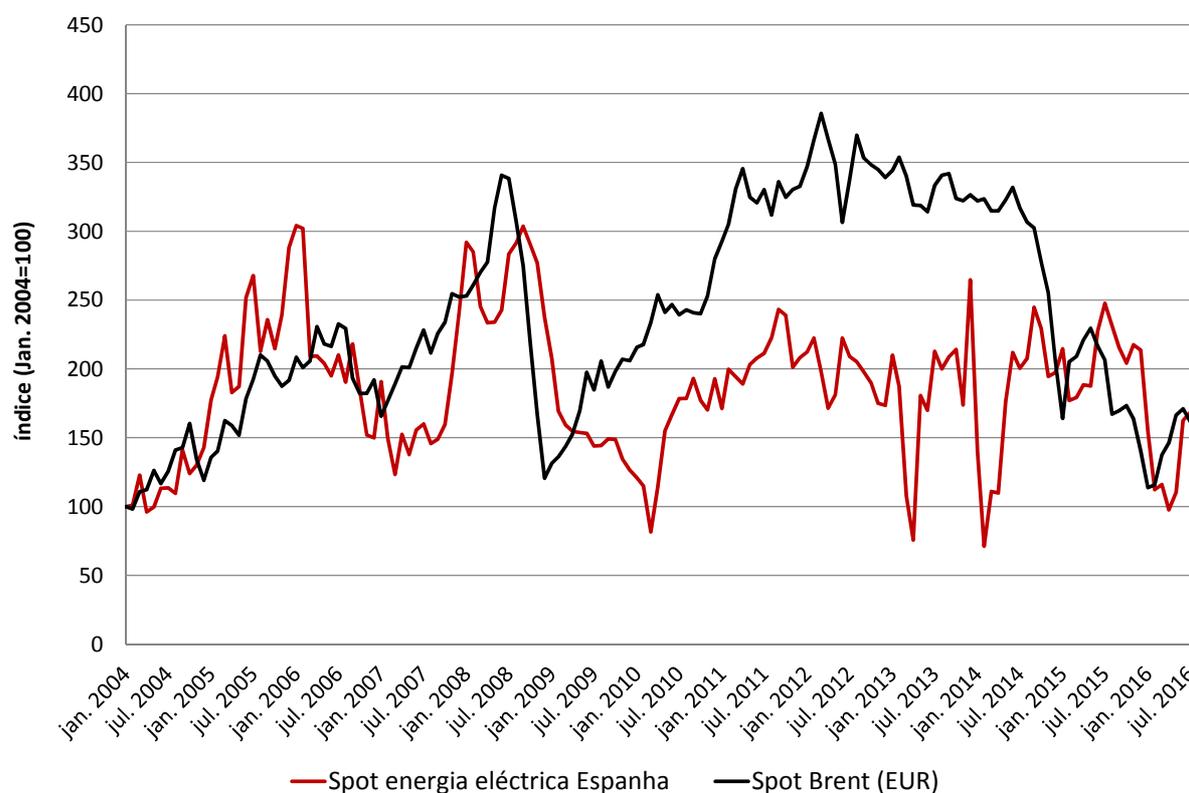


De seguida, são analisados com maior detalhe os fatores que poderão explicar a evolução dos custos médios de aquisição em mercado prevista para 2017.

**FATORES EXPLICATIVOS DA EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA**

A evolução do preço de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e o preço do petróleo tem apresentado alguma correlação, principalmente até 2009 (Figura 3-6). Desde então, verificou-se uma ligeira diminuição da correlação entre estes dois preços, tendo-se observado uma nova aproximação a partir de 2015 entre a evolução dos preços de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e a evolução do preço do petróleo.

**Figura 3-6 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e Brent (euros)  
base 100 2004**



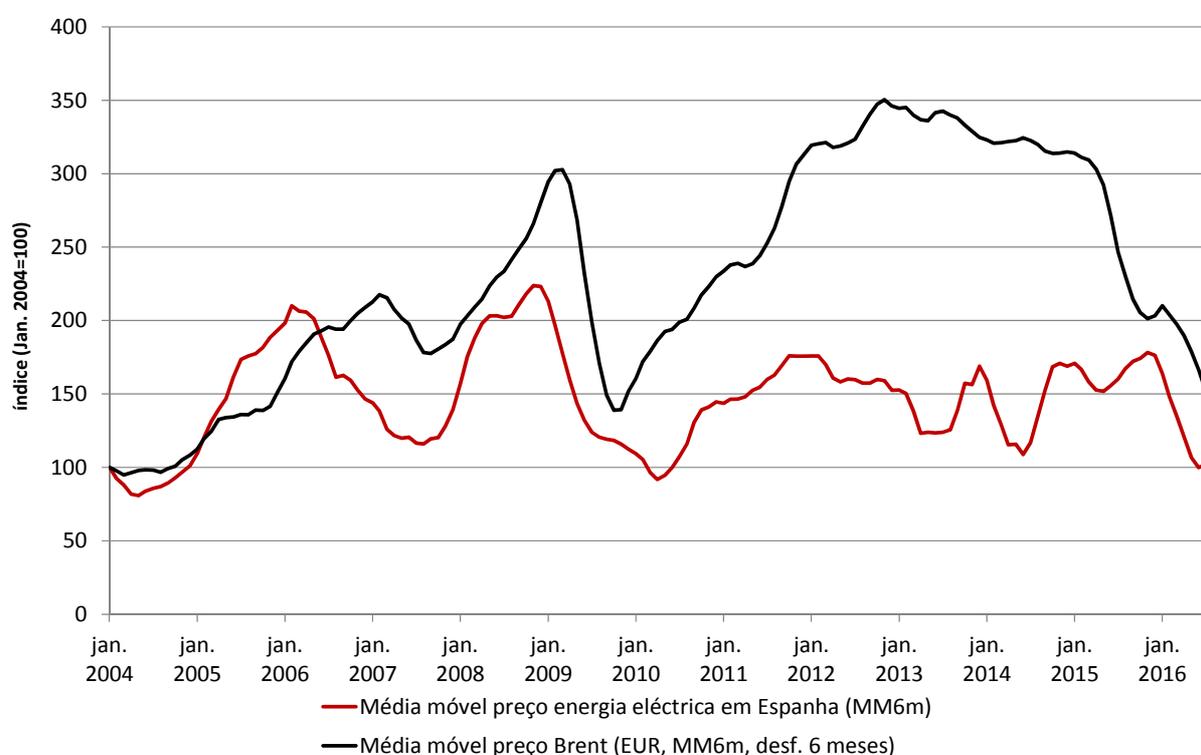
Fonte: ERSE, OMEL

A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica observada até 2009 decorreu principalmente do facto das centrais que marcam o preço marginal no mercado grossista serem centrais de ciclo combinado a gás natural. Estas centrais têm, de um modo geral, subjacentes contratos de aquisição de gás natural cujo preço está indexado ao preço do petróleo ou ao dos seus derivados com um desfasamento entre um e dois trimestres. Desde 2014 assistiu-se a uma forte queda do preço do petróleo com influência direta, embora desfasada no tempo, no preço do gás natural consumido em Portugal. Esta evolução torna mais competitivas as centrais de ciclo combinado a gás natural, o que se refletiu no aumento da produção de energia por parte destas centrais que se verificou desde 2015. Este aumento poderá explicar o aumento da correlação entre o preço das duas variáveis a partir desse ano. Assim, o impacto que a evolução do preço do petróleo tem na evolução do preço de energia elétrica depende,

atualmente, de alguns fatores imprevisíveis como a hidraulicidade e eolicidade, que, por sua vez, têm uma grande influência na determinação da produção de energia elétrica das centrais de ciclo combinado a gás natural e que se repercute nos preços da energia elétrica.

De forma a anular eventuais efeitos decorrentes da sazonalidade nos preços e internalizar o efeito decorrente do desfaseamento entre o preço do petróleo e o preço do gás natural, na Figura 3-7 comparam-se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004<sup>20</sup>, e do preço do petróleo desfasado em dois trimestres.

**Figura 3-7 - Média móvel mensal preços spot energia elétrica em Espanha e Brent (euros)  
base 100 2004**



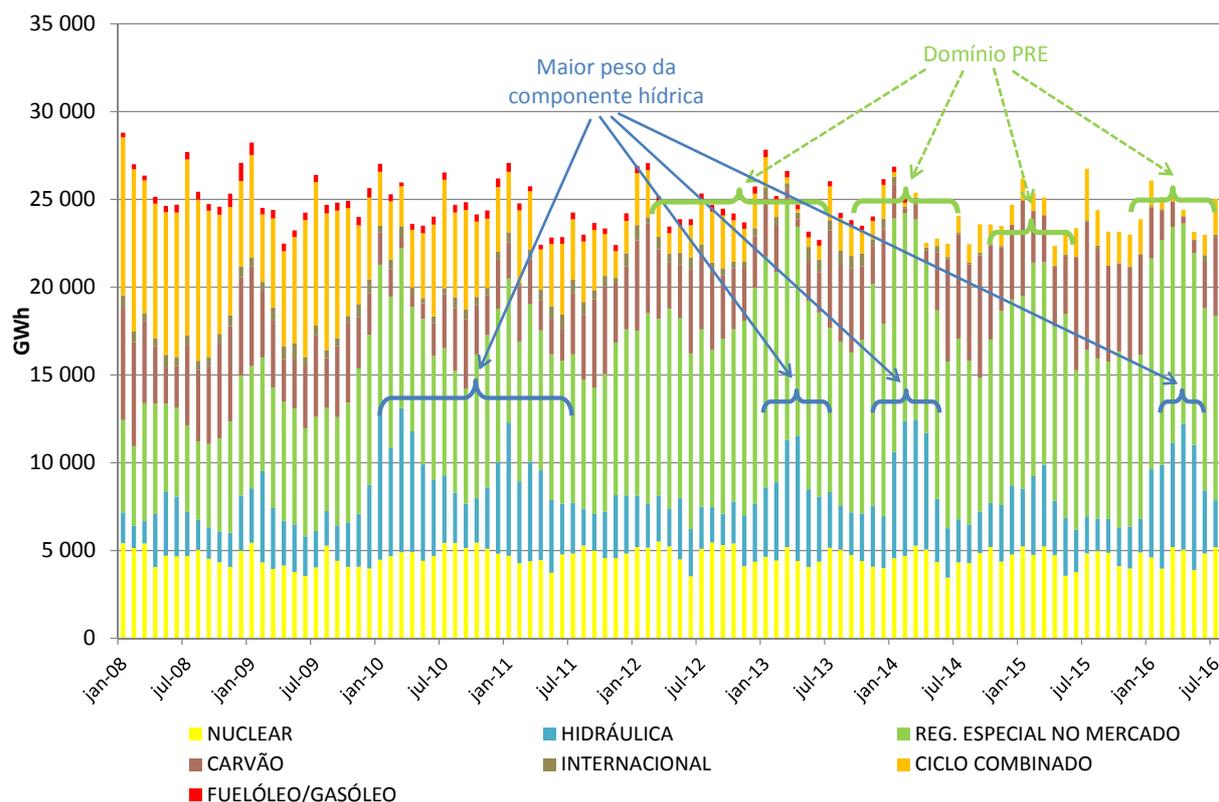
Fonte: ERSE, OMEL

A observação da Figura 3-7 reforça a conclusão de que o impacto do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica diminuiu a partir de 2009, tendo a evolução do preço desta *commodity* tido um impacto reduzido na evolução do preço de energia elétrica entre esse momento e meados de 2015.

<sup>20</sup> A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

Deste modo, para além do impacto do preço dos combustíveis, o *mix* tecnológico de produção tem uma influência significativa na evolução do preço de energia elétrica. Assim, no que diz respeito ao *mix* de produção, tem-se assistido a um aumento contínuo do peso da produção em regime especial (Figura 3-8), em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis, cujo peso é relativamente menor em períodos mais secos como os que se têm vivido desde o início de 2015.

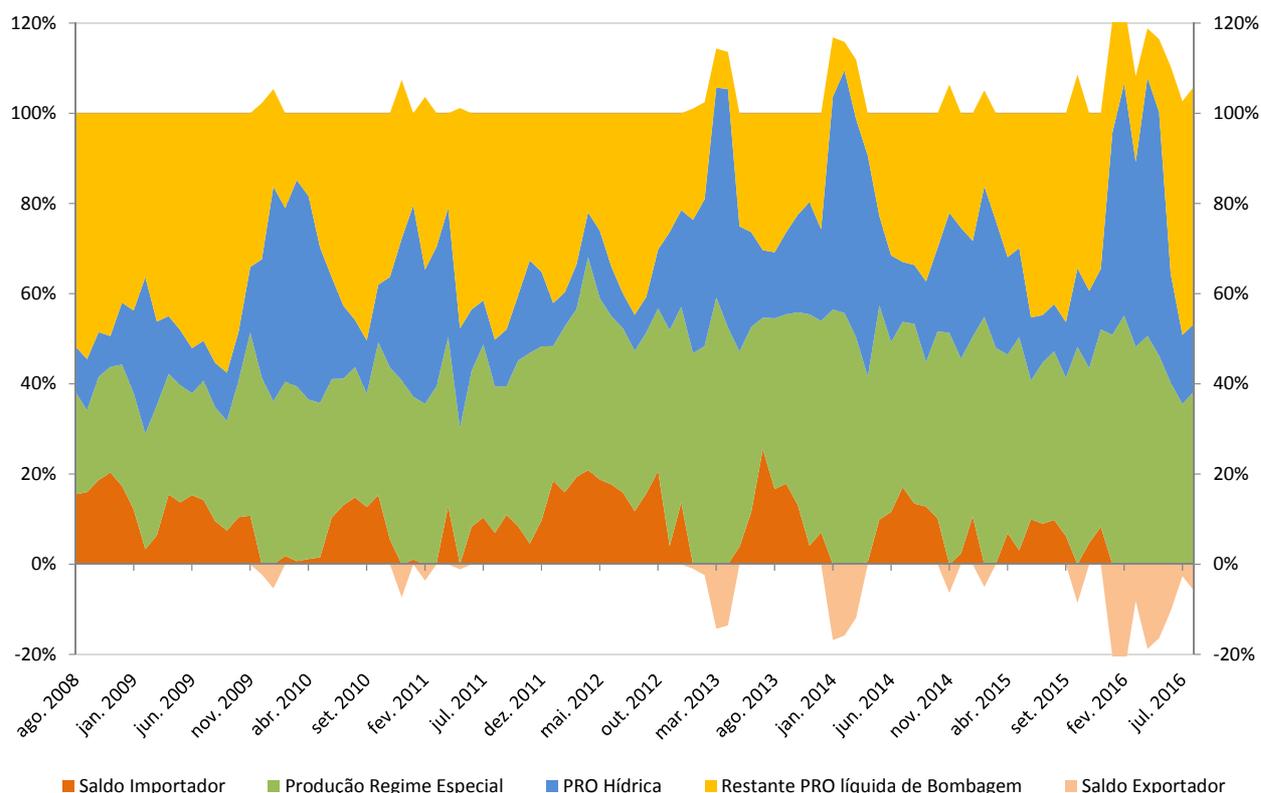
**Figura 3-8 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia**



Fonte: ERSE, OMIE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 3-9 que o peso da produção em regime especial para satisfação do consumo tem vindo a aumentar de forma constante, enquanto o peso das centrais hídricas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas. Verifica-se, igualmente, nesta figura alguns meses dos primeiros semestres de 2013, 2014 e durante os primeiros oito meses de 2016, em que as condições climáticas foram de tal modo favoráveis à produção hídrica e à produção em regime especial (eólica) que originaram exportação líquida em termos mensais (saldo importador negativo).

Figura 3-9 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal



Fonte: ERSE, Reuters, REN

O efeito da produção em regime especial no preço de mercado é importante, tendo em conta que o preço final desta fonte de energia não é, de um modo geral, definido no mercado grossista.

De facto, o crescimento da produção em regime especial, bem como a estagnação, ou mesmo a diminuição, do consumo de energia elétrica verificada nos últimos anos, estão a conduzir a uma diminuição da procura residual de energia elétrica em mercado, isto é, da procura deduzida das ofertas a preço zero por terem custos marginais tendencialmente nulos. Esta tendência leva, em consequência, à diminuição do preço médio de energia elétrica, ligeiramente acentuada pela influência anteriormente analisada da descida do preço do petróleo por via da alteração do *mix* de produção.

No entanto, o maior peso da PRE em 2013, 2014 e 2016 deve-se igualmente a fatores climáticos favoráveis ocorridos nesses anos. Em anos mais secos (como foi o caso do ano de 2015) ou com hidraulicidade normal, o peso das centrais convencionais no *mix* de produção é reforçado, pelo que a necessidade de analisar a evolução dos preços dos combustíveis mantém-se em qualquer exercício de previsão da evolução do preço de energia elétrica.

O preço do petróleo (Figura 3-10) registou uma tendência de descida acentuada a partir de julho de 2014, com algumas oscilações, tendo o preço do Brent atingido, em janeiro de 2016, um mínimo de 12 anos, com uma cotação de 25 EUR/bbl (27 USD/bbl). Após este mínimo, o preço do Brent tem registado uma

tendência de subida, com algumas oscilações em parte decorrentes das negociações corridas no seio da OPEP, que se perspetiva que possa estabilizar até final de 2016.

**Figura 3-10 - Evolução preço diário Brent (EUR/bbl) desde 2014**



Fonte: ERSE, Reuters

No que diz respeito aos mercados de futuros (Figura 3-11), os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram uma ligeira tendência de crescimento em 2016, estando, contudo, longe dos valores mais elevados verificados no ano anterior, acima de 60 EUR/bbl

**Figura 3-11 - Preço de futuros petróleo Brent para entrega em dezembro de 2017**

Fonte: ERSE, Reuters

No caso do carvão, o gráfico seguinte mostra que o seu preço registou uma acentuada diminuição desde janeiro de 2011, tornando as centrais a carvão mais competitivas face às centrais de ciclo combinado a gás natural durante um prolongado período de tempo. Nesta Figura 3-12 podemos observar a evolução do preço do carvão com base na cotação em EUR/ton em índice 100 igual à média das cotações de 2011, sendo de registar uma quebra superior a 60% no preço do carvão no início de 2016 face à média das cotações de 2011. Após estes valores mínimos do primeiro trimestre de 2016, a cotação do carvão observou uma inversão da tendência de queda dos últimos anos, com registo de um aumento significativo que se verificou a partir de setembro de 2016.

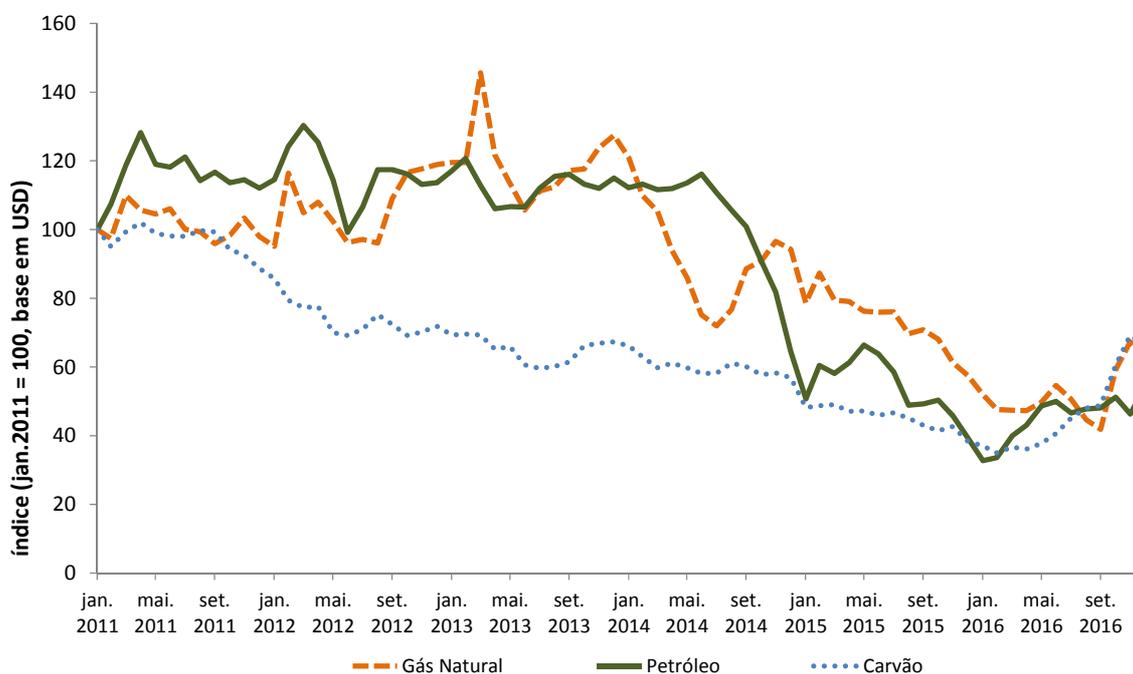
**Figura 3-12 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA**  
(índice 2011=100, com base na cotação EUR/ton)



Fonte: ERSE, Reuters

Esta evolução do preço do carvão, comparativamente com o dos restantes combustíveis, constituiu mais um fator justificativo para o desacoplamento entre o preço da energia elétrica e o preço do petróleo que se verificou até 2014. Contudo, apesar da diferente evolução dos preços do carvão (API2), do petróleo (brent) e do gás natural (NBP), todas estas *commodities* registam quebras semelhantes, ligeiramente superiores aos 50% em 2016, face aos valores registados em janeiro de 2011, o início do período em análise (Figura 3-13).

**Figura 3-13 - Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (Brent) e do gás natural (NBP) nos mercados spot (base 100=Jan/2011)**



Fonte: ERSE, Reuters

## PREVISÕES

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2017, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o custo médio de aquisição para o próximo ano deverá ser cerca de 50,9 €/MWh, superior ao estimado para 2016, que se situa em torno dos 41,0 €/MWh<sup>21</sup> e mais baixo do que o previsto em tarifas de 2016 para 2016, 53,0 €/MWh (Quadro 3-7). Este valor reflete as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

<sup>21</sup> Inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

**Quadro 3-7 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR<sup>22</sup> para fornecimento dos clientes**

	2016		2017
	Tarifas 2016	Estimativa 2016 (valores reais até Agosto)	Tarifas 2017
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR	53,0	41,0	50,9
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	1,67	1,00

Fonte: ERSE, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2017 em Portugal é cerca de 50,9 €/MWh.

A definição desse valor tem em conta os contratos de futuros, acrescido dos custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR, dos outros custos previstos<sup>23</sup> e do prémio de risco associado à contratação nos mercados de futuros nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

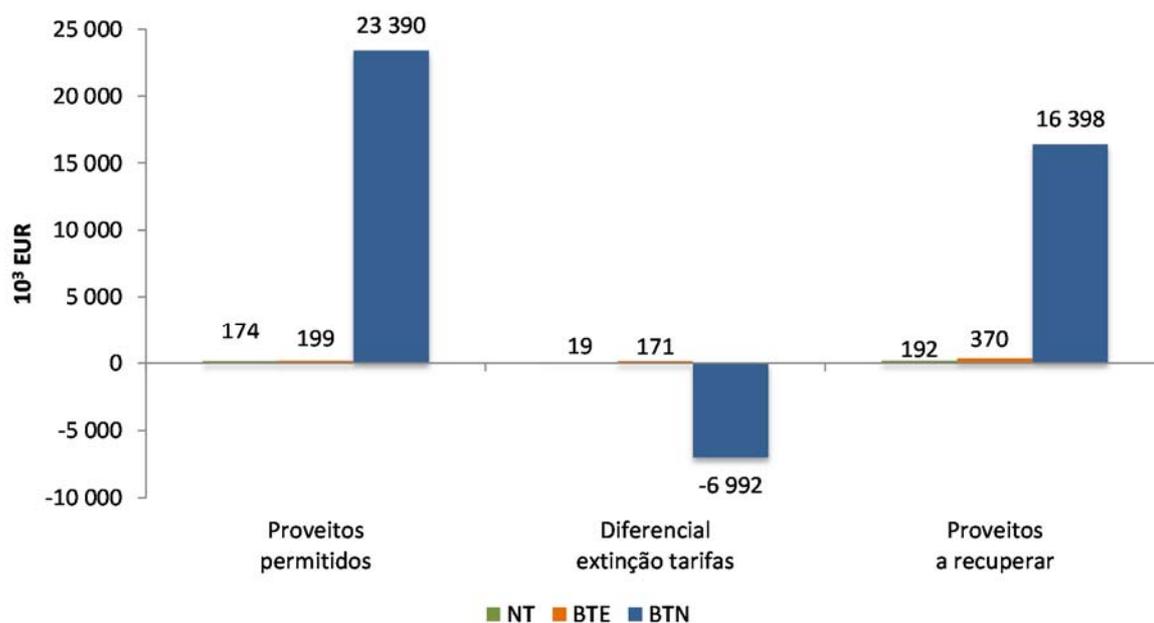
**EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE COMERCIALIZAÇÃO**

De modo a garantir que o fim das tarifas reguladas não dificulte a recuperação dos proveitos afetos à atividade de comercialização e que, por sua vez, a recuperação destes proveitos não distorce a normal transição dos clientes para o mercado liberalizado, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa de comercialização são calculados com base no nível tarifário do ano anterior afetado de um fator de atualização. Posteriormente, esse valor é comparado com o valor dos proveitos permitidos, sendo a diferença transferida para a UGS. O valor deste diferencial, por nível de tensão, é apresentado de seguida.

<sup>22</sup> O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

<sup>23</sup> Custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária

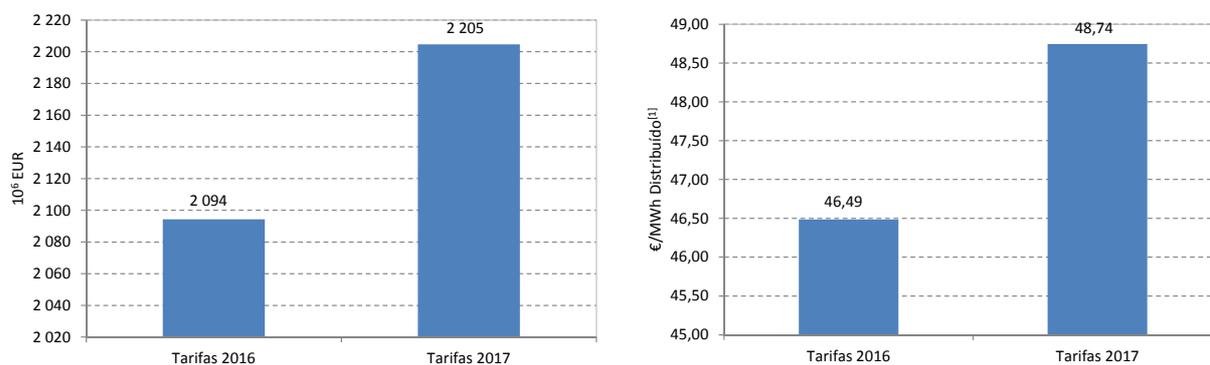
**Figura 3-14 - Diferencial da atividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em NT, BTE e BTN**



### 3.3 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam um aumento de cerca de 110 milhões de euros (Figura 3-15).

**Figura 3-15 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS**



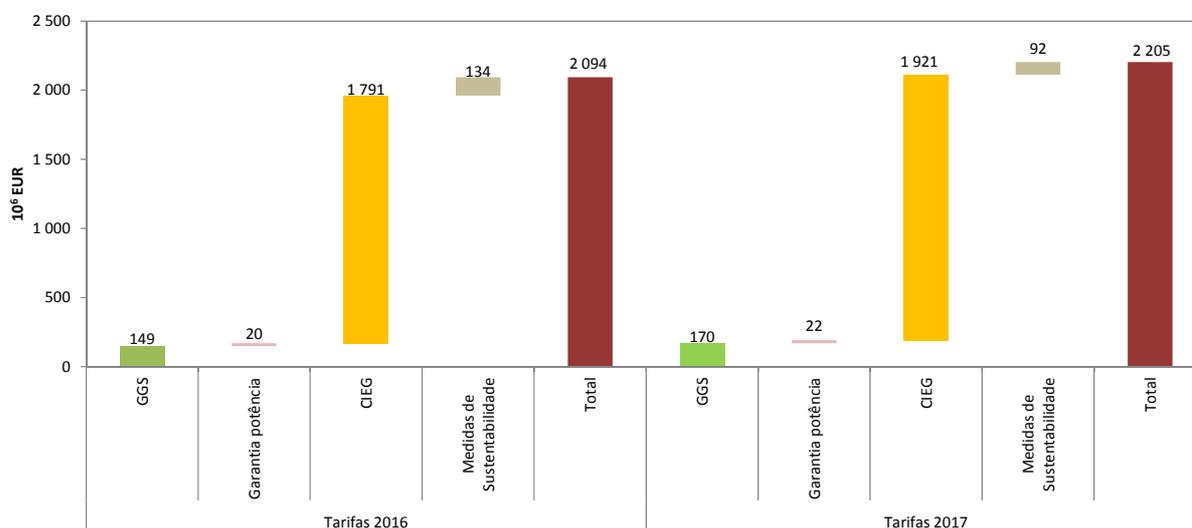
Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma de várias componentes: (i) custos com a gestão do sistema; (ii) Custos com a garantia de potência; (iii) custos de interesse económico geral;

(iv) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo de medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária e (v) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo do Decreto-Lei n.º165/2008, de 21 de agosto.

As medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária incluem a parcela relativa à estabilidade tarifária, o diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em NT (MAT, AT e MT) e BTE e o sobreprovento associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes nos níveis de tensão mencionados.

A Figura 3-16 permite analisar a evolução destas componentes de 2016 para 2017 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS.

**Figura 3-16 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente**



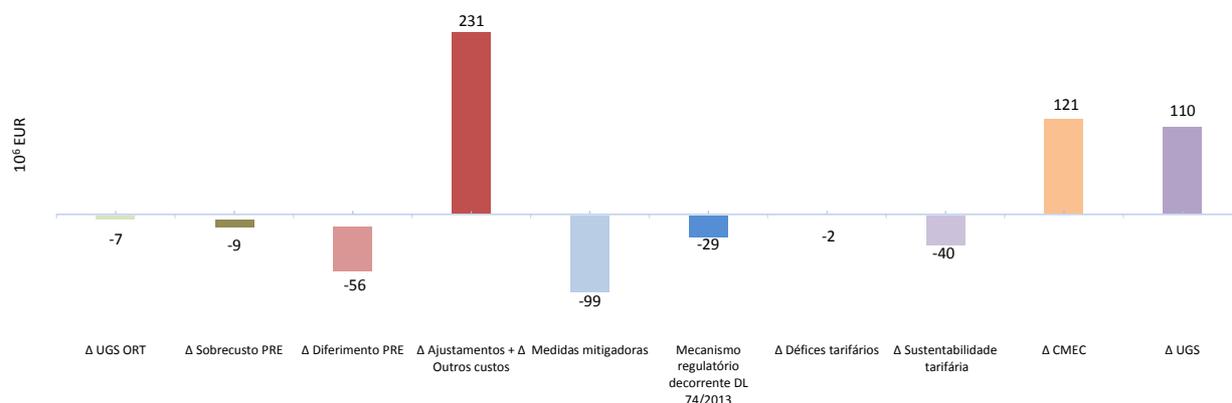
A Figura 3-16 permite verificar que entre tarifas de 2016 e 2017 os proveitos a recuperar pela UGS aumentaram cerca de 110 milhões de euros. Este aumento deve-se essencialmente ao acréscimo ocorrido ao nível dos CIEG, em cerca de 130 milhões de euros e dos custos da GGS em 20 milhões de euros. Em sentido contrário, os custos das medidas de sustentabilidade baixaram 42 milhões de euros.

### 3.3.1 PRINCIPAIS RUBRICAS EXPLICATIVAS DA VARIAÇÃO DA UGS

Neste ponto, é apresentada a variação da atividade de UGS, decompondo-a por componentes. A análise mais detalhada das principais componentes desta atividade, designadamente das componentes associadas aos custos de interesse económico geral e estabilidade tarifária, é efetuada nos pontos seguintes do presente documento.

A Figura 3-17 desagrega a variação da UGS de 2016 para 2017, de 110 milhões de euros (última barra da direita), pelas suas diferentes parcelas:

- O efeito da redução de proveitos do operador da rede de transporte, no valor de 7 milhões de euros, resulta das seguintes parcelas:
  - Redução dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 33 milhões de euros
  - Aumento dos custos de gestão do sistema em 20 milhões de euros;
  - Aumento dos outros CIEG do ORT, em 4 milhões de euros;
  - Aumento da garantia de potência de cerca de 2 milhões de euros.
- O efeito da redução do diferencial do custo com a aquisição à PRE do ano de cerca de 9 milhões de euros;
- Variação da parcela diferida no âmbito do mecanismo de alisamento quinquenal do diferencial do custo com a aquisição à PRE, no valor de - 56 milhões de euros;
- Variação dos ajustamentos e de outros custos associados ao diferencial do custo com a aquisição à PRE e de desvios de faturação por aplicação da tarifa de UGS em +231 milhões de euros;
- Medidas mitigadoras com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor, no montante de -99 milhões de euros;
- Mecanismo regulatório decorrente do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, em cerca de -29 milhões de euros;
- O efeito dos défices tarifários em -2 milhões de euros;
- O efeito da sustentabilidade tarifária no valor de -40 milhões de euros resulta das seguintes parcelas:
  - O efeito dos ajustamentos da CVEE, em cerca de -33 milhões de euros:
  - Efeitos do processo de extinção de tarifas para níveis de tensão de MAT, AT, MT e BTE:
    - Variação do diferencial entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização, no valor de -6 milhões de euros;
    - Variação do sobreproveito pela aplicação das tarifas transitórias, no valor de -0,2 milhões de euros.
- A variação dos CMEC em cerca de 121 milhões de euros.

**Figura 3-17 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS**

### 3.3.2 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Os custos de gestão do sistema aumentaram em 14%, relativamente aos valores aceites para tarifas 2016. Para esta variação contribuiu o aumento dos ajustamentos referentes a anos anteriores que passaram de 18 milhões de euros a recuperar pela empresa, para 28 milhões de euros a recuperar pela empresa em 2017, bem como o acréscimo ocorrido ao nível dos custos da interruptibilidade (cerca de 9,5 milhões de euros). A evolução desta rubrica de custos é analisada em detalhe no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2017”.

### 3.3.3 INTERRUPTIBILIDADE

Para o ano de 2017 foi considerado um montante de 112,0 milhões de euros, relativo aos custos com o serviço de interruptibilidade prestado pelas instalações de consumo ao abrigo da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, alterada pela Portarias n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, pela Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, e pela Portaria n.º 221/2015, de 24 de julho. Este montante decompõe-se nas seguintes parcelas:

- 78,5 milhões de euros, correspondente à previsão para os custos com o serviço de interruptibilidade em 2017, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013;
- 33,5 milhões de euros, relativos à variação do custo com o serviço de interruptibilidade associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, composto pelas seguintes parcelas:
  - 29,8 milhões de euros de estimativa para a variação do custo com o serviço de interruptibilidade, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, prestado no ano de 2016, que inclui 706 milhares de euros de encargos financeiros, determinados por aplicação da taxa definida no número 2 do artigo 12.º-A da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, com a redação dada pela Portaria n.º 215-A/2013;

- 3,7 milhões de euros, a devolver à empresa, referentes à diferença entre a estimativa da variação do custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2015, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2016 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas de 2015.

### 3.3.4 TAXA DE REMUNERAÇÃO DOS TERRENOS DE DOMÍNIO PÚBLICO HÍDRICO

A Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 542/2010, de 21 de julho, deixando a taxa de ser calculada com base na taxa *mid-swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, passando, desde 2014, a ser calculada com base na fórmula definida na referida portaria.

O Quadro 3-8 apresenta a evolução da remuneração dos terrenos situados no domínio público hídrico que se mantém na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT).

**Quadro 3-8 - Remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico**

	1999 a 2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Parcela associada aos terrenos de domínio público hídrico															
Remuneração dos terrenos		24 076	19 848	16 611	14 609	8 659	10 054	-1 331	12 728	9 460	8 054	157	268	256	244
Taxa de remuneração	6,50%	5,50%	4,80%	4,27%	3,90%	2,40%	2,90%	-0,40%	3,99%	3,09%	2,75%	0,06%	0,10%	0,10%	0,10%
		SWAP	SWAP	SWAP	SWAP/IPC <sub>set</sub>	IPC <sub>set</sub>	IPC <sub>set</sub>	IPC <sub>set</sub>	MID-SWAP	MID-SWAP	MID-SWAP	Portaria n.º 301-A/2013	Portaria n.º 301-A/2013	Portaria n.º 301-A/2013	Portaria n.º 301-A/2013

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

A taxa aplicada para 2017 é igual à taxa aplicada no ano anterior.

### 3.3.5 CUSTOS COM GARANTIA DE POTÊNCIA

O incentivo à garantia de potência, subjacente ao cálculo tarifário para 2017, é estabelecido pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, na qual existem as modalidades de incentivo à disponibilidade, que visa promover a maximização da disponibilidade dos centros electroprodutores térmicos, e de incentivo ao investimento, que se destina a apoiar a realização no território de Portugal continental de novos investimentos em aproveitamentos hidroelétricos, mediante a atribuição de uma compensação durante os primeiros anos de exploração.

O período de atribuição destes incentivos é de 10 anos após o início de exploração para os centrais hidroelétricas, enquanto para as centrais termoelétricas a atribuição do incentivo à disponibilidade vigora<sup>24</sup> até à cessação da licença de exploração.

Nos termos do artigo 16.º da Portaria acima mencionada, os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência carecem de aprovação pelo membro do Governo responsável pela área de energia, na sequência de proposta do Diretor-Geral de Energia e Geologia, previamente submetida a parecer da ERSE. Adicionalmente, o presente quadro legislativo prevê que os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência sejam pagos pela entidade responsável pela gestão técnica global do SEN, aos centros electroprodutores, no ano civil seguinte àquele a que se reportam.

Assim, no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema referentes ao ano de 2017 foram incluídos os montantes do incentivo ao investimento e do incentivo à disponibilidade respeitantes ao ano de 2016, acrescidos de juros<sup>25</sup>, que foram homologados pelo membro do Governo responsável pela área de energia. O Quadro 3-9 apresenta o impacte em proveitos dos incentivos acima mencionados, desagregados por centro electroprodutor.

**Quadro 3-9 - Montantes dos incentivos à garantia de potência de 2016 e respetiva repercussão nos proveitos permitidos de 2017**

Centro Electroprodutor	Modalidade	Montante do incentivo 10 <sup>3</sup> EUR	Juros para repercussão T2017 10 <sup>3</sup> EUR	Pagamentos às centrais em 2017 10 <sup>3</sup> EUR
Ciclo Combinado Pego	Disp.	5 022,0	36,2	5 058,2
Termoelétrica do Ribatejo	Disp.	7 013,0	50,6	7 063,6
Ciclo Combinado Lares	Disp.	4 399,6	31,7	4 431,3
Alqueva II (reforço potência)	Invest.	2 811,6	20,3	2 831,9
Baixo Sabor (jusante)	Invest.	813,1	5,9	819,0
Ribeiradio-Ermida	Invest.	1 725,6	12,4	1 738,0
<b>TOTAL</b>		<b>21 784,8</b>	<b>157,2</b>	<b>21 942,0</b>
<b>Incentivo à Disponibilidade</b>		16 434,5	118,6	16 553,1
<b>Incentivo ao Investimento</b>		5 350,3	38,6	5 388,9

<sup>24</sup> O incentivo à disponibilidade aplicável a centrais térmicas produziu efeitos no ano civil seguinte ao da data de cessação do Programa de Assistência Financeira a Portugal, ou seja em 2015.

<sup>25</sup> De acordo com o artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012, os pagamentos são acrescidos de juros calculados à taxa de juro EURIBOR a 12 meses e *spread* usados nos ajustamentos do ano t-1, nos termos do Regulamento Tarifário.

### 3.3.6 CUSTOS COM A CONCESSIONÁRIA DA ZONA PILOTO

A Enondas – Energia das Ondas, S.A., foi constituída para a exploração das águas territoriais Portuguesas em Zona Piloto destinada à produção de energia das ondas, nos termos do Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, com as alterações que lhe foram introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro.

De acordo com o n.º 2 da cláusula 17.ª do contrato de concessão aprovado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 17 de junho, é reconhecida à Enondas o direito a:

- Recuperação, numa base anual, no ano subsequente ao ano em causa, através dos custos de uso global do sistema elétrico nacional, dos custos com capital designadamente:
  - Remuneração do ativo afeto não financiado por subsídios, durante o período de amortização do mesmo, líquido de amortizações e subsídios, de acordo com uma taxa equivalente à taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos aplicada ao custo de capital para novos investimentos afetos à atividade de transporte de energia elétrica, nos termos estabelecidos no regulamento tarifário, publicado pela ERSE;
  - As amortizações anuais do ativo bruto afeto à Concessão;
- Recuperação, numa base anual, no ano subsequente ao ano em causa, dos custos de manutenção das infraestruturas comuns da Zona Piloto, dos custos decorrentes de seguros de responsabilidade civil ou de outros seguros para cobertura dos riscos afetos a estas infraestruturas e das taxas devidas pela exploração da Zona Piloto.

O n.º 3 da cláusula 17.ª do contrato de concessão estabelece que todos os demais custos são suportados pela Concessionária e cobertos através das receitas da Concessão.

Para tarifas de 2017 o montante considerado em proveitos é de 406 milhares de euros.

### 3.3.7 MECANISMO DA CORREÇÃO DE HIDRAULICIDADE

De acordo com o Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, que aprova o novo mecanismo de correção de hidraulicidade e que revoga o Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de setembro, o nível máximo de referência com base no saldo da conta a 31 de dezembro de 2009, deduzido dos montantes respeitantes a 2008 que ainda não tinham sido transferidos para a entidade concessionária da RND, corresponde a 70 992 milhares de euros.

Anualmente, aquele montante será reduzido por um valor mínimo igual ao sétimo do valor definido para o valor máximo de referência em 2009.

Segundo o Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, o mecanismo de correção de hidraulicidade cessou no final de 2016, pelo que em tarifas de 2017 já não será considerado qualquer montante relativo a este mecanismo.

### 3.3.8 DESCONTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento do Estado para o ano de 2016, criou a tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis. Este regime legal prevê a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, o qual é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sendo a ERSE ouvida neste processo.

De acordo com Despacho n.º 11946-A/2016, do Secretário de Estado da Energia, publicado no Diário da República, 2.ª série n.º 192/2016, de 06 de outubro, o desconto correspondente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2016 deve corresponder a um valor que permita um desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis.

O custo com a tarifa social previsto para 2017, incluindo os valores do Continente (70 267 milhares de euros) e das Regiões Autónomas (RAA no valor de 1 591 milhares de euros e RAM no valor de 2 007 milhares de euros) são apresentados no quadro seguinte, bem como a repartição pelos centros electroprodutores definidos pelo artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro<sup>26</sup>, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento do Estado para o ano de 2016, na proporção da sua potência instalada.

---

<sup>26</sup> De acordo com o número 1 do artigo 4.º deste diploma, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada. Para este efeito entende-se por titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

**Quadro 3-10 - Tarifa social a pagar pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário**

	Tarifa Social 2017		
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	10 <sup>3</sup> EUR
<b>EDP Produção</b>	<b>9 438,0</b>	<b>75,4%</b>	<b>55 690,0</b>
Centrais com CMEC	3 769,8	30,1%	22 244,2
Centrais com GP	3 656,2	29,2%	21 573,7
Restantes centrais	2 012,0	16,1%	11 872,2
<b>Endesa</b>	<b>845,0</b>	<b>6,8%</b>	<b>4 986,2</b>
Centrais com GP	845,0	6,8%	4 986,2
<b>Tejo Energia</b>	<b>615,2</b>	<b>4,9%</b>	<b>3 630,1</b>
Centrais com CAE	615,2	4,9%	3 630,1
<b>Turbogás</b>	<b>1 057,1</b>	<b>8,4%</b>	<b>6 237,6</b>
Centrais com CAE	1 057,1	8,4%	6 237,6
<b>Hidroeléctrica Guadiana</b>	<b>507,4</b>	<b>4,1%</b>	<b>2 994,0</b>
Centrais com GP	257,4	2,1%	1 518,8
Restantes centrais	250,0	2,0%	1 475,2
<b>Pebble Hydro</b>	<b>33,2</b>	<b>0,3%</b>	<b>195,8</b>
Restantes centrais	33,2	0,3%	195,8
<b>EH Alto Tâmega e Barroso</b>	<b>11,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>69,7</b>
Restantes centrais	11,8	0,1%	69,7
<b>Município Ribeira de Pena</b>	<b>10,5</b>	<b>0,1%</b>	<b>61,9</b>
Restantes centrais	10,5	0,1%	61,9
<b>Total</b>	<b>12 518,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>73 865,3</b>
Centrais com CMEC	3 769,8	30,1%	22 244,2
Centrais com CAE	1 672,3	13,4%	9 867,7
Centrais com GP	4 758,6	38,0%	28 078,7
Restantes centrais	2 317,5	18,5%	13 674,6

Fonte: ERSE, REN

### 3.3.9 DIFERENCIAL POSITIVO OU NEGATIVO DEVIDO À EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS COM CONSUMOS EM NT (MAT, AT E MT), BTE E BTN E O SOBREPROVEITO ASSOCIADO À APLICAÇÃO DA TARIFA DE VENDA TRANSITÓRIA

O processo de extinção de tarifas reguladas tem implicações ao nível das tarifas de comercialização a aplicar aos clientes finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN.

O processo de extinção das tarifas reguladas assentou na publicação de alguma legislação-base, designadamente o Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, que estabeleceu o regime de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em BTN, e o Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, ambos na última redação do Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabeleceu o procedimento de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE. De acordo com a Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, a data para a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT, BTE e BTN foi fixada para 31 de dezembro de 2017. Devido ao processo de extinção de tarifas reguladas, e à consequente saída dos clientes para o mercado, as tarifas de comercialização não recuperam os proveitos permitidos previstos. Como tal, a ERSE aplicou o diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN, estabelecido legalmente, operando-se a recuperação destes proveitos através da tarifa de UGS.

Adicionalmente, e tal como definido na legislação em vigor, a tarifa transitória sofre agravamento percentual como forma de incentivar os clientes a escolher um comercializador em mercado, sendo o sobreproveito resultante repartido por todos os consumidores.

Deste modo, o diferencial resultante da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os níveis de tensão mencionados, bem como o sobreproveito resultante do mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador em mercado serão repercutidos nos restantes consumidores através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ORD. Em 2017 estes valores ascendem a 6 802 milhares<sup>27</sup> de euros e -4 480 milhares de euros, respetivamente.

---

<sup>27</sup> A decomposição deste valor por nível de tensão e por nível de proveitos permitidos pode ser observada na Figura 3-14.

## 3.3.10 CUSTOS COM A PRE

**DIFERIMENTO DOS DIFERENCIAIS DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL – (ALISAMENTO QUINQUENAL)**

Em 2011, através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do Artigo 73-A.º, foi introduzida uma nova possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos de 5 anos.

Recentemente o Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto veio alterar o regime de transferência intertemporal estabelecido e de acordo com o n.º 8 do Artigo 73-A.º, prolongando-se até 31 de dezembro de 2020 a sua aplicação.

Esta transferência intertemporal de proveitos é compensada por uma taxa de juro correspondente à taxa de remuneração, cuja metodologia é definida na Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, na redação da Portaria n.º 262-A/2016, de 10 de outubro.

O quadro seguinte apresenta o impacto do valor diferido referente a proveitos permitidos de 2017 e os respetivos juros no período quinquenal.

**Quadro 3-11 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2017**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

	Diferimento PRE					Total
	T2017	T2018	T2019	T2020	T2021	
<b>PRE <sup>1(1)</sup></b>						
anuidade	89 917	309 016	309 016	309 016	309 016	1 325 980
Amortização capital <sup>(2)</sup>	66 500	286 848	292 236	297 726	303 318	1 246 629
juros	23 417	22 168	16 779	11 290	5 698	79 351
valor a abater aos pp <sup>(3)</sup>	1 180 129					
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>-1 180 129</b>	<b>309 016</b>	<b>309 016</b>	<b>309 016</b>	<b>309 016</b>	<b>1 325 980</b>
<b>PRE <sup>2(4)</sup></b>						
anuidade	6 706	36 669	36 669	36 669	36 669	153 380
Amortização capital <sup>(2)</sup>	4 000	34 038	34 677	35 329	35 992	144 037
juros	2 706	2 630	1 991	1 340	676	9 343
valor a abater aos pp <sup>(3)</sup>	140 037					
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>-140 037</b>	<b>36 669</b>	<b>36 669</b>	<b>36 669</b>	<b>36 669</b>	<b>153 380</b>

Notas: PRE <sup>1(1)</sup> - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio  
Amortização capital <sup>(2)</sup> - Valor equivalente do SPRE a 1 de janeiro de 2017

Valor a abater aos pp <sup>(3)</sup> - Valor a 31 de dezembro de 2017

PRE <sup>2(4)</sup> - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Seguidamente, apresenta-se o quadro com o efeito acumulado dos diferimentos dos diferenciais de custo da PRE efetuados desde o cálculo de proveitos permitidos de 2013 até 2017 e respetivos juros no período

remanescente para a sua repercussão. O maior impacte dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE, relativos ao período compreendido entre 2013 e 2017, verificar-se-á nas tarifas de 2018.

**Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2013 a 2017 nos proveitos permitidos de 2017 a 2021**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

	Diferimento PRE				
	T2017	T2018	T2019	T2020	T2021
<b>PRE<sup>1 (1)</sup></b>					
anuidade	956 212	988 616	743 390	498 881	309 016
Amortização capital	863 494	928 858	711 229	483 431	303 318
juros	92 717	59 758	32 160	15 450	5 698
Alisamento quinquenal	-313 834	988 616	743 390	498 881	309 016
<b>PRE<sup>2 (2)</sup></b>					
anuidade	632 349	482 421	320 803	172 062	36 669
Amortização capital	581 017	455 072	308 593	167 756	35 992
juros	51 331	27 349	12 210	4 306	676
Alisamento quinquenal	485 606	482 421	320 803	172 062	36 669

Notas: PRE<sup>1 (1)</sup> - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio  
 PRE<sup>2 (2)</sup> - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

No documento “Proveitos Permitidos e ajustamentos para 2017 das empresas reguladas do setor elétrico” apresenta-se o detalhe relativo a este alisamento.

**MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE DO SEN COM IMPACTE NA PRE DECORRENTES DA LEGISLAÇÃO EM VIGOR**

Para os proveitos permitidos de 2017 foram consideradas medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no valor do diferencial de custo de aquisição de energia à PRE que é considerado no cálculo tarifário. Em particular foram deduzidos os seguintes montantes aos proveitos permitidos:

- Previsão das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa que revertem para o SEN, com o enquadramento legal estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, pelo Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, e pela Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro;
- Previsão da compensação anual dos produtores eólicos, destinada a contribuir para a sustentabilidade do SEN, resultante dos pagamentos destes produtores como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos para um período adicional além do inicial, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro.

- Medida de sustentabilidade destinada à dedução ao Sistema Elétrico Nacional dos montantes recebidos cumulativamente pelos centros electroprodutores que beneficiam de remunerações garantidas pelo fornecimento de energia entregue à rede produzida a partir de fontes de energia renováveis, nos termos da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro.

Em consonância com o estabelecido na Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro, que estabeleceu os procedimentos de repartição destas receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa, a previsão do montante que reverterá para o SEN em 2017 deverá rondar os 48 milhões de euros.

No que respeita à previsão da compensação anual dos produtores eólicos para a sustentabilidade do SEN, prevê-se um montante na ordem de 27 milhões de euros, no ano de 2017.

#### **MECANISMO REGULATÓRIO PARA ASSEGURAR O EQUILÍBRIO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE DECORRENTE DA APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013, DE 4 DE JUNHO**

Este diploma estabelece o regime legal para criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de interesse económico geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema.

Este diploma determina igualmente que os CIEG são suportados pelos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, sempre que se concluir que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados nem expectáveis para os produtores.

A ERSE prevê que, com a aplicação do mecanismo de regulação destinado a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho, se produza, em 2017, um valor de proveitos de, aproximadamente, 57 milhões de euros, de resto em linha com a informação previsional remetida pela empresa regulada para cálculo tarifário.

A Portaria n.º 225/2015 de 30 de Julho prevê a publicação em documentos tarifários de determinados parâmetros, com base nos quais é determinado o valor do pagamento a efetuar pelos centros electroprodutores abrangidos pela aplicação do disposto no Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho e

demais legislação que o complementa. Neste sentido, importa concretizar a melhor estimativa para os parâmetros  $Vem_t^{28}$ ,  $EIRe_t^{29}$ ,  $Vem_{t-1}^{30}$  e  $EIRe_{t-1}^{31}$ .

Os valores previstos para o ano de 2017 para cada um destes parâmetros com base na melhor informação disponível na presente data são os seguintes:

- $Vem_t$  – 26,8 milhões de euros;
- $EIRe_t$  – 13 737 GWh;
- $Vem_{t-1}$  – 2,6 milhões de euros; e
- $EIRe_{t-1}$  – 6,0 GWh.

A estimativa de  $EIRe_t$  inclui as centrais com CMEC durante o segundo semestre de 2017. Os valores dos eventos extramercado  $Vem$  são estimados com base na legislação aprovada à data da estimação.

Sem prejuízo de informação posterior que a atualize, são abrangidas pela aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho e demais legislação que o complementa, os seguintes centros electroprodutores:

- Central hidroelétrica da Agueira<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica do Alqueva;
- Central hidroelétrica do Alqueva 2;
- Central hidroelétrica do Alto Lindoso<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica do Alto Rabagão;
- Central hidroelétrica do Baixo Sabor Jusante;
- Central hidroelétrica do Baixo Sabor Montante;
- Central hidroelétrica de Belver;
- Central hidroelétrica da Bemposta;
- Central hidroelétrica da Bemposta 2;
- Central hidroelétrica da Bouçã;
- Central hidroelétrica da Bruceira;
- Central hidroelétrica do Cabril;
- Central hidroelétrica do Caldeirão<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica da Caniçada;
- Central hidroelétrica do Carrapatelo<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica do Castelo de Bode;

---

<sup>28</sup> Valor dos eventos extramercado suportados pelos centros electroprodutores abrangidos no ano t.

<sup>29</sup> Estimativa de energia injetada na rede líquida de bombagem no ano t pelos centros electroprodutores abrangidos.

<sup>30</sup> Valor dos desvios dos eventos extramercado no ano t-1 suportado pelos centros electroprodutores abrangidos.

<sup>31</sup> Estimativa de energia injetada na rede, líquida de bombagem no ano t-1, pelos centros electroprodutores abrangidos considerada nos documentos tarifários do regulador para o ano t-1.

- Central hidroelétrica de Crestuma<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica do Desterro;
- Central hidroelétrica de Foz Tua;
- Central hidroelétrica de Frades<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica de Frades 2;
- Central hidroelétrica do Fratel<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica do Lindoso;
- Central hidroelétrica de Miranda;
- Central hidroelétrica de Miranda 2;
- Central hidroelétrica da Paradela;
- Central hidroelétrica do Picote;
- Central hidroelétrica do Picote 2;
- Central hidroelétrica do Pocinho<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica de Ponte Jugais;
- Central hidroelétrica da Povia;
- Central hidroelétrica da Pracana<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica da Raiva<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica da Régua<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica de Ribeiradio;
- Central hidroelétrica do Sabugueiro;
- Central hidroelétrica do Salamonde;
- Central hidroelétrica do Salamonde 2;
- Central hidroelétrica de Santa Luzia;
- Central hidroelétrica do Tabuaço<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica do Torrão<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica do Touvedo<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica da Valeira<sup>32</sup>;
- Central hidroelétrica da Varosa;
- Central hidroelétrica da Velada;
- Central hidroelétrica da Venda Nova;
- Central hidroelétrica de Vila Cova;
- Central hidroelétrica de Vilarinho das Furnas<sup>32</sup>;
- Central termoelétrica de Lares (CCGT);
- Central termoelétrica do Pego (CCGT);
- Central termoelétrica do Ribatejo (CCGT);

- Central termoelétrica de Sines<sup>32</sup>;

Os valores relativos a este mecanismo regulatório incluídos em 2016 estimam-se em cerca de 28 milhões de euros.

Estas medidas terão impacto na tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição e serão integralmente deduzidos ao sobrecusto da PRE<sup>1 33</sup>.

### 3.3.11 CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E CUSTOS DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Seguidamente, analisa-se, em mais detalhe a evolução das principais componentes que integram os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) associados à produção de energia elétrica e os custos de sustentabilidade de mercados. Estas rubricas de custos têm em comum o facto de não serem diretamente reguladas pela ERSE, por dependerem do quadro legal, no caso dos CIEG, e por evoluírem com os preços de energia elétrica definidos no mercado grossista em ambos os casos. Deste modo, a inclusão destes custos nos proveitos permitidos é efetuada por *pass through*. O incremento destas rubricas de custos ao longo do tempo justifica a análise mais detalhada de algumas das suas principais componentes.

#### AJUSTAMENTOS AOS CUSTOS DE ENERGIA

Ao abrigo do Regulamento Tarifário do setor elétrico, os custos de energia elétrica considerados para cálculo das tarifas são ajustados, a título provisório ao fim de um ano, e a título definitivo ao fim de dois anos, para efeitos de estabilidade tarifária. Assim, as tarifas para 2017 incluem o ajustamento definitivo, referente ao ano de 2015, dos custos com a produção de energia elétrica (excluindo PRE) e do diferencial do custo com a aquisição a produtores em regime especial (SPRE) e os ajustamentos provisórios destas duas componentes referentes ao ano de 2016.

No cálculo dos montantes a afetar para efeitos de estabilidade tarifária, consideram-se custos com produção de energia elétrica: (i) as aquisições no mercado organizado pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), (ii) o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores cujos contratos de aquisição de energia elétrica não cessaram (diferencial de custo CAE) e (iii) os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Registe-se que as duas últimas rubricas de custo são CIEG.

Os ajustamentos a efetuar ao valor dos CMEC resultam de alterações nos parâmetros iniciais (produção, preço de mercado, custo dos combustíveis, etc.) face aos valores verificados, isto é, a revisibilidade anual

---

<sup>32</sup> A partir de 1 de julho de 2016.

<sup>33</sup> PRE<sup>1</sup> - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

a qual se repercute nas tarifas do ano seguinte a título provisório desde janeiro, e a título definitivo, após despacho do Ministro da Economia e Inovação.

O Quadro 3-13 sintetiza os ajustamentos de 2015 e 2016 que foram considerados no cálculo tarifário para 2017.

**Quadro 3-13 - Ajustamentos de 2015 e 2016 a repercutir em tarifas**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	Ajustamento 2015	Ajustamento 2016	Total
Valor a recuperar pela Tarifa de energia	20	-64	-44
Valor a recuperar pela Tarifa UGS	198	-41	157
CMEC+SCAE	181	103	284
SPRE	17	-144	-127
<b>Ajustamento total</b>	<b>218</b>	<b>-105</b>	<b>113</b>

Nota: <sup>(1)</sup> Parte significativa do valor de SPRE a recuperar é alisado no quadro da legislação em vigor, sendo por isso recuperado nas futuras tarifas de UGS

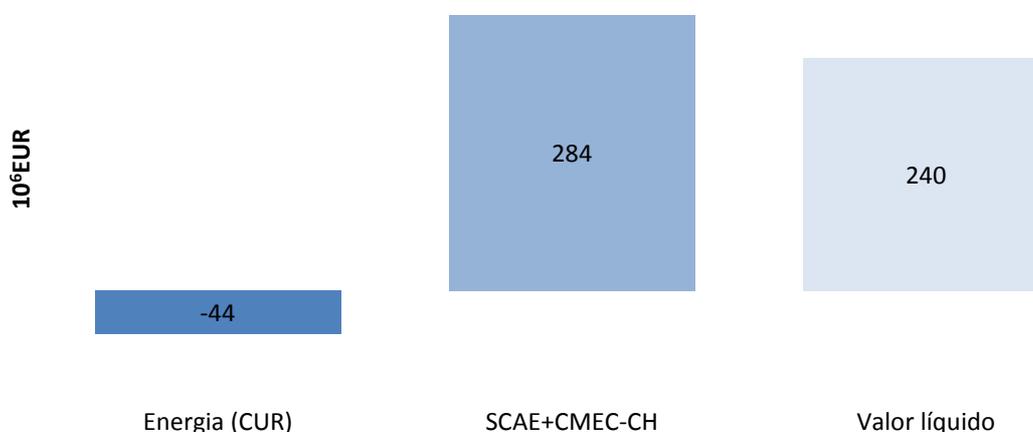
Em 2015, o custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema no mercado organizado situou-se abaixo do valor considerado em tarifas de 2015. Contudo, no ajustamento provisório efetuado em tarifas de 2016, já havia sido devolvido um valor superior ao ajustamento real. Desta forma, o desvio em 2017 líquido de ajustamentos provisórios foi de cerca de 20 milhões de euros.

Em 2016, a redução do custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema, face ao considerado para tarifas 2016, gerou um desvio de cerca de -64 milhões de euros.

Assim, o montante de desvios dos custos de energia elétrica do CUR, referentes aos anos de 2015 e 2016 ascende a 44 milhões de euros a recuperar pelos clientes.

Os ajustamentos relativos ao diferencial de custo CAE e aos CMEC totalizam cerca de 284 milhões de euros a pagar pelos clientes.

O saldo líquido do efeito das oscilações de preços nos pagamentos efetuados aos produtores de energia, excluindo o sobrecusto da PRE totalizam o montante de 240 milhões de euros, valor a pagar pelos clientes, conforme mostra a Figura 3-18.

**Figura 3-18 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia****CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Uma parte importante dos CIEG está relacionada com garantias dadas a produtores de energia elétrica, designadamente à produção em regime especial (PRE), aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e ao incentivo à garantia de potência. Na Figura 3-19 são apresentados estes custos por unidade prevista produzir em 2017<sup>34</sup> pelas respetivas instalações beneficiárias nos mecanismos acima identificados.

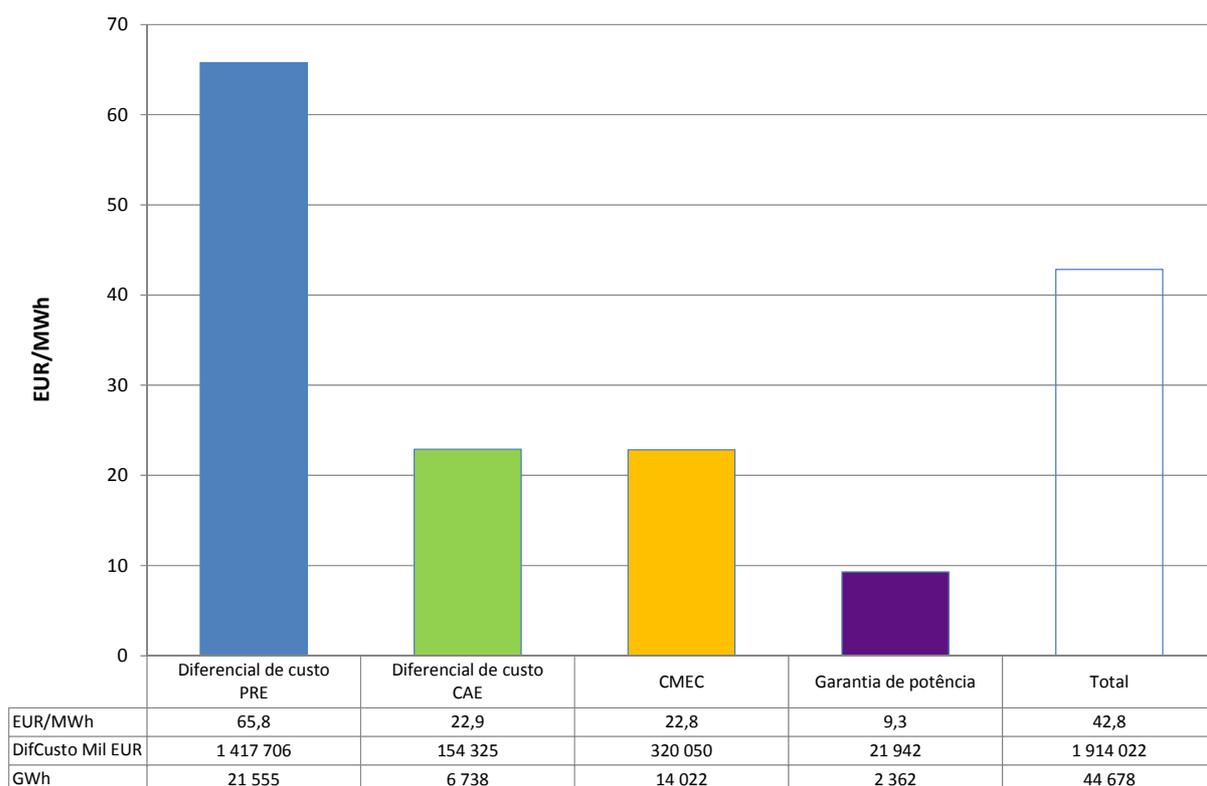
Refira-se que, para esta análise não foram considerados:

- i) O diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, determinado pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no 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;
- ii) As medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor, que têm impacto no diferencial de custo da PRE, nomeadamente, a dedução aos montantes de proveitos permitidos da compensação anual dos produtores eólicos, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, e das receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de que revertem para o SEN;

<sup>34</sup> a) PRE e centrais da Tejo Energia e da Turbogás consideraram-se as produções implícitas no cálculo tarifário de 2017; b) Centrais com CMEC considerou-se a produção respeitante ao ano de 2017 constante no cálculo do valor inicial dos CMEC realizado em 2007; c) Centrais com Incentivo à Garantia de Potência considerou-se um fator de utilização da potência instalada correspondente à média dos últimos 3 anos.

- iii) O mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- iv) Medida de sustentabilidade destinada à dedução ao Sistema Elétrico Nacional dos montantes recebidos cumulativamente pelos centros electroprodutores que beneficiam de remunerações garantidas pelo fornecimento de energia entregue à rede produzida a partir de fontes de energia renováveis, nos termos da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro.

**Figura 3-19 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida**



Nota: O diferencial de custo apresentado para cada segmento de produtores inclui os ajustamentos de anos anteriores, mas não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2017.

Assim, no que diz respeito à PRE, os valores apresentados correspondem ao total do diferencial de custo implícito nas tarifas de 2017, nomeadamente, o resultante da aquisição da produção previsível para 2017 e dos ajustamentos relativos aos anos de 2015 (t-2) e 2016 (t-1). As quantidades consideradas neste exercício para determinar o valor unitário foram as produções da PRE implícitas no cálculo tarifário de 2017.

O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se nas previsões de produção para 2017 e respetivos custos associados às centrais da Tejo Energia e da Turbogás, assim como os ajustamentos desta rubrica de custos relativos aos anos de 2015 (t-2) e 2016 (t-1). O sobrecusto CAE apresentado na figura acima corresponde ao valor repercutido nas tarifas de 2017, sendo o valor unitário determinado pelo quociente deste valor pela soma das produções das duas centrais em causa que se preveem esse ano.

Quanto ao sobrecusto dos CMEC, este integra todos os custos associados a este mecanismo que são incorporados nas tarifas de 2017, designadamente os custos com as parcelas fixa e de alisamento e os respetivos ajustamentos de faturação. Nas tarifas de 2017 está também repercutido o primeiro pagamento do ajustamento anual dos CMEC de 2012, diferido para 2017 e 2018 nos termos do Decreto-Lei n.º 32/2014, de 28 de fevereiro. A produção considerada para o cálculo do sobrecusto unitário é a produção para 2017 das centrais abrangidas por este mecanismo, que foi prevista no cálculo do valor inicial dos CMEC realizado em 2007.

O sobrecusto do incentivo à garantia de potência por unidade de energia entregue ao sistema elétrico pelas centrais abrangidas pelas disposições da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, é uma função inversa das horas de funcionamento destas centrais, dado que este incentivo é pago tendo como referência a potência instalada das centrais abrangidas por esse diploma e não a energia produzida pelas mesmas. Com o atual quadro legal, a repercussão tarifária dos montantes deste incentivo é efetuada no ano seguinte ao ano a que diz respeito, acrescida de juros. Os montantes dos incentivos à garantia de potência repercutidos nas tarifas de 2017 são os apresentados no Quadro 3-9. Neste exercício, para efeito de cálculo do valor unitário, considerou-se que as centrais que receberão estes montantes terão em 2017 um fator de utilização da potência instalada correspondente à média verificada nos últimos 3 anos. Para os aproveitamentos hidroelétricos que entraram mais recentemente em exploração (Baixo Sabor (jusante), Ribeiradio-Ermida) assumiu-se 1200h de utilização da potência instalada para efeito de cálculo do valor unitário do incentivo à garantia de potência apresentado na Figura 3-19.

Refira-se que a evolução destas rubricas de custos evidencia alguma interdependência. Enquanto a produção em regime especial tem garantia de compra pelo comercializador de último recurso (CUR) a um preço fixado administrativamente, a produção em regime ordinário é ofertada no mercado grossista, não sendo garantida a sua venda.

Adicionalmente, o excedente das aquisições de PRE pelo CUR, face às necessidades da sua carteira de clientes, é colocada no mercado grossista a preços que garantem a sua venda, podendo reduzir a procura em mercado que é satisfeita pelos produtores em regime ordinário e, simultaneamente, originando a redução dos preços no mercado.

Conclui-se assim que o aumento da produção em regime especial torna menos competitiva a energia dos produtores em regime ordinário e, conseqüentemente, tenderá a aumentar o sobrecusto unitário destes produtores.

A Figura 3-19 apresenta igualmente o valor médio do diferencial de custo unitário do conjunto das instalações abrangidas pelos CIEG que se prevê através desta análise para o ano de 2017, que ascende a 42,8 €/MWh.

Esta análise mostra que grande parte da produção de energia elétrica em Portugal continental tem um custo real superior ao verificado no mercado *spot*, traduzindo-se num diferencial de custo que é transferido

para os consumidores através das tarifas. Para o consumidor de energia elétrica, o custo de produção implícito no preço da energia elétrica fornecida corresponde ao preço da energia adquirida no mercado grossista (*spot*, contratos bilaterais, mercado de futuros, etc.), adicionado dos custos unitários dos CIEG associados à produção de energia elétrica. No caso do consumidor regulado prevê-se, com base nos pressupostos enunciados, que para 2017 este custo corresponda a 93,7 €/MWh, isto é, à soma do custo médio unitário de aquisição do CUR, no valor de 50,9 €/MWh, acrescido do sobrecusto unitário associado à produção com CIEG, no valor de 42,8 €/MWh.

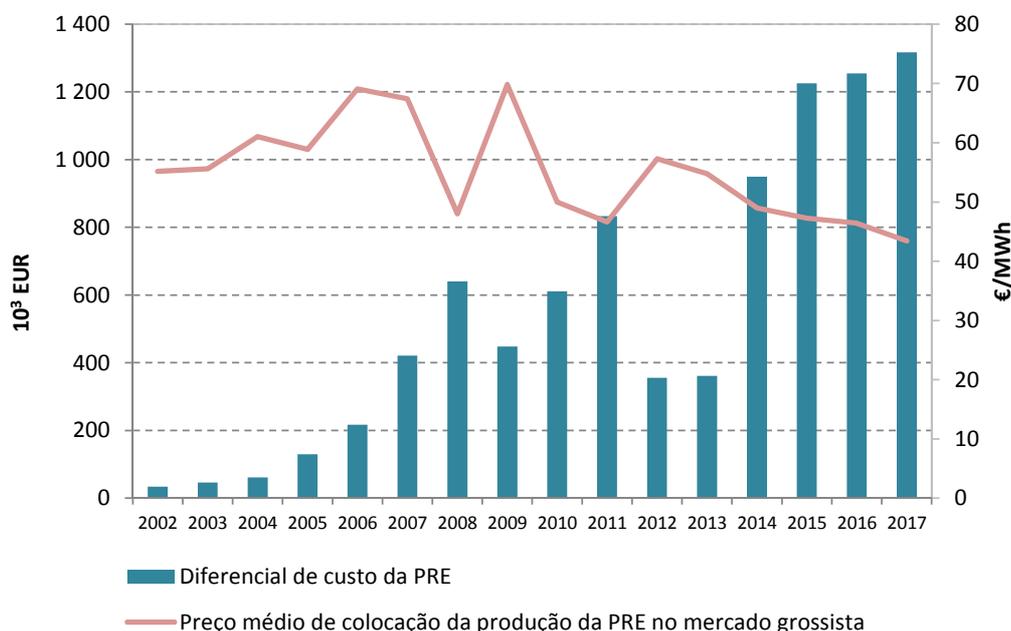
### **EVOLUÇÃO DO DIFERENCIAL DE CUSTO DA PRE**

Pela sua importância no conjunto dos custos, analisa-se com mais detalhe o diferencial de custo da produção em regime especial (PRE). O valor unitário do diferencial de custo com a aquisição da PRE resulta da diferença entre o preço médio de aquisição de energia elétrica aos produtores em regime especial, o qual decorre da legislação que define o regime remuneratório destes produtores, e o preço médio a que o CUR coloca esta produção no mercado grossista<sup>35</sup>. A inclusão desta última variável nas figuras seguintes visa evidenciar a relação inversa entre o diferencial de custo da PRE e o preço de referência usado para o determinar.

Na Figura 3-20 apresenta-se a evolução do diferencial de custo com a aquisição a produtores em regime especial no período de 2002 a 2017, previstos recuperar pelas tarifas do ano. A partir de 2012 estes valores incluem os montantes deduzidos no âmbito do mecanismo de alisamento estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto. No mesmo gráfico é apresentado o custo médio de aquisição do CUR, que é recuperado pela tarifa de Energia.

---

<sup>35</sup> Até 1 de julho de 2007 foi utilizado no cálculo do diferencial de custo da PRE o custo equivalente de aquisição de energia elétrica no Sistema Elétrico Público (tarifa de Energia e Potência e tarifa de Uso da Rede de Transporte). Após esta data, foi considerado como referência para cálculo do sobrecusto da PRE, o custo médio unitário de aquisição do CUR em mercado. A partir de 2012, com a separação da atividade de CVEE do CUR em função CVEE FC e de CVEE PRE, o diferencial de custo da PRE passou a determinar-se pela diferença entre o custo de aquisição da PRE à tarifa administrativa e a receita da venda desta produção no mercado grossista, deduzida de outros custos da função CVEE PRE.

**Figura 3-20 - Evolução do diferencial de custo PRE (valores previstos recuperar pelas tarifas)**

Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR

Tal como referido, a grande redução do valor do diferencial de custo da PRE que se observa no cálculo tarifário do ano 2012 deveu-se essencialmente ao efeito do diferimento por aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto. No ano de 2013, além deste efeito, foram ainda introduzidas medidas de sustentabilidade do SEN com impacto no diferencial de custos da PRE, designadamente a dedução das receitas provenientes dos leilões de licenças CO<sub>2</sub> e a contribuição para a sustentabilidade do SEN dos PRE eólicos, no âmbito do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro. No ano de 2014 acresce ainda o mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013. De 2014 para 2015, o acréscimo significativo que se observa na Figura 3-20 nos valores considerados no cálculo tarifário, decorre principalmente das seguintes alterações:

- Efeito cumulativo do serviço da dívida relativo aos diferimentos do diferencial de custo da PRE de anos anteriores, levando a um alisamento significativamente inferior em T2015 face a T2014;
- Efeito dos ajustamentos de anos anteriores.

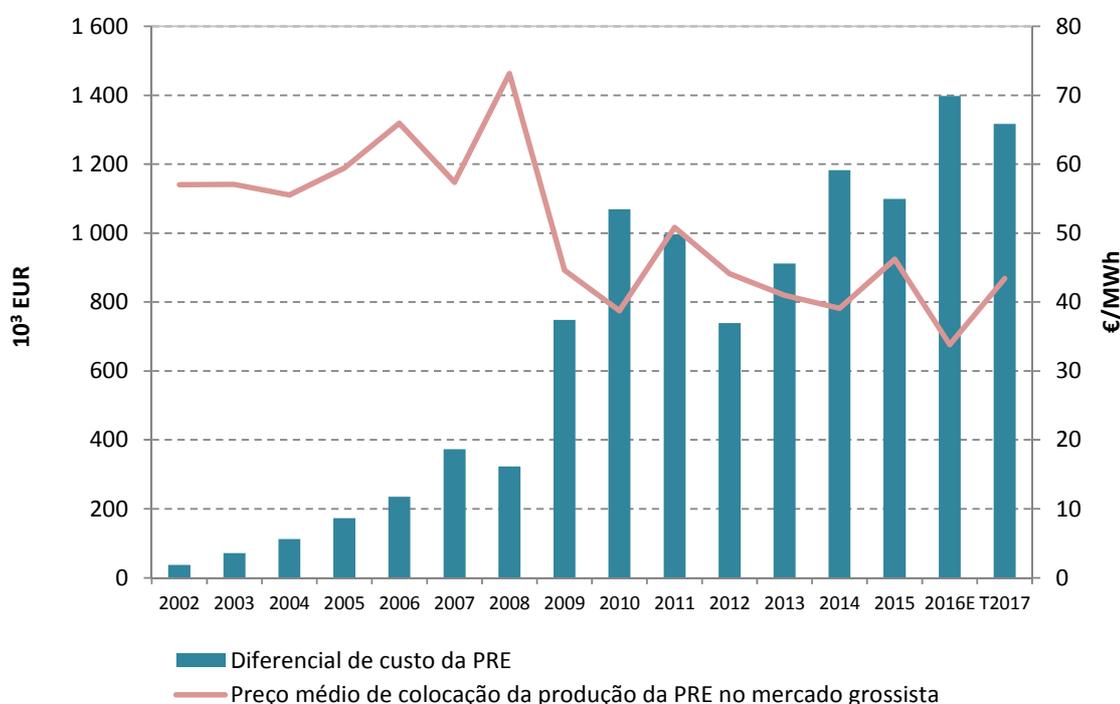
De 2016 para 2017 o ligeiro acréscimo deve-se principalmente à conjugação de efeitos contrários:

- Aumento dos montantes referentes a medidas de sustentabilidade e dos montantes associados ao mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, com efeito na diminuição do diferencial da PRE;

- Efeito cumulativo do serviço da dívida relativo aos diferimentos do diferencial de custo da PRE de anos anteriores, determinando em Tarifas 2017, um montante a abater superior face a Tarifas 2016;
- Efeito dos ajustamentos de anos anteriores, que acresce ao diferencial da PRE.

Na Figura 3-21 apresentam-se os valores efetivamente ocorridos, quer do diferencial de custo quer do valor de referência para a sua determinação. Sublinhe-se que estes valores incorporam, igualmente, os valores diferidos por aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.

**Figura 3-21 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas)**



Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR

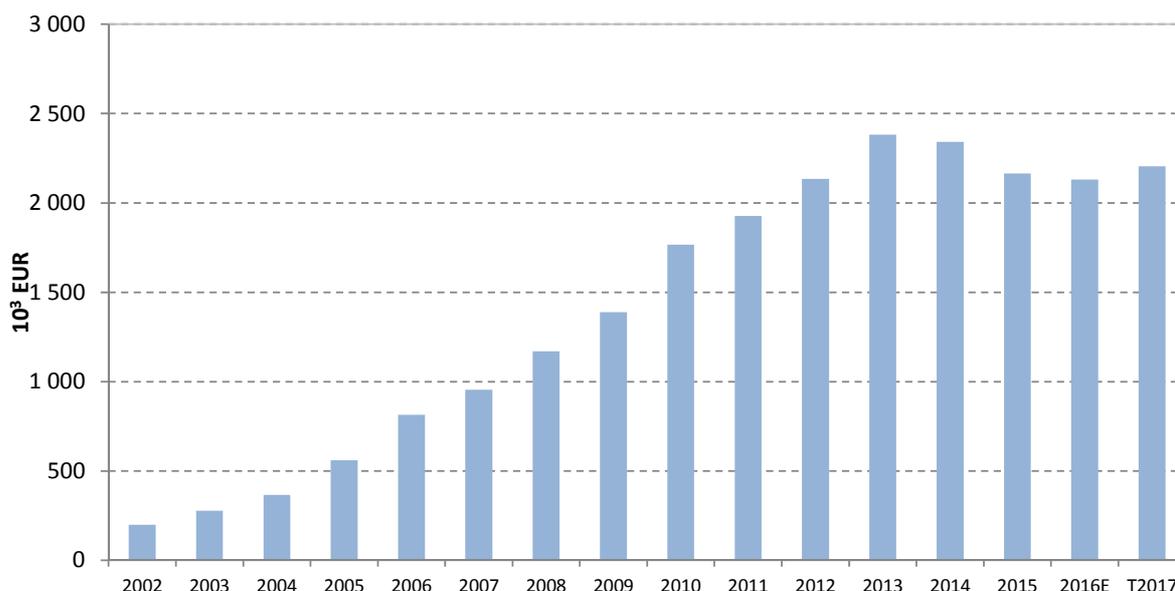
A diferença entre as duas figuras anteriores corresponde, maioritariamente, ao desvio entre a previsão e o valor ocorrido de quantidades e preços da PRE e do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE. A partir de 2013, com a inclusão de medidas de sustentabilidade do SEN com impacto no diferencial de custo da PRE, estas diferenças passaram a depender também dos desvios resultantes das previsões destas medidas.

Embora os valores do diferencial de custo apresentem as variações já mencionadas, o custo total com as aquisições a produtores em regime especial inverteu a sua tendência crescente a partir de 2013, conforme mostra a Figura 3-22. O custo total de 2014 tem em conta a elevada produção de origem eólica e hídrica verificada. No que se refere ao custo total de 2015, nas quantidades verificaram-se índices de

produtibilidade eólica e hídrica inferiores aos de 2014 e o custo unitário da PRE de 2015 foi inferior ao custo unitário de 2014, originando um custo total inferior ao de 2014.

Para 2016, estima-se uma certa estabilização do custo total com a aquisição a produtores em regime especial, sendo que para 2017 prevê-se um ligeiro aumento.

**Figura 3-22 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial**



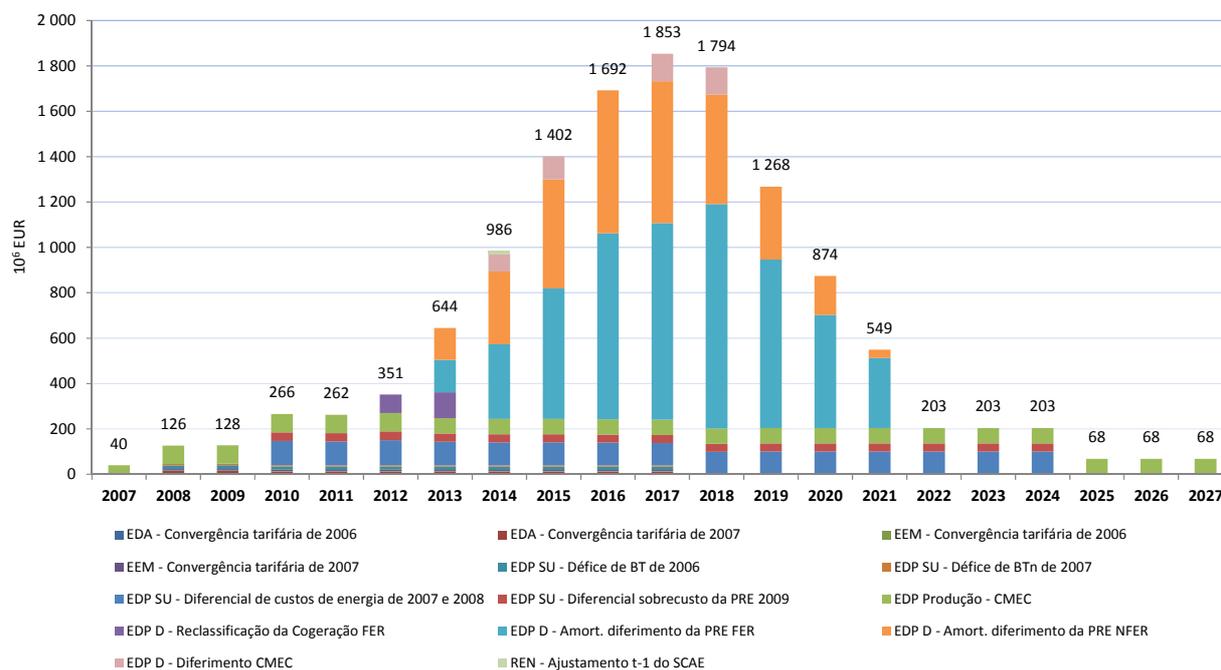
### 3.3.12 PROVEITOS A RECUPERAR PELA TARIFA UGS QUE DIZEM RESPEITO A ANOS ANTERIORES

Para além dos custos anuais e ajustamentos de anos anteriores, é necessário incorporar os valores que não foram incluídos nos proveitos do respetivo ano por terem sido diferidos, designadamente:

- Défices tarifários de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro;
- Diferencial dos custos de energia de 2007 e 2008 e do sobrecusto da PRE, ambos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto;
- Diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, determinado pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no 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.

A figura infra apresenta a evolução dos proveitos permitidos recuperados ou previstos recuperar em cada ano que foram adiados e que por isso, deveriam ter sido recuperados em anos anteriores.

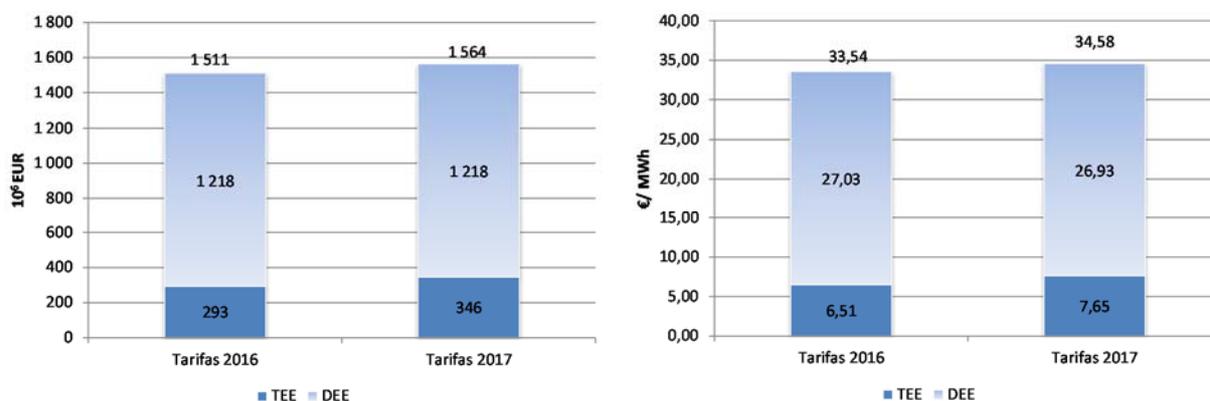
Figura 3-23 - Proveitos a recuperar



### 3.4 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Da análise da Figura 3-24 verifica-se que os proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica, previstos para tarifas de 2017, apresentam um acréscimo de 3,5%, sendo que por unidade distribuída os custos previstos aumentam 3,1%.

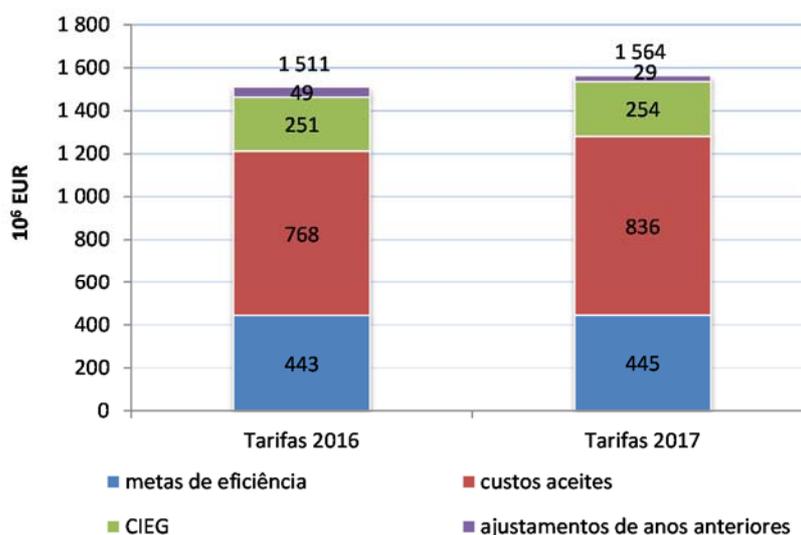
Figura 3-24 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição



Os custos destas atividades, relacionadas com infraestruturas de redes de energia, são, essencialmente, fixos, pelo que variações na evolução dos consumos refletem-se nos custos unitários a suportar pelos consumidores.

A análise da variação dos proveitos permitidos destas atividades pode ser efetuada tendo em conta os seguintes componentes: (i) custos sujeito a metas de eficiência impostas (inclui a aplicação do mecanismo de valorização de investimentos da RNT a custos de referência); (ii) custos não sujeitos a metas de eficiência; (iii) custos de interesse económico geral (que correspondem às rendas de concessão em BT pagas aos municípios) e (iv) ajustamentos de anos anteriores. O contributo de cada uma destas atividades pode ser analisado na Figura 3-25.

**Figura 3-25 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente**



Através da análise da figura anterior verifica-se um aumento da base de custos não sujeitos a metas de eficiência. Com um peso significativo nestes custos estão os custos, com capital das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica, que refletem o ligeiro aumento das taxas de remuneração decorrente da aplicação da metodologia de indexação, parcial, destas taxas à evolução das *yields* das obrigações de tesouro. Incluem-se também os custos com os planos de reestruturação de efetivos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

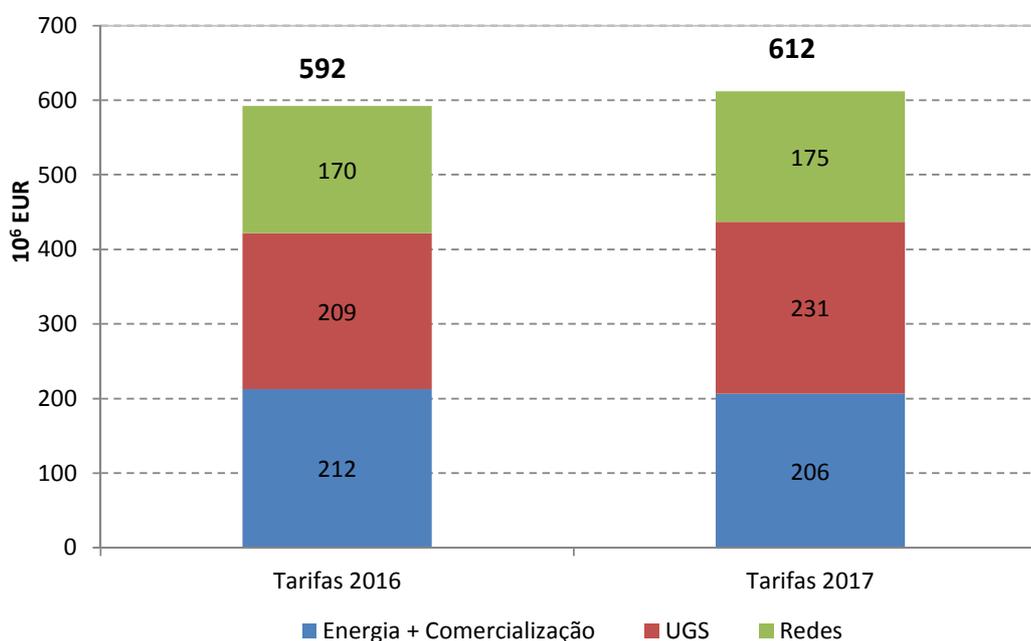
Refira-se que desde 2009 a base de ativos a remunerar na atividade de Transporte de Energia Elétrica incorpora a aplicação do mecanismo de valorização de investimentos da RNT a custos de referência.

### 3.5 PROVEITOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Os proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) do Comercializador de Último Recurso incluem os custos regulados com a energia e comercialização e os custos com o acesso às redes, no âmbito dos fornecimentos do Mercado Regulado.

Na figura seguinte, apresenta-se a variação dos proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais, de 2016 para 2017.

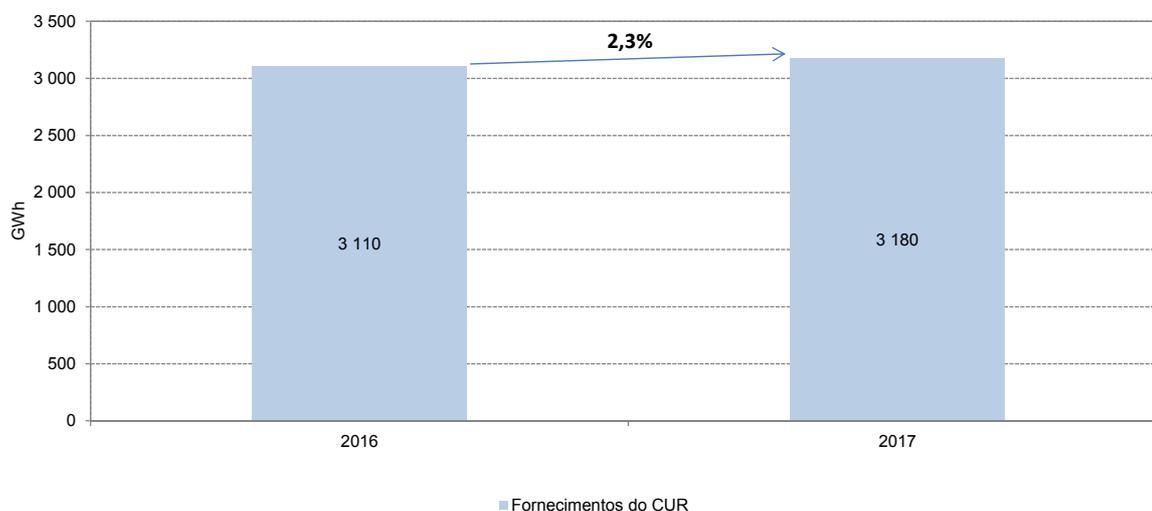
**Figura 3-26 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais**



A evolução do proveito unitário a recuperar pelas TVCF pode ser analisada decompondo-a entre o efeito da variação da estrutura de quantidades e a variação tarifária. Esta análise é efetuada no capítulo 7. Importa também analisar esta evolução noutras perspetivas, nomeadamente, na perspetiva da variação dos custos unitários por atividade e na ótica da repartição entre custos fixos e variáveis, sendo esta última efetuada na presente secção.

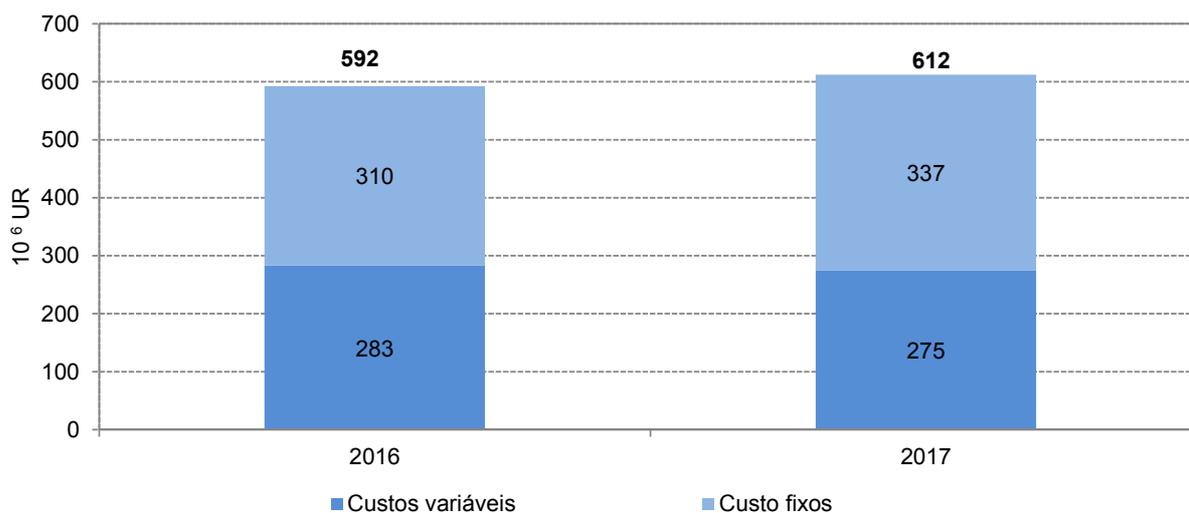
Importa sublinhar que o aumento do proveito unitário decorre em grande medida da alteração da carteira de clientes do CUR, com o reforço dos clientes em BTN, com impacto direto, por exemplo, no proveito unitário das redes.

A Figura 3-27 apresenta os valores dos fornecimentos do CUR, considerados pela ERSE nas tarifas de 2016 e nas tarifas para 2017.

**Figura 3-27 - Fornecimentos do CUR previstos em tarifas**

Os fornecimentos do CUR apresentam um acréscimo de 2,3% face ao previsto nas tarifas do ano anterior.

A Figura 3-28 apresenta a decomposição do nível global de proveitos totais a recuperar pelas TVCF de 2016 e de 2017, distinguindo-se entre custos fixos e custos variáveis associados com a evolução dos consumos.

**Figura 3-28 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis**

Consideram-se como custos variáveis todos os custos de energia, os custos de comercialização (com exceção dos ajustamentos referentes a 2015 e da parcela fixa dos proveitos da comercialização), os

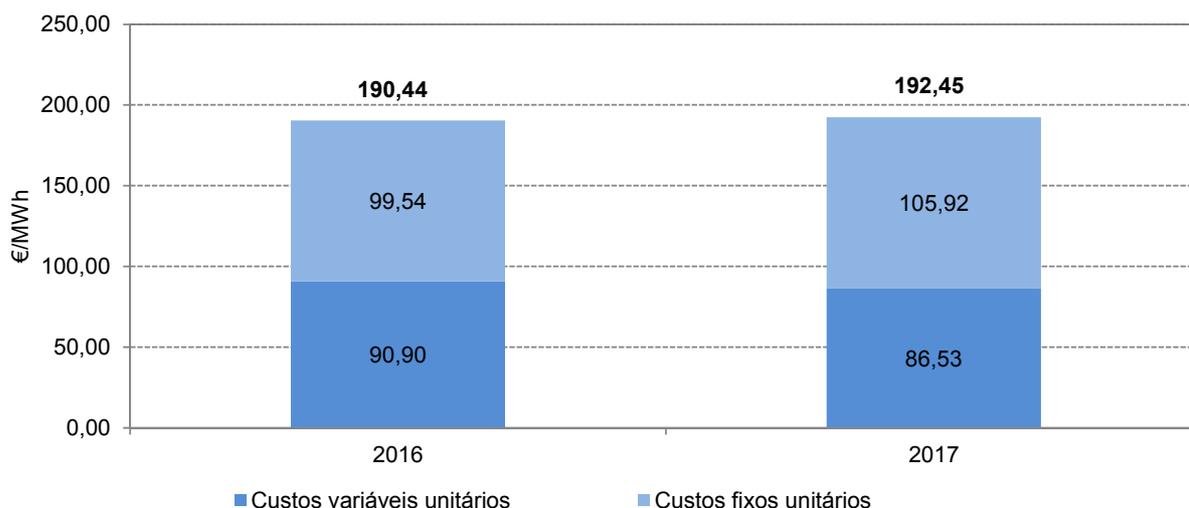
encargos com as rendas dos municípios e a componente variável dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição. Estas duas últimas parcelas são calculadas no âmbito dos fornecimentos do CUR.

Nos custos fixos são considerados os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema, os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso da Rede de Transporte, a componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, todos no âmbito dos fornecimentos do CUR, e ainda os ajustamentos referentes a 2015 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, bem como a parcela fixa dos proveitos da comercialização.

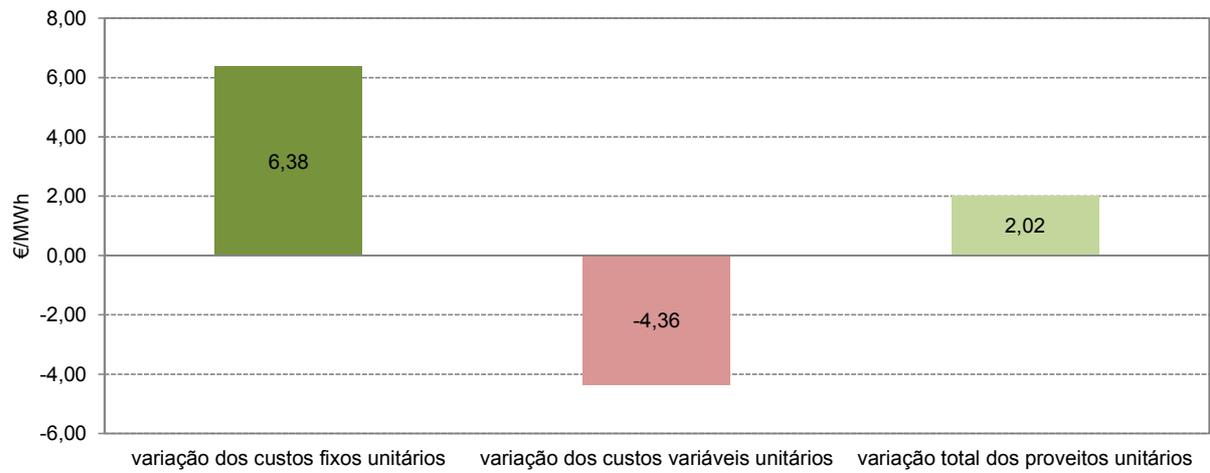
Observa-se que na atual proposta tarifária para 2017, a diferença entre o peso dos custos fixos e dos custos variáveis agravou-se.

A Figura 3-29 evidencia a evolução dos proveitos unitários da TVCF entre 2016 e 2017, por categoria de custo, fixo e variável.

**Figura 3-29 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF**



O acréscimo dos proveitos unitários de 2,02€/MWh pode ser decomposto em variação dos custos fixos unitários (6,38€/MWh) e em variação dos custos variáveis unitários (-4,36€/MWh), tal como se apresenta na Figura 3-30.

**Figura 3-30 - Decomposição da variação nos proveitos unitários**

## **4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2017**

### **4.1 TARIFAS**

O Quadro 4-1 indica as tarifas cuja fixação compete à ERSE.

As tarifas são estabelecidas de forma a proporcionar às empresas reguladas um montante de proveitos calculado de acordo com as fórmulas constantes no Regulamento Tarifário.

Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<b>Tarifa de Energia</b>	<b>TE</b>	comercializador de último recurso	clientes dos comercializadores de último recurso	fornecimento de energia	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<b>Tarifa de Uso Global do Sistema</b>	<b>UGS</b>	operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	serviços de sistema e de interesse económico geral	incluída na tarifa de Venda do operador da rede de transporte
		operadores das redes de distribuição concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em MAT, AT, MT e BT	serviços de sistema e de interesse económico geral	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<b>Tarifas de Uso da Rede de Transporte</b>	<b>URT</b>				
<i>Tarifa de uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores</i>	URT <sub>P</sub>	operador da rede de transporte	produtores em regime ordinário e produtores em regime especial	uso da rede de transporte	não é aplicada aos consumidores
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT</i>	URT <sub>MAT</sub>	operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	uso da rede de transporte em MAT	incluída na tarifa de Venda do operador da rede de transporte
		operadores das redes de distribuição	clientes em MAT	uso da rede de transporte em MAT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental)
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT</i>	URT <sub>AT</sub>	operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	uso da rede de transporte em AT	incluída na tarifa de Venda do operador da rede de transporte
		operadores das redes de distribuição concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em AT, MT e BT	uso da rede de transporte em AT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<b>Tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte</b>		operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	prestação dos serviços de sistema e transporte	definida nos termos do Artigo 23.º do Regulamento Tarifário
<b>Tarifas de Uso da Rede de Distribuição</b>	<b>URD</b>				
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição de AT</i>	URD <sub>AT</sub>	operadores das redes de distribuição concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em AT, MT e BT	uso da rede de distribuição em AT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT</i>	URD <sub>MT</sub>	operadores das redes de distribuição concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em MT e BT	uso da rede de distribuição em MT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT</i>	URD <sub>BT</sub>	distribuidor em BT concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em BT	uso da rede de distribuição em BT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>		operadores das redes de distribuição	clientes em MAT, AT, MT e BT	uso das redes e serviços associados	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental), nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas) e nas tarifas de mercado livre

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2017

Tarifas para a energia elétrica em 2017

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<b>Tarifas de Comercialização</b>					
<i>Tarifa de Comercialização em AT e MT</i>	CNT	comercializador de último recurso concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso em AT e MT	serviços de contratação, faturação e cobrança	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<i>Tarifa de Comercialização em BTE</i>	CBTE	comercializador de último recurso concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso em BTE	serviços de contratação, faturação e cobrança	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<i>Tarifa de Comercialização em BTN</i>	CBTN	comercializador de último recurso concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso em BTN	serviços de contratação, faturação e cobrança	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM</b>	TVCF	concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso da RAA e da RAM	fornecimento regulado de energia a retalho	existem diversas opções tarifárias definidas nas Secções VI e VII do Capítulo III do Regulamento Tarifário para os clientes das Regiões Autónomas
<b>Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental</b>	TVCF	comercializadores de último recurso em Portugal continental	clientes dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	fornecimento regulado de energia a retalho	existem diversas opções tarifárias definidas na Secção V do Capítulo III do Regulamento Tarifário para os clientes de Portugal continental

## 4.2 TARIFAS POR ATIVIDADE DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

Às entregas do operador da rede de transporte ou entidade concessionária da RNT (REN) ao operador da rede distribuição em MT e AT são aplicadas, nos termos do Artigo 23.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema, que se apresentam nos pontos seguintes.

### 4.2.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT é composta por duas parcelas (UGS I e UGS II).

A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema está associada aos custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário.

A parcela II da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT deve recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral dominados pelos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), sobrecustos do agente comercial relativos às centrais da Turbogás e do Pego, custos com a garantia de potência associados à promoção da disponibilidade das centrais existentes e de nova capacidade de produção e sobrecustos com a convergência tarifária das regiões autónomas. A estrutura de preços da parcela II da tarifa de UGS é de um preço único de energia, igual em todos os períodos horários.

No âmbito do relacionamento entre a entidade concessionária da RNT e o operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se ainda as transferências mensais relativas à faturação dos termos de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos CMEC.

No Quadro 4-2 e no Quadro 4-3 apresentam-se, respetivamente, os preços da parcela I e II da tarifa de Uso Global do Sistema para 2017.

#### Quadro 4-2 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
<b>Energia ativa</b>	<b>(EUR/kWh)</b>	
	Horas de ponta	0,0035
	Horas cheias	0,0035
	Horas de vazio normal	0,0035
	Horas de super vazio	0,0035

**Quadro 4-3 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT**

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II		PREÇOS
Energia ativa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0052
	Horas cheias	0,0052
	Horas de vazio normal	0,0052
	Horas de super vazio	0,0052

No Quadro 4-4 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2017, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II.

**Quadro 4-4 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT**

USO GLOBAL DO SISTEMA		PREÇOS
Energia ativa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0087
	Horas cheias	0,0087
	Horas de vazio normal	0,0087
	Horas de super vazio	0,0087

## 4.2.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

### 4.2.2.1 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEIS ÀS ENTRADAS NA RNT E NA RND

A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em MAT, AT e MT é composta por preços de energia ativa definidos em Euros por kWh, referidos à entrada da rede.

No Quadro 4-5 apresentam-se os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em MAT, AT e MT pela entrada na RNT e na RND para 2017.

**Quadro 4-5 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em MAT, AT e MT pela entrada na RNT e na RND**

USO DA REDE DE TRANSPORTE		PREÇOS
Energia ativa (EUR/MWh)		
	Horas de fora de vazio	0,5457
	Horas de vazio	0,4260

#### 4.2.2.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR AO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa, diferenciados por período horário, e preços de energia reativa indutiva e capacitiva. Os preços de potência destas tarifas são determinados por aplicação de um fator multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de transporte, preservando a estrutura dos custos incrementais. Este fator multiplicativo é determinado tal que as referidas tarifas aplicadas às quantidades previstas para 2017 proporcionam os proveitos permitidos em 2017, de acordo com o estabelecido no Artigo 140.º do Regulamento Tarifário.

No Quadro 4-6 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2017 que está definida no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2017”.

**Quadro 4-6 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2017**

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
MAT	0,0755	0,6793
AT	0,1446	1,3016

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT e de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia, por período horário, pelos respectivos fatores de ajustamento para perdas na rede de transporte.

No Quadro 4-7 e no Quadro 4-8 apresentam-se os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT para 2017.

**Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
<b>Potência (EUR/kW.mês)</b>		
	Horas de ponta	1,601
	Contratada	0,178
<b>Energia ativa (EUR/kWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
<b>Energia reativa (EUR/kvarh)</b>		
	Indutiva	0,0267
	Capacitiva	0,0200

**Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
<b>Potência (EUR/kW.mês)</b>		
	Horas de ponta	3,059
	Contratada	0,340
<b>Energia ativa (EUR/kWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
<b>Energia reativa (EUR/kvarh)</b>		
	Indutiva	0,0267
	Capacitiva	0,0200

### 4.3 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por atividade a aplicar pelos operadores de rede de distribuição às entregas a clientes do comercializador de último recurso e a clientes no mercado liberalizado.

De modo a determinar os preços a aplicar em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, convertem-se os preços das tarifas por atividade, a aplicar pelos distribuidores às entregas a clientes dos mercados liberalizado e regulado, para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas. Adicionalmente, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, apresentam-se os preços das

tarifas por atividade, considerando que os preços de potência são convertidos em preços de energia por período horário e alguns preços de energia são agregados.

#### 4.3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado é composta por duas componentes, tal como a tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte (ver ponto 4.2.1). Estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades de energia da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado são calculadas com base nas quantidades medidas nos contadores desses clientes.

A parcela I apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT relativa aos custos com a gestão do sistema. Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se no Quadro 4-9.

**Quadro 4-9 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema**

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia ativa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0035
	Horas cheias	0,0035
	Horas de vazio normal	0,0035
	Horas de super vazio	0,0035

Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-10.

**Quadro 4-10 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I					
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0034	0,0034	0,0034	0,0034
AT	4	0,0035	0,0035	0,0035	0,0035
MT	4	0,0037	0,0037	0,0036	0,0036
BTE	4	0,0040	0,0040	0,0039	0,0038
BTN>	3	0,0040	0,0040	0,0038	
BTN< tri-horárias	3	0,0040	0,0040	0,0039	
BTN bi-horárias	2	0,0040		0,0039	
BTN simples	1	0,0039			

Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema são determinados de acordo com a Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterada pelas Portarias n.º 212-A/2014, de 24 de outubro, n.º 251-B/2014, de 28 de novembro e n.º 359/2015, de 14 de outubro, que estabelece os critérios de repercussão dos CIEG com incidência na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes. Esta portaria abrange os seguintes custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (CIEG): os sobrecustos com a produção em regime especial com preços garantidos (PRE), os sobrecustos com as centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os CMEC, os encargos com a garantia de potência, os sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RAs), os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos de sustentabilidade<sup>36</sup>, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC.

Assim, em concreto, a Portaria n.º 332/2012 determina a metodologia de cálculo dos termos de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, definindo a alocação por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à energia entregue no ponto de consumo, dos sobrecustos com a PRE não renovável<sup>37</sup>, dos encargos com a garantia de potência, dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, dos custos de sustentabilidade, dos custos com os terrenos e dos custos com o PPEC. É também estabelecida a forma de repartição dos sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas e dos sobrecustos com os contratos de aquisição de energia (CAE), por nível de tensão ou tipo de fornecimento através da definição explícita de valores percentuais.

<sup>36</sup> Estes custos correspondem aos ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, ao diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e ao sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

<sup>37</sup> Não abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 90/2006.

O termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema reflete, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, os custos com os CMEC (Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual). Adicionalmente, a mais recente alteração à Portaria n.º 332/2012, aprovada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, determina que os sobrecustos com a PRE renovável, os sobrecustos com a PRE não renovável, os sobrecustos com os CAE, os encargos com a garantia de potência, os custos diferidos de anos anteriores a repercutir ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos de sustentabilidade do sistema, os custos com os terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC, podem ser também distribuídos por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à potência contratada. Nos termos desta alteração, o membro do Governo responsável pela área de energia veio determinar, através do Despacho n.º 11566-A/2015, que 30% do sobrecusto CAE seja distribuído de forma diretamente proporcional à potência contratada.

Adicionalmente, a referida portaria define que a afetação dos CIEG dentro de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento é feita de forma modulada, em função dos consumos efetuados em cada período horário. Concretamente estabelece uma modulação para os preços de energia de ponta e para os preços de energia de cheias, relativamente aos preços médios dos seguintes CIEG: sobrecustos com a PRE, sobrecustos com os CAE, encargos com a garantia de potência, custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, custos com a convergência tarifária, custos com os terrenos e custos com o PPEC.

Adicionalmente importa considerar os montantes alocados ao Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético, criado pelo Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, deduzidos ao montante a recuperar pela tarifa de uso global do sistema do Operador da Rede de Transporte relativo ao sobrecusto com os CAE. O Despacho n.º 11566-A/2015, de 14 de outubro, estabelece que os montantes alocados ao Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético são distribuídos, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, de acordo com as percentagens  $C_j$ , em que  $j$  corresponde ao nível de tensão ou tipo de fornecimento de acordo com as percentagens indicadas no Quadro 4-11.

**Quadro 4-11 – Percentagem de imputação do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético**

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
$C_j$	4,5107%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	75,0100%	20,4793%

O valor de sobrecusto com os CAE apresentado no Quadro 4-14 encontra-se deduzido dos referidos montantes.

Na alteração da Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, à Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, estabelece-se nos artigos 4.º e 5.º que caso o membro do Governo responsável pela área da energia não

publique os despachos relativos aos parâmetros de imputação dos CIEGs, pode a ERSE determinar os respetivos parâmetros por forma a assegurar a estabilidade tarifária.

Neste contexto, nos termos do n.º 4 e do n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, indicam-se no Quadro 4-12 as percentagens de imputação, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas (RA<sub>j</sub>) e dos sobrecustos com os CAE (CAE<sub>j</sub>), que asseguram estabilidade na variação das tarifas de acesso às redes.

**Quadro 4-12 – Imputação dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e dos sobrecustos com os CAE**

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
RA <sub>j</sub>	-3,182%	4,871%	103,672%	53,557%	17,496%	-76,414%
CAE <sub>j</sub>	-0,0555%	2,8914%	61,5381%	31,7906%	40,8706%	-37,0352%

Nos termos do n.º 5 e do n.º 10 do artigo 5.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, indicam-se no Quadro 4-13 os fatores de modulação dos CIEG por período horário, que asseguram estabilidade na variação das tarifas de acesso às redes por termo tarifário de energia.

**Quadro 4-13 – Fatores de modulação dos CIEG por período horário**

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
Kp <sub>j</sub> <sup>CIEG<sub>i</sub></sup>	1,4432	1,4249	1,3975	1,3622	2,1970	1,8343
Kc <sub>j</sub> <sup>CIEG<sub>i</sub></sup>	1,2171	1,2091	1,1945	1,1766	1,0570	1,1491

Para efeitos do n.º 8 e do n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, o parâmetro  $\alpha$  relativo ao CIEG sobrecusto com os CAE mantém o valor de 0,3.

No quadro seguinte apresenta-se a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG enquadrados pela Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro.

**Quadro 4-14 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento**

Unid: M€	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	2,7	4,0	7,3	677,9	<b>691,9</b>
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	30,9	95,3	202,8	45,7	27,8	222,5	<b>625,0</b>
Sobrecusto dos CAE	-1,9	4,6	79,7	40,4	14,3	-32,8	<b>104,3</b>
CMEC	4,8	10,5	40,8	13,4	15,3	235,3	<b>320,0</b>
Garantia de potência	1,1	3,3	7,1	1,6	1,0	7,8	<b>21,9</b>
Sobrecusto RAAs	-1,5	2,3	48,8	25,2	8,2	-35,9	<b>47,0</b>
Défi ce 2009	6,6	20,5	43,5	9,8	6,0	47,8	<b>134,1</b>
Ajust. de aquisição de energia	-2,2	-6,8	-14,4	-3,3	-2,0	-15,8	<b>-44,5</b>
Diferencial extinção TVCF	0,3	1,0	2,2	0,5	0,3	2,4	<b>6,8</b>
Sobreproveito	-0,2	-0,7	-1,5	-0,3	-0,2	-1,6	<b>-4,5</b>
Terrenos	0,6	2,0	4,2	0,9	0,6	4,6	<b>13,0</b>
PPEC	0,6	1,8	3,7	0,8	0,5	4,1	<b>11,5</b>
<b>TOTAL</b>	<b>39,2</b>	<b>133,8</b>	<b>419,7</b>	<b>138,8</b>	<b>79,0</b>	<b>1.116,2</b>	<b>1.926,7</b>

No quadro seguinte apresentam-se os preços dos referidos CIEG por variável de faturação e por nível de tensão ou tipo de fornecimento.

**Quadro 4-15 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema**

Unid: €/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN > 20,7 kVA			BTN ≤ 20,7 kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio									
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,26	0,22	0,11	1,63	1,41	0,60	7,96	3,83	0,93	77,23	48,38	22,65
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	19,94	16,82	10,52	19,69	16,71	9,74	19,31	16,51	7,78	18,82	16,26	6,93	30,36	14,61	3,54	25,35	15,88	7,44
Sobrecusto dos CAE	-1,50	-1,27	-0,79	0,73	0,62	0,36	7,21	6,16	2,90	16,10	13,91	5,93	13,95	6,71	1,63	-6,36	-3,98	-1,86
Garantia de potência	0,70	0,59	0,37	0,69	0,59	0,34	0,68	0,58	0,27	0,66	0,57	0,24	1,07	0,51	0,12	0,89	0,56	0,26
Sobrecusto RAAs	-0,97	-0,82	-0,51	0,47	0,40	0,23	4,64	3,97	1,87	10,37	8,95	3,82	8,98	4,32	1,05	-4,09	-2,56	-1,20
Défice 2009	4,28	3,61	2,26	4,23	3,59	2,09	4,14	3,54	1,67	4,04	3,49	1,49	6,52	3,13	0,76	5,44	3,41	1,60
Ajust. de aquisição de energia	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98
Diferencial extinção TVCF	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Sobreprovento	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10
Terrenos	0,41	0,35	0,22	0,41	0,35	0,20	0,40	0,34	0,16	0,39	0,34	0,14	0,63	0,30	0,07	0,53	0,33	0,15
PPEC	0,37	0,31	0,19	0,36	0,31	0,18	0,36	0,30	0,14	0,35	0,30	0,13	0,56	0,27	0,07	0,47	0,29	0,14

Unid: €/kW/mês	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA
CMEC	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Sobrecusto dos CAE	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

Os preços da tarifa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-16.

**Quadro 4-16 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,628	0,0242	0,0205	0,0132	0,0132
AT	4	0,628	0,0275	0,0235	0,0141	0,0140
MT	4	0,628	0,0380	0,0326	0,0159	0,0158
BTE	4	0,628	0,0543	0,0470	0,0210	0,0209
BTN>	3	0,628	0,0722	0,0358	0,0102	
BTN< tri-horárias	3	0,628	0,1033	0,0655	0,0317	
BTN bi-horárias	2	0,628	0,0739		0,0317	
BTN simples	1	0,628	0,0573			

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II, apresentam-se no Quadro 4-17.

**Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,628	0,0276	0,0239	0,0166	0,0166
AT	4	0,628	0,0310	0,0270	0,0176	0,0175
MT	4	0,628	0,0417	0,0363	0,0195	0,0194
BTE	4	0,628	0,0583	0,0510	0,0249	0,0247
BTN>	3	0,628	0,0762	0,0398	0,0140	
BTN< tri-horárias	3	0,628	0,1073	0,0695	0,0356	
BTN bi-horárias	2	0,628	0,0779		0,0356	
BTN simples	1	0,628	0,0612			

No Quadro 4-18 apresenta-se a desagregação do valor do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 4-17.

**Quadro 4-18 - Desagregação do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema**

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA							
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência contratada CMEC (EUR/kW.mês)						
	CMEC - EDP Gestão da Produção de Energia, SA				Componente de alisamento		CMEC - EDP Distribuição
	Parcela Fixa		Parcela de acerto				Parcela de acerto
	Renda Anual	Ajust.	Revisib.	Ajust.	Revisib. Prevista	Ajust. Previstos	Revisib.
MAT	0,121	0,000	0,091	0,000	0,130	-0,001	0,231
AT	0,121	0,000	0,091	0,000	0,130	-0,001	0,231
MT	0,121	0,000	0,091	0,000	0,130	-0,001	0,231
BTE	0,121	0,000	0,091	0,000	0,130	-0,001	0,231
BTN>	0,121	0,000	0,091	0,000	0,130	-0,001	0,231
BTN< tri-horárias	0,121	0,000	0,091	0,000	0,130	-0,001	0,231
BTN bi-horárias	0,121	0,000	0,091	0,000	0,130	-0,001	0,231
BTN simples	0,121	0,000	0,091	0,000	0,130	-0,001	0,231

No Quadro 4-19 publica-se o valor associado à recuperação dos custos decorrentes de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral ( $V_{Cieg,t}$ ), em € por kW, apurado para 2017, nos termos do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, que estabelece o regime jurídico aplicável às unidades de produção para autoconsumo e às unidades de pequena produção. Este valor permite determinar a compensação mensal a pagar pelas unidades de produção para autoconsumo, nos termos dos artigos 25.º e 26.º do referido diploma.

**Quadro 4-19 – Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral ( $V_{Cieg,t}$ ), em 2017**

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	$V_{Cieg,2017}$ (€/kW)/mês
AT	2,983
MT	3,878
BTE	5,061
BTN > 20,7 kVA	4,945
BTN ≤ 20,7 kVA	8,286

**4.3.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE**

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam a mesma estrutura tarifária e recuperam o conjunto de proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT, apresentadas no ponto 4.2.2.2 deste capítulo, adicionado dos ajustamentos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes.

Este ajustamento reflete a diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT.

Adicionalmente, estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado resultam das quantidades medidas nos contadores desses clientes ajustadas para perdas até à saída da RNT.

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam-se no Quadro 4-20 e no Quadro 4-21.

**Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>
	Horas de ponta	1,601
	Contratada	0,178
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>
	Indutiva	0,0267
	Capacitiva	0,0200

Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
<b>Potência (EUR/kW.mês)</b>		
	Horas de ponta	3,069
	Contratada	0,341
<b>Energia ativa (EUR/kWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
<b>Energia reativa (EUR/kvarh)</b>		
	Indutiva	-
	Capacitiva	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-22.

Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT										
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência em horas de ponta (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)							
			Períodos I e IV				Períodos II e III			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	3,549	0,0010	0,0008	0,0007	0,0005	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
MT	4	3,717	0,0010	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
BTE	4	4,077	0,0011	0,0009	0,0008	0,0006	0,0011	0,0009	0,0008	0,0006
BTN>	3	-	0,0505	0,0009	0,0007		0,0505	0,0009	0,0007	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0520	0,0009	0,0007		0,0520	0,0009	0,0007	
BTN bi-horárias	2	-	0,0123		0,0007		0,0123		0,0007	
BTN simples	1	-	0,0077				0,0077			

### 4.3.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa diferenciados por período horário e preços de energia reativa indutiva e capacitiva.

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de fatores multiplicativos aos custos incrementais de potência da rede de Distribuição por nível de tensão, preservando-se a estrutura dos custos incrementais. Estes fatores multiplicativos são determinados tal que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas para 2017 proporcionam os proveitos permitidos em 2017, de acordo com o estabelecido no Artigo 142.º do Regulamento Tarifário.

Às tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e de Uso da Rede de Distribuição em MT é aplicado um mesmo fator multiplicativo.

No Quadro 4-23 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2017 determinada de acordo com o descrito no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2017”.

**Quadro 4-23 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2017**

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
AT	0,1253	1,4580
MT	1,1548	6,8863
BT	0,6581	8,6313

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia, por período horário, pelos respectivos fatores de ajustamento para perdas na rede de Distribuição, em cada nível de tensão.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se nos quadros seguintes.

**Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT**

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		PREÇOS
<b>Potência (EUR/kW.mês)</b>		
	Horas de ponta	0,734
	Contratada	0,063
<b>Energia ativa (EUR/kWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0003
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
<b>Energia reativa (EUR/kvarh)</b>		
	Indutiva	0,0267
	Capacitiva	0,0200

Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		PREÇOS
<b>Potência (EUR/kW.mês)</b>		
	Horas de ponta	3,466
	Contratada	0,581
<b>Energia ativa (EUR/kWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0026
	Horas cheias	0,0021
	Horas de vazio normal	0,0014
	Horas de super vazio	0,0009
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0025
	Horas cheias	0,0020
	Horas de vazio normal	0,0013
	Horas de super vazio	0,0010
<b>Energia reativa (EUR/kvarh)</b>		
	Indutiva	0,0290
	Capacitiva	0,0218

Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		PREÇOS
<b>Potência (EUR/kW.mês)</b>		
	Horas de ponta	8,989
	Contratada	0,685
<b>Energia ativa (EUR/kWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0054
	Horas cheias	0,0044
	Horas de vazio normal	0,0031
	Horas de super vazio	0,0015
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0051
	Horas cheias	0,0042
	Horas de vazio normal	0,0030
	Horas de super vazio	0,0016
<b>Energia reativa (EUR/kvarh)</b>		
	Indutiva	0,0346
	Capacitiva	0,0264

É de notar que, contrariamente à tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, estas tarifas são relativas apenas ao nível de tensão respetivo, não incluindo custos das redes de nível de tensão superior.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se nos quadros seguintes.

**Quadro 4-27 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio		
AT	4	0,734	0,063	0,0009	0,0007	0,0005	0,0003	0,0008	0,0007	0,0005	0,0004	0,0267	0,0200
MT	4	0,850	-	0,0010	0,0008	0,0005	0,0003	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	-	-
BTE	4	0,933	-	0,0010	0,0008	0,0005	0,0004	0,0010	0,0008	0,0005	0,0004	-	-
BTN>	3	-	-	0,0123	0,0008	0,0005		0,0123	0,0008	0,0005		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0127	0,0008	0,0005		0,0127	0,0008	0,0005		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0035		0,0005		0,0035		0,0005		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0023				0,0023				-	-

**Quadro 4-28 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio		
MT	4	3,466	0,581	0,0026	0,0021	0,0014	0,0009	0,0025	0,0020	0,0013	0,0010	0,0290	0,0218
BTE	4	4,594	-	0,0028	0,0022	0,0015	0,0010	0,0028	0,0022	0,0015	0,0010	-	-
BTN>	3	-	-	0,0585	0,0022	0,0013		0,0585	0,0022	0,0013		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0602	0,0023	0,0014		0,0602	0,0023	0,0014		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0152		0,0014		0,0152		0,0014		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0097				0,0097				-	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, convertidos para os fornecimentos em BTN, apresentam-se no quadro seguinte.

**Quadro 4-29 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT**

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT									
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)				Energia reativa (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
BTE	4	8,989	0,685	0,0053	0,0043	0,0030	0,0015	0,0346	0,0264
BTN>	3	-	0,685	0,0343	0,0334	0,0026		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,685	0,0305	0,0294	0,0027		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,685	0,0297		0,0027		-	-
BTN simples	2	-	0,685	0,0190				-	-

#### 4.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por atividade a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos a clientes finais.

De modo a determinar os preços a aplicar em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, convertem-se os preços das tarifas por atividade, a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos aos seus clientes para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas. Para além disso, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, os preços de potência são convertidos em preços de energia por período horário e alguns preços de energia são agregados.

##### 4.4.1 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa transitória de Energia deve refletir a estrutura de preços praticados no mercado grossista, respeitando-se a estrutura dos custos marginais de energia. Para esse efeito os custos marginais são escalados de modo a assegurar-se a recuperação dos proveitos permitidos em 2017 na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica. O fator de escala multiplicativo adotado é igual por período horário.

Os custos marginais a utilizar no cálculo desta tarifa foram determinados de acordo com o descrito no estudo “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2017”, em anexo ao presente documento.

Os preços da tarifa transitória de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso são apresentados no quadro seguinte.

**Quadro 4-30 - Preços da tarifa transitória de Energia**

ENERGIA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0638
	Horas cheias	0,0582
	Horas de vazio normal	0,0468
	Horas de super vazio	0,0366
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0593
	Horas cheias	0,0548
	Horas de vazio normal	0,0452
	Horas de super vazio	0,0405

Os preços da tarifa transitória de Energia convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-31.

**Quadro 4-31 - Preços da tarifa transitória de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	0,0648	0,0590	0,0473	0,0369	0,0603	0,0556	0,0457	0,0409
MT	4	0,0679	0,0615	0,0489	0,0379	0,0631	0,0579	0,0473	0,0420
BTE	4	0,0720	0,0649	0,0517	0,0419	0,0720	0,0649	0,0517	0,0419
BTN>	3	0,0725	0,0649	0,0486		0,0725	0,0649	0,0486	
BTN< tri-horárias	3	0,0733	0,0654	0,0492		0,0733	0,0654	0,0492	
BTN bi-horárias	2	0,0671		0,0492		0,0671		0,0492	
BTN simples	1	0,0601				0,0601			

#### 4.4.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN apresentam uma estrutura binómia sendo constituídas por um termo fixo e um preço de energia sem diferenciação horária.

Os preços das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN são calculados tendo em conta a estrutura de custos médios e as regras de escalamento descritas no estudo “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2017” em anexo ao presente documento.

Os preços das tarifas de Comercialização a aplicar pelo comercializador de último recurso apresentam-se no quadro seguinte.

**Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Comercialização**

COMERCIALIZAÇÃO EM AT E MT	PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	7,02	0,23070
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	0,0010	
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE	PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	13,72	0,45110
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	0,0014	
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN	PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	0,53	0,01760
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	0,0030	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

#### 4.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Às entregas a clientes dos operadores das redes de distribuição aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes.

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso das Redes de Distribuição.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2017.

**Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2017**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia) *</b>
	Horas de ponta	1,601	0,0526
	Contratada	0,806	0,0265
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0283	
	Horas cheias	0,0245	
	Horas de vazio normal	0,0171	
	Horas de super vazio	0,0170	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0283	
	Horas cheias	0,0245	
	Horas de vazio normal	0,0171	
	Horas de super vazio	0,0170	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0267	
	Capacitiva	0,0200	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia) *</b>
	Horas de ponta	4,283	0,1408
	Contratada	0,691	0,0227
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0329	
	Horas cheias	0,0285	
	Horas de vazio normal	0,0188	
	Horas de super vazio	0,0183	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0327	
	Horas cheias	0,0285	
	Horas de vazio normal	0,0188	
	Horas de super vazio	0,0185	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0267	
	Capacitiva	0,0200	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2017

Tarifas para a energia elétrica em 2017

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia) *</b>
	Horas de ponta	8,033	0,2641
	Contratada	1,209	0,0397
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0463	
	Horas cheias	0,0401	
	Horas de vazio normal	0,0221	
	Horas de super vazio	0,0212	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0460	
	Horas cheias	0,0398	
	Horas de vazio normal	0,0220	
	Horas de super vazio	0,0214	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0290	
	Capacitiva	0,0218	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia) *</b>
	Horas de ponta	18,593	0,6113
	Contratada	1,313	0,0432
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
	Horas de ponta	0,0685	
	Horas cheias	0,0592	
	Horas de vazio normal	0,0307	
	Horas de super vazio	0,0282	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0346	
	Capacitiva	0,0264	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia) *</b>
	27,6	36,24	1,1914
	34,5	45,30	1,4893
	41,4	54,36	1,7871
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
	Horas de ponta	0,2318	
	Horas cheias	0,0771	
	Horas de vazio	0,0191	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia) *</b>
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,51	0,0496
	2,3	3,02	0,0993
	3,45	4,53	0,1489
	4,6	6,04	0,1986
	5,75	7,55	0,2482
	6,9	9,06	0,2979
	10,35	13,59	0,4468
	13,8	18,12	0,5957
	17,25	22,65	0,7446
20,7	27,18	0,8936	
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa simples		0,0999	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1386	
	Horas de vazio	0,0409	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2627	
	Hora cheia	0,1029	
	Hora vazio	0,0409	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que os comercializadores informem, anualmente, os seus clientes sobre o peso dos custos de interesse económico geral na faturação de Acesso às Redes. Para o ano 2017, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os seguintes:

#### Quadro 4-34 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral em 2017

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	67%
AT	60%
MT	51%
BTE	55%
BTN > 20,7 kVA	50%
BTN ≤ 20,7 kVA	63%

## 4.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DA MOBILIDADE ELÉTRICA

O Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 170/2012, de 1 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho, estabeleceu a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica e procedeu ao estabelecimento de uma rede piloto de mobilidade elétrica e à regulação de incentivos à utilização de veículos elétricos.

Dando cumprimento ao estabelecido no artigo 54.º do referido Decreto-Lei, a ERSE aprovou o Regulamento da Mobilidade Elétrica, Regulamento n.º 464/2011 de 3 de agosto.

De acordo com o artigo 18.º do Regulamento da Mobilidade Elétrica, os procedimentos associados à fixação e atualização da Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade são os definidos no Regulamento Tarifário do setor elétrico.

De acordo com os artigos 22.º e 27.º do mesmo regulamento, a tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade aplica-se às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos, sendo que os preços da tarifa de Acesso em MT, BTE e BTN, definidos no Regulamento Tarifário do setor elétrico, são convertidos para preços de energia por período tarifário, em Euros por kWh, nas entregas a UVE. Visando promover o desenvolvimento eficiente da rede de mobilidade elétrica opta-se por passar a publicar preços com diferenciação horária.

As quantidades associadas à energia entregue à rede de mobilidade elétrica devem ser determinadas nos Pontos de Carregamento da rede de mobilidade elétrica. Considerando que os tipos de fornecimento a UVE com a tecnologia existente são fundamentalmente efetuados em baixa tensão, as Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicáveis à Mobilidade Elétrica a vigorarem em 2017 são as seguintes:

**Quadro 4-35 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica nos Pontos de Carregamento a UVE a vigorarem em 2017**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Baixa Tensão	Horas de ponta	0,2877
	Horas de cheias	0,1279
	Horas de vazio	0,0409

#### 4.7 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

A partir de 1 de janeiro de 2011 procedeu-se à extinção das tarifas reguladas de venda de energia elétrica aos clientes com consumos em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE), na sequência do disposto no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, passando a aplicar-se uma tarifa transitória de venda aos clientes finais que continuaram a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso.

Adicionalmente, o Decreto-lei n.º 75/2012, de 26 de março, estabeleceu o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em baixa tensão normal e adotou mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis. Durante o regime transitório, o comercializador de último recurso é obrigado a fornecer eletricidade aos clientes finais que ainda não

tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, aplicando-se as tarifas transitórias fixadas pela ERSE.

O Decreto-lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, procedeu à alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012, no sentido de reformular a forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade aos clientes finais com consumos em baixa tensão normal. Posteriormente, veio a Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, estabelecer que o referido período de aplicação das tarifas transitórias termina a 31 de dezembro de 2017. Conforme proposta votada no Orçamento de Estado para 2017, o prazo de 31 de dezembro de 2017 foi prorrogado para o final de 2020.

As tarifas transitórias, fixadas pela ERSE, são determinadas pela soma das tarifas de energia, pelas tarifas de comercialização e pelas tarifas de acesso às redes, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento. A Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, estabeleceu o mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural. A Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, vem estabelecer que as disposições previstas na Portaria n.º 108-A/2015 são aplicáveis ao setor elétrico, com as devidas adaptações.

De acordo com o estabelecido no n.º 1, do artigo 2.º- A da Portaria n.º 359/2015, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique o despacho referido no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 até ao dia 15 do último mês do período em curso, cabe à ERSE definir o parâmetro  $\gamma_{i,p}$ .

De acordo com o estabelecido no n.º 2, do artigo 2.º- A da Portaria n.º 359/2015, a ERSE pode definir o parâmetro  $\gamma_{i,p}$  até ao dia 30 do último mês do período em curso, para o período  $p$  seguinte, devendo assegurar que o resultado da fórmula prevista no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 não seja negativo.

No Quadro 4-36 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis a partir do dia 1 de janeiro de 2017, determinados com base nos valores do parâmetro  $\gamma_{i,p}$ , bem como nos valores das variáveis  $Te'_{i,p-1}$  e  $Ce_p$ .

**Quadro 4-36 - Fatores de agravamento a partir de 1 de janeiro de 2017**

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	$Ce_p$	$Te'_{i,p-1} - Ce_p$	$\gamma_{i,p}$	$FA_{i,p}$
AT	74,74	51,63	23,11	0,78	23,89
MT	77,27	55,39	21,88	-0,20	21,68
BTE	75,40	61,01	14,39	-2,34	12,05
BTN	63,25	59,77	3,48	-3,48	0,00

$Te'_{(i,p-1)}$  corresponde ao preço médio da tarifa de energia implícita nas tarifas de venda a clientes finais transitórias, por nível de tensão e tipo de fornecimento (AT, MT, BTE e BTN) no referencial de consumo, no período anterior  $p-1$ , integrando todos os custos de aprovisionamento no mercado grossista relativos à

compra de energia, serviços de sistema e desequilíbrios e bem como eventuais fatores de agravamento aplicáveis, isto é o valor da tarifa de energia implícita nas TVCF de 2016 acrescida de fator de agravamento.

A variável  $C_{e,p}$  corresponde ao preço médio da tarifa de energia por nível de tensão e tipo de fornecimento (AT, MT, BTE e BTN) no referencial de consumo, espectável no período  $p$ , integrando todos os custos de aprovisionamento no mercado grossista relativos à compra de energia, serviços de sistema e desequilíbrios, líquida de qualquer fator de agravamento.

A variável  $Y_{i,p}$  corresponde ao parâmetro que traduz a variação do fator de agravamento tendo em conta a evolução dos mercados grossistas de eletricidade para 2017, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores, cujos valores são definidos por Despacho do membro do Governo responsável pela área de energia.

Por fim, a variável resultante  $FA_{(i,p)}$  corresponde ao fator de agravamento das tarifas do CUR, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2017, a cada um dos segmentos de consumidores.

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em AT, MT, BTE e BTN a vigorarem a partir de janeiro de 2017.

Quadro 4-37 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2017

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia) *</b>
		74,79	2,4588
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia) *</b>
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	6,455	0,2122
	Contratada	0,881	0,0290
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	6,256	0,2057
	Contratada	0,728	0,0239
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,677	0,4168
	Contratada	0,518	0,0170
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1221
		Horas cheias	0,0984
		Horas de vazio normal	0,0749
		Horas de super vazio	0,0630
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1211
		Horas cheias	0,1009
		Horas de vazio normal	0,0770
		Horas de super vazio	0,0705
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1345
		Horas cheias	0,1006
		Horas de vazio normal	0,0756
		Horas de super vazio	0,0653
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1356
		Horas cheias	0,1038
		Horas de vazio normal	0,0788
		Horas de super vazio	0,0705
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1572
		Horas cheias	0,1150
		Horas de vazio normal	0,0760
		Horas de super vazio	0,0669
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1567
		Horas cheias	0,1147
		Horas de vazio normal	0,0788
		Horas de super vazio	0,0717
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0267	
	Capacitiva	0,0200	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2017

Tarifas para a energia elétrica em 2017

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia) *</b>
		47,84	1,5730
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia) *</b>
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	10,280	0,3380
	Contratada	1,570	0,0516
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	10,360	0,3406
	Contratada	1,478	0,0486
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	15,203	0,4998
	Contratada	0,635	0,0209
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1384
		Horas cheias	0,1087
		Horas de vazio normal	0,0767
		Horas de super vazio	0,0654
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1414
		Horas cheias	0,1109
		Horas de vazio normal	0,0793
		Horas de super vazio	0,0729
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1446
		Horas cheias	0,1121
		Horas de vazio normal	0,0779
		Horas de super vazio	0,0665
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1505
		Horas cheias	0,1122
		Horas de vazio normal	0,0818
		Horas de super vazio	0,0729
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2163
		Horas cheias	0,1206
		Horas de vazio normal	0,0819
		Horas de super vazio	0,0730
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2159
		Horas cheias	0,1205
		Horas de vazio normal	0,0825
		Horas de super vazio	0,0768
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0290	
	Capacitiva	0,0218	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia) *</b>
		26,08	0,8575
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia) *</b>
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	15,759	0,5181
	Contratada	0,687	0,0226
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	21,805	0,7169
	Contratada	1,537	0,0505
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa de médias utilizações	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2210
		Horas cheias	0,1311
		Horas vazio normal	0,0914
		Horas super vazio	0,0801
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1598
		Horas cheias	0,1267
		Horas vazio normal	0,0844
		Horas super vazio	0,0742
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0346	
	Capacitiva	0,0264	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2017

Tarifas para a energia elétrica em 2017

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa de médias utilizações	Tarifa de médias utilizações	27,6	43,73	1,4377
		34,5	54,50	1,7918
		41,4	65,27	2,1459
	Tarifa de longas utilizações	27,6	127,86	4,2036
		34,5	159,73	5,2513
		41,4	191,59	6,2988
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,3128	
		Horas cheias	0,1555	
		Horas de vazio	0,0862	
Tarifa de longas utilizações	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2318	
		Horas cheias	0,1341	
		Horas de vazio	0,0800	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS		
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *	
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária		3,45	4,92	0,1616	
		4,6	6,39	0,2100	
		5,75	7,85	0,2582	
		6,9	9,32	0,3063	
		10,35	13,71	0,4508	
		13,8	18,11	0,5953	
		17,25	22,50	0,7397	
		20,7	26,90	0,8842	
Energia ativa			(EUR/kWh)		
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária		Tarifa simples <=6,9 kVA	0,1652		
		Tarifa simples >6,9 kVA	0,1659		
		Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1942	
			Horas de vazio	0,1014	
		Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1981	
			Horas de vazio	0,1023	
		Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,2207	
			Horas de cheias	0,1737	
			Horas de vazio	0,1014	
		Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,2247	
			Horas de cheias	0,1768	
			Horas de vazio	0,1023	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples		1,15	2,56	0,0842
		2,3	4,49	0,1477
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1422	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa tri-horária	27,6	29,40	0,9666
	34,5	36,75	1,2082
	41,4	44,08	1,4493
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3117	
	Horas cheias	0,1621	
	Horas de vazio	0,0853	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples	3,45	2,19	0,0721
	4,6	3,08	0,1012
	5,75	3,96	0,1304
	6,9	4,85	0,1595
	10,35	7,32	0,2408
	13,8	9,85	0,3239
	17,25	12,31	0,4048
Tarifa bi-horária e tri-horária	20,7	14,89	0,4897
	3,45	4,81	0,1582
	4,6	6,12	0,2014
	5,75	7,40	0,2432
	6,9	8,77	0,2883
	10,35	11,60	0,3815
	13,8	14,13	0,4646
17,25	16,59	0,5456	
20,7	19,19	0,6308	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1807	
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1842	
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,2084	
	Horas de vazio	0,1001	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,2086	
	Horas de vazio	0,1007	
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,3374	
	Horas de cheias	0,1752	
	Horas de vazio	0,1001	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,3374	
	Horas de cheias	0,1772	
	Horas de vazio	0,1007	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

#### 4.8 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

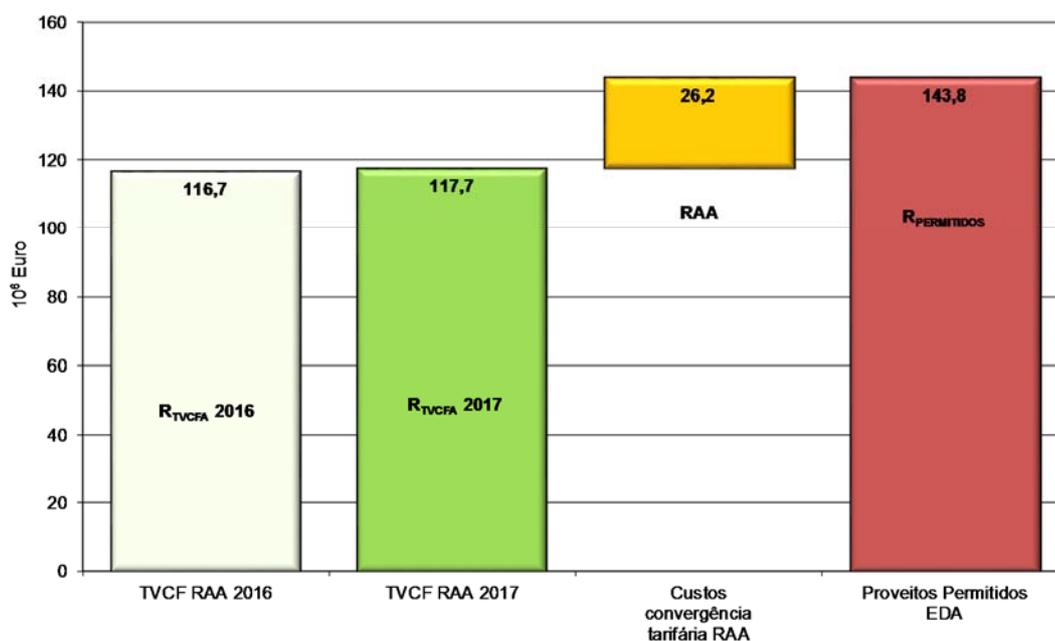
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente.

O processo de convergência tarifária entre as tarifas da RAA e de Portugal continental em 2017 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2017”.

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2017 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS (“RAA”).

**Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2017 da RAA**



RTVCFA 2016 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2016  
 RTVCFA 2017 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2017  
 RAA - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a incorporar na tarifa UGS  
 Rpermitted - Proveitos Permitidos à EDA em 2017

A aplicação em 2017 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2016 proporcionaria 116,7 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 117,7 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da EDA e o valor dos proveitos proporcionados pela aplicação das tarifas aditivas do Continente às quantidades da RAA.

#### 4.8.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA A VIGORAREM EM 2017

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2017, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-38 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2017

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)*</b>
		27,56	0,9061
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)*</b>
	Horas de ponta	9,284	0,3052
	Contratada	1,245	0,0409
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1250	
	Horas cheias	0,1047	
	Horas de vazio normal	0,0720	
	Horas de super vazio	0,0614	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1244	
	Horas cheias	0,1053	
	Horas de vazio normal	0,0740	
	Horas de super vazio	0,0687	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0259	
	Capacitiva	0,0192	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)*</b>
		7,05	0,2317
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)*</b>
	Horas de ponta	20,344	0,6688
	Contratada	1,230	0,0404
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
	Horas de ponta	0,1432	
	Horas cheias	0,1246	
	Horas de vazio normal	0,0816	
	Horas de super vazio	0,0726	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0309	
	Capacitiva	0,0231	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)*</b>
	27,6	39,55	1,3004
	34,5	49,32	1,6214
	41,4	59,08	1,9424
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
	Horas de ponta	0,3074	
	Horas cheias	0,1504	
	Horas de vazio	0,0809	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	4,93	0,1619
	4,6	6,42	0,2109
	5,75	7,82	0,2572
	6,9	9,29	0,3054
	10,35	13,64	0,4483
	13,8	17,98	0,5910
	17,25	22,26	0,7320
	20,7	26,83	0,8819
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	5,06	0,1665
	4,6	6,57	0,2161
	5,75	7,98	0,2622
	6,9	9,49	0,3119
	10,35	13,89	0,4567
	13,8	18,30	0,6016
	17,25	22,71	0,7465
	20,7	26,83	0,8819
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1645	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1920	
	Horas de vazio	0,0990	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2198	
	Horas cheias	0,1666	
	Horas de vazio	0,0990	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	2,07	0,0681
	2,3	3,72	0,1221
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1526	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1920	
	Horas de vazio	0,0990	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2198	
	Hora cheia	0,1666	
	Hora vazio	0,0990	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

#### 4.9 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

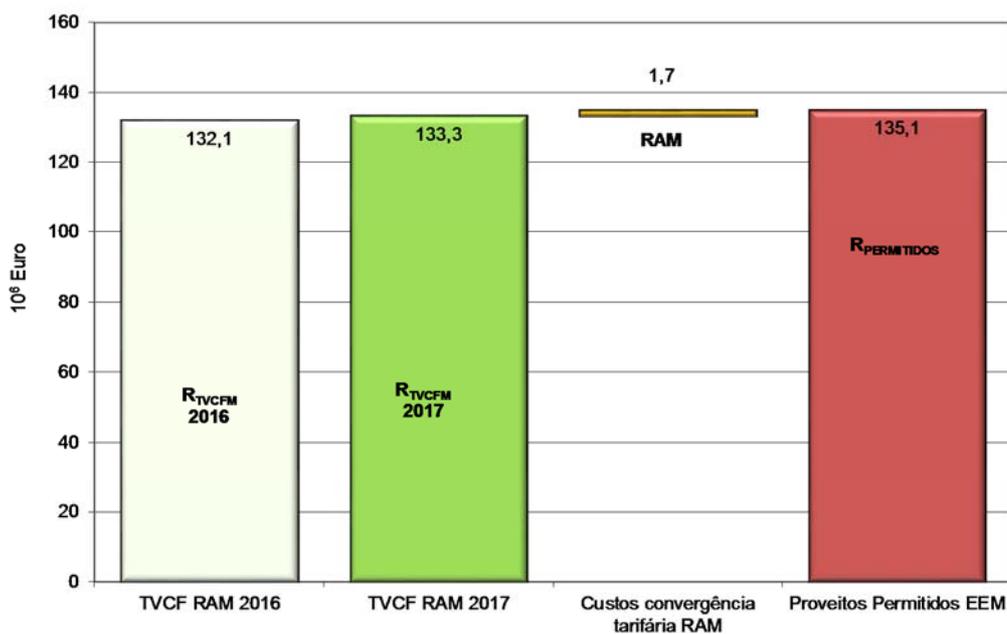
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente.

O processo de convergência tarifária entre as tarifas da RAM e de Portugal continental em 2017 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2017”.

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2017 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS (“RAM”).

**Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2017 da RAM**



RTVCFM2016 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2016  
 RTVCFM2017 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2017  
 RAM - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a incorporar na tarifa UGS  
 Rpermitted - Proveitos Permitidos à EEM em 2017

A aplicação em 2017 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2016 proporcionaria 132,1 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 133,3 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da EEM e o valor dos proveitos proporcionados pela aplicação das tarifas aditivas do Continente às quantidades da RAM.

#### 4.9.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM A VIGORAREM EM 2017

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2017, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-39 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2017

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)*</b>
		18,37	0,6040
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)*</b>
	Horas de ponta	9,075	0,2984
	Contratada	1,215	0,0400
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1223	
	Horas cheias	0,1029	
	Horas vazio normal	0,0715	
	Horas super vazio	0,0602	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1196	
	Horas cheias	0,1034	
	Horas vazio normal	0,0733	
	Horas super vazio	0,0678	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0257	
	Capacitiva	0,0191	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)*</b>
		8,78	0,2887
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)*</b>
	Horas de ponta	20,427	0,6716
	Contratada	1,207	0,0397
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
	Horas de ponta	0,1447	
	Horas cheias	0,1249	
	Horas vazio normal	0,0821	
	Horas super vazio	0,0729	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0308	
	Capacitiva	0,0234	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)*</b>
	27,6	33,15	1,0900
	34,5	40,61	1,3352
	41,4	48,06	1,5801
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
	Horas de ponta	0,3085	
	Horas cheias	0,1482	
	Horas de vazio	0,0745	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	4,89	0,1606
	4,6	6,36	0,2090
	5,75	7,77	0,2553
	6,9	9,22	0,3031
	10,35	13,58	0,4466
	13,8	17,90	0,5886
	17,25	22,22	0,7306
Tarifa bi-horária e tri-horária	20,7	26,54	0,8727
	3,45	4,98	0,1639
	4,6	6,47	0,2126
	5,75	7,86	0,2583
	6,9	9,34	0,3071
	10,35	13,75	0,4520
	13,8	18,14	0,5965
17,25	22,56	0,7416	
20,7	26,97	0,8867	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1636	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1889	
	Horas de vazio	0,0987	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2147	
	Horas cheia	0,1712	
	Horas vazio	0,0987	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,99	0,0654
	2,3	3,53	0,1160
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1491	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1889	
	Horas de vazio	0,0987	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2147	
	Hora cheia	0,1712	
	Hora vazio	0,0987	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

#### 4.10 TARIFA SOCIAL

A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de eletricidade que se encontrem em situação de carência socioeconómica é uma das medidas adotadas, no quadro da proteção dos clientes vulneráveis e do aprofundamento da liberalização do mercado energético, sem prejuízo dos princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação que devem estar subjacentes à aplicação de tais medidas, em conformidade com a Diretiva 2009/72/EC, de 13 de julho.

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação do Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, criou a tarifa social de fornecimento de eletricidade a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, prevendo que a tarifa social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, nos termos do Regulamento Tarifário aplicável ao setor elétrico. A aplicação de um desconto no acesso às redes permite garantir o acesso a todos os consumidores a este regime, independentemente do seu comercializador de energia elétrica.

A ERSE estabelece a tarifa social de Acesso às Redes e a tarifa social de Venda a Clientes Finais aplicável pelo comercializador de último recurso.

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, nos termos do artigo 121.º, redesenhou os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia, com vista à aplicação de um modelo único e automático e ao alargamento do atual número de beneficiários efetivos, sem diminuição do valor do desconto face aos descontos sociais em vigor. Determinou também que o valor do desconto da tarifa social aplicável fosse atualizado no prazo de 60 dias e que as alterações introduzidas produzissem efeitos a partir de 1 julho de 2016, ao abrigo do artigo 201.º, n.º 1. Neste contexto, a Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março aprova uma alteração ao Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação aprovada pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, estabelecendo que o valor do desconto é determinado através do despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE, criando um modelo único para o gás natural e a eletricidade no que respeita ao modelo de aprovação dos descontos.

A referida Lei n.º 7-A/2016, nos termos do artigo 215.º, procede também à revogação do regime de apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE) aprovado pelo Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro. Até 30 de junho de 2016, os descontos sociais na tarifa transitória de venda a clientes finais de eletricidade correspondem a 20%, relativo ao mecanismo do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, e 13,8%, relativo ao Decreto-Lei n.º 102/2011, ora revogado. Face ao exposto e considerando que os descontos sociais disponíveis aos consumidores de eletricidade não deveriam sofrer diminuição de valor face aos que então em vigor, o membro do Governo responsável pela área da energia aprovou através do Despacho n.º 5138-A/2016, de 14 de abril, um desconto da tarifa social de eletricidade para o segundo semestre do ano de 2016, que integrou a componente até então atribuída através do ASECE, no valor de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais. O Despacho n.º 11946-A/2016, de 6 de outubro, mantém o desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Este desconto é veiculado através da tarifa social de acesso às redes, de modo a permitir a atribuição do mesmo por todos os comercializadores, representando um desconto médio de 49% nas tarifas de acesso às redes.

No cálculo da tarifa social de acesso às redes o referido desconto é prioritariamente aplicado no termo de potência contratada, essencialmente por dois motivos:

- Para não distorcer o sinal dado pelo preço de energia e fomentar uma utilização eficiente da energia elétrica;
- Reduzir barreiras ao acesso à energia elétrica a consumidores vulneráveis com consumos reduzidos, através de uma tarifa mais variabilizada.

Todavia, à semelhança das tarifas transitórias de venda a clientes finais e de modo a proteger os interesses dos consumidores no que respeita a variações tarifárias diferenciadas é aplicado um mecanismo de limitação de impactes tarifários, não se permitindo que qualquer preço das tarifas sociais de venda a clientes finais do CUR aumentem mais do que 1,7%. Esta opção é assegurada tendo em consideração que a variação média das tarifas sociais de venda a clientes finais é de 1,2%.

O desconto das tarifas de acesso às redes é idêntico em €/kVA para todas as opções tarifárias e escalões de potência, de modo a manter a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada das várias opções tarifárias e escalões de potência. O desconto das tarifas de venda a clientes finais é idêntico em €/kVA ao desconto das tarifas de acesso às redes, sendo comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas. Em 2017 o desconto é de 1,20 €/kVA.

As tarifas sociais são 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<sup>38</sup>, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

O universo de clientes finais beneficiários da tarifa social tem aumentado significativamente, ascendendo no terceiro trimestre de 2016 a cerca de 690 mil clientes.

No Quadro 4-40 apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2017 e para o correspondente valor do desconto que será suportado pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor. Entende-se por titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

---

<sup>38</sup> Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total, anual, seja igual ou inferior a € 5.808, acrescido de 50 % por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, até um máximo de 10.

**Quadro 4-40 – Clientes tarifa social e valor global do desconto em 2017**

	<b>Nº clientes beneficiários tarifa social</b>	<b>Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €)</b>
Portugal continental	690 617	70 267
RA Açores	14 284	1 591
RA Madeira	16 060	2 007

#### 4.10.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2017

Às entregas a clientes economicamente vulneráveis dos operadores das redes de distribuição, aplicam-se as tarifas sociais de Acesso às Redes.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas sociais de Acesso às Redes a vigorem em 2017.

**Quadro 4-41 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorem em 2017**

<b>TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤ 6,9 kVA)</b>		<b>PREÇOS</b>	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)</b>
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,13	0,0042
	2,3	0,26	0,0087
	3,45	0,38	0,0124
	4,6	0,50	0,0166
	5,7	0,63	0,0207
	6,9	0,76	0,0250
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa simples		0,0712	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1089	
	Horas de vazio	0,0117	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2330	
	Hora cheia	0,0740	
	Hora vazio	0,0117	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis são os seguintes:

**Quadro 4-42 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2017**

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BTN (≤ 6,9 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,38	0,0454
	2,3	2,76	0,0906
	3,45	4,15	0,1365
	4,6	5,54	0,1820
	5,7	6,92	0,2275
	6,9	8,30	0,2729
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0287	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0297	
	Horas de vazio	0,0292	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0297	
	Hora cheia	0,0289	
	Hora vazio	0,0292	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

Os valores indicados no Quadro 4-42 resultam da diferença entre os valores das tarifas de Acesso às Redes em BTN ≤ 6,9 kVA referidas no Quadro 4-33 e as tarifas sociais de Acesso às Redes referidas no Quadro 4-41, sendo de aplicação obrigatória a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador.

#### 4.10.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A VIGORAREM EM 2017

A tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorar em 2017 apresenta-se nos quadros seguintes.

**Quadro 4-43 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2017 em Portugal continental**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤ 6,9 kVA e > 2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência	(kVA)		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45		0,77	0,0251
	4,6		0,85	0,0280
	5,7		0,93	0,0307
	6,9		1,02	0,0334
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1365	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1645	
	Horas de vazio		0,0722	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1910	
	Horas de cheias		0,1448	
	Horas de vazio		0,0722	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤ 2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência	(kVA)		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15		1,18	0,0388
	2,3		1,73	0,0571
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1135	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1645	
	Horas de vazio		0,0722	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1910	
	Horas de cheias		0,1448	
	Horas de vazio		0,0722	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

**Quadro 4-44 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2017 na Região Autónoma dos Açores**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ( $\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples	3,45	0,78	0,0254
	4,6	0,88	0,0289
	5,75	0,90	0,0297
	6,9	0,99	0,0325
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,91	0,0300
	4,6	1,03	0,0341
	5,75	1,06	0,0347
	6,9	1,19	0,0390
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1358	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1623	
	Horas de vazio	0,0698	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1901	
	Horas cheias	0,1377	
	Horas de vazio	0,0698	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,69	0,0227
	2,3	0,96	0,0315
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1239	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1623	
	Horas de vazio	0,0698	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1901	
	Horas de cheias	0,1377	
	Horas de vazio	0,0698	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

**Quadro 4-45 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2017 na Região Autónoma da Madeira**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples	3,45	0,74	0,0241
	4,6	0,82	0,0270
	5,75	0,85	0,0278
	6,9	0,92	0,0302
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,83	0,0274
	4,6	0,93	0,0306
	5,75	0,94	0,0308
	6,9	1,04	0,0342
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1349	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1592	
	Horas de vazio	0,0695	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,1850	
	Horas cheia	0,1423	
	Horas vazio	0,0695	

\* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,61	0,0200
	2,3	0,77	0,0254
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1204	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1592	
	Horas de vazio	0,0695	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1850	
	Horas de cheias	0,1423	
	Horas de vazio	0,0695	

\* RRC art. 119.º, n.º 5



## 5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

## 5.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2017

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	6,13%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, prevista para 2017, em percentagem	Art.º 83.º
$\delta_{t-2}$	0,50	<i>Spread</i> de 2015, em pontos percentuais	-
$\delta_{t-1}$	0,75	<i>Spread</i> de 2016, em pontos percentuais	-
$r_{GS,t}$	6,13%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Global do Sistema, prevista para 2017, em percentagem	Art.º 85.º
$VCE_{iURT,t}$	5 031	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite para 2017 (em €/painel de subestação)	Art.º 88.º
$VCE_{iURT,t}$	395	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para 2017 (em €/km)	Art.º 88.º
$X_{FCE}$	1,5%	Fator de eficiência a aplicar à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de Energia Elétrica	Art.º 88.º
$X_{VCEURT,i}$	1,5%	Fator de eficiência a aplicar aos custos incrementais da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano $t$	Art.º 88.º
$r_{CA,URT,t}$	6,13%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para 2017, em percentagem	Art.º 88.º
$r_{CREf,URT,t}$	6,88%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para 2017, em percentagem	Art.º 88.º
$\alpha_t$	85%	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, em 2017	Art.º 88.º
$r_{Ime,URT,t}$	6,88%	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração, em 2017, em percentagem	Art.º 88.º
-	4,70%	Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2015	Art.º 92.º
$r_{URD,t}$	6,48%	Taxa de remuneração dos ativos fixos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2017, em percentagem	Art.º 94.º
$FCE_{URD,AT/MT,t}$	23 856	Componente fixa dos proventos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 94.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{FCE}$	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede convencional, em AT/MT, em percentagem	Art.º 94.º
$VCE_{URD,AT/MT,t}$	0,001065	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em Euros por kWh	Art.º 94.º
$X_{VCE,URD,i}$	2,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em percentagem	Art.º 94.º
$VCE_{URD,AT/MT,t}$	589	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à extensão da rede em AT/MT, em Euros por km	Art.º 94.º
$X_{VCE,URD,i}$	2,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à extensão da rede em AT/MT em percentagem	Art.º 94.º
$FCE_{URD,BT,t}$	53 917	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 94.º
$X_{FCE}$	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em percentagem	Art.º 94.º
$VCE_{URD,BT,t}$	0,005025	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em BT, em Euros por kWh	Art.º 94.º
$X_{VCE,URD,i}$	2,5%	Parâmetro $i$ associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em BT, em percentagem	Art.º 94.º
$VCE_{URD,BT,t}$	17,781	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes de BT, em Euros por cliente	Art.º 94.º
$X_{VCE,URD,i}$	2,5%	Parâmetro $i$ associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes em BT, em percentagem	Art.º 94.º
$\Delta r_1$	1,0%	Dedução à taxa de remuneração dos ativos fixos em BT ( $j=2$ ) afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica por excesso do limite de investimento fixado pela ERSE	Art.º 94.º
$r_{CVPRE,t}^{CR}$	6,48%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, prevista para 2016, em percentagem	Art.º 96.º
$r_{CVVE,t}^{CR}$	6,48%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2016, em percentagem	Art.º 97.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{NT,t}$	59	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 100.º
$X_{C,F,NT,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 100.º
$V_{C,NT,t}$	205,990	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em Euros por consumidor	Art.º 100.º
$X_{C,V,NT,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em percentagem	Art.º 100.º
$O_{C,NT,t}$	1	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em NT, em milhares de euros	Art.º 100.º
$FC_{BTE,t}$	50	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 100.º
$X_{C,F,BTE,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 100.º
$V_{C,BTE,t}$	58,168	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em Euros por consumidor	Art.º 100.º
$X_{C,V,BTE,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em percentagem	Art.º 100.º
$O_{C,BTE,t}$	2	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BTE, em milhares de euros	Art.º 100.º
$FC_{BT,t}$	9 416	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BT, em milhares de euros	Art.º 100.
$X_{C,F,BT,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BT, em percentagem	Art.º 100.
$V_{C,BT,t}$	12,640	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BT, em Euros por consumidor	Art.º 100.
$X_{C,v,BT,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BT, em percentagem	Art.º 100.
$O_{C,BT,t}$	1 498	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 100.º
$\bar{\delta}_{t-2}$	0,5	<i>Spread</i> de 2015, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$\delta_{t-1}$	0,75	Spread de 2016, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
$r_t^{AGS}$	6,13%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2017, em percentagem	Art.º 102.º
$FC_t^{AGS}$	11 297	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 102.º
$X_{FC}^{AGS}$	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 102.º
$r_t^D$	6,48%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2017, em percentagem	Art.º 105.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 358	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 105.º
$FC_{BT,t}^D$	4 049	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 105.º
$VC_{i_{AT/MT,t}}^D$	0,0045	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em AT/MT, em euros por KWh	Art.º 105.º
$VC_{i_{BT,t}}^D$	0,0046	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em BT, em euros por KWh	Art.º 105.º
$VC_{i_{AT/MT,t}}^D$	1,5492	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 105.º
$VC_{i_{BT,t}}^D$	0,0167	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 105.º
$X_{FC,AT/MT,BT}^D$	2,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 105.º
$X_{VC_{ef,nc,AT/MT,BT}}^D$	2,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 105.º
$r_t^C$	6,48%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2017, em percentagem	Art.º 106.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$F_{MT,t}^A$	142	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 106.º
$V_{i,MT,t}^A$	186,55	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em euros por cliente	Art.º 106.º
$F_{BT,t}^A$	2 964	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 106.º
$V_{i,BT,t}^A$	24,45	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em euros por cliente	Art.º 106.º
$X_{F_{MT e BT}}^A$	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 106.º
$X_{V_{MT e BT}}^A$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 106.º
$r_t^{MAGS}$	6,13%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2017, em percentagem	Art.º 110.º
$FC_t^{MAGS}$	12 541	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 110.º
$X_{FC}^{MAGS}$	2,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 110.º
$r_t^D$	6,48%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2017, em percentagem	Art.º 113.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 306	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 113.º
$FC_{BT,t}^D$	6 255	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 113.º
$VC_{i,AT/MT,t}^D$	0,005932	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 113.º
$VC_{i,BT,t}^D$	0,005254	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por KWh	Art.º 113.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{AT/MT,t}^{M^D}$	3,80922	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 113.º
$VC_{BT,t}^{M^D}$	0,022951	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 113.º
$X_{FC, AT/MT e BT}^{M^D}$	4,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 113.º
$X_{VC_i, AT/MT e BT}^{M^D}$	4,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 113.º
$r_t^{M^C}$	6,48%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2017, em percentagem	Art.º 114.º
$F_{MT,t}^{M^C}$	217	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$V_{MT,t}^{M^C}$	717,42	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em euros por cliente	Art.º 114.º
$F_{BT,t}^{M^C}$	1 959	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$V_{BT,t}^{M^C}$	14,38	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em euros por cliente	Art.º 114.º
$X_{F_{MT e BT}}^{M^C}$	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 114.º
$X_{V_{MT e BT}}^{M^C}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 114.º
$V_{p,t-2}$	0,01681	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em euros por kWh	Art.º 121.º
$\alpha_{RI,t}$	50,0%	Parâmetro para a partilha entre empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 126.º
$\beta_{RI,k,t}$	25%+10pp/ano	Parâmetro para limitação do valor representativo do acréscimo do custo com capital no ano t, associado ao projeto k	Art.º 126.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$\Delta r_{RI,t}$	1,0%	Valor representativo do acréscimo da taxa de remuneração para projetos aceites como rede inteligente	Art.º 126.º
$T_{RI}$	6	Período de vigência do incentivo ao investimento em rede inteligente, por projeto	Art.º 126.º
$\alpha$	0,0%	Parâmetro de controlo da rendibilidade dos ativos definidos para o período regulatório	Art.º 133.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período regulatório 2015-2017 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$END_{REF\ 2015}$	$0,000134 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2015, expressa em kWh	Art.º 124.º
$END_{REF\ 2016}$	$0,000133 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2016, expressa em kWh	Art.º 124.º
$END_{REF\ 2017}$	$0,000134 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2017, expressa em kWh	Art.º 124.º
$\Delta V$	$0,12 \times END_{REF}$	Valor de variação da $END_{REF}$ , expressa em kWh	Art.º 124.º
VEND	3,0	Valorização da energia não distribuída, expressa em euros por kWh	Art.º 124.º
$RQS1_{máx}$	4 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 124.º
$RQS1_{mín}$	4 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 124.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2015}$	650,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2015, expresso em minutos	Art.º 124.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2016}$	620,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2016, expresso em minutos	Art.º 124.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2017}$	590,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2017, expresso em minutos	Art.º 124.º
$\Delta S$	30,0	Valor de variação do SAIDI MT 5% <sub>REF</sub> , expresso em minutos	Art.º 124.º
V SAIDI MT	33 333,33	Valorização do SAIDI MT 5%, expresso em euros por minuto	Art.º 124.º
$RQS2_{máx}$	1 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 124.º
$RQS2_{mín}$	1 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 124.º

Os valores dos parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT para o período regulatório 2015-2017 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$I_{dis_{máx}}$	0	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da disponibilidade da rede de transporte, expresso em euros	Art.º 131.º
$I_{dis_{mín}}$	0	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da disponibilidade da rede de transporte, expresso em euros	Art.º 131.º
$T_{cd_{REF}}$	97,5%	Taxa combinada de disponibilidade de referência no ano t-2, expressa em percentagem	Art.º 131.º
$\Delta V$	0%	Valor de variação da taxa combinada de disponibilidade, expressa em percentagem	Art.º 131.º
$V_{dis}$	0	Valorização da taxa combinada de disponibilidade no ano t-2, expressa em euros	Art.º 131.º
$\alpha$	0,75	Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência	Art.º 131.º

## 5.2 VALORES MENSIS A TRANSFERIR PELA REN

### 5.2.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Apresenta-se no quadro seguinte os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 aos bancos cessionários do défice de 2006 e 2007 da Região Autónoma dos Açores.

**Quadro 5-1 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos**

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2017		
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total
Janeiro	180 391	180 391	360 782	331 249	331 249	662 498	511 640	511 640	1 023 280
Fevereiro	180 391	180 391	360 782	331 249	331 249	662 498	511 640	511 640	1 023 280
Março	180 391	180 391	360 782	331 249	331 249	662 498	511 640	511 640	1 023 280
Abril	180 391	180 391	360 782	331 249	331 249	662 498	511 640	511 640	1 023 280
Mai	180 391	180 391	360 782	331 249	331 249	662 498	511 640	511 640	1 023 280
Junho	180 391	180 391	360 782	331 249	331 249	662 498	511 640	511 640	1 023 280
Julho	180 391	180 391	360 782	331 249	331 249	662 498	511 640	511 640	1 023 280
Agosto	180 391	180 391	360 782	331 249	331 249	662 498	511 640	511 640	1 023 280
Setembro	180 391	180 391	360 782	331 249	331 249	662 498	511 640	511 640	1 023 280
Outubro	180 391	180 391	360 782	331 249	331 249	662 498	511 640	511 640	1 023 280
Novembro	180 391	180 391	360 782	331 249	331 249	662 498	511 640	511 640	1 023 280
Dezembro	180 391	180 391	360 782	331 249	331 249	662 498	511 640	511 640	1 023 280
<b>Total</b>	<b>2 164 692</b>	<b>2 164 692</b>	<b>4 329 384</b>	<b>3 974 989</b>	<b>3 974 989</b>	<b>7 949 978</b>	<b>6 139 681</b>	<b>6 139 681</b>	<b>12 279 362</b>

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores, em 2017, totalizam € 26 180 264<sup>39</sup>.

**Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA**

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2017
Janeiro	2 181 689
Fevereiro	2 181 689
Março	2 181 689
Abril	2 181 689
Mai	2 181 689
Junho	2 181 689
Julho	2 181 689
Agosto	2 181 689
Setembro	2 181 689
Outubro	2 181 689
Novembro	2 181 689
Dezembro	2 181 689
<b>Total</b>	<b>26 180 264</b>

<sup>39</sup> Este valor deve ser transferido da REN para a EDA, em duodécimos.

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma dos Açores, em 2017, são apresentados no Quadro 5-3. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2017, o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2016, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2016, e o ajustamento definitivo ao valor dos descontos com a tarifa social apurado para 2015, tendo em conta a previsão efetuada nas tarifas de 2015 e o ajustamento provisório desta previsão efetuado nas tarifas de 2016.

**Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social**

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	86 117
Fevereiro	86 117
Março	86 117
Abril	86 117
Mai	86 117
Junho	86 117
Julho	86 117
Agosto	86 117
Setembro	86 117
Outubro	86 117
Novembro	86 117
Dezembro	86 117
<b>Total</b>	<b>1 033 409</b>

### 5.2.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Apresenta-se no quadro seguinte os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 aos bancos cessionários do défice de 2006 e 2007 da Região Autónoma da Madeira.

### Quadro 5-4 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2017		
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total
Janeiro	65 949	65 949	131 898	219 127	219 127	438 254	285 076	285 076	570 152
Fevereiro	65 949	65 949	131 898	219 127	219 127	438 254	285 076	285 076	570 152
Março	65 949	65 949	131 898	219 127	219 127	438 254	285 076	285 076	570 152
Abril	65 949	65 949	131 898	219 127	219 127	438 254	285 076	285 076	570 152
Mai	65 949	65 949	131 898	219 127	219 127	438 254	285 076	285 076	570 152
Junho	65 949	65 949	131 898	219 127	219 127	438 254	285 076	285 076	570 152
Julho	65 949	65 949	131 898	219 127	219 127	438 254	285 076	285 076	570 152
Agosto	65 949	65 949	131 898	219 127	219 127	438 254	285 076	285 076	570 152
Setembro	65 949	65 949	131 898	219 127	219 127	438 254	285 076	285 076	570 152
Outubro	65 949	65 949	131 898	219 127	219 127	438 254	285 076	285 076	570 152
Novembro	65 949	65 949	131 898	219 127	219 127	438 254	285 076	285 076	570 152
Dezembro	65 949	65 949	131 898	219 127	219 127	438 254	285 076	285 076	570 152
<b>Total</b>	<b>791 387</b>	<b>791 387</b>	<b>1 582 774</b>	<b>2 629 523</b>	<b>2 629 523</b>	<b>5 259 046</b>	<b>3 420 910</b>	<b>3 420 910</b>	<b>6 841 819</b>

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira, em 2017, totalizam € 1 722 323<sup>40</sup>.

### Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2017
Janeiro	143 527
Fevereiro	143 527
Março	143 527
Abril	143 527
Mai	143 527
Junho	143 527
Julho	143 527
Agosto	143 527
Setembro	143 527
Outubro	143 527
Novembro	143 527
Dezembro	143 527
<b>Total</b>	<b>1 722 323</b>

<sup>40</sup> Este valor deve ser transferido da REN para a EEM, em duodécimos.

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma da Madeira, em 2017, são apresentados no Quadro 5-6. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2017, o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2016, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2016, e o ajustamento definitivo ao valor dos descontos com a tarifa social de 2015, tendo em conta a previsão efetuada nas tarifas de 2015, o ajustamento provisório desta previsão por comparação com a melhor estimativa disponível no cálculo das tarifas de 2016 e os descontos efetivamente concedidos em 2015.

**Quadro 5-6 - Transferências da REN para a EEM relativas à tarifa Social**

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	166 476
Fevereiro	166 476
Março	166 476
Abril	166 476
Maio	166 476
Junho	166 476
Julho	166 476
Agosto	166 476
Setembro	166 476
Outubro	166 476
Novembro	166 476
Dezembro	166 476
Total	1 997 707

### 5.2.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A EDP DISTRIBUIÇÃO

Os custos com a tarifa social em Portugal Continental, em 2017, são apresentados no Quadro 5-7. O montante indicado no quadro abaixo incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2017, bem como o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2016, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2016, e o ajustamento definitivo da tarifa social de 2015, tendo em conta a previsão efetuada nas tarifas de 2015, o correspondente ajustamento provisório efetuado nas tarifas de 2016 e os descontos efetivamente concedidos em 2015.

**Quadro 5-7 - Transferências da REN para a EDP Distribuição relativas à Tarifa Social**

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	6 157 048
Fevereiro	6 157 048
Março	6 157 048
Abril	6 157 048
Mai	6 157 048
Junho	6 157 048
Julho	6 157 048
Agosto	6 157 048
Setembro	6 157 048
Outubro	6 157 048
Novembro	6 157 048
Dezembro	6 157 048
Total	73 884 576

**5.2.4 TRANSFERÊNCIAS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES**

O quadro seguinte apresenta os valores das transferências entre o operador da rede de transporte e os centros electroprodutores no âmbito do financiamento da tarifa social. Os montantes apresentados incorporam o financiamento da tarifa social prevista para o ano de 2017, bem como o ajustamento provisório dos financiamentos da tarifa social de 2016 e o ajustamento definitivo dos financiamentos da tarifa social de 2015.

**Quadro 5-8 - Transferências entre os centros electroprodutores e a REN relativas ao financiamento da tarifa social**

Unidade: EUR

Tarifa Social (valores líquidos a transferir em 2017)							
Centrais com Garantia de Potência		Centrais com CMEC/CAE		Restantes centrais			
<b>EDP Produção</b>	<b>29 703 057</b>	<b>EDP Produção</b>	<b>22 910 754</b>	<b>EDP Produção</b>	<b>5 368 626</b>	<b>Pebble Hydro</b>	<b>306 392</b>
Janeiro	2 475 255	Janeiro	1 909 230	Janeiro	447 386	Janeiro	25 533
Fevereiro	2 475 255	Fevereiro	1 909 230	Fevereiro	447 386	Fevereiro	25 533
Março	2 475 255	Março	1 909 230	Março	447 386	Março	25 533
Abril	2 475 255	Abril	1 909 230	Abril	447 386	Abril	25 533
Maio	2 475 255	Maio	1 909 230	Maio	447 386	Maio	25 533
Junho	2 475 255	Junho	1 909 230	Junho	447 386	Junho	25 533
Julho	2 475 255	Julho	1 909 230	Julho	447 386	Julho	25 533
Agosto	2 475 255	Agosto	1 909 230	Agosto	447 386	Agosto	25 533
Setembro	2 475 255	Setembro	1 909 230	Setembro	447 386	Setembro	25 533
Outubro	2 475 255	Outubro	1 909 230	Outubro	447 386	Outubro	25 533
Novembro	2 475 255	Novembro	1 909 230	Novembro	447 386	Novembro	25 533
Dezembro	2 475 255	Dezembro	1 909 230	Dezembro	447 386	Dezembro	25 533
<b>Hidroelétrica do Guadiana</b>	<b>2 277 105</b>	<b>Turbogás</b>	<b>6 426 866</b>	<b>Hidroelétrica do Guadiana</b>	<b>839 244</b>	<b>EH de Alto Tâmega e Barroso</b>	<b>109 054</b>
Janeiro	189 759	Janeiro	535 572	Janeiro	69 937	Janeiro	9 088
Fevereiro	189 759	Fevereiro	535 572	Fevereiro	69 937	Fevereiro	9 088
Março	189 759	Março	535 572	Março	69 937	Março	9 088
Abril	189 759	Abril	535 572	Abril	69 937	Abril	9 088
Maio	189 759	Maio	535 572	Maio	69 937	Maio	9 088
Junho	189 759	Junho	535 572	Junho	69 937	Junho	9 088
Julho	189 759	Julho	535 572	Julho	69 937	Julho	9 088
Agosto	189 759	Agosto	535 572	Agosto	69 937	Agosto	9 088
Setembro	189 759	Setembro	535 572	Setembro	69 937	Setembro	9 088
Outubro	189 759	Outubro	535 572	Outubro	69 937	Outubro	9 088
Novembro	189 759	Novembro	535 572	Novembro	69 937	Novembro	9 088
Dezembro	189 759	Dezembro	535 572	Dezembro	69 937	Dezembro	9 088
<b>Endesa</b>	<b>5 137 505</b>	<b>Tejo Energia</b>	<b>3 740 169</b>			<b>Município de Ribeira de Pena</b>	<b>96 919</b>
Janeiro	428 125	Janeiro	311 681			Janeiro	8 077
Fevereiro	428 125	Fevereiro	311 681			Fevereiro	8 077
Março	428 125	Março	311 681			Março	8 077
Abril	428 125	Abril	311 681			Abril	8 077
Maio	428 125	Maio	311 681			Maio	8 077
Junho	428 125	Junho	311 681			Junho	8 077
Julho	428 125	Julho	311 681			Julho	8 077
Agosto	428 125	Agosto	311 681			Agosto	8 077
Setembro	428 125	Setembro	311 681			Setembro	8 077
Outubro	428 125	Outubro	311 681			Outubro	8 077
Novembro	428 125	Novembro	311 681			Novembro	8 077
Dezembro	428 125	Dezembro	311 681			Dezembro	8 077
<b>Total Tarifa Social</b>				<b>76 915 693</b>			

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para a REN.

**5.2.5 TRANSFERÊNCIAS PARA OS CENTROS ELECTROPRODUTORES**

De seguida apresentam-se os valores a transferir pelo operador da rede de transporte no âmbito do incentivo à garantia de potência referente ao ano de 2016, cujos pagamentos são efetuados aos centros

electroprodutores no ano seguinte àquele a que se reportam, nos termos da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto.

**Quadro 5-9 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento**

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Garantia de Potência Incentivo ao investimento		Garantia de Potência Incentivo ao investimento	
<b>Hidroelétrica do Guadiana</b>	<b>2 831 883</b>	<b>EDP Produção</b>	<b>2 557 004</b>
Janeiro	235 990	Janeiro	213 084
Fevereiro	235 990	Fevereiro	213 084
Março	235 990	Março	213 084
Abril	235 990	Abril	213 084
Maio	235 990	Maio	213 084
Junho	235 990	Junho	213 084
Julho	235 990	Julho	213 084
Agosto	235 990	Agosto	213 084
Setembro	235 990	Setembro	213 084
Outubro	235 990	Outubro	213 084
Novembro	235 990	Novembro	213 084
Dezembro	235 990	Dezembro	213 084

**Quadro 5-10 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo à disponibilidade**

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Garantia de Potência Incentivo à disponibilidade		Garantia de Potência Incentivo à disponibilidade	
<b>Elecgás (Pego CC)</b>	<b>5 058 228</b>	<b>EDP Produção</b>	<b>11 494 875</b>
Janeiro	421 519	Janeiro	957 906
Fevereiro	421 519	Fevereiro	957 906
Março	421 519	Março	957 906
Abril	421 519	Abril	957 906
Maio	421 519	Maio	957 906
Junho	421 519	Junho	957 906
Julho	421 519	Julho	957 906
Agosto	421 519	Agosto	957 906
Setembro	421 519	Setembro	957 906
Outubro	421 519	Outubro	957 906
Novembro	421 519	Novembro	957 906
Dezembro	421 519	Dezembro	957 906

### 5.2.6 TRANSFERÊNCIAS PARA A EDP SERVIÇO UNIVERSAL AO ABRIGO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013

No âmbito do mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 e do n.º 2 do artigo 4.º da Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho, os valores transferidos para o operador da rede de transporte por parte dos produtores em regime ordinário e por parte de outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida serão, por sua vez, integralmente transferidos por este operador para o comercializador de último recurso. Estas transferências efetuar-se-ão em função dos montantes recebidos, no mês subsequente ao recebimento por parte do operador da rede de transporte.

### 5.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A REN

Dando cumprimento ao estabelecido na Lei nº 7-A/2016, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano de 2016, os valores a transferir para a REN, no total de 50 000 000€, decorrente da contribuição extraordinária sobre o setor energético alocados à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN a transferir pelo Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE) no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN, para redução do diferencial de custo CAE referente a 2017 são os seguintes:

**Quadro 5-11 - Transferências no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN para a REN**

Unidade: EUR

Contribuição extraordinária sobre o setor energético em 2017	
Janeiro	4 166 667
Fevereiro	4 166 667
Março	4 166 667
Abril	4 166 667
Maio	4 166 667
Junho	4 166 667
Julho	4 166 667
Agosto	4 166 667
Setembro	4 166 667
Outubro	4 166 667
Novembro	4 166 667
Dezembro	4 166 667
Total	50 000 000

## 5.4 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA EDP DISTRIBUIÇÃO

### 5.4.1 TRANSFERÊNCIAS PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Dando cumprimento ao estabelecido no Regulamento das Relações Comerciais definem-se os montantes mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição em AT e MT ao comercializador de último recurso.

**Quadro 5-12 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal**

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Diferencial extinção tarifas	Sustentabilidade mercados	Sobreproveito	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Janeiro	16 749 589	566 846	-3 706 756	-373 319	13 236 360	-29 712	13 206 648
Fevereiro	16 749 589	566 846	-3 706 756	-373 319	13 236 360	-29 712	13 206 648
Março	16 749 589	566 846	-3 706 756	-373 319	13 236 360	-29 712	13 206 648
Abril	16 749 589	566 846	-3 706 756	-373 319	13 236 360	-29 712	13 206 648
Maio	16 749 589	566 846	-3 706 756	-373 319	13 236 360	-29 712	13 206 648
Junho	16 749 589	566 846	-3 706 756	-373 319	13 236 360	-29 712	13 206 648
Julho	16 749 589	566 846	-3 706 756	-373 319	13 236 360	-29 712	13 206 648
Agosto	16 749 589	566 846	-3 706 756	-373 319	13 236 360	-29 712	13 206 648
Setembro	16 749 589	566 846	-3 706 756	-373 319	13 236 360	-29 712	13 206 648
Outubro	16 749 589	566 846	-3 706 756	-373 319	13 236 360	-29 712	13 206 648
Novembro	16 749 589	566 846	-3 706 756	-373 319	13 236 360	-29 712	13 206 648
Dezembro	16 749 589	566 846	-3 706 756	-373 319	13 236 360	-29 712	13 206 648
<b>Total</b>	<b>200 995 065</b>	<b>6 802 149</b>	<b>-44 481 068</b>	<b>-4 479 826</b>	<b>158 836 320</b>	<b>-356 549</b>	<b>158 479 771</b>

Apresentam-se nos quadros seguintes os valores a transferir pelo operador da rede de distribuição às entidades cessionárias dos seguintes créditos:

- Custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 aos bancos cessionários do défice de 2006 e 2007 do Continente, suportado pela EDP Serviço Universal.
- Ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de aquisição de energia elétrica relativos aos anos de 2007 e 2008.
- Ajustamentos positivos referentes a custos de medidas de política energética respeitantes a sobrecustos de produção de energia em regime especial estimados para o ano de 2009.
- Montante da parcela de acerto dos CMEC de 2012 titularizada à Tagus, S.A.
- Parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2013. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao Santander e à Tagus, S.A.;

- f) Parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2014. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Santander, à Tagus S.A. e à CGD, S.A..
- g) Parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2015. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, Caixa Bank e Banco Popular;
- h) Parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2016. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, à CGD, ao Santander, à Tagus S.A., ao BPI e ao BBVA.

#### 5.4.2 TRANSFERÊNCIAS PARA AS ENTIDADES CESSIONÁRIAS DO DÉFICE TARIFÁRIO DE 2006 E 2007 DO CONTINENTE, SUPTADO PELA EDP SERVIÇO UNIVERSAL

##### Quadro 5-13 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2017	
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português
Janeiro	587 270	587 270	1 174 540	222 895	222 895	445 790	810 165	810 165
Fevereiro	587 270	587 270	1 174 540	222 895	222 895	445 790	810 165	810 165
Março	587 270	587 270	1 174 540	222 895	222 895	445 790	810 165	810 165
Abril	587 270	587 270	1 174 540	222 895	222 895	445 790	810 165	810 165
Mai	587 270	587 270	1 174 540	222 895	222 895	445 790	810 165	810 165
Junho	587 270	587 270	1 174 540	222 895	222 895	445 790	810 165	810 165
Julho	587 270	587 270	1 174 540	222 895	222 895	445 790	810 165	810 165
Agosto	587 270	587 270	1 174 540	222 895	222 895	445 790	810 165	810 165
Setembro	587 270	587 270	1 174 540	222 895	222 895	445 790	810 165	810 165
Outubro	587 270	587 270	1 174 540	222 895	222 895	445 790	810 165	810 165
Novembro	587 270	587 270	1 174 540	222 895	222 895	445 790	810 165	810 165
Dezembro	587 270	587 270	1 174 540	222 895	222 895	445 790	810 165	810 165
<b>Total</b>	<b>7 047 238</b>	<b>7 047 238</b>	<b>14 094 475</b>	<b>2 674 740</b>	<b>2 674 740</b>	<b>5 349 480</b>	<b>9 721 978</b>	<b>9 721 978</b>

## 5.4.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A TAGUS – SOCIEDADE DE TITULARIZAÇÃO DE CRÉDITOS, S.A..

**Quadro 5-14 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de Aquisição de Energia Elétrica relativos aos anos de 2007 e de 2008**

Unidade: EUR

Renda anual	
Janeiro	8 301 956
Fevereiro	8 301 956
Março	8 301 956
Abril	8 301 956
Maió	8 301 956
Junho	8 301 956
Julho	8 301 956
Agosto	8 301 956
Setembro	8 301 956
Outubro	8 301 956
Novembro	8 301 956
Dezembro	8 301 956
<b>Total</b>	<b>99 623 468</b>

**Quadro 5-15 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009**

Unidade: EUR

Renda anual	
Janeiro	2 912 064
Fevereiro	2 912 064
Março	2 912 064
Abril	2 912 064
Maió	2 912 064
Junho	2 912 064
Julho	2 912 064
Agosto	2 912 064
Setembro	2 912 064
Outubro	2 912 064
Novembro	2 912 064
Dezembro	2 912 064
<b>Total</b>	<b>34 944 770</b>

**Quadro 5-16 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente à parcela de acerto dos CMEC de 2012**

Unidade: EUR

Renda anual	
Janeiro	10 229 632
Fevereiro	10 229 632
Março	10 229 632
Abril	10 229 632
Mai	10 229 632
Junho	10 229 632
Julho	10 229 632
Agosto	10 229 632
Setembro	10 229 632
Outubro	10 229 632
Novembro	10 229 632
Dezembro	10 229 632
<b>Total</b>	<b>122 755 584</b>

**5.4.4 TRANSFERÊNCIAS PARA AS ENTIDADES CESSIONÁRIAS REFERENTE AO SOBRECUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA E PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL**

**Quadro 5-17 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2014, 2015 e 2016**

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2014	
Janeiro	4 077 779
Fevereiro	4 077 779
Março	4 077 779
Abril	4 077 779
Mai	4 077 779
Junho	4 077 779
Julho	4 077 779
Agosto	4 077 779
Setembro	4 077 779
Outubro	4 077 779
Novembro	4 077 779
Dezembro	4 077 779
<b>Total</b>	<b>48 933 348</b>

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2017

Parâmetros para a definição das tarifas

Unidade: EUR

Renda do  
sobrecusto da  
PRE em 2015

Janeiro	2 218 105
Fevereiro	2 218 105
Março	2 218 105
Abril	2 218 105
Mai	2 218 105
Junho	2 218 105
Julho	2 218 105
Agosto	2 218 105
Setembro	2 218 105
Outubro	2 218 105
Novembro	2 218 105
Dezembro	2 218 105

Total	26 617 260
-------	------------

Unidade: EUR

Renda do  
sobrecusto da  
PRE em 2015

Janeiro	2 490 617
Fevereiro	2 490 617
Março	2 490 617
Abril	2 490 617
Mai	2 490 617
Junho	2 490 617
Julho	2 490 617
Agosto	2 490 617
Setembro	2 490 617
Outubro	2 490 617
Novembro	2 490 617
Dezembro	2 490 617

Total	29 887 404
-------	------------

Unidade: EUR

Renda do  
sobrecusto da PRE  
em 2016

Janeiro	2 160 348
Fevereiro	2 160 348
Março	2 160 348
Abril	2 160 348
Mai	2 160 348
Junho	2 160 348
Julho	2 160 348
Agosto	2 160 348
Setembro	2 160 348
Outubro	2 160 348
Novembro	2 160 348
Dezembro	2 160 348

Total	25 924 176
-------	------------

**Quadro 5-18 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Santander Totta referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2013, de 2014 e de 2016**

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2013		Renda do sobrecusto da PRE em 2014	
Janeiro	3 307 084	Janeiro	4 610 638
Fevereiro	3 307 084	Fevereiro	4 610 638
Março	3 307 084	Março	4 610 638
Abril	3 307 084	Abril	4 610 638
Mai	3 307 084	Mai	4 610 638
Junho	3 307 084	Junho	4 610 638
Julho	3 307 084	Julho	4 610 638
Agosto	3 307 084	Agosto	4 610 638
Setembro	3 307 084	Setembro	4 610 638
Outubro	3 307 084	Outubro	4 610 638
Novembro	3 307 084	Novembro	4 610 638
Dezembro	3 307 084	Dezembro	4 610 638
<b>Total</b>	<b>39 685 007</b>	<b>Total</b>	<b>55 327 656</b>

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2016	
Janeiro	4 278 847
Fevereiro	4 278 847
Março	4 278 847
Abril	4 278 847
Mai	4 278 847
Junho	4 278 847
Julho	4 278 847
Agosto	4 278 847
Setembro	4 278 847
Outubro	4 278 847
Novembro	4 278 847
Dezembro	4 278 847
<b>Total</b>	<b>51 346 164</b>

**Quadro 5-19 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2013, 2014 e 2016**

	Unidade: EUR		Unidade: EUR
	Renda do sobrecusto da PRE em 2013		Renda do sobrecusto da PRE em 2014
Janeiro	17 312 913	Janeiro	11 332 592
Fevereiro	17 312 913	Fevereiro	11 332 592
Março	17 312 913	Março	11 332 592
Abril	17 312 913	Abril	11 332 592
Maiο	17 312 913	Maiο	11 332 592
Junho	17 312 913	Junho	11 332 592
Julho	17 312 913	Julho	11 332 592
Agosto	17 312 913	Agosto	11 332 592
Setembro	17 312 913	Setembro	11 332 592
Outubro	17 312 913	Outubro	11 332 592
Novembro	17 312 913	Novembro	11 332 592
Dezembro	17 312 913	Dezembro	11 332 592
<b>Total</b>	<b>207 754 956</b>	<b>Total</b>	<b>135 991 104</b>

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2016	
Janeiro	12 972 428
Fevereiro	12 972 428
Março	12 972 428
Abril	12 972 428
Maiο	12 972 428
Junho	12 972 428
Julho	12 972 428
Agosto	12 972 428
Setembro	12 972 428
Outubro	12 972 428
Novembro	12 972 428
Dezembro	12 972 428
<b>Total</b>	<b>155 669 136</b>

**Quadro 5-20 - Transferências da EDP Distribuição para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2014 e de 2016**

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
	Renda do sobrecusto da PRE em 2014		Renda do sobrecusto da PRE em 2016
Janeiro	2 708 225	Janeiro	3 203 632
Fevereiro	2 708 225	Fevereiro	3 203 632
Março	2 708 225	Março	3 203 632
Abril	2 708 225	Abril	3 203 632
Maio	2 708 225	Maio	3 203 632
Junho	2 708 225	Junho	3 203 632
Julho	2 708 225	Julho	3 203 632
Agosto	2 708 225	Agosto	3 203 632
Setembro	2 708 225	Setembro	3 203 632
Outubro	2 708 225	Outubro	3 203 632
Novembro	2 708 225	Novembro	3 203 632
Dezembro	2 708 225	Dezembro	3 203 632
<b>Total</b>	<b>32 498 700</b>	<b>Total</b>	<b>38 443 584</b>

**Quadro 5-21 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Popular referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2014 e 2015**

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2014		Renda do sobrecusto da PRE em 2015	
Janeiro	2 862 252	Janeiro	1 767 283
Fevereiro	2 862 252	Fevereiro	1 767 283
Março	2 862 252	Março	1 767 283
Abril	2 862 252	Abril	1 767 283
Mai	2 862 252	Mai	1 767 283
Junho	2 862 252	Junho	1 767 283
Julho	2 862 252	Julho	1 767 283
Agosto	2 862 252	Agosto	1 767 283
Setembro	2 862 252	Setembro	1 767 283
Outubro	2 862 252	Outubro	1 767 283
Novembro	2 862 252	Novembro	1 767 283
Dezembro	2 862 252	Dezembro	1 767 283
<b>Total</b>	<b>34 347 024</b>	<b>Total</b>	<b>21 207 396</b>

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2015	
Janeiro	1 342 625
Fevereiro	1 342 625
Março	1 342 625
Abril	1 342 625
Mai	1 342 625
Junho	1 342 625
Julho	1 342 625
Agosto	1 342 625
Setembro	1 342 625
Outubro	1 342 625
Novembro	1 342 625
Dezembro	1 342 625
<b>Total</b>	<b>16 111 500</b>

**Quadro 5-22 - Transferências da EDP Distribuição para a Caixa Bank referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2015**

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2015	
Janeiro	16 349 508
Fevereiro	16 349 508
Março	16 349 508
Abril	16 349 508
Maio	16 349 508
Junho	16 349 508
Julho	16 349 508
Agosto	16 349 508
Setembro	16 349 508
Outubro	16 349 508
Novembro	16 349 508
Dezembro	16 349 508
<b>Total</b>	<b>196 194 096</b>

Os montantes acima referidos são recuperados pela EDP Distribuição através da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos para a EDP SU em duodécimos.

**5.5 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA**

Dando cumprimento ao estipulado na alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, divulga-se o saldo dos défices tarifários referentes a 2006 e 2007 por operador e no caso de o mesmo se encontrar titularizado, os bancos concessionários, identificando-se o montante global que se encontra em dívida e o montante recuperado nas tarifas de 2017.

Identifica-se ainda o montante de dívida gerada com a aplicação de medidas excecionais, ao abrigo do n.º 7 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, no estabelecimento de tarifas para 2009, bem como os montantes em dívida resultantes do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.

Quadro 5-23 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR					
Saldo em dívida em 2016	Juros 2017	Amortização e regularização 2017 <sup>[2]</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>	<b>0</b>
Convergência tarifária de 2006	4 320 138	9 245	4 320 138	4 329 383	0
Convergência tarifária de 2007	7 933 001	16 977	7 933 001	7 949 978	0
<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>	<b>0</b>
Convergência tarifária de 2006	1 579 393	3 380	1 579 393	1 582 773	0
Convergência tarifária de 2007	5 247 816	11 230	5 247 816	5 259 047	0
<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>4 276 534 526</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>	<b>0</b>
Défice de BT de 2006	14 064 378	30 098	14 064 378	14 094 476	0
Continente	13 515 859	28 924	13 515 859	13 544 783	0
Regiões Autónomas	548 519	1 174	548 519	549 693	0
Défice de BTn de 2007	5 338 057	11 423	5 338 057	5 349 481	0
Continente	5 129 615	10 977	5 129 615	5 140 593	0
Regiões Autónomas	208 442	446	208 442	208 888	0
<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>0</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>0</b>
<b>Santander</b>	<b>37 493 264</b>	<b>2 191 744</b>	<b>37 493 263</b>	<b>39 685 007</b>	<b>0</b>
<b>Tagus, SA</b>	<b>196 280 955</b>	<b>11 473 996</b>	<b>196 280 955</b>	<b>207 754 951</b>	<b>0</b>
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2014</b>	<b>758 377 628</b>	<b>36 587 938</b>	<b>370 257 380</b>	<b>406 845 319</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>99 747 487</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>48 933 348</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>55 327 656</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>135 991 104</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>32 498 700</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>34 347 024</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>393 249 767</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>103 232 111</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>26 617 260</b>	<b>50 921 358</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015					
<b>Caixa Bank</b>	<b>554 812 838</b>	<b>16 719 285</b>	<b>179 474 811</b>	<b>196 194 096</b>	<b>375 338 027</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>21 207 396</b>	<b>40 571 772</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015					
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>306 163 595</b>	<b>933 640 024</b>
<b>EDP Serviço Universal</b> <sup>[2]</sup>	<b>19 918 576</b>	<b>660 004</b>	<b>-2 423 696</b>	<b>-1 763 692</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>25 924 176</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>38 443 584</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>51 346 164</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>155 669 136</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>26 202 636</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>19 888 800</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>134 568 238</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	99 623 468	653 171 848
Sobrecusto da PRE 2009	259 734 859	4 321 988	30 622 782	34 944 770	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>	<b>0</b>
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-428 092	71 543	-356 549	0
<b>EDP Distribuição</b>	<b>240 869 418</b>	<b>8 634 952</b>	<b>120 434 709</b>	<b>129 069 661</b>	<b>120 434 709</b>
<b>Parcela de acerto de 2012</b>					
EDP Distribuição	12 043 482	292 336	6 021 741	6 314 077	6 021 741
Tagus SA	228 825 936	8 342 616	114 412 968	122 755 584	114 412 968
<b>Total</b>	<b>4 718 110 280</b>	<b>142 858 841</b>	<b>1 641 378 388</b>	<b>1 774 690 020</b>	<b>4 396 969 235</b>

Nota:

[1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2017 é de 1 417 milhões de euros.

[2] Inclui regularizações decorrentes da publicação da taxa de juro definitiva do sobrecusto PRE.

[3] 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.

## **5.6 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2015 E 2016**

Dando cumprimento ao estipulado na alínea b) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro identificam-se por entidade regulada os montantes de ajustamentos referentes a 2015 e 2016 e respetivos juros.

**Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2015 e 2016 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Tarifas 2017	Ajustamento dos proveitos relativos a 2015	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2015	Ajustamento provisório calculado em 2015 e incluído nas tarifas de 2016	Juros do ajustamento provisório calculado em 2015 e incluído nas tarifas de 2016	Ajustamento do ano de 2014 a recuperar(-) a devolver(+) em 2016	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2016	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2016	Ajustamento provisório do ano de 2016 a recuperar(-) a devolver(+) em 2017	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver(+) em 2017
	(1)	(2) = [(1) x (1+i <sub>2015</sub> )x (1+i <sub>2016</sub> )-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i <sub>2016</sub> )-1]	(5) = (1)+(2)-(3)+(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i <sub>2016</sub> )-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-38 535	-537	-38 602	-278	-192	-31 179	-225	-31 403	-31 596
<b>Proveitos permitidos à REN Trading</b>	<b>-38 535</b>	<b>-537</b>	<b>-38 602</b>	<b>-278</b>	<b>-192</b>	<b>-31 179</b>	<b>-225</b>	<b>-31 403</b>	<b>-31 596</b>

**Quadro 5-25 - Valor dos ajustamentos de 2015 e 2016 incluídos nos proveitos permitidos da REN**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Tarifas 2017	Ajustamento dos proveitos relativos a 2015	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2015	Ajustamento provisório calculado em 2015 e incluído nas tarifas de 2016	Juros do ajustamento provisório calculado em 2015 e incluído nas tarifas de 2016	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a r-2	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Total dos ajustamentos de 2015 a recuperar(-) a devolver(+) em 2017	Acerto do CAPEX de 2016 em tarifas de 2017	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver(+) em 2017
	(1)	(2) = [(1) x (1+i <sub>2015</sub> )x (1+i <sub>2016</sub> )-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i <sub>2016</sub> )-1]	(5)	(6)	(7) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)-(6)	(8)	(9) = (7)+(8)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-76 986	-1 073	744	5		-599	-78 210	266	-77 944
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	9 052	126			0	17 814	-8 636	-8 555	-17 191
<b>Proveitos permitidos à REN</b>	<b>-67 934</b>	<b>-947</b>	<b>744</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>17 214</b>	<b>-86 845</b>	<b>-8 289</b>	<b>-95 135</b>

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2017

Parâmetros para a definição das tarifas

**Quadro 5-26 - Valor dos ajustamentos de 2015 e 2016 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Tarifas 2017	Ajustamento dos proveitos relativos a 2015	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2015	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2015 a recuperar(-) a devolver (+) em 2017	Acerto do CAPEX de 2016 em tarifas de 2017	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2017
	(1)	(2) = [(1) x (1+i <sub>2015</sub> )x (1+i <sub>2016</sub> )-1]	(3)	(4) = (1)+(2)- (3)	(5)	(6) = (4)+(5)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-36 806	-513		-37 319		-37 319
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	-7 083	-99	8 683	-15 864	-2 449	-18 314
<b>Proveitos permitidos à EDP Distribuição</b>	<b>-43 889</b>	<b>-612</b>	<b>8 683</b>	<b>-53 184</b>	<b>-2 449</b>	<b>-55 633</b>

**Quadro 5-27 - Valor dos ajustamentos de 2015 e 2016 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Tarifas 2017	Ajustamento dos proveitos relativos a 2015	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2015	Ajustamento provisório calculado em 2015 e incluído nas tarifas de 2016	Juros do ajustamento provisório calculado em 2015 e incluído nas tarifas de 2016	Ajustamento do ano de 2015 a recuperar(-) a devolver (+) em 2017	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2016	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2016	Ajustamento provisório do ano de 2016 a recuperar(-) a devolver (+) em 2017	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2017
	(1)	(2) = [(1) x (1+i <sub>2015</sub> )x (1+i <sub>2016</sub> )-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i <sub>2016</sub> )-1]	(5) = (1)+(2)- (3)- (4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i <sub>2016</sub> )-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	174 097	2 427	177 869	1 283	-2 629	-79 334	-572	-79 906	-82 535
Sobrecusto da FRE	125 785	1 753	109 555	790	17 193	-143 176	-1 033	-144 209	-127 016
CV/EE	46 752	652	68 314	493	-21 403	63 842	461	64 302	42 900
Ajustamento da aditividade tarifária	1 560	22			1 582				1 582
Comercialização (C)	2 350	33			2 383				2 383
<b>Proveitos permitidos à EDP SU</b>	<b>176 447</b>	<b>2 459</b>	<b>177 869</b>	<b>1 283</b>	<b>-246</b>	<b>-79 334</b>	<b>-572</b>	<b>-79 906</b>	<b>-80 152</b>

**Quadro 5-28 - Valor dos ajustamentos de 2015 e 2016 incluídos nos proveitos permitidos da EDA**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2015	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2015	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2015 a recuperar(-) a devolver (+) em 2017	Acerto do CAPEX de 2016 atualizado para 2017	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2017
	(1)	(2) = [(1) x (1+i <sub>2015</sub> ) x (1+i <sub>2016</sub> )-1]	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	16 695	233	-872	16 056	-1 435	14 621
Distribuição de Energia Elétrica	1 807	25	-1 696	136	1 051	1 187
Comercialização de Energia Elétrica	81	1	-62	20	-56	-36
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>18 582</b>	<b>259</b>	<b>-2 629</b>	<b>16 212</b>	<b>-440</b>	<b>15 772</b>

**Quadro 5-29 - Valor dos ajustamentos de 2015 e 2016 incluídos nos proveitos permitidos da EEM**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2015	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2015	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2015 a recuperar(-) a devolver (+) em 2017	Acerto do CAPEX de 2016 atualizado para 2017	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2017
	(1)	(2) = [(1) x (1+i <sub>2015</sub> ) x (1+i <sub>2016</sub> )-1]	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	20 726	280	-1 104	19 902	465	20 366
Distribuição de Energia Elétrica	1 790	13	-1 610	194	115	309
Comercialização de Energia Elétrica	-81	-1	51	-31	-19	-50
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>22 435</b>	<b>293</b>	<b>-2 664</b>	<b>20 064</b>	<b>561</b>	<b>20 625</b>



## 6 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

### 6.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

#### 6.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 76.º, 136.º, 208.º e 270.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (RRC), preveem, respetivamente, a fixação anual dos seguintes valores:

- Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica;
- Quantia mínima a pagar em caso de mora;
- Encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais;
- Preços de leitura extraordinária.

O RRC estabelece que os preços dos serviços regulados são aprovados pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas à ERSE pelos operadores das redes (no caso dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento e no caso da leitura extraordinária) ou comercializadores de último recurso (no caso de mora).

Os encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais (feiras, circos e outros eventos com duração limitada) são atualizados pelos operadores das redes desde janeiro de 2014, de acordo com o valor previsto para o deflator implícito no consumo privado.

#### 6.1.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

A EDP Distribuição, no quadro do que lhe está regulamentarmente atribuído, efetuou propostas específicas de fixação e de variação dos preços dos serviços regulados a vigorarem em 2017. A respeito dos valores propostos pela EDP Distribuição, convirá recordar que a ERSE, aquando da definição de Tarifas e Preços a vigorar em 2015, definiu que esta empresa deveria justificar os valores adotados para os encargos administrativos com as atuações para as quais se definem preços de serviços regulados. A proposta da empresa para efeitos do ano de 2016 integrou informação de justificação dos valores propostos para os custos de estrutura respetivos, tendo a ERSE aceite o valor de 20% para a recuperação dos custos de natureza administrativa das tarefas sujeitas a preço regulado, percentual que a empresa propõe que se mantenha para efeitos do ano de 2017.

A EDP Serviço Universal efetuou, como estabelecido no próprio RRC, proposta unicamente para o estabelecimento da quantia mínima a pagar em caso de mora, a qual prevê, para 2017, a manutenção dos valores aprovados para 2016.

A EDA e a EEM propõem para 2017 a atualização quase generalizada dos diversos preços em vigor em 2016, por aplicação de um fator de atualização distinto para as duas empresas: no caso da EDA, a taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2017, no valor de 1,2%; no caso da EEM, a taxa de inflação apresentada nas projeções financeiras da empresa para 2017, no valor de 1,16%.

#### 6.1.2.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

##### EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição apresentou à ERSE proposta para os preços de leitura extraordinária aplicáveis a clientes em BTN. A utilização generalizada da telecontagem na MT e na BTE permite que se possa prescindir da aprovação do preço deste serviço para estes níveis de tensão.

Os preços propostos pela EDP Distribuição para a leitura extraordinária para 2017 são os indicados no Quadro 6-1. Estes preços correspondem, tendencialmente, a 50% dos custos de realização da respetiva tarefa, conforme se pode verificar pela consulta do Quadro 6-2. A partilha destes custos com o cliente é justificada pela empresa pelo facto da realização de leituras reais ser também do interesse do operador da rede de distribuição. De referir ainda que os custos reportados pela empresa correspondem aos preços contratados com os prestadores de serviços (concurso de empreitada contínua celebrado em 2015), acrescidos de encargos administrativos e de estrutura da EDP Distribuição, no valor de 20%.

**Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDP Distribuição para 2017**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2016	Preços propostos pela EDP D para 2017	Variação (%)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,37	6,58	3%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,67	24,79	0,5%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,67	24,79	0,5%

Aos valores indicados no Quadro 6-1 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Na sua proposta de preços para a leitura extraordinária, a EDP Distribuição menciona a realização de 126 185 leituras extraordinárias a clientes em BTN durante o ano de 2015 e 71 633 durante o 1.º semestre de 2016, das quais foram faturadas aos clientes, respetivamente, 16 664 (13%) e 9 404 (13%). Os valores globais faturados a clientes em BTN em 2015 e no 1.º semestre de 2016 ascenderam a 101 144 e a 59 821 euros, respetivamente.

A EDP Distribuição justifica a diferença entre o número de leituras extraordinárias realizadas e o número de leituras extraordinárias faturadas com base nos critérios de aplicação previstos no RRC, nomeadamente a comunicação de leitura pelo cliente no mesmo período.

Conforme anteriormente referido, as leituras extraordinárias de instalações de clientes em BTN são, em regra, efetuadas por empreiteiros contratados. Os valores negociados para vigorarem no ano de 2017, a que acrescem 20% relativos aos custos administrativos e de estrutura, são os indicados no Quadro 6-2.

**Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2017**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Tarefa Prestador Serviço	Custo Administrativo	Custo Total
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,97	2,19	13,16
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	41,32	8,26	49,58
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	41,32	8,26	49,58

#### EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Os preços propostos pela EDA constam do Quadro 6-3. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EDA para 2017, com base na taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2017, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2016*, da Comissão Europeia, no valor de 1,2%.

**Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2017**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2016	Preços propostos pela EDA para 2017	Varição (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,39	10,51	1,2%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,79	21,04	1,2%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,99	26,30	1,2%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,34	5,40	1,1%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,79	21,04	1,2%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,99	26,30	1,2%

Aos valores indicados no Quadro 6-3 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

**EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA**

Os preços propostos pela EEM constam do Quadro 6-4. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EEM para 2017. A taxa de variação entre os valores em vigor para 2016 e os propostos pela empresa para 2017 corresponde à aplicação da taxa de inflação prevista pela empresa para 2017.

**Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2017**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2016	Preços propostos pela EEM para 2017	Varição (%)
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,39	10,51	1,2%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,79	21,03	1,2%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,99	26,29	1,2%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,15	7,23	1,1%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	19,72	19,95	1,2%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,99	26,29	1,2%

Aos valores indicados no Quadro 6-4 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

**6.1.2.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA**

A EDP Serviço Universal, a EDA e a EEM, na qualidade de comercializadores de último recurso, propuseram, para 2017, a manutenção dos valores da quantia mínima que vigoram em Portugal continental desde 1999, data da sua primeira publicação pela ERSE.

Os valores propostos constam do Quadro 6-5.

**Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da EDP Serviço Universal, da EDA e da EEM para 2017**

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2016	Preços propostos pela EDP Serviço Universal, pela EDA e pela EEM para 2017
Até 8 dias	1,25	1,25
Mais de 8 dias	1,85	1,85

**6.1.2.3 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS**

O serviço de ativação do fornecimento a instalações eventuais foi aprovado pela primeira vez para vigorar em 2012. O artigo 208.º do RRC prevê que o valor dos encargos com este serviço seja atualizado anualmente, a partir de janeiro de 2014, de acordo com o valor previsto para o deflator implícito do consumo privado.

Os valores em vigor em 2016 são de 105,30 euros e 47,49 euros, respetivamente, para clientes em BTE e para clientes em BTN.

A EDP Distribuição propõe, para 2017, valores de 107,19 euros e 48,25 euros, respetivamente, para os encargos com a ativação de instalações eventuais para clientes em BTE e em BTN, com base na aplicação de uma taxa de variação do deflator do consumo privado de 1,6%, nos termos do Documento de Programa de Estabilidade 2016/2020, publicado pelo Ministério das Finanças em abril de 2016.

A EEM propõe, para 2017, a atualização dos valores deste serviço com base na aplicação da taxa de inflação prevista pela empresa para 2017, no valor de 1,16%, correspondendo a valores de 106,52 euros e 48,04 euros, respetivamente para clientes em BTE e para clientes em BTN.

A EDA propõe, para 2017, a atualização dos valores deste serviço com base na taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2017, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2016*, da Comissão Europeia, no valor de 1,2%, correspondendo a valores de 106,56 euros e 48,06 euros, respetivamente para clientes em BTE e para clientes em BTN.

**6.1.2.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**REN – REDE ELÉTRICA NACIONAL**

A entidade concessionária da RNT não apresentou qualquer proposta de alteração aos valores vigentes para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte.

**EDP DISTRIBUIÇÃO**

Os valores dos preços de serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica propostos pela EDP Distribuição para 2017 são apresentados no Quadro 6-6. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Como já referido, os preços propostos resultam do preço das tarefas contratadas a prestadores de serviços (concurso de empreitada contínua estabelecido em 2015), acrescidos de encargos administrativos e de estrutura que representam 20% dos serviços contratados.

Deste modo, genericamente, a EDP Distribuição propõe um aumento de 0,5% dos preços a aplicar nos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, em função da atualização de preços prevista nas regras estabelecidas nos contratos de empreitada contínua celebrados com os prestadores de serviço.

A exceção à regra de atualização referida anteriormente aplica-se ao adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS, para o qual a EDP Distribuição propõe um aumento de 5% face ao preço que vigora em 2016. A proposta reflete o princípio geral de que os custos associados a um determinado serviço devem ser suportados por quem a eles recorre, condicionado pela regra de atualização máxima estabelecida no quadro regulatório (+ 5%).

Por último, e em face da penetração atual de contadores inteligentes (EDP Box), a EDP Distribuição propõe a inscrição de um preço regulado relativo às operações de interrupção e restabelecimento quando executadas remotamente, através destes equipamentos. O valor proposto (6,00 €) contempla exclusivamente a utilização de mão-de-obra interna, tendo sido considerado um prazo médio de execução para as diversas fases da operação de cerca de 6 minutos.

**Quadro 6-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDP Distribuição para 2017**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2016	Preços propostos pela EDP D para 2017	Variação (%)
AT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b>			
	Interrupção	90,98	91,43	0,5%
	Restabelecimento	90,98	91,43	0,5%
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b>			
	Interrupção	734,64	738,25	0,5%
	Restabelecimento	734,64	738,25	0,5%
MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b>			
	Interrupção	70,08	70,42	0,5%
	Restabelecimento	70,08	70,42	0,5%
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b>			
	Interrupção	233,66	234,8	0,5%
	Restabelecimento	233,66	234,8	0,5%
BTE	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b>			
	Interrupção	11,05	11,11	0,5%
	Restabelecimento	11,05	11,11	0,5%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,34	12,40	0,5%
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b>			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	32,48	32,64	0,5%
	Restabelecimento	32,48	32,64	0,5%
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	53,69	53,96	0,5%
	Restabelecimento	53,69	53,96	0,5%
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>			
	38,29	38,47	0,5%	
BTN	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b>			
	Interrupção	11,05	11,11	0,5%
	Restabelecimento	11,05	11,11	0,5%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,34	12,40	0,5%
	Interrupção e restabelecimento com recurso remoto via EB	n.a.	6,00	n.a.
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b>			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	13,46	13,52	0,4%
	Restabelecimento	13,46	13,52	0,4%
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	53,69	53,96	0,5%
	Restabelecimento	53,69	53,96	0,5%
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>			
		25,17	26,43	5,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-6 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Na sua proposta de preços para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento, a EDP Distribuição menciona o registo das seguintes quantidades de ordens de serviço realizadas em 2015 e no 1.º semestre de 2016:

- AT: 4 interrupções e 1 restabelecimento.
- MT - 2015: 558 interrupções e 426 restabelecimentos; 1.º semestre de 2016: 345 interrupções e 254 restabelecimentos.
- BTE - 2015: 1 396 interrupções e 1 135 restabelecimentos; 1.º semestre de 2016: 848 interrupções e 683 restabelecimentos.
- BTN - 2015: 343 230 interrupções e 267 214 restabelecimentos; 1.º semestre de 2016: 180 041 interrupções e 144 381 restabelecimentos.

#### **EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES**

O Quadro 6-7 apresenta os valores propostos pela EDA para 2017 para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor. Os valores propostos resultam da aplicação, pela empresa, da taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2017, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2016*, da Comissão Europeia, no valor de 1,2%.

**Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDA para 2017**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2016	Preços propostos pela EDA para 2017	Variação (%)	
MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b>				
	Interrupção	62,37	63,12	1,2%	
	Restabelecimento	62,37	63,12	1,2%	
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b>				
	Interrupção	207,91	210,4	1,2%	
	Restabelecimento	207,91	210,4	1,2%	
BT	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b>				
	Interrupção	15,60	15,79	1,2%	
	Restabelecimento	15,60	15,79	1,2%	
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b>				
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>				
	Interrupção	25,99	26,3	1,2%	
	Restabelecimento	25,99	26,3	1,2%	
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>				
	Interrupção	31,19	31,56	1,2%	
	Restabelecimento	31,19	31,56	1,2%	
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>				
	Interrupção	58,28	58,98	1,2%	
	Restabelecimento	58,28	58,98	1,2%	
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>				
	Interrupção	62,37	63,12	1,2%	
	Restabelecimento	62,37	63,12	1,2%	
		<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>			
		Clientes em BTN	21,55	21,81	1,2%
	Clientes em BTE	22,88	23,15	1,2%	

Aos valores indicados no Quadro 6-7 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

#### **EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA**

Os valores propostos para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica pela EEM para 2017 são os constantes do Quadro 6-8. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor. Os valores propostos resultam da aplicação da taxa de inflação apresentada na projeção financeira da empresa para 2017, no valor de 1,16%.

**Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EEM para 2017**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2016	Preços propostos pela EEM para 2017	Variação (%)
AT e MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b>			
	Interrupção	62,37	63,09	1,2%
	Restabelecimento	62,37	63,09	1,2%
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b>			
	Interrupção	207,91	210,32	1,2%
	Restabelecimento	207,91	210,32	1,2%
BT	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b>			
	<i>BTN</i>			
	Interrupção	11,56	11,69	1,1%
	Restabelecimento	11,56	11,69	1,1%
	<i>BTE</i>			
	Interrupção	15,60	15,78	1,2%
	Restabelecimento	15,60	15,78	1,2%
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b>			
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>			
	Interrupção	25,96	26,26	1,2%
	Restabelecimento	25,96	26,26	1,2%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>			
	Interrupção	31,19	31,55	1,2%
	Restabelecimento	31,19	31,55	1,2%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>			
	Interrupção	75,08	75,95	1,2%
	Restabelecimento	75,08	75,95	1,2%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>			
	Interrupção	77,97	78,87	1,2%
	Restabelecimento	77,97	78,87	1,2%
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>			
	Clientes em BTN	21,51	21,76	1,2%
	Clientes em BTE	22,88	23,15	1,2%

Aos valores indicados no Quadro 6-8 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

### 6.1.3 PREÇOS A VIGORAR EM 2017

Os preços dos serviços regulados previstos no RRC são aprovados pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes e pelos comercializadores de último recurso.

Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores das redes, que têm uma natureza individualizada, ou seja, não correspondem a atuações sistémicas dos operadores. Fundamentalmente por esta razão, é definido um preço explicitado dessa atuação, de modo a que a

utilização destes serviços não corresponda a um aumento dos custos operacionais dos operadores das redes e, conseqüentemente, das tarifas de uso das redes suportadas por todos os seus utilizadores.

Por outro lado, a natureza regulada do preço destina-se a assegurar que a prestação do serviço é nivelada e transparente, de acordo com regras de requisição e custeio também elas transparentes. É neste sentido que se promove, no quadro da definição do preço para estes serviços, a aderência dos mesmos aos custos incorridos pelo prestador do serviço, de resto em linha com as recomendações do Conselho Tarifário.

A definição de preços regulados alinhados com a estrutura de custos decorre, assim, da análise da informação justificativa que acompanha as propostas dos operadores e de outra informação necessária à sua concretização. Uma parte dessa informação diz respeito aos critérios de atualização que melhor se adequam à estrutura e natureza das atividades desenvolvidas. Aquando da revisão das disposições regulamentares de 2011, a ERSE propôs a adoção do deflator implícito no consumo privado como indexante de atualização dos custos de ligação de instalações eventuais. A razão fundamental da utilização de tal indexante prende-se com a maior adequação desta variável à natureza dos serviços em causa, quando comparada com a que se obtém da utilização do deflator do PIB (que agrega outros componentes macroeconómicos não necessariamente alinhados com os serviços em causa).

Integrando no contexto atual para 2017 os resultados obtidos com os trabalhos desenvolvidos desde 2011, os preços dos serviços regulados aprovados pela ERSE teve em conta os seguintes pressupostos:

- Promover a continuação da aderência dos preços aos custos de prestação dos serviços regulados. O processo de aderência dos preços aos custos de alguns serviços prestados aos clientes em BTN tem vindo a ser efetuado de forma gradual, limitando os aumentos anuais dos preços a 5%, em linha com a metodologia seguida na aprovação dos preços desde 2012.
- Aceitar as propostas de preços das empresas que sejam devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação.
- Atualizar os preços em vigor pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2017 (1,2%<sup>41</sup>) quando as empresas não apresentam justificação para a proposta de manutenção dos preços em vigor ou quando esta refere uma atualização por aplicação de um indexante de preço. Deste modo, pretende-se assegurar a aderência alcançada a partir de 2012 dos preços aos seus respetivos custos.
- Manter a uniformização dos preços dos serviços regulados alcançada em 2012 para um número significativo de serviços.

Em acréscimo, e atendendo ao objetivo de fazer aderir os preços dos serviços regulados à respetiva estrutura de custos, a ERSE considera que a justificação apresentada pela EDP Distribuição para a

---

<sup>41</sup> Fonte: *European Economic Forecast – Spring 2016*, p.159.

estrutura de custos administrativos seguida para Portugal continental, assente na regra de 20% sobre o custo de prestação de serviço por terceiros, poderá manter-se em 2017, uma vez que beneficia da redução do custo generalizado de prestação de serviços obtida em 2015 e porque a empresa, na justificação apresentada à ERSE apresenta rácios entre o custo de estrutura e os custos com a prestação dos serviços, que excedem os referidos 20%.

Tendo por base este enquadramento, apresentam-se seguidamente as fundamentações para os preços aprovados pela ERSE, previstos no RRC.

#### 6.1.3.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

##### **PORTUGAL CONTINENTAL**

A necessidade de realização de leituras extraordinárias está associada ao facto de um elevado número de contadores não acessíveis remotamente se situar no interior das residências dos clientes, o que dificulta a realização das leituras normais (previstas nos roteiros de leitura). Esta situação ganha maior relevância pelo facto de, em muitos casos, os clientes se encontrarem ausentes das suas residências durante a realização das leituras normais (dias úteis, das 8 às 17 horas).

A proposta da EDP Distribuição para os valores dos preços a vigorarem em 2017 para a realização de leituras extraordinárias, tal como as propostas apresentadas em anos anteriores, considera que os mesmos devem resultar da repartição do custo real dividido igualmente entre o cliente e o operador da rede de distribuição.

A proposta da EDP Distribuição é baseada nos valores contratados com os prestadores de serviços para a realização de leituras extraordinárias.

A ERSE reconheceu o interesse para o sistema elétrico da realização de leituras extraordinárias, designadamente para prevenir situações de consumo fraudulento, considerando-se indispensável que os operadores das redes ofereçam aos clientes a possibilidade de prestação destes serviços a preços acessíveis e em horários alargados.

Considerando as razões expostas, a ERSE aceitou a metodologia proposta pela EDP Distribuição, no que concerne à realização de leituras extraordinárias de equipamentos de medição, que inscreve um aumento de 3% dos preços de leitura extraordinária no caso dos clientes de BTN, para o horário entre as 08:00h e as 17:00h e um aumento de 0,5% nos restantes horários. Estes aumentos enquadram-se no processo iniciado em 2012, de fazer aderir gradualmente os preços aos custos de prestação deste serviço.

Assim, os preços a cobrar em Portugal continental pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de energia elétrica, previstos no Artigo 270.º do RRC, são os constantes do Quadro 6-9.

**Quadro 6-9 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2017**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,58
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,79
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,79

Aos valores constantes do Quadro 6-9 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes integrados no sistema de telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 6-9.

**REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES**

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços ao custo de prestação do serviço alcançada em 2012, e uma vez que a taxa de variação proposta pela empresa coincide com a que adota a ERSE como pressuposto de atualização (taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2017), os preços em vigor em 2017 resultam de um aumento de 1,2% face aos de 2016.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAA em 2017 são os constantes do Quadro 6-10.

**Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2017**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,51
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,04
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,30
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,40
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,04
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,30

Aos valores constantes do Quadro 6-10 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes integrados no sistema de telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 6-10.

**REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços ao custo de prestação do serviço alcançada em 2012, e uma vez que a taxa de variação proposta pela empresa (1,16%) difere da que adota

a ERSE como pressuposto de atualização (taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2017), os preços em vigor em 2017 resultam de um aumento de 1,2% face aos de 2016.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAM em 2017 são os constantes do Quadro 6-11.

#### Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2017

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,51
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,04
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,30
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,24
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	19,96
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,30

Aos valores constantes do Quadro 6-11 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes integrados no sistema de telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 6-11.

#### 6.1.3.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os valores para a quantia mínima a pagar em caso de mora mantêm-se inalterados desde 1999, ano em que foram aprovados pela primeira vez pela ERSE, tendo em 2004 sido adotados para a RAA e para a RAM. A aprovação destes valores ocorreu após demonstração de que os mesmos se destinavam exclusivamente a suprir os custos administrativos incorridos com a existência de atrasos de pagamento por parte dos clientes.

Recorde-se que a quantia mínima é aplicada somente aos clientes em BTN nos casos em que o valor dos juros de mora é muito reduzido e não cobre os custos adicionais de processamento administrativo motivados pelo atraso no pagamento das faturas de energia elétrica.

A proposta efetuada pela EDP Serviço Universal, pela EDA e pela EEM, na qualidade de comercializadores de último recurso, para os valores de quantia mínima a pagar em caso de mora não sofre alterações face a 2016, nem se alteram os fundamentos para os custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas.

Estes factos permitem, no entender da ERSE, concluir que os valores em vigor são adequados, não se justificando a sua atualização.

Face ao exposto, os valores de quantia mínima em caso de mora em Portugal continental, na RAA e na RAM não sofrem alterações, correspondendo aos que se apresentam do Quadro 6-12.

**Quadro 6-12 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2017 em Portugal continental, na RAA e na RAM**

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

Os prazos referidos no Quadro 6-12 são prazos contínuos.

**6.1.3.3 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS**

O serviço de ativação do fornecimento a instalações eventuais foi aprovado pela primeira vez para vigorar em 2012. O artigo 208.º do RRC prevê que o valor dos encargos com este serviço seja atualizado anualmente, a partir de janeiro de 2014, de acordo com o valor previsto para o deflador implícito do consumo privado. Este valor, de acordo com os pressupostos adotados pela ERSE, será 1,2% em 2017.

Deste modo, os preços para vigorarem em 2017 são os que constam do Quadro 6-13.

**Quadro 6-13 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2017 em Portugal continental, na RAA e na RAM**

Unidade: EUR

Cliente	Preços
BTE	106,56
BTN	48,06

Aos valores constantes do Quadro 6-13 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

**6.1.3.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM MAT**

A entidade concessionária da RNT não apresentou qualquer proposta de alteração aos valores vigentes para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte.

De modo, considera-se adequado manter em 2017 os preços em vigor para 2016. Os preços aprovados para vigorarem em 2017 são os que constam do Quadro 6-14.

**Quadro 6-14 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT para 2017**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MAT	<b>Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo:</b>	
	Interrupção	271,45
	Restabelecimento	271,45
	<b>Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação):</b>	
	Interrupção	1927,95
	Restabelecimento	1927,95

**PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM AT, MT E BT**

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica são aplicados aos clientes na sequência de incumprimento das suas obrigações contratuais. A interrupção de fornecimento de energia elétrica é precedida de aviso prévio com a antecedência mínima de dez dias relativamente à data em que irá ocorrer, período durante o qual o cliente pode diligenciar no sentido de evitar a interrupção e o consequente pagamento destes serviços.

Considerando a proposta da EDP Distribuição, os preços aprovados para vigorarem em 2017 são os que constam do Quadro 6-15, resultando num aumento de 0,5% para todos os preços, em relação a 2016, exceto para o preço relativo ao restabelecimento urgente na BTN, que observa um aumento de 5%.

Nota para, pela primeira vez, a inscrição de um preço (6,00 euros) relativo à interrupção e restabelecimento de forma remota para as instalações de consumo com EDP Boxes, que permitem uma intervenção remota e consequentes custos mais reduzidos.

**Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2017 (AT, MT e BT)**

		Unidade: EUR
Cliente	Serviços	Preços
AT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b>	
	Interrupção	91,43
	Restabelecimento	91,43
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b>	
	Interrupção	738,25
	Restabelecimento	738,25
MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b>	
	Interrupção	70,42
	Restabelecimento	70,42
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b>	
	Interrupção	234,80
	Restabelecimento	234,80
BTE	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b>	
	Interrupção	11,11
	Restabelecimento	11,11
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,40
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b>	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	32,64
	Restabelecimento	32,64
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	53,96
	Restabelecimento	53,96
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	38,47
BTN	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b>	
	Interrupção	11,11
	Restabelecimento	11,11
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,40
	Interrupção e restabelecimento com recurso remoto via EB	6,00
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b>	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	13,52
	Restabelecimento	13,52
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	53,96
	Restabelecimento	53,96
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	26,43

Aos valores constantes do Quadro 6-15 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deverá ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

### REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços aos custos de prestação do serviço alcançada em 2012, os preços em vigor em 2016 foram atualizados pelo deflator implícito do consumo privado previsto para 2017 (no valor de 1,2%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2017 são os que constam do Quadro 6-16.

**Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2017**

Unidade: EUR		
Cliente	Serviços	Preços
MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b>	
	Interrupção	63,12
	Restabelecimento	63,12
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b>	
	Interrupção	210,40
	Restabelecimento	210,40
BT	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b>	
	Interrupção	15,79
	Restabelecimento	15,79
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b>	
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>	
	Interrupção	26,30
	Restabelecimento	26,30
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>	
	Interrupção	31,56
	Restabelecimento	31,56
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>	
	Interrupção	58,98
	Restabelecimento	58,98
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>	
	Interrupção	63,12
Restabelecimento	63,12	
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	
	Clientes em BTN	21,81
	Clientes em BTE	23,15

Aos valores constantes do Quadro 6-16 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deverá ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

**REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços aos custos de prestação do serviço alcançada em 2012, os preços em vigor em 2016 foram atualizados pelo deflator implícito do consumo privado previsto para 2017 (no valor de 1,2%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2017 são os que constam do Quadro 6-17.

**Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2017**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b>	
	Interrupção	63,12
	Restabelecimento	63,12
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b>	
	Interrupção	210,40
	Restabelecimento	210,40
BT	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b>	
	<i>BTN</i>	
	Interrupção	11,70
	Restabelecimento	11,70
	<i>BTE</i>	
	Interrupção	15,79
	Restabelecimento	15,79
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b>	
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>	
	Interrupção	26,27
	Restabelecimento	26,27
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>	
	Interrupção	31,56
	Restabelecimento	31,56
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>	
	Interrupção	75,98
	Restabelecimento	75,98
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>	
Interrupção	78,91	
Restabelecimento	78,91	
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	
	Clientes em BTN	21,77
	Clientes em BTE	23,15

Aos valores constantes do Quadro 6-17 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deverá ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

## 6.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

### 6.2.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) prevê a fixação pela ERSE do valor limite a pagar pelos clientes devido a investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica quando os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante (artigo 43.º).

### 6.2.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

A EDP Distribuição, a EDA e a EEM apresentaram propostas específicas para os valores limite dos custos das investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica.

#### **EDP DISTRIBUIÇÃO**

A proposta da EDP Distribuição para o preço referido no artigo 43.º do RQS, relativo à verificação da qualidade da energia elétrica, refere que a estimativa dos custos diretos relativos à monitorização da qualidade da onda de tensão em AT e MT foi calculada pela EDP Distribuição considerando o desenvolvimento das atividades e custos unitários indicados no Quadro 6-18. Os custos do equipamento sofreram uma atualização de 1,6% relativamente aos considerados no ano anterior. No que respeita aos custos com transportes, foi considerado o valor do subsídio de transporte em automóvel próprio atribuído aos funcionários e agentes da Administração Pública (Decreto-Lei n.º 137/2010, de 28 de dezembro). Os custos com a mão-de-obra correspondem aos custos internos considerados em projetos de investigação e desenvolvimento, valor que aumentou cerca de 1,6% relativamente ao ano anterior.

A verificação da qualidade da energia elétrica em clientes AT e MT obriga a um período de monitorização de, no mínimo, um mês. A estimativa de custos diretos relativos à realização destas ações de monitorização é apresentada no Quadro 6-18.

**Quadro 6-18 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em AT e MT para 2017**

Unidade: EUR

Atividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Aluguer do equipamento "Power Quality Analyser" (PQA)	1	mês	575,04	575,04
Instalação do "PQA" e análise da instalação cliente	32	h	46,84	1 498,93
Apoio da Direção de Clientes e Redes	4	h	46,84	187,37
Apoio da Direção de Condução	4	h	46,84	187,37
Análise de dados e elaboração do relatório	40	h	46,84	1 873,66
Preparação e apresentação de conclusões	16	h	46,84	749,47
Transportes	600	km	0,36	216,00
<b>Total</b>				<b>5 287,84</b>

A EDP Distribuição estima um custo direto de 5 287,84 euros por ação de monitorização que, adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos considerados pela empresa, conduz a um custo total estimado de aproximadamente 6 345,41 euros. Este valor representa um aumento de 1,8% face ao valor em vigor em 2016 (6 231,87 euros).

No que respeita às instalações em BTE e BTN, a verificação da qualidade da energia elétrica é efetuada por equipas que atuam descentralizadamente, sendo o período de monitorização de cerca de uma semana. A estimativa dos custos diretos relativos à monitorização da qualidade da onda de tensão nestas instalações apresentada pela EDP Distribuição considerou o desenvolvimento das atividades e custos unitários indicados no Quadro 6-19.

**Quadro 6-19 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em BT para 2017**

Unidade: EUR

Atividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Amortização do analisador	1	semana	10,49	10,49
Instalação / Desmontagem do equipamento	3	h	26,61	79,84
Elaboração do relatório	1	h	46,84	46,84
Transportes	80	km	0,36	28,80
<b>Total</b>				<b>165,97</b>

A EDP Distribuição estima um custo direto de 165,97 euros para ações de monitorização em BT que, adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos, conduz a um custo total estimado de aproximadamente 199,16 euros. Este valor é cerca de 1,5% superior ao que vigora em 2016 para a BT (196,10 euros).

Para BTE e AT, a EDP Distribuição propõe para 2017 que seja adotado o custo de prestação do serviço, o que corresponde a um aumento de respetivamente 1,6% e 1,8%, relativamente aos valores limite aprovados para 2016. Para BTN e MT, a empresa propõe uma atualização de 5%, justificando este aumento com o desajustamento que se verifica entre o preço em vigor e o custo de prestação do serviço.

Recorda-se que a fixação deste teto máximo, já aplicado em anos anteriores, teve em consideração os seguintes princípios gerais:

- Os valores limite a fixar não devem ser inibidores do direito de reclamação dos clientes quando haja a suspeita de que o fornecimento de energia elétrica não está a ser efetuado dentro dos limites regulamentares.
- Os valores a pagar pelos clientes podem contribuir para moderar a apresentação de reclamações injustificadas.
- Os valores limite devem ser diferenciados por nível de tensão de alimentação da instalação do cliente.

Deste modo, a EDP Distribuição propõe para 2017 os valores constantes do Quadro 6-20, aos quais acresce o IVA à taxa legal em vigor.

**Quadro 6-20 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição  
(monitorização da qualidade da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Custo estimado	Valor limite proposto pela EDP Distribuição para 2017
BTN	199,17	24,17
BTE	199,17	199,17
MT	6 345,41	1 911,66
AT	6 345,41	6 345,41

No Quadro 6-21 comparam-se os valores limite propostos pela EDP Distribuição para 2017 com os valores em vigor em 2016.

**Quadro 6-21 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2017**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em 2016	Valores limite propostos para 2017	Variação (%)
BTN	23,02	24,17	5,0
BTE	196,10	199,17	1,6
MT	1 820,63	1 911,66	5,0
AT	6 231,87	6 345,41	1,8

**EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES**

A EDA não apresentou uma estimativa de custos para a realização das ações de monitorização da qualidade da energia elétrica.

A EDA propõe para 2017 a atualização em 1,2% dos valores limite em vigor, baseada na projeção da taxa de variação do deflator do consumo privado, emanado do relatório *European Economic Forecast - Spring 2016*, p. 58.

Os valores atualmente em vigor e os propostos pela EDA são apresentados no Quadro 6-22.

**Quadro 6-22 - Valor limite previsto no artigo 43.º do RQS – Proposta da EDA**

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2016	Valor limite proposto pela EDA para 2017	Variação (%)
BTN	23,02	23,30	1,2
BTE	196,10	198,45	1,2
MT	1 820,63	1 842,48	1,2

**EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA**

A EEM não apresentou uma estimativa de custos para a realização das ações de monitorização da qualidade da energia elétrica.

A EEM propõe para 2017 a atualização em 1,16% dos valores limite em vigor, baseada na taxa de inflação considerada nas projeções financeiras da empresa para o ano de 2017.

Os valores atualmente em vigor e os propostos pela EEM são apresentados no Quadro 6-23.

**Quadro 6-23 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM**

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2016	Valor limite proposto pela EEM para 2017	Variação (%)
BTN	23,02	23,29	1,16
BTE	196,10	198,37	1,16
MT	1 820,63	1 841,75	1,16

### 6.2.3 VALORES A VIGORAR EM 2017

O Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 29 de novembro, passou a ter uma abrangência nacional, incluindo Portugal continental, a RAA e a RAM. Neste sentido, e atendendo a que não existe um racional que justifique a existência de diferentes custos de verificação da qualidade de energia elétrica nas diferentes regiões de Portugal, a ERSE considera que deverão existir valores únicos com aplicação a todo o território nacional.

Refira-se que, pelo facto de a EDP Distribuição ser a única empresa que apresenta a estimativa dos custos diretos da monitorização da qualidade de energia elétrica, a ERSE assume esses custos como referência para a totalidade das empresas. Assume-se ainda que os custos diretos da monitorização da qualidade de energia elétrica em MAT são equivalentes aos custos estimados para AT.

A ERSE considera aceitável manter a metodologia seguida em anos anteriores para estimar os valores limite a pagar pelos clientes para a realização das ações de monitorização da qualidade de energia elétrica em diferentes níveis de tensão, ou seja, limitar o valor que é possível cobrar aos clientes a 50% da faturação média mensal em cada nível de tensão. Para o efeito, e tendo por base os valores de tarifas e de consumos previstos para 2016, publicados pela ERSE em dezembro de 2015, foi possível calcular a faturação média mensal dos clientes de cada um dos níveis de tensão.

Assim, apresentam-se no Quadro 6-24 os valores limite em vigor, o custo estimado para a prestação do serviço, o valor da faturação média mensal, os valores limite propostos pela EDP Distribuição e os valores propostos pela ERSE para 2017, de aplicação em Portugal continental, RAA e RAM.

**Quadro 6-24 - Valores limite previstos no artigo 43.º do RQS para 2017  
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2016	Custo estimado de prestação do serviço	50% faturação média mensal	Valores limite propostos pela EDP Distribuição	Valores limite para 2017
<b>BTN</b>	23,02	199,17	23,85	24,17	23,85
<b>BTE</b>	196,10	199,17	647,48	199,17	199,17
<b>MT</b>	1 820,63	6 345,41	2 832,02	1 911,66	1 911,66
<b>AT</b>	6 231,87	6 345,41	86 563,43	6 345,41	6 345,41
<b>MAT</b>	6 231,87	6 345,41	103 686,96	-	6 345,41

Aos valores constantes no Quadro 6-24 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

A cobrança dos preços relativos à realização de ações de monitorização da qualidade da onda de tensão deverá ser efetuada nas seguintes condições, conforme estabelecido no art.º 43º do RQS:

- O cliente deve ser informado, previamente à realização das ações de monitorização da qualidade da onda de tensão, dos custos associados à sua realização, que não poderão exceder os valores limite indicados no Quadro 6-24.
- Com o pagamento dos valores correspondentes à realização das ações de monitorização deverá ser entregue ao cliente um relatório com os resultados obtidos.

## 7 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS

### 7.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

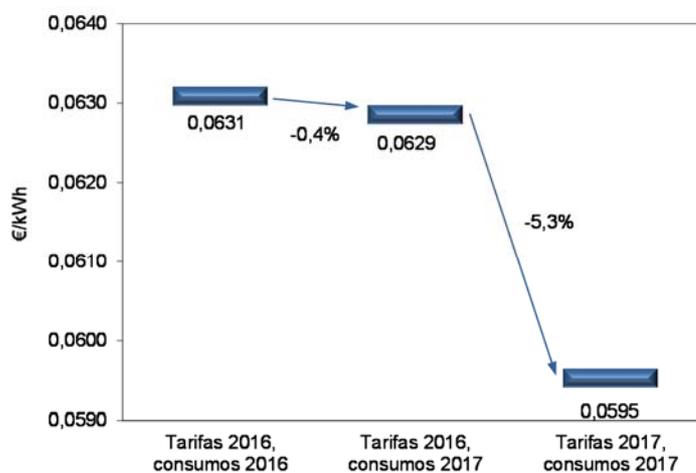
#### 7.1.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 2016 E 2017

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por atividade, entre 2016 e 2017, é apresentada da Figura 7-1 à Figura 7-8. Estes preços médios são referidos aos fornecimentos e entregas de energia elétrica aos clientes do comercializador de último recurso e aos clientes do mercado liberalizado.

Os preços médios da tarifa transitória de Energia permitem recuperar os custos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso (CUR). Estes custos associados ao aprovisionamento de energia elétrica do CUR, para satisfação dos consumos dos seus clientes, são determinados em regime de mercado.

A evolução do preço médio da tarifa transitória de Energia, entre 2016 e 2017, pode ser representada através de três estados (Figura 7-1). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2015, no cálculo das tarifas de 2016, em que se considerou um preço médio de 0,0631 €/kWh. O segundo estado corresponde ao preço médio com a estrutura e o nível de consumos previstos para 2017. Mantendo os preços das tarifas de 2016, a evolução da estrutura de consumos origina um decréscimo de 0,4% no preço médio. O terceiro estado corresponde ao preço médio da tarifa transitória de Energia previsto para 2017 (0,0595 €/kWh), que implica um decréscimo tarifário de 5,3% entre 2016 e 2017.

**Figura 7-1 - Preço médio da tarifa transitória de Energia  
2017/2016**



Variação preço médio= -5,6%

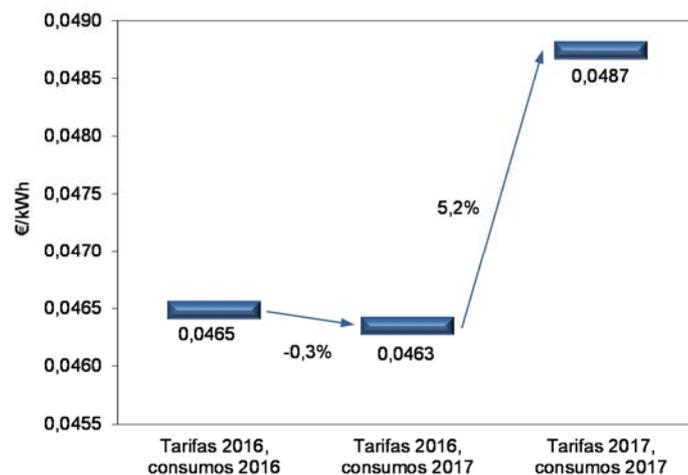
Variação tarifária= -5,3%

A evolução do preço médio da tarifa de UGS, entre 2016 e 2017, pode ser representada através de três estados (Figura 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2015, no cálculo das tarifas de 2016, em que se considerou um preço médio de 0,0465 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2017. Mantendo os preços das tarifas de 2016, a evolução da estrutura de consumos origina um decréscimo de 0,3% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema previsto para 2017 (0,0487 €/kWh), que corresponde a um acréscimo tarifário de 5,2% entre 2016 e 2017.

**Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema  
2017/2016**

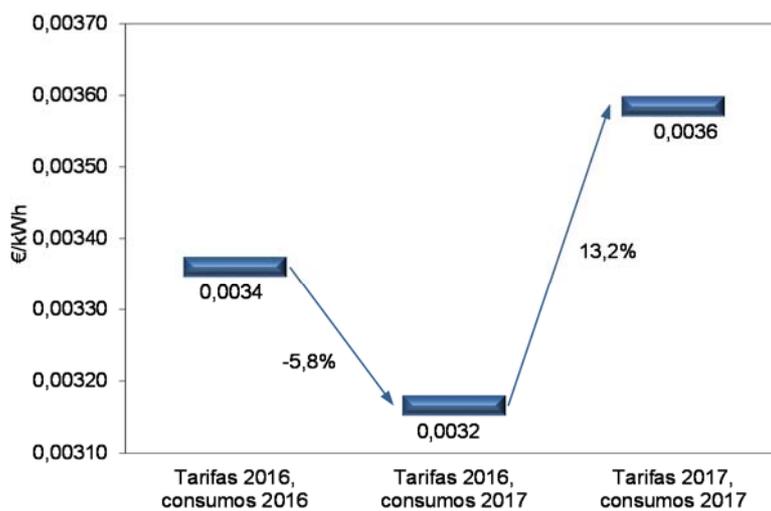


Variação preço médio= 4,9%

Variação tarifária= 5,2%

No que concerne as tarifas de Uso da Rede de Transporte, verifica-se um acréscimo de 6,7% no preço médio da tarifa de URT em MAT, devido a uma alteração da estrutura de consumos de -5,8% e à variação tarifária de 13,2%.

**Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT  
2017/2016**

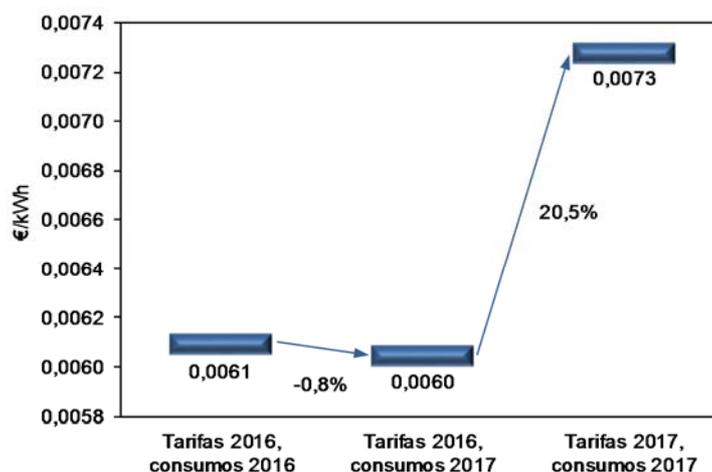


Variação preço médio= 6,7%

Variação tarifária= 13,2%

Na tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT verifica-se um acréscimo do preço médio de 19,5%, devido à alteração da estrutura de consumos de -0,8% e à variação tarifária de 20,5%.

**Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT  
2017/2016**

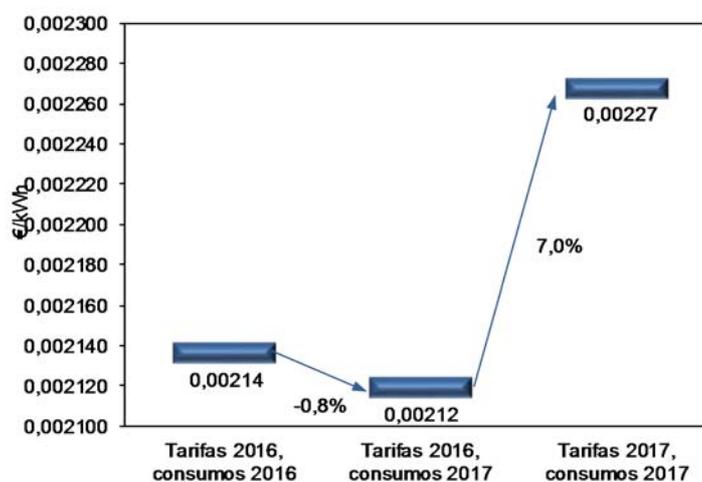


Variação preço médio= 19,5%

Variação tarifária= 20,5%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT observa-se um acréscimo de 6,1% no preço médio, devido à alteração da estrutura de consumos de -0,8% e à variação tarifária de 7,0%.

**Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT  
2017/2016**

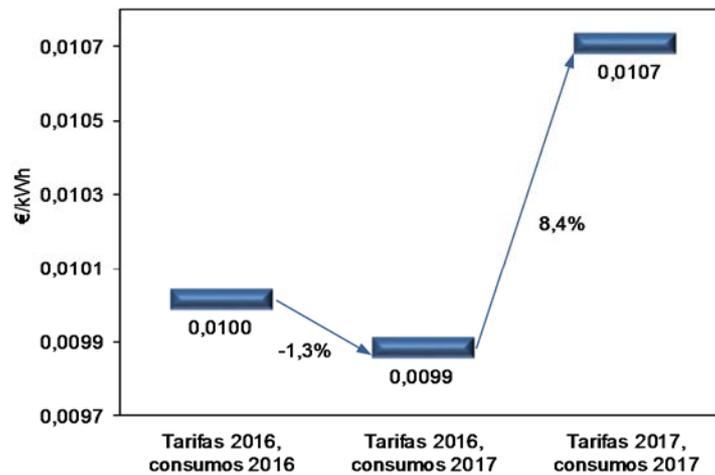


Variação preço médio= 6,1%

Variação tarifária= 7,0%

A alteração da estrutura de consumos foi responsável por um decréscimo no preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT de 1,3% e a variação tarifária por um acréscimo de 8,4%. Assim, o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT observa um acréscimo de 6,9%.

**Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT  
2017/2016**

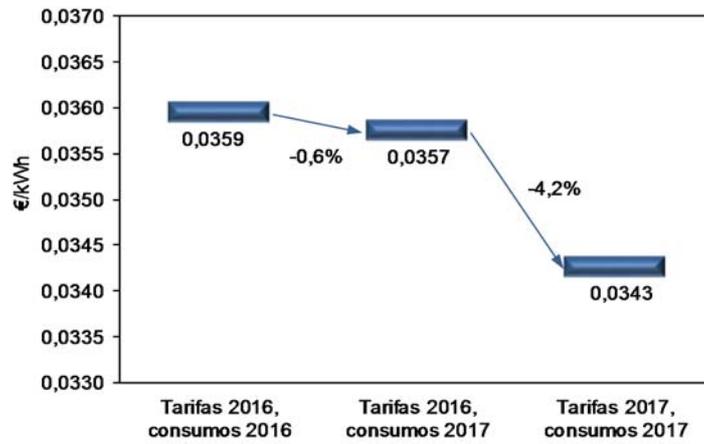


Variação preço médio= 6,9%

Variação tarifária= 8,4%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT observa-se um decréscimo de 4,7% no preço médio, resultante da alteração da estrutura de consumos de -0,6% e de uma variação tarifária de -4,2%.

**Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT  
2017/2016**

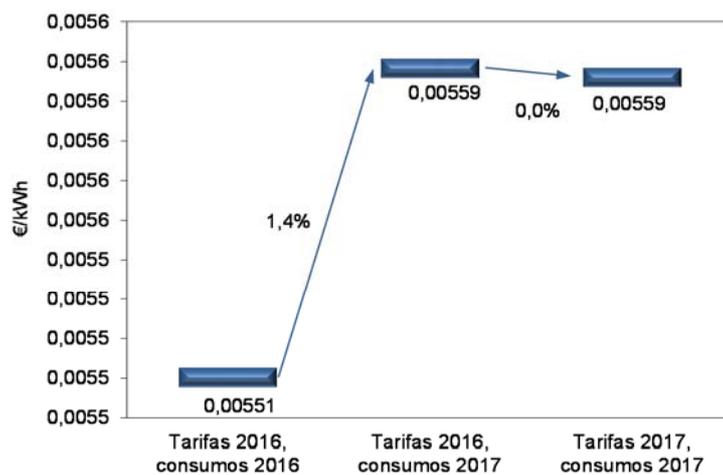


Varição preço médio= -4,7%

Varição tarifária= -4,2%

Na tarifa de Comercialização em BTN o aumento no preço médio é de 1,4%, resultante da alteração da estrutura de consumos de 1,4% e de uma variação tarifária de 0,0%.

**Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN  
2017/2016**



Varição preço médio= 1,4%

Varição tarifária= 0,0%

### 7.1.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 1999 E 2017

O Quadro 7-1 e a Figura 7-9 apresentam a evolução verificada nas tarifas das atividades reguladas, desde 1999, data a partir da qual se estabeleceram tarifas por atividade regulada no setor elétrico. A atividade de Comercialização é apresentada a partir de 2002.

Os preços médios apresentados até 2017 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias. Os valores apresentados permitem observar as variações tarifárias ocorridas entre 1999 e 2001<sup>42</sup> e entre 2002 e 2017.

Todos os preços médios estão referidos aos fornecimentos e entregas de energia elétrica aos clientes do comercializador de último recurso e aos clientes do mercado liberalizado.

No Quadro 7-1 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade nos diversos períodos de regulação.

---

<sup>42</sup> Em 2002 observa-se uma quebra de série devido a uma alteração das variáveis de faturação.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2017

Análise do impacto das decisões propostas

Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade

Tarifas		1999	2000	2001	Variação 2001/1999	2002	2003	2004	2005	Variação 2005/2002	2006	2007	2008	Variação 2008/2006	2009	2010	2011	Variação 2011/2009	2012	2013	2014	Variação 2014/2012	2015	2016	2017	Variação 2017/2002
Energia	real	100	98	103	3%	100	96	101	103	3%	97	96	88	-9%	123	86	81	-34%	103	104	101	-2%	99	89	83	-17%
	nominal	100	101	111	11%	100	100	107	113	13%	110	111	104	-5%	148	104	97	-34%	123	127	125	1%	125	113	107	7%
Uso Rede Transporte	real	100	90	76	-24%	100	93	103	104	4%	101	113	144	43%	144	186	178	24%	172	206	222	29%	172	162	192	92%
	nominal	100	93	81	-19%	100	96	109	114	14%	114	131	170	50%	173	223	214	24%	205	251	274	34%	216	207	249	149%
Uso Rede Distribuição AT	real	100	94	85	-15%	100	97	77	70	-30%	78	72	148	90%	161	161	142	-12%	157	164	165	5%	151	148	156	56%
	nominal	100	97	91	-9%	100	101	82	76	-24%	88	84	175	99%	193	194	170	-12%	188	200	203	8%	190	189	203	103%
Uso Rede Distribuição MT	real	100	94	87	-13%	100	96	91	84	-16%	89	91	94	5%	98	98	85	-13%	95	100	99	3%	87	85	91	-9%
	nominal	100	97	94	-6%	100	99	97	92	-8%	101	106	111	10%	117	118	102	-13%	114	123	122	7%	109	109	118	18%
Uso Rede Distribuição BT	real	100	94	89	-11%	100	95	93	88	-12%	87	91	98	11%	89	99	91	2%	92	96	95	2%	91	96	90	-10%
	nominal	100	97	95	-5%	100	98	98	97	-3%	99	106	115	17%	107	119	110	3%	111	118	117	6%	115	122	117	17%
Uso Global do Sistema	real	100	85	87	-13%	100	131	138	192	92%	222	268	436	96%	49	473	676	1285%	654	638	707	8%	840	905	938	838%
	nominal	100	88	93	-7%	100	135	146	210	110%	251	312	515	106%	58	569	811	1290%	782	780	873	12%	1.058	1.155	1.214	1114%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	-	-	-	-	100	285	436	334	234%	267	238	71	-73%	219	126	133	-39%	141	145	145	3%	145	145	145	45%
	nominal	-	-	-	-	100	295	462	365	265%	301	276	84	-72%	262	152	160	-39%	169	178	173	3%	564	573	569	469%
Comercialização em BTE	real	-	-	-	-	100	165	254	240	140%	194	195	84	-57%	107	69	68	-36%	72	79	79	9%	79	79	79	-21%
	nominal	-	-	-	-	100	171	269	263	163%	219	227	99	-55%	128	83	82	-36%	86	96	94	9%	129	578	587	487%
Comercialização em BTN	real	-	-	-	-	100	139	106	87	-13%	78	97	107	37%	124	124	106	-14%	99	98	98	-1%	100	112	110	10%
	nominal	-	-	-	-	100	144	112	95	-5%	88	113	127	43%	149	149	128	-14%	118	120	120	2%	126	143	143	43%

Nota: A Comercialização em MAT, AT e MT deixou de incluir a MAT em 2014.

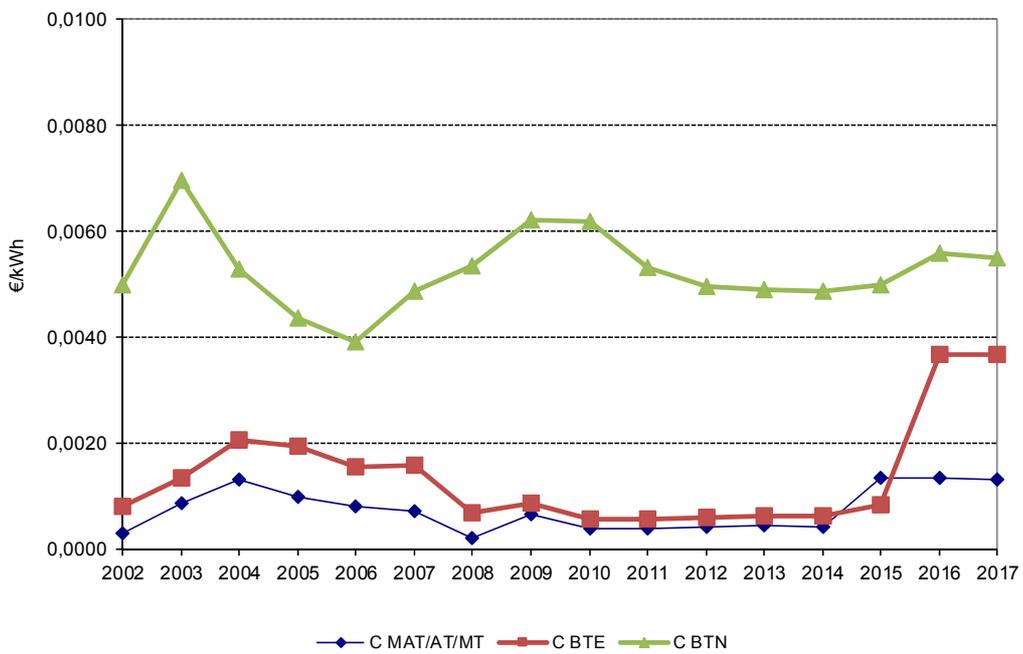
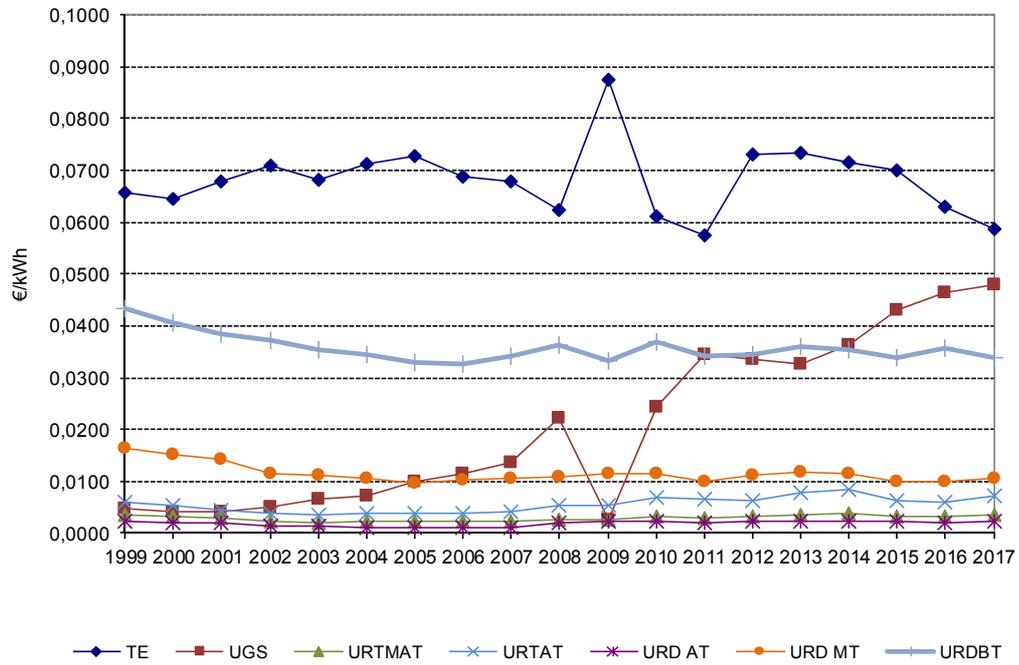
As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam um valor real inferior ao do primeiro ano de regulação, fruto dos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e consequentemente sido partilhados com os consumidores.

A tarifa de Uso Global do Sistema tem observado acréscimos desde 2002, fruto do incremento acentuado dos custos de interesse económico geral. Note-se que estes custos de interesse económico geral têm crescido em volume (é exemplo o sobrecusto com a produção em regime especial) e em número (novos custos foram sendo incluídos na tarifa ao longo dos anos, como a remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores, os CMEC, os défices de BT em 2006 e de BTN em 2007). Nas tarifas de 2009, a tendência inverte-se por via das disposições constantes do Decreto-Lei n.º165/2008 que adiam os sobrecustos com a produção em regime especial de 2009 por um período de 15 anos, com efeitos a partir de 2010. Nas tarifas de 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 e 2017, entre outras situações, a variação reflete a recuperação dos sobrecustos com a produção em regime especial num período quinquenal, ao abrigo do n.º 1 do artigo 73.º A, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.

As tarifas de Comercialização apresentam variações acentuadas mas o seu peso na fatura dos clientes é reduzido.

Na Figura 7-9 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade a preços constantes de 2016.

**Figura 7-9 - Evolução das tarifas por atividade  
(preços constantes de 2016)**



## 7.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

### 7.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 2016 E 2017

No presente capítulo apresenta-se a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2016 e 2017. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada do acesso para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

O acréscimo de 4,1% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2016 e 2017, pode ser representado através de três estados (Figura 7-10 e Quadro 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2015, no cálculo das tarifas de 2016, em que se considerou um preço médio de 0,0795 €/kWh.

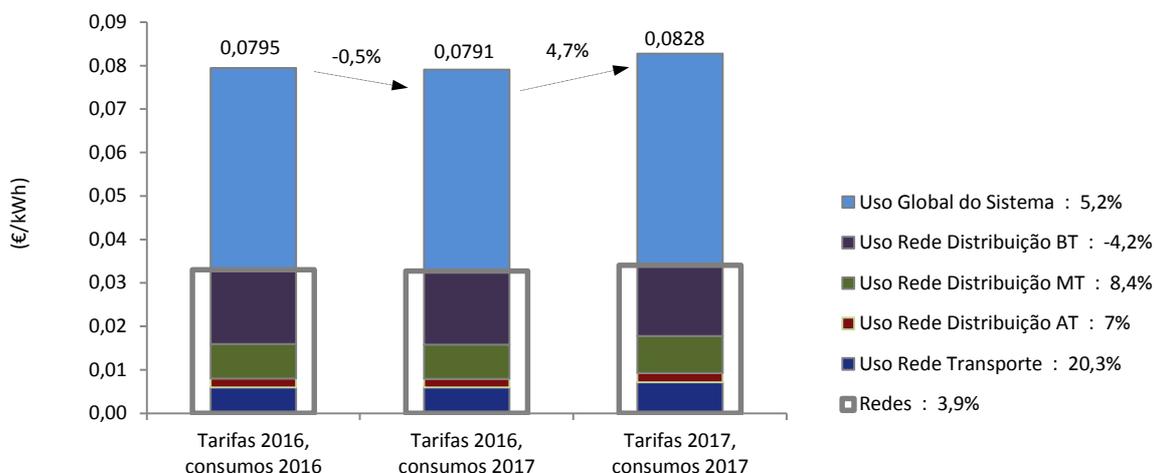
No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2017. Mantendo os preços das tarifas de 2016, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de 0,5% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Acesso às Redes previsto para 2017 (0,0828 €/kWh), que corresponde a um acréscimo tarifário de 4,7% entre 2016 e 2017.

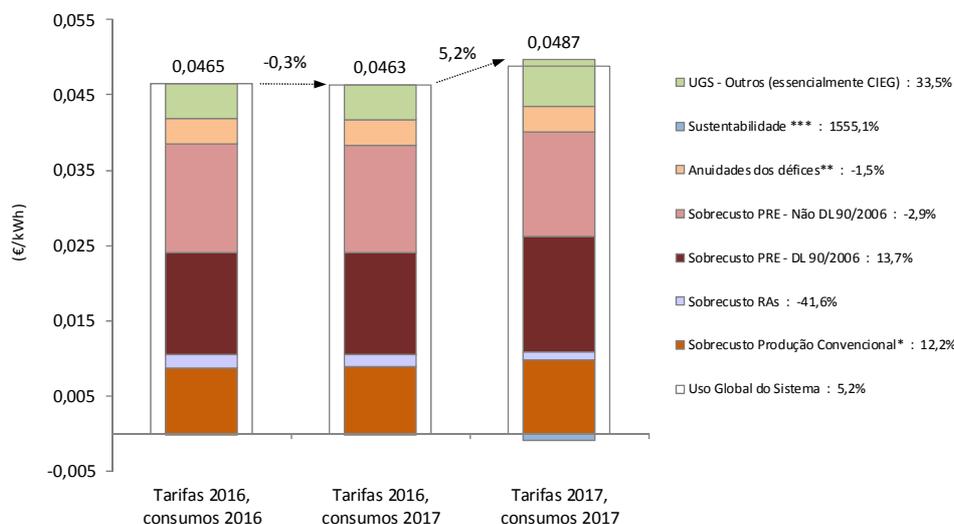
**Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes**

Estado e características	Tarifas 2016, consumo 2016	Tarifas 2016, consumo 2017	Tarifas 2017, consumo 2017
	(1)	(2)	(3)
<b>Proveitos</b> (10 <sup>6</sup> Euros)	3 581	3 577	3 744
<b>Consumo</b> (GWh)	45 054	45 231	45 231
<b>Preço médio</b> (EUR/kWh)	0,0795	0,0791	0,0828
<b>Variação</b> (%)		(2)/(1) = <b>-0,5%</b>	(3)/(2) = <b>4,7%</b>

Na Figura 7-10, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: 20,3% para o Uso da Rede de Transporte, 7,0% para o Uso da Rede de Distribuição AT, 8,4% para o Uso da Rede de Distribuição MT, -4,2% para o Uso da Rede de Distribuição BT e 5,2% para o Uso Global do Sistema.

**Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes**

Dado o peso da tarifa de Uso Global do Sistema nas tarifas de Acesso às Redes, apresentam-se de seguida as variações da tarifa de Uso Global do Sistema, diferenciadas por componente.

**Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema**

\* Inclui os sobrecustos associados à produção convencional em regime de mercado, designadamente o sobrecusto das centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e a garantia de potência.

\*\* Pagamento anual resultante dos défices associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006 e de BTN em 2007, assim como ao diferimento de custos em 2009 no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.

\*\*\* Considera-se como sustentabilidade os ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, o diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e o sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade das tarifas de Acesso às Redes, entre 2016 e 2017, para os diferentes níveis de tensão. Regista-se uma variação de 4,7% em todos os níveis de tensão.

Adicionalmente apresentam-se as variações da tarifa de Uso Global do Sistema, registando-se variações diferenciadas por nível de tensão. Verificam-se acréscimos de 3,5% em MAT, 1,7% em AT, 0,4% em MT, 6,3% em BTE e 7,5% em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por componente.

Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT

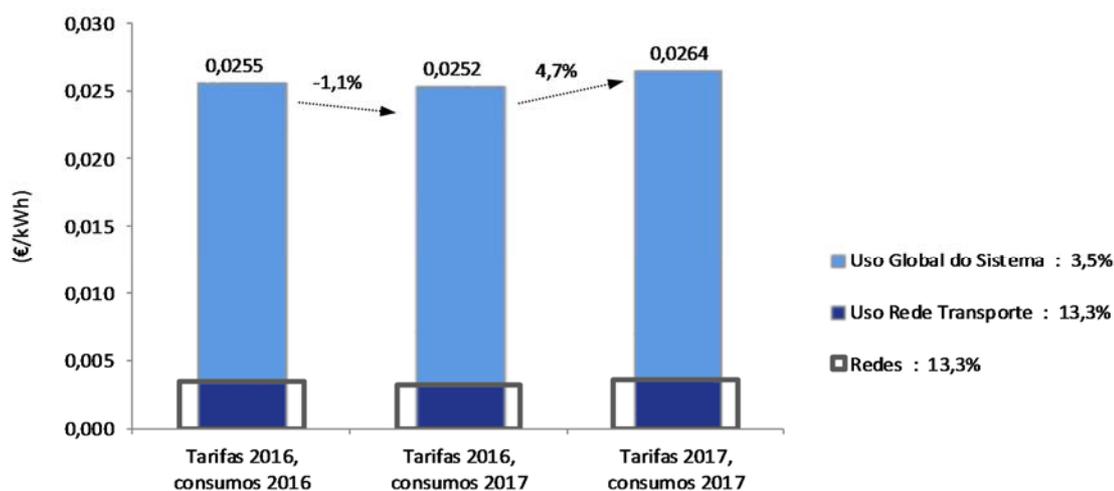
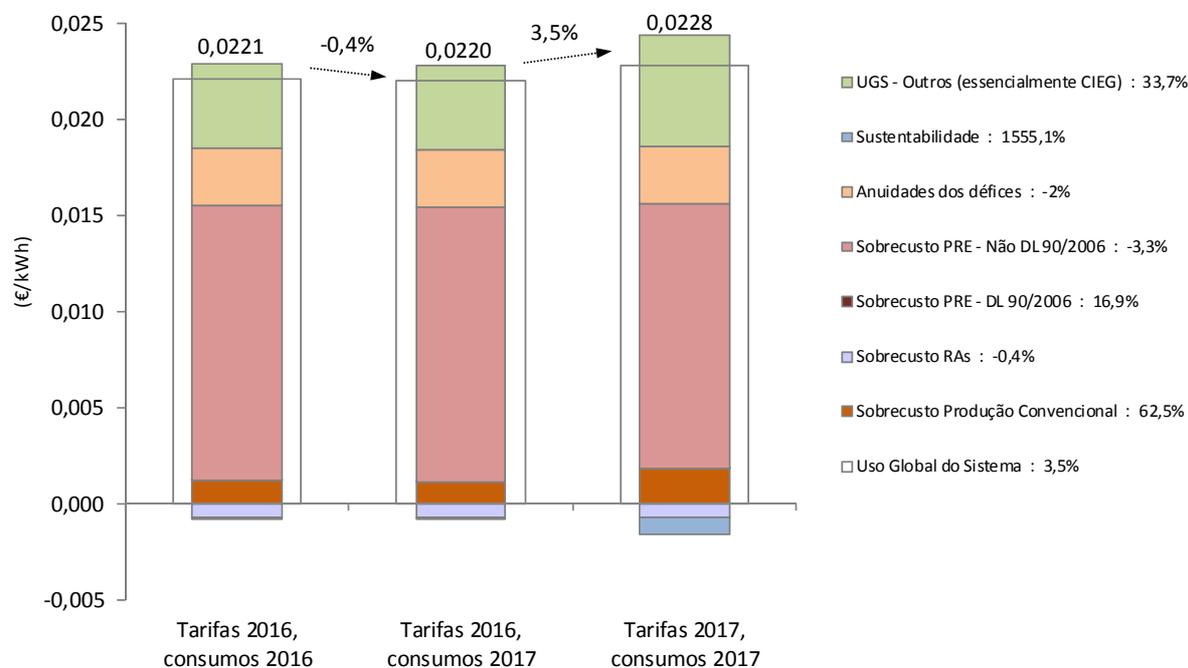
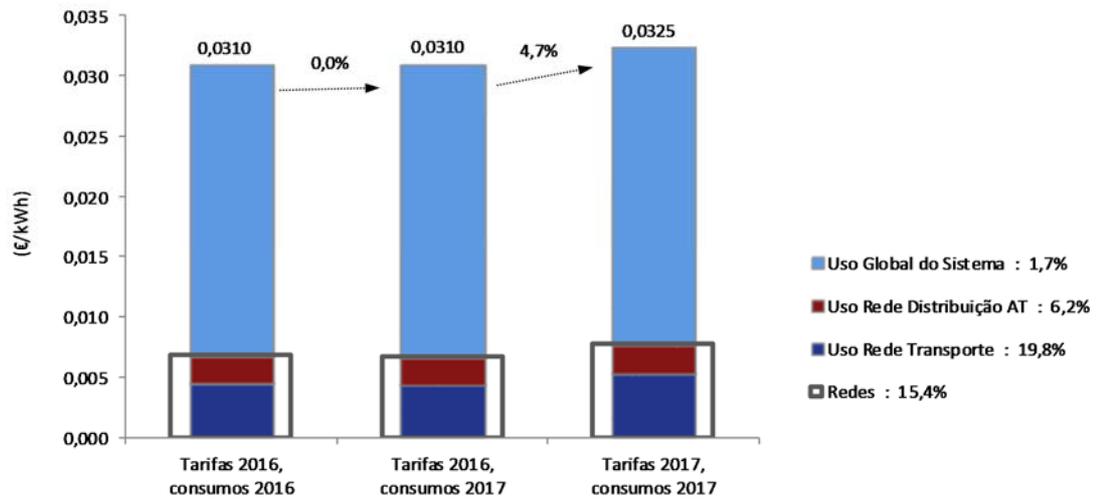


Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT



**Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT**



**Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT**

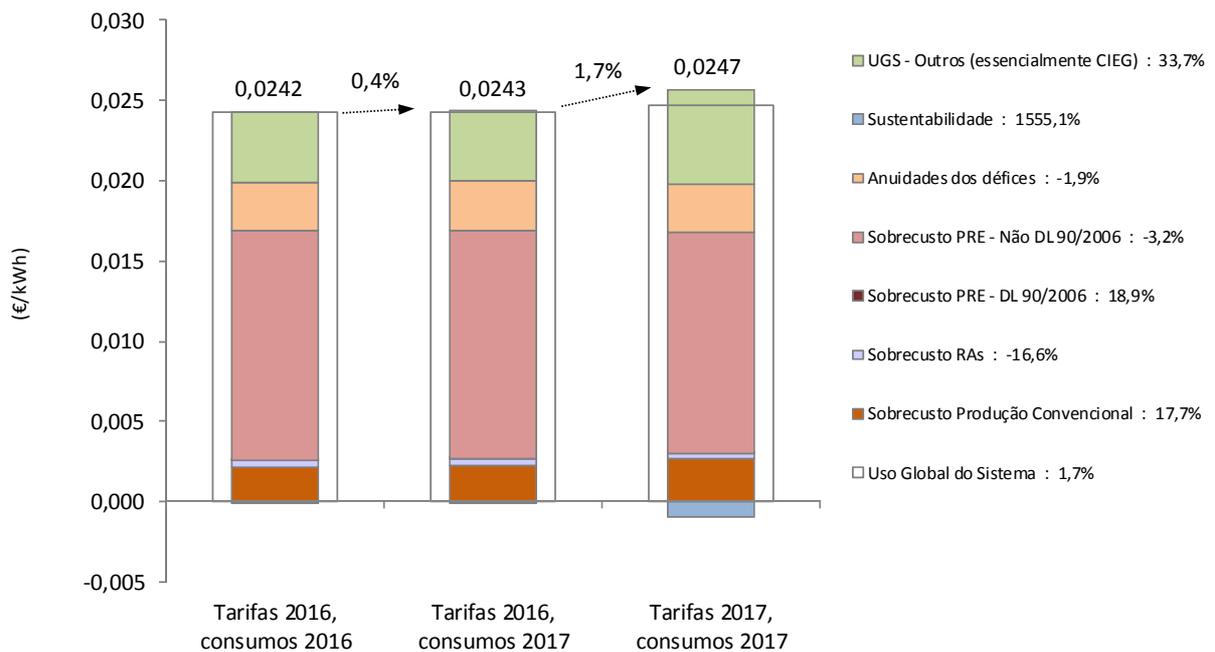


Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT

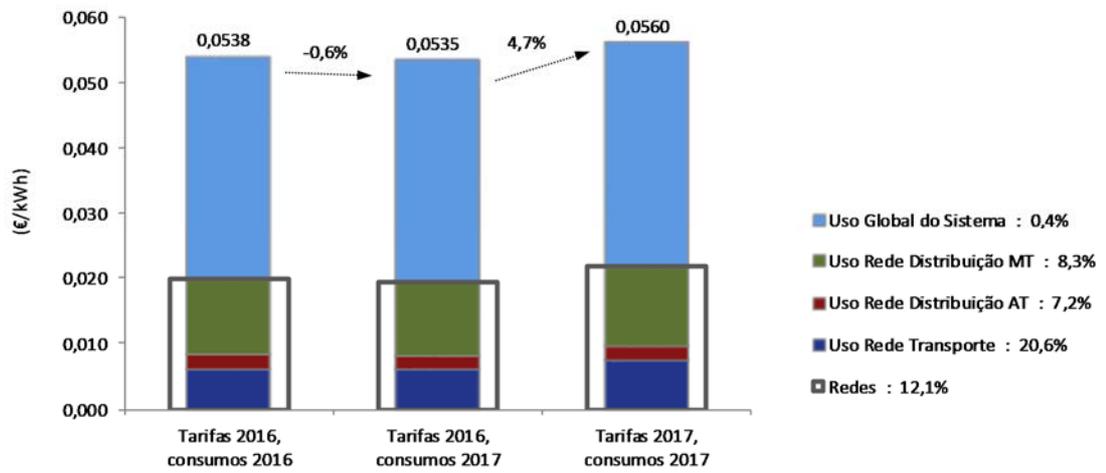


Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT

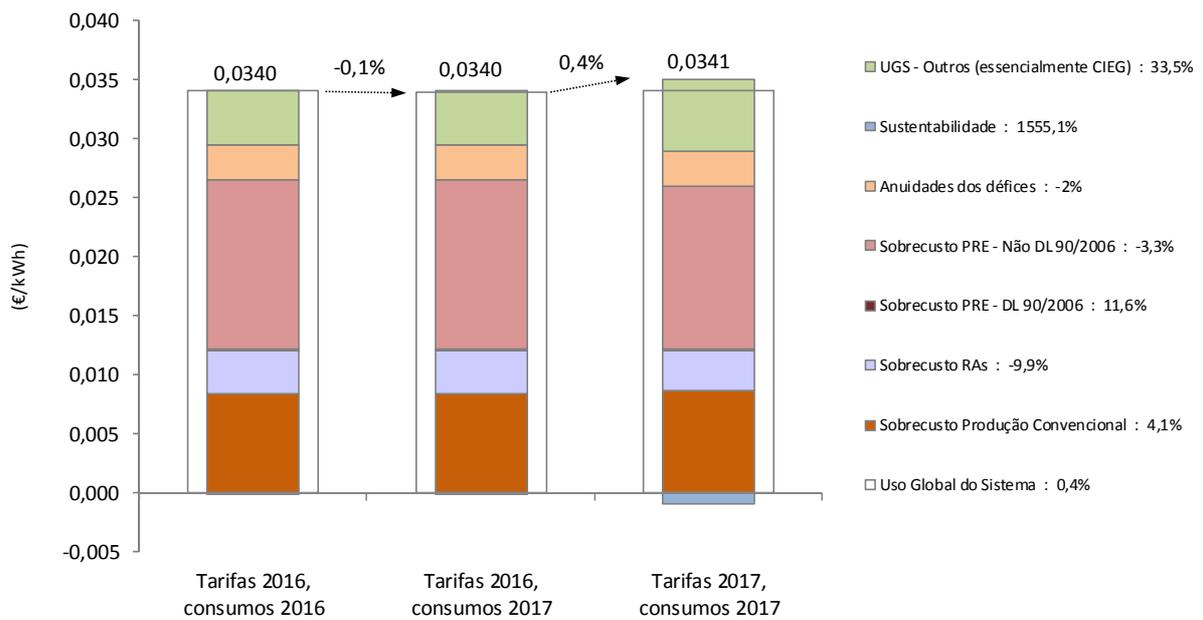


Figura 7-18 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE

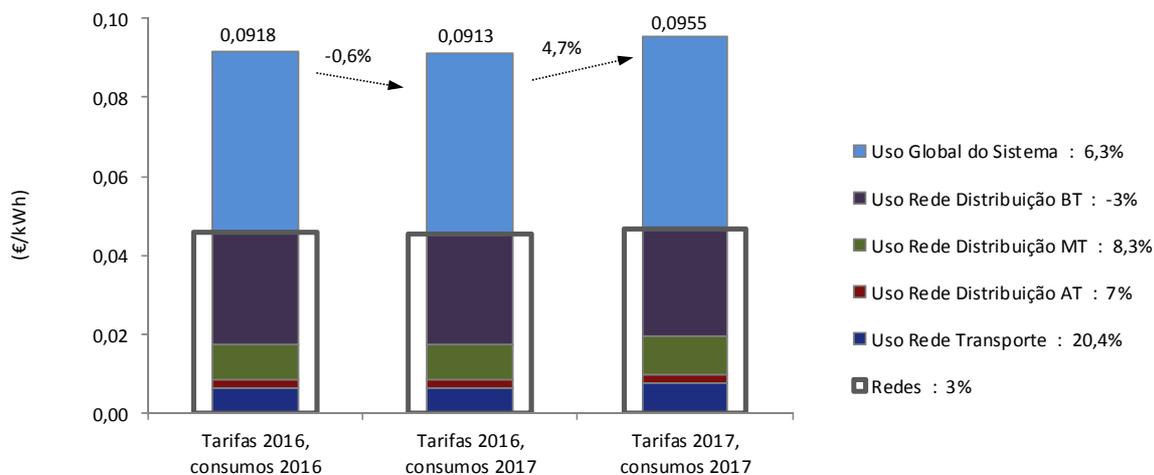
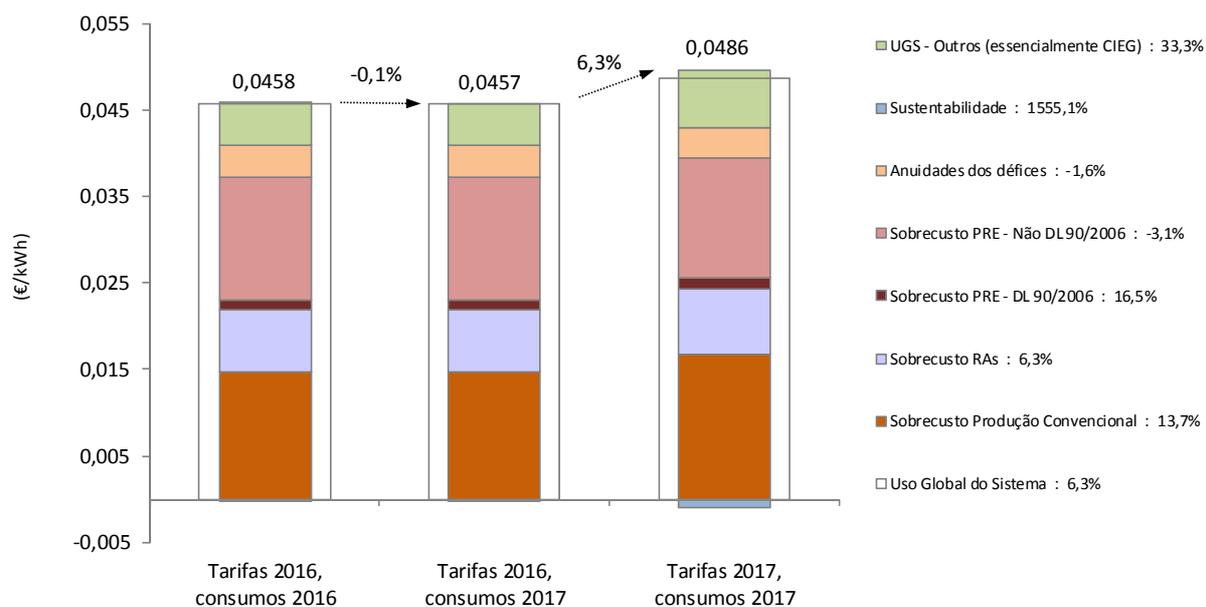
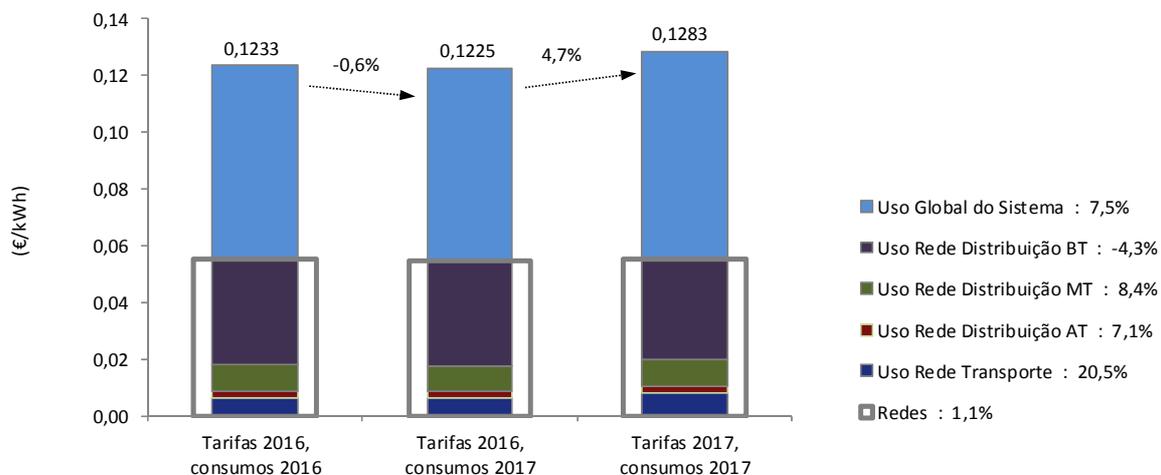


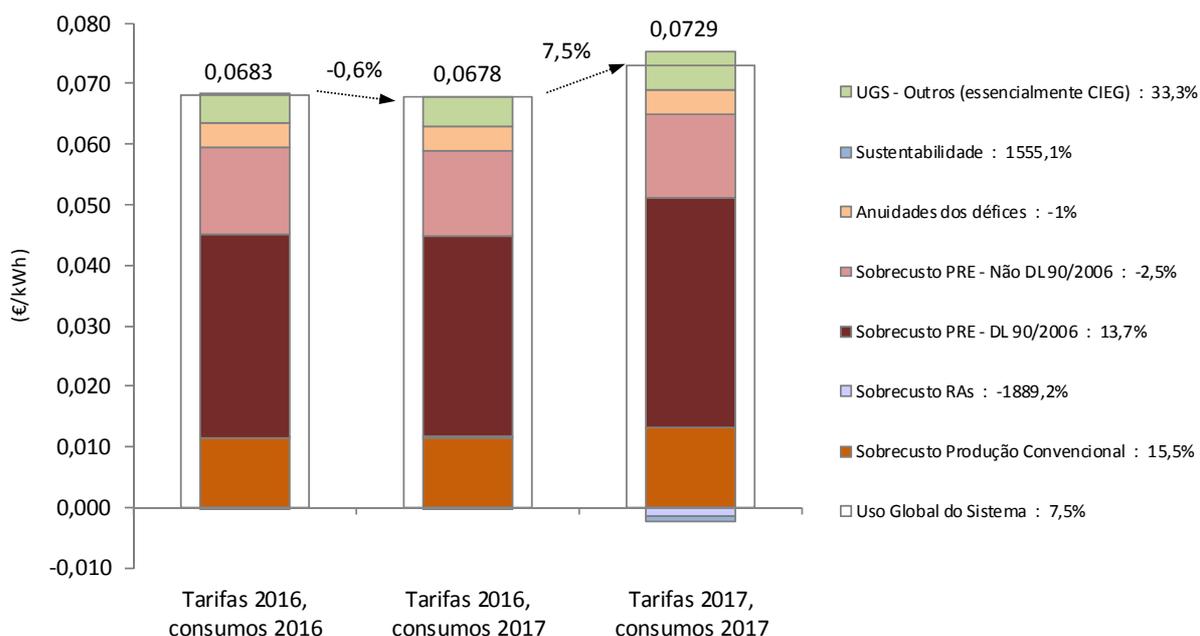
Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE



**Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN**



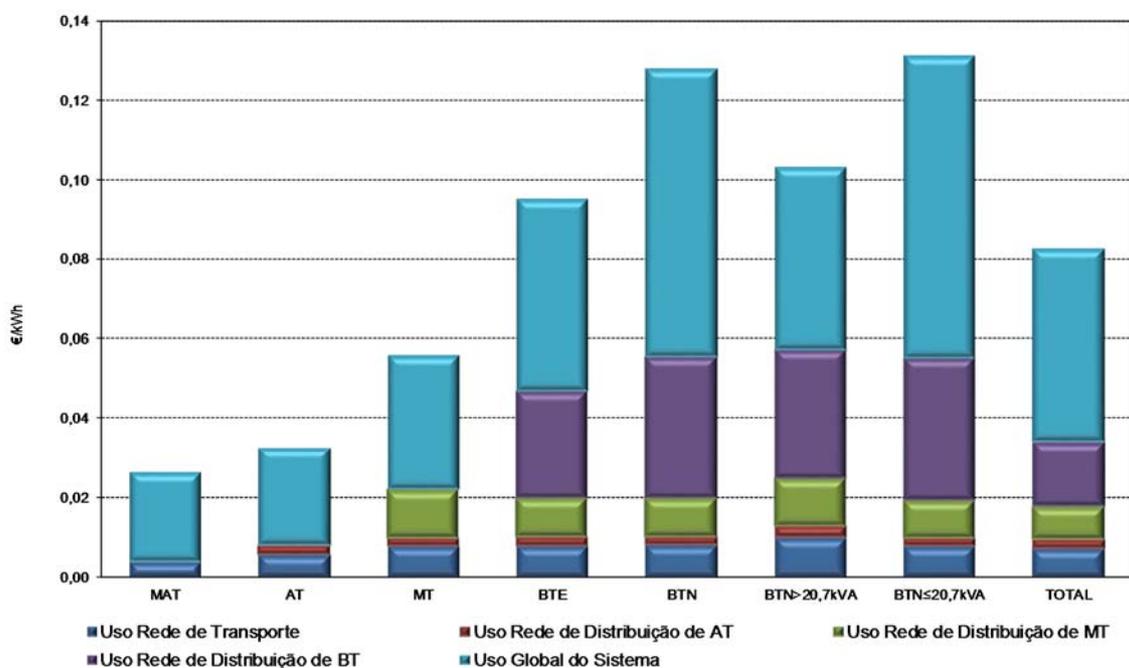
**Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN**



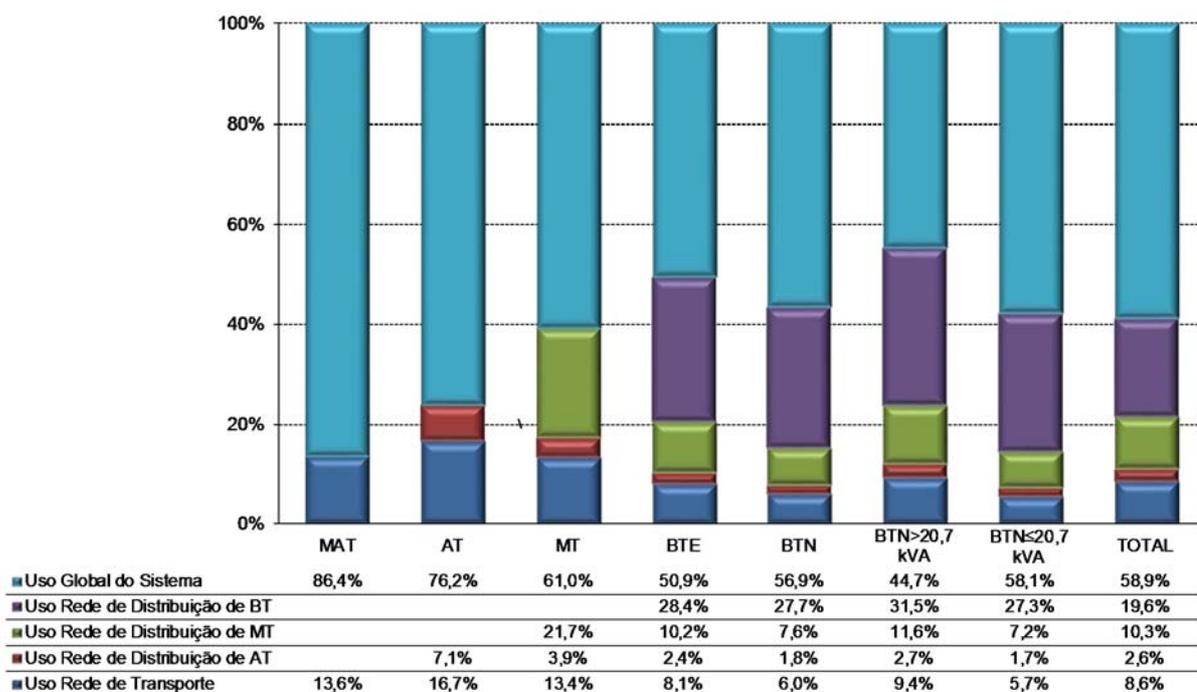
## 7.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2017

Na Figura 7-22, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2017. Na Figura 7-23 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

**Figura 7-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, Decomposição por atividade**



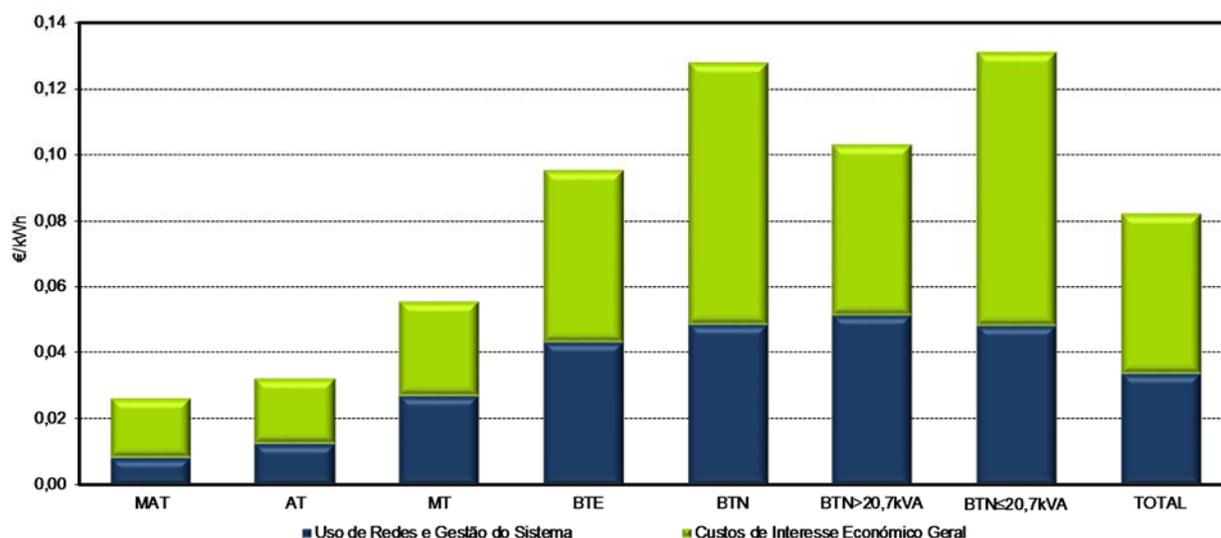
**Figura 7-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes**



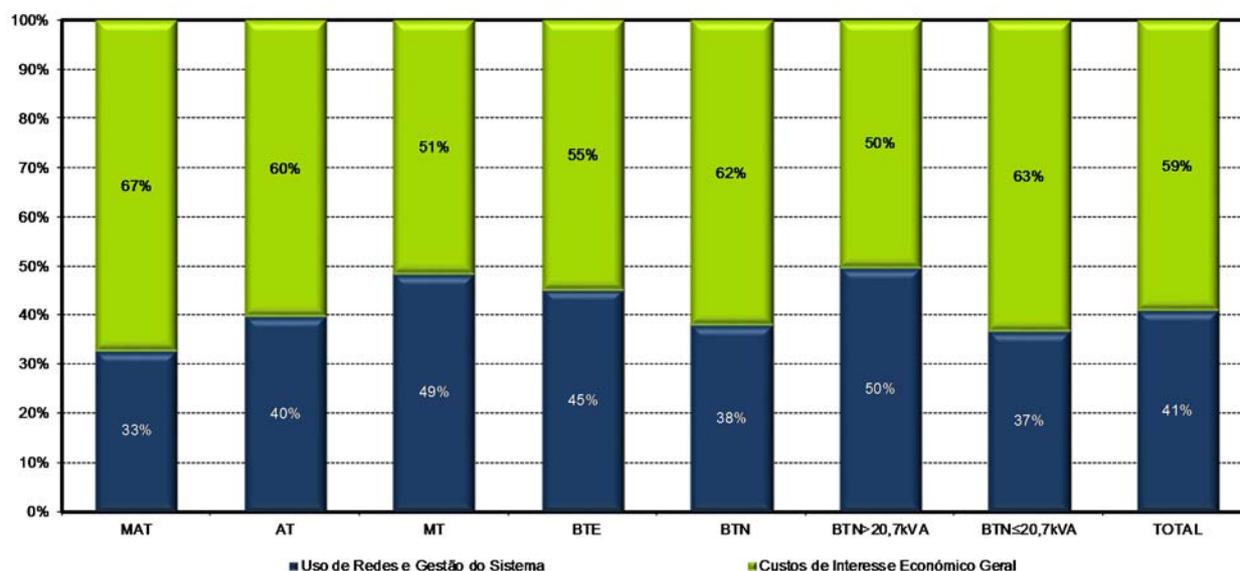
Na Figura 7-24 e na Figura 7-25, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes nas parcelas de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral.

Os Custos de Interesse Económico Geral incluem os custos considerados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, destacando-se, (i) o sobrecusto com os CAE, (ii) os encargos com os CMEC, (iii) os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas, (iv) os sobrecustos da Produção em Regime Especial, (v) os custos com os terrenos dos centros electroprodutores afetos ao domínio público hídrico e (vi) os défices tarifários de BT e BTN relativos a 2006 e 2007, respetivamente, e o défice tarifário de 2009 gerado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

**Figura 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral**



**Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral**



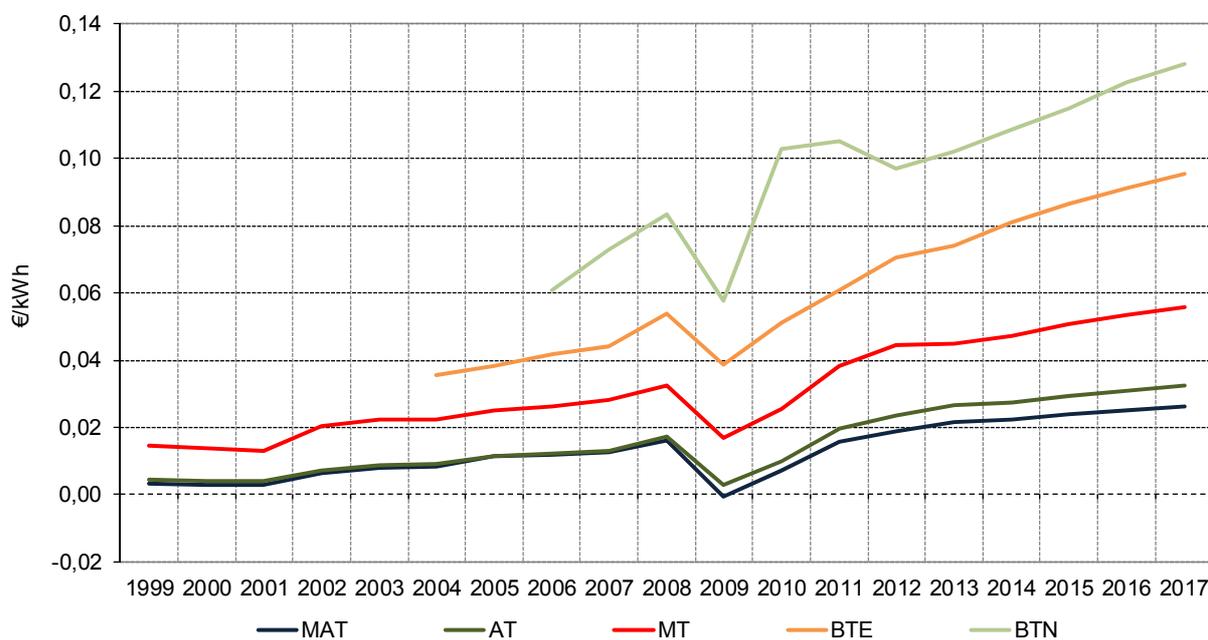
### 7.2.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 1999 E 2017

A Figura 7-26 e a Figura 7-27 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes, no período compreendido entre 1999 e 2017, por nível de tensão.

Os preços médios apresentados até 2016 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias.

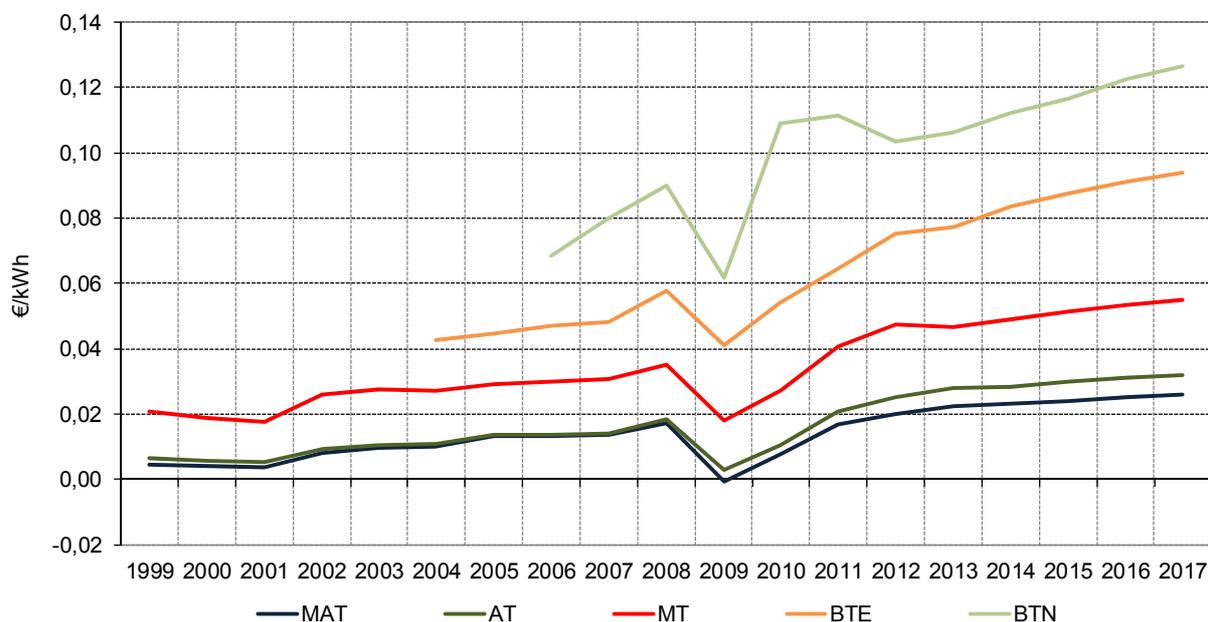
No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 12,2%, 11,4%, 7,8%, 7,9% e 7,0%, respetivamente.

**Figura 7-26 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes  
(preços correntes)**



No período analisado na figura seguinte, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais de 9,9%, 9,1%, 5,6%, 6,2% e 5,7%, respetivamente, a preços constantes de 2016.

**Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes  
(preços constantes de 2016)**



No quadro seguinte apresenta-se a evolução das tarifas de Acesso às Redes, desde 1999.

**Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Varição 2017/1999	
MAT	real	100	88	83	168	203	214	280	292	365	-15	162	354	425	477	486	509	531	547	447%	
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	652	671	717	757	793	693%
AT	real	100	88	82	140	160	165	205	207	214	279	46	159	316	379	420	429	450	469	483	383%
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	574	593	633	669	700	600%
MT	real	100	91	85	126	133	131	141	144	148	169	87	131	197	226	236	248	258	266	266	166%
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	308	326	349	368	385	285%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	104	110	113	135	96	126	151	176	180	195	205	213	220	120%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	228	243	257	269	169%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	100	117	131	90	159	163	151	155	163	170	179	184	184	84%
	nominal	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	179	189	202	211	211	111%

### 7.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

#### 7.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 2016 E 2017

No presente capítulo apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2016 e 2017. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE. Apresenta-se igualmente a estrutura destes preços médios por atividade regulada para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

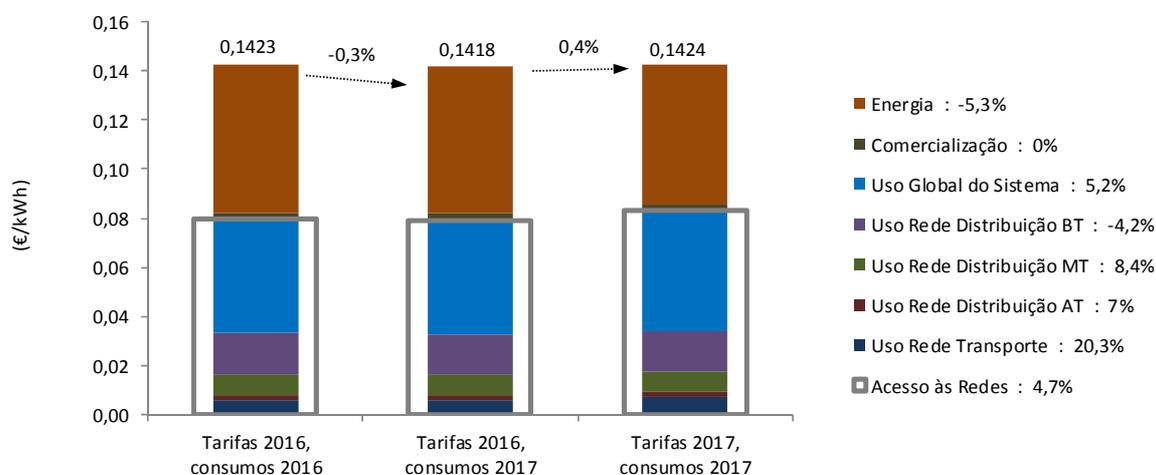
A variação nula no preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, entre 2016 e 2017, pode ser representada através de três estados (Figura 7-28). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2015, no cálculo das tarifas de 2016, em que se considerou um preço médio de 0,1423 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2017. Mantendo os preços das tarifas de 2016, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de 0,3% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais previsto para 2017 (0,1424 €/kWh), que resulta de uma variação tarifária de 0,4%.

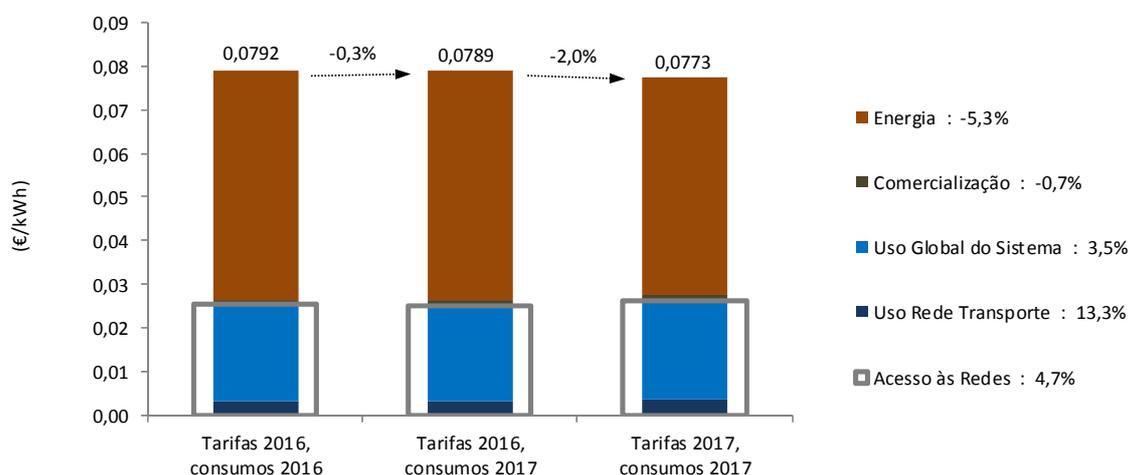
Na Figura 7-28, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: 20,3% para o Uso da Rede de Transporte, 7,0% para o Uso da Rede de Distribuição de AT, 8,4% para o Uso da Rede de Distribuição de MT, -4,2% para o Uso da Rede de Distribuição de BT, 5,2% para o Uso Global do Sistema, 0% para a Comercialização e -5,3% para a Energia.

**Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais**

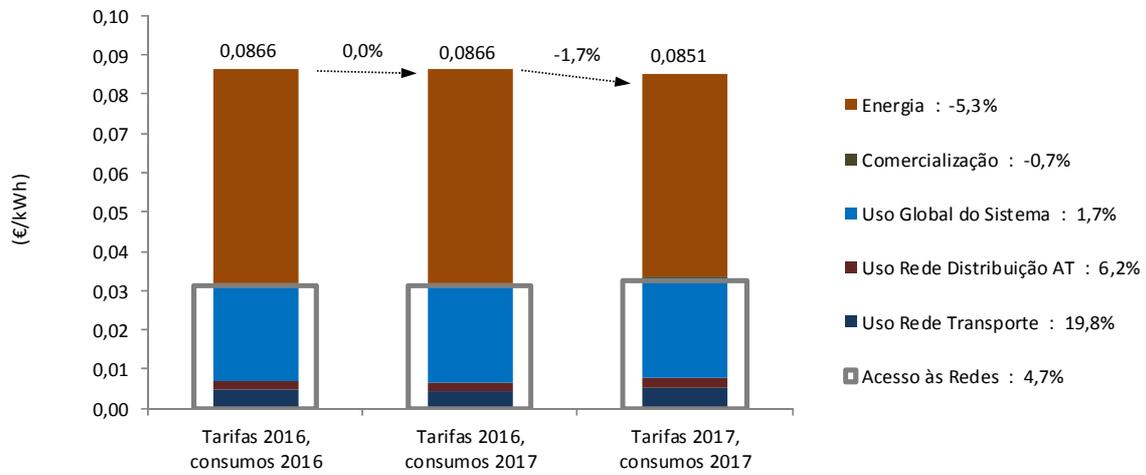


Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, entre 2016 e 2017, para os diferentes níveis de tensão. Registam-se variações diferenciadas por nível de tensão: -2,0% em MAT, -1,7% em AT, -0,5% em MT, 0,6% em BTE e 1,2% em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada.

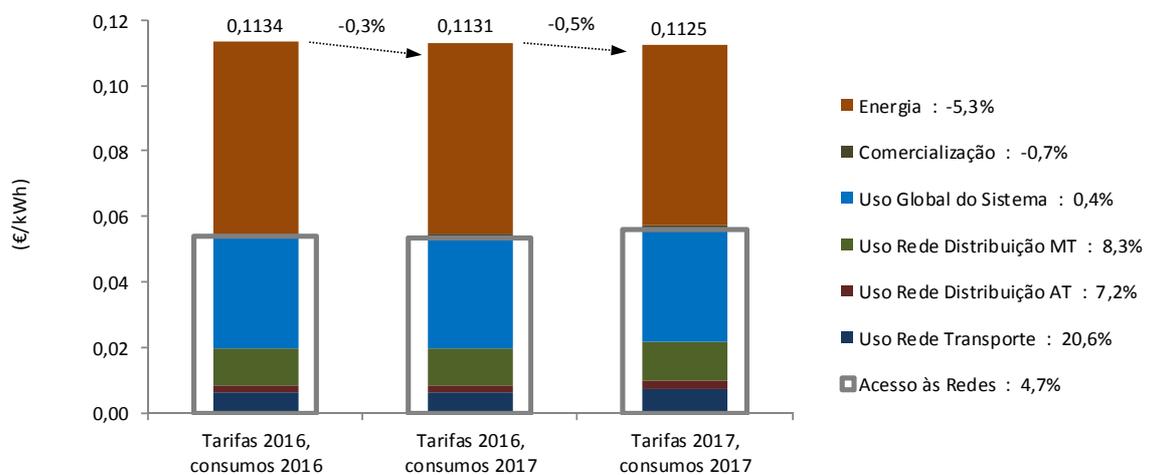
**Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT**



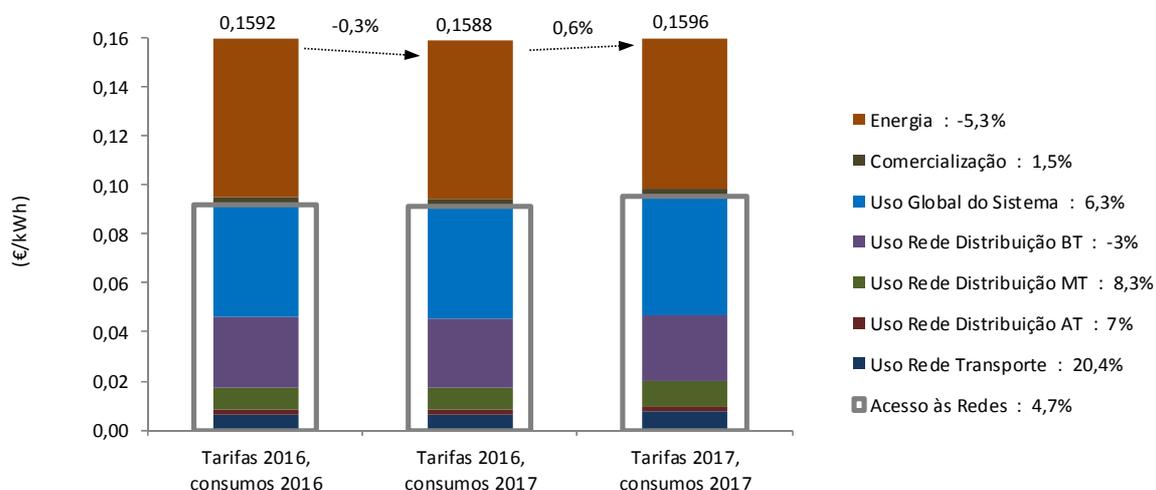
**Figura 7-30 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em AT**



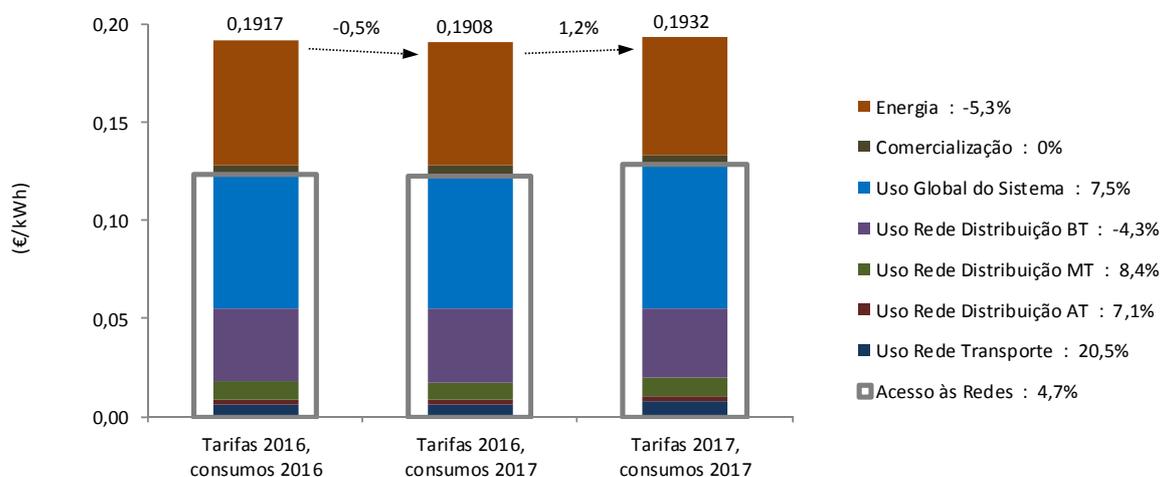
**Figura 7-31 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MT**



**Figura 7-32 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTE**



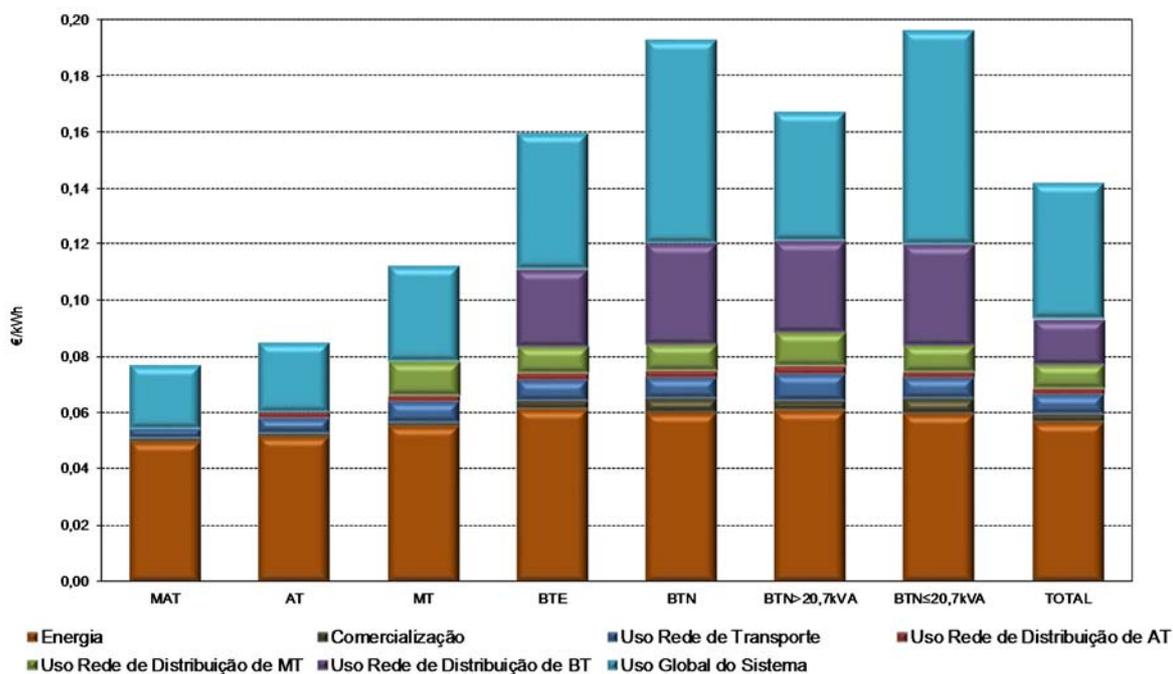
**Figura 7-33 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTN**



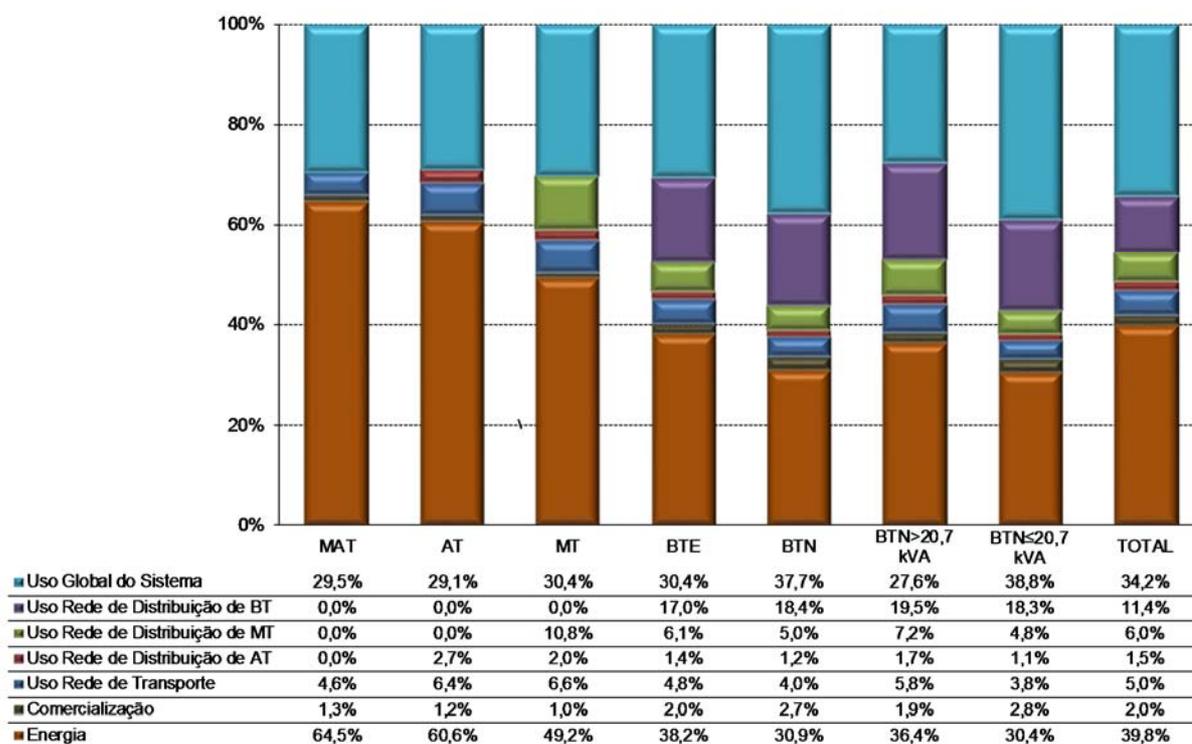
### 7.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2017

Na Figura 7-34, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada dos preços médios das tarifas de referência de venda a clientes finais em 2017. Na Figura 7-35 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

**Figura 7-34 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade**

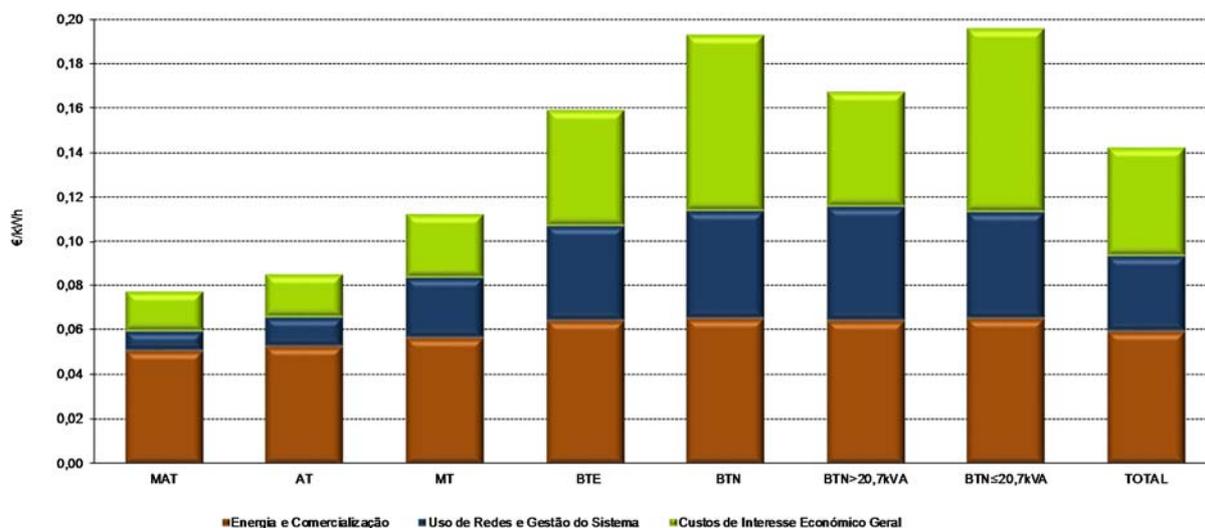


**Figura 7-35 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais**

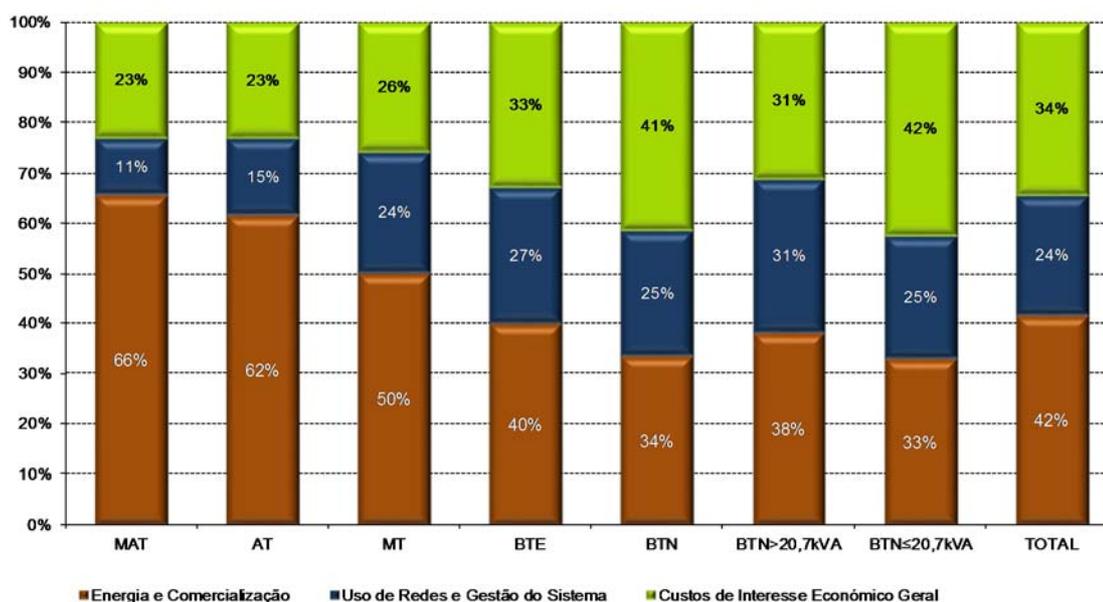


Na Figura 7-36 e na Figura 7-37, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais nas parcelas: de Energia e Comercialização, de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral.

**Figura 7-36 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral**



**Figura 7-37 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral**

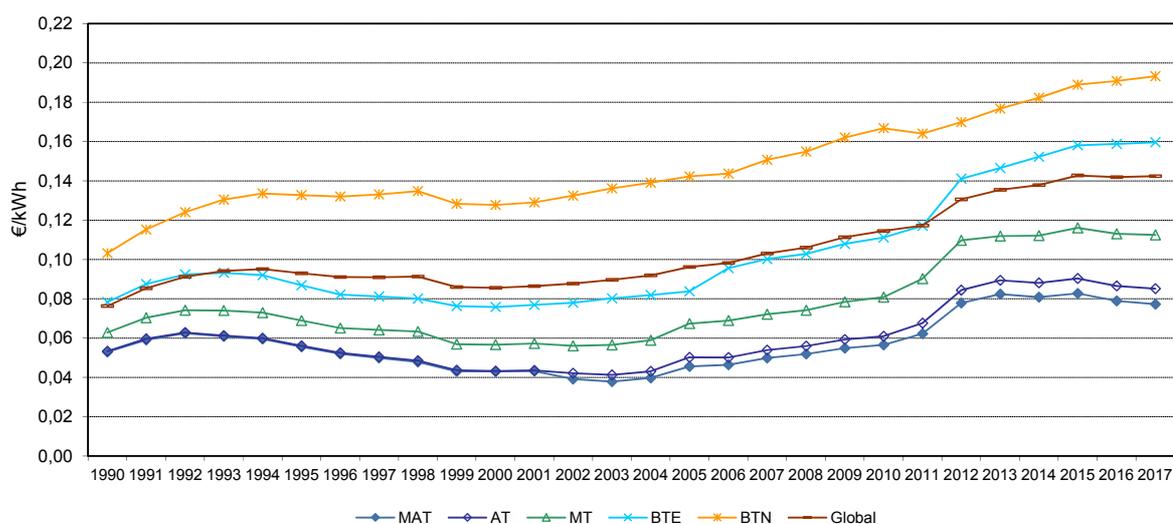


### 7.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2017

A Figura 7-38 e a Figura 7-39 apresentam a evolução verificada nas tarifas de referência de Venda a Clientes Finais desde 1990 até 2017, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN. As tarifas de referência de Venda a Clientes Finais correspondem às tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais determinadas pela soma das diversas tarifas por atividade aplicáveis em cada nível de tensão e tipo de fornecimento. Assim as tarifas de referência de Venda a Clientes Finais representam a melhor expectativa dos preços eficientes praticados no mercado retalhista para toda a procura de energia elétrica. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2017 integrando quer os fornecimentos no mercado livre, quer do comercializador de último recurso, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

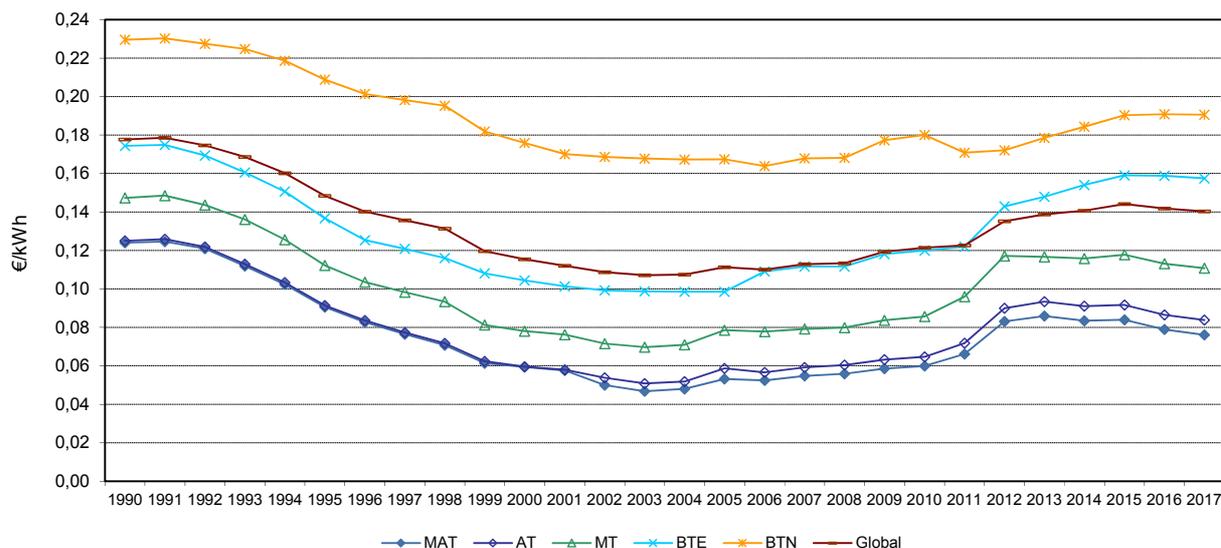
Os preços apresentados até 2010 correspondem aos das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais da comercialização de último recurso. A partir de 2011 inicia-se o processo de extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais para os fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE. Assim no cálculo dos preços médios apresentados a partir de 2011 considera-se a aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais.

**Figura 7-38 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes)**



A preços constantes de 2016 (Figura 7-50), o preço médio global registou desde 1990 até 2017 uma redução média anual de 0,9%. Em 2017, o preço médio global é cerca de 79% do verificado em 1990. Em MAT, AT, MT, BTE e BTN, os preços médios em 2017 são cerca de 61%, 67%, 75%, 90% e 83% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

**Figura 7-39 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2016)**



Finalmente, no quadro seguinte apresenta-se a evolução das Tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998.

**Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão**

Tarifas	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Variação 2017/1998	
MAT	real	100	87	84	81	71	66	68	75	74	78	79	83	85	94	118	122	118	119	112	108	8%
	nominal	100	90	90	90	82	79	83	95	97	104	108	115	118	130	163	172	169	173	165	161	61%
AT	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	126	130	127	128	121	117	17%
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	139	174	184	181	186	178	175	75%
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	103	126	125	124	126	121	119	19%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	143	174	177	177	183	179	178	78%
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	105	123	128	133	137	137	136	36%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	146	176	183	190	197	198	199	99%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	84	86	86	91	92	88	88	91	94	97	98	98	98	-2%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	122	126	131	135	140	142	143	43%
Global	real	100	91	88	85	83	82	82	85	84	86	86	91	92	93	103	106	107	110	108	107	7%
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	128	143	148	151	156	155	156	56%

## **7.4 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO**

### **7.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 2016 E 2017**

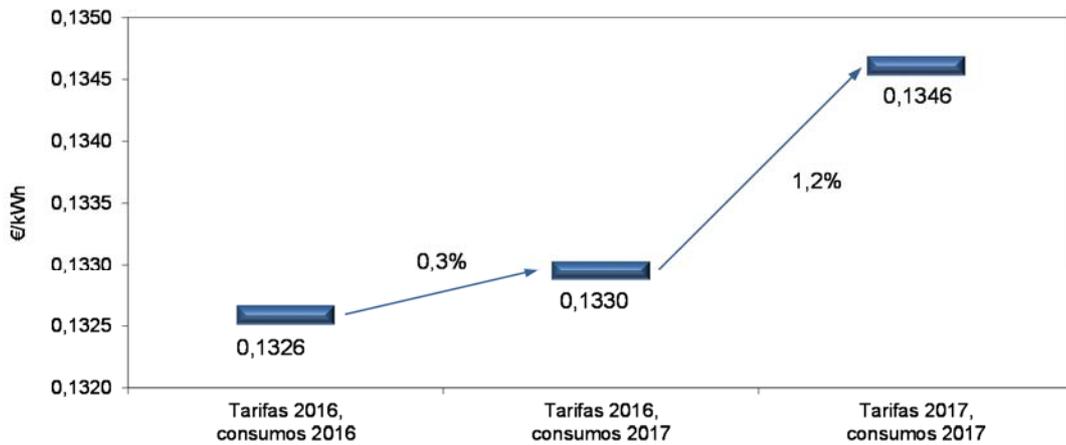
Nas figuras seguintes é apresentada a evolução do preço médio da energia elétrica das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, BTE e BTN, do comercializador de último recurso, representada através de três estados, a saber:

- Preços médios obtidos por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2016, publicadas em dezembro de 2015.
- Preços médios resultantes da aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2016 aos consumos de 2017.
- Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2017.

Em seguida apresenta-se a evolução do preço médio entre 2016 e 2017, para as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, BTE e BTN (Figura 7-40 a Figura 7-44).

Conforme se ilustra na Figura 7-40, em 2017, verificar-se-á uma variação tarifária de 1,2% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, relativamente às tarifas de 2016, o que corresponde a uma variação de 1,5% no preço médio.

**Figura 7-40 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MT  
2017/2016**

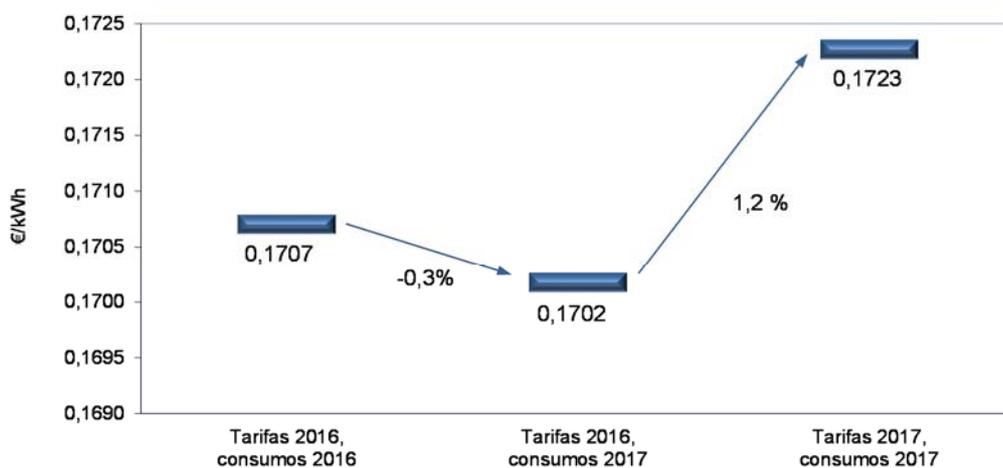


Variação preço médio = 1,5%

Variação tarifária = 1,2%

Conforme se ilustra na Figura 7-41, em 2017, verificar-se-á uma variação tarifária de 1,2% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTE, relativamente às tarifas de 2016, o que corresponde a uma variação de 0,9% no preço médio.

**Figura 7-41 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTE  
2017/2016**



Variação preço médio = 0,9%

Variação tarifária = 1,2%

Conforme se ilustra no Quadro 7-5 e na Figura 7-42, em 2017, verificar-se-á um acréscimo tarifário de 1,2% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, relativamente às tarifas de 2016, o que corresponde a uma variação de 1,1% no preço médio.

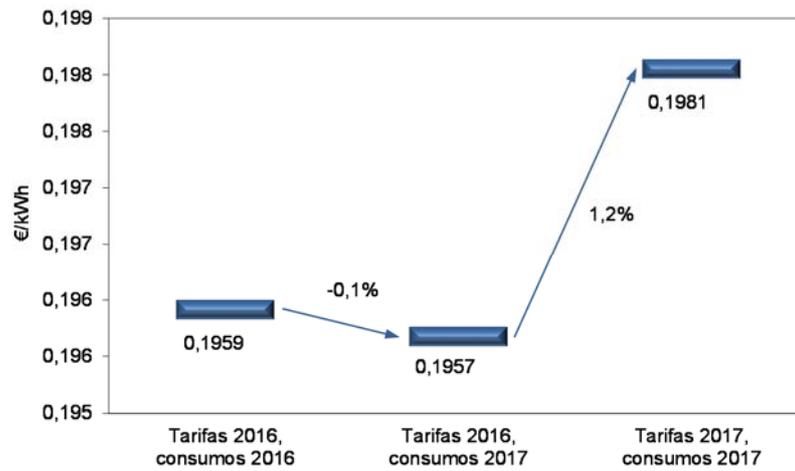
O primeiro estado representado corresponde à situação prevista em 2015 para vigorar em 2016, em que com proveitos permitidos de 553 milhões de euros e com consumos de 2,8 TWh corresponde o preço médio de 0,1959 €/kWh.

No segundo estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2017. Mantendo os preços das tarifas de 2016, a evolução da estrutura de consumos origina uma diminuição de 0,1% no preço médio. No último estado apresenta-se o preço médio que se irá observar em 2017, 0,1981 €/kWh, o que corresponde a uma variação tarifária de 1,2%.

**Quadro 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN  
2017/2016**

Estado e características	Tarifas 2016, consumos 2016 (1)	Tarifas 2016, consumos 2017 (2)	Tarifas 2017, consumos 2017 (3)
<b>Proveitos</b> (10 <sup>6</sup> EUR)	553	574	581
<b>Consumo</b> (GWh)	2 821	2 936	2 936
<b>Preço médio</b> (€/kWh)	0,1959	0,1957	0,1981
<b>Varição</b> (%)		(2)/(1) = -0,1%	(3)/(2) = 1,2%

**Figura 7-42 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN  
2017/2016**



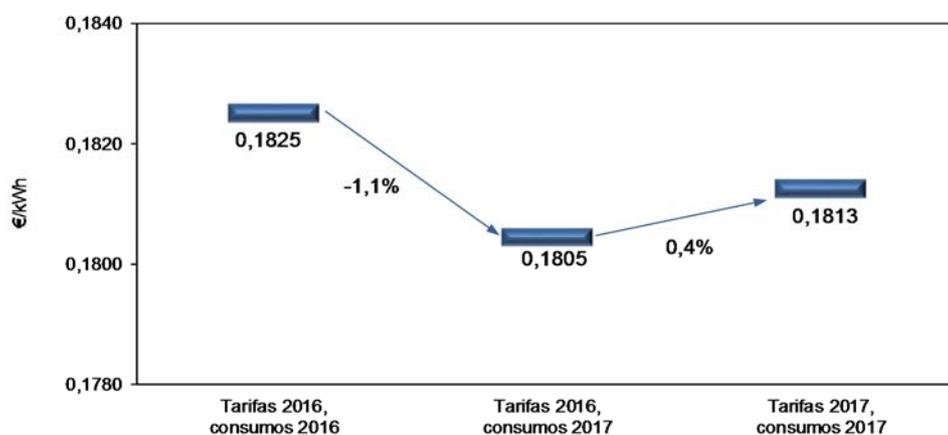
Variação preço médio = 1,1%

Variação tarifária = 1,2%

Em seguida apresentam-se figuras com a evolução do preço médio entre 2016 e 2017, para o detalhe da Baixa Tensão (Figura 7-43 e Figura 7-44).

Para os clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA ocorrem variações tarifárias de 0,4% e para os clientes com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA ocorrem variações tarifárias de 1,3%.

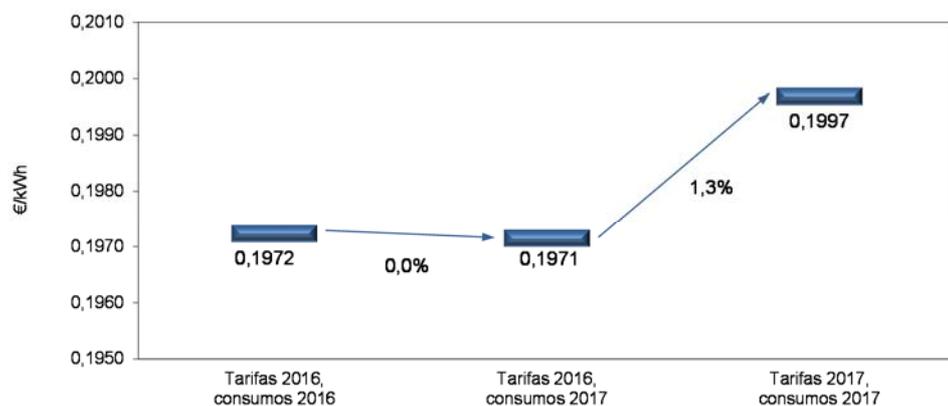
**Figura 7-43 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA)**  
2017/2016



Variação preço médio = -0,7%

Variação tarifária = 0,4%

**Figura 7-44 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN ( $\leq$  20,7 kVA)**  
2017/2016



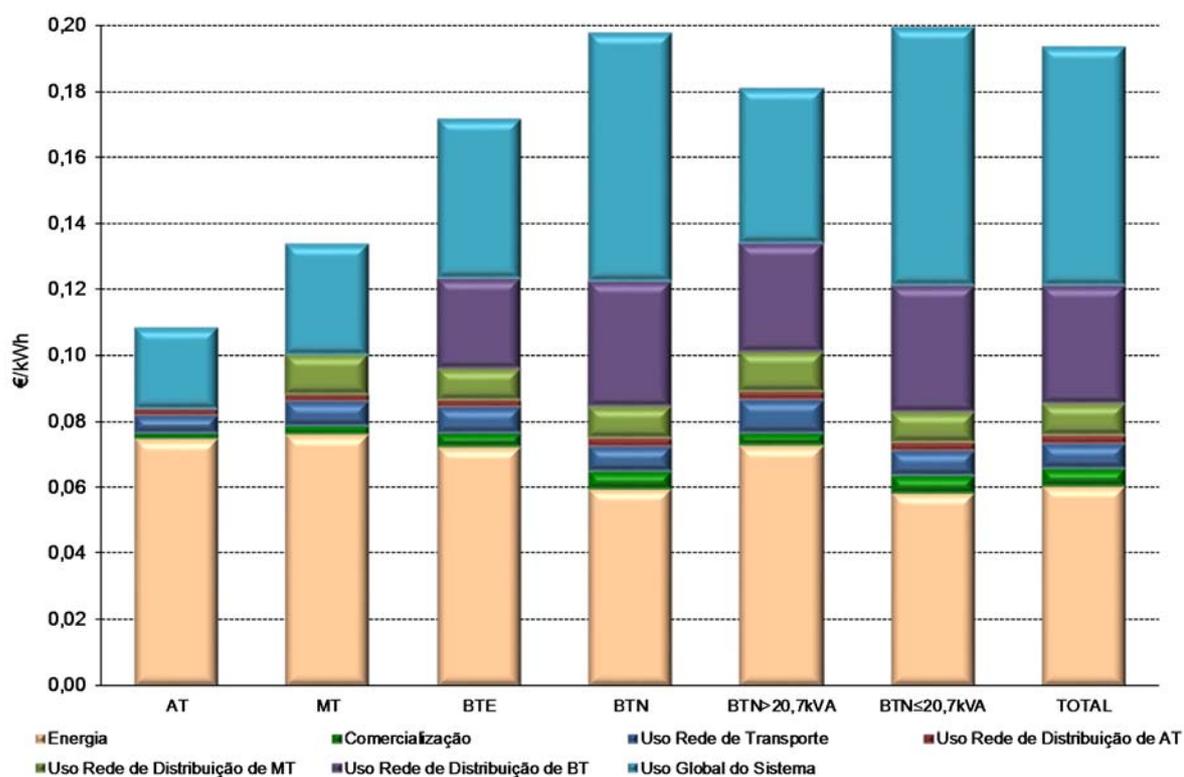
Variação preço médio = 1,2%

Variação tarifária = 1,3%

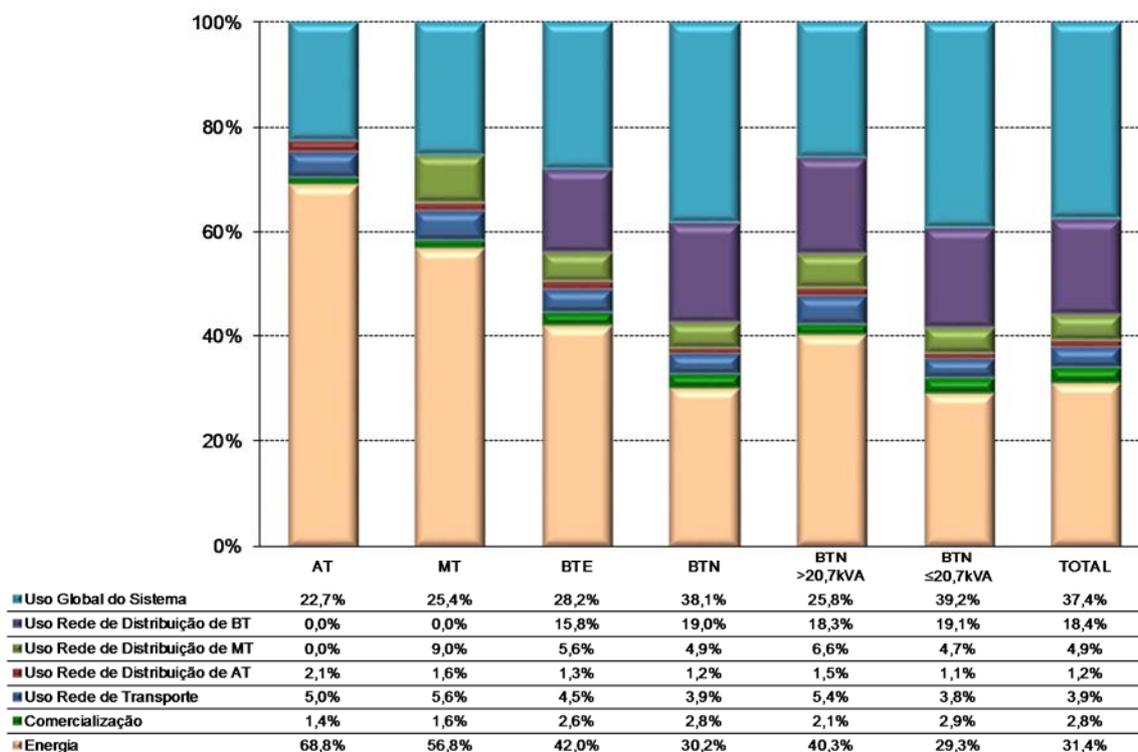
#### 7.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2017

Na Figura 7-45 e na Figura 7-46 apresenta-se para cada nível de tensão a decomposição e a estrutura, por atividade regulada, do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso. A decomposição apresentada pressupõe que os preços a pagar pelo acesso às redes coincidem com os preços das tarifas por atividade incluídas nas tarifas de Acesso às Redes (Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição) aplicáveis a cada fornecimento. A estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização coincide com a estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização aplicáveis a cada fornecimento. Os preços médios das tarifas de Energia e de Comercialização são obtidos subtraindo ao preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão, o preço médio pago pelo acesso às redes.

**Figura 7-45 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2017**

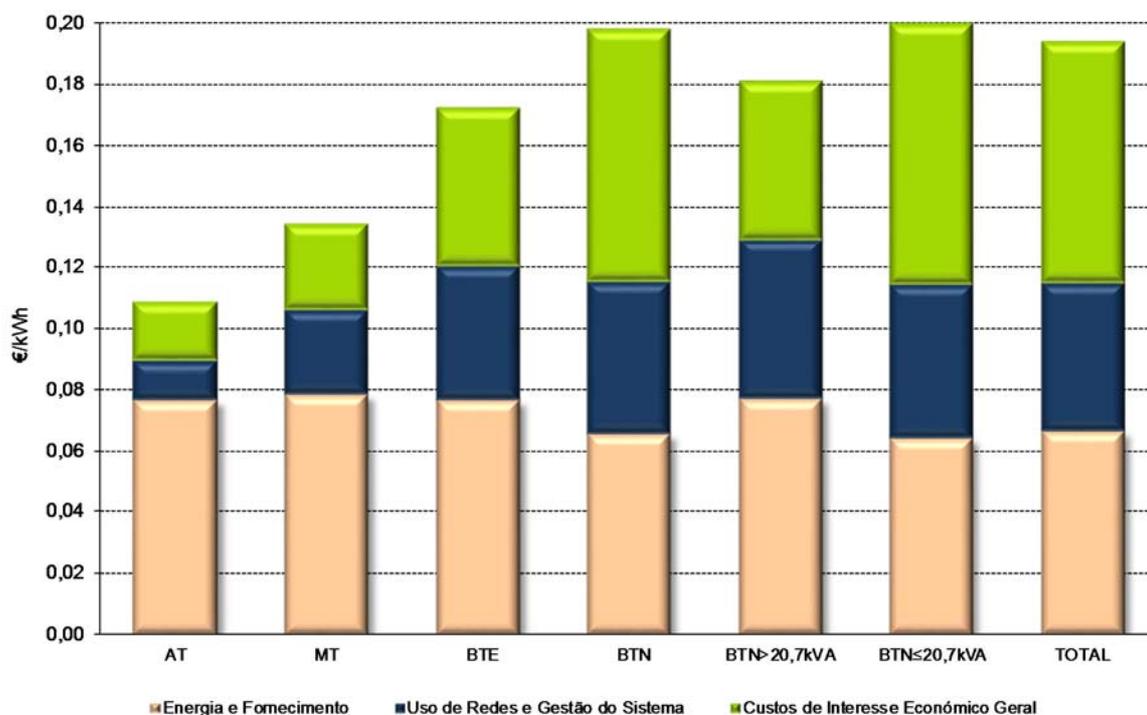


**Figura 7-46 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2017**

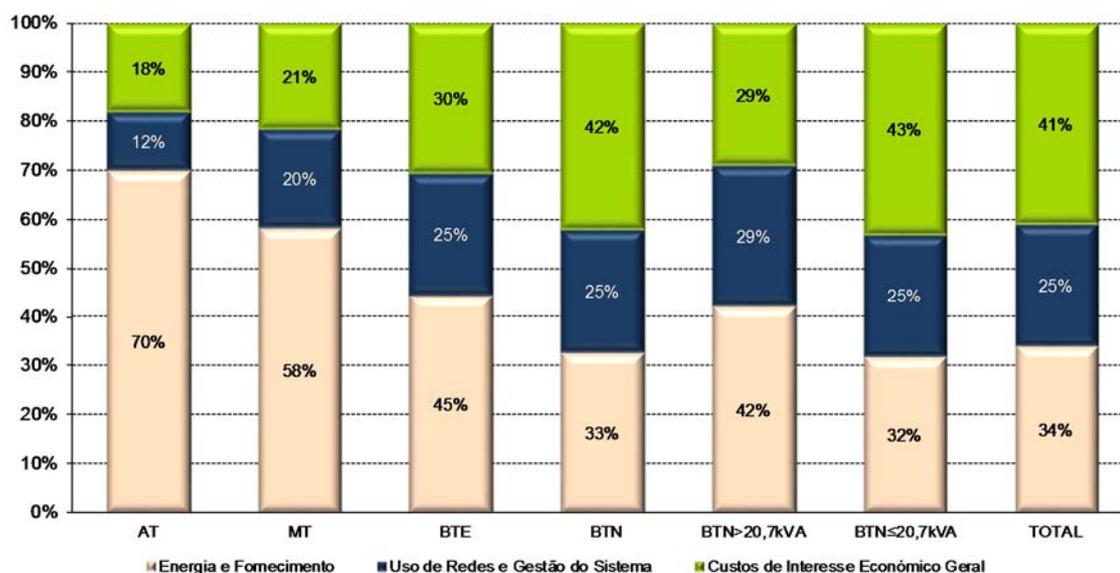


Na Figura 7-47 e na Figura 7-48, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso nas parcelas: Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral.

**Figura 7-47 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2017, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral**



**Figura 7-48 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2017, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral**



### 7.4.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2017

A Figura 7-49 e a Figura 7-50 apresentam a evolução verificada nas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso desde 1990 até 2017, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2017, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Para o nível de tensão AT, o preço médio apresentado inclui, até 2001, o desconto praticado na fatura. O preço apresentado inclui também o efeito da aplicação dos ajustamentos trimestrais entre 2002 e 2005.

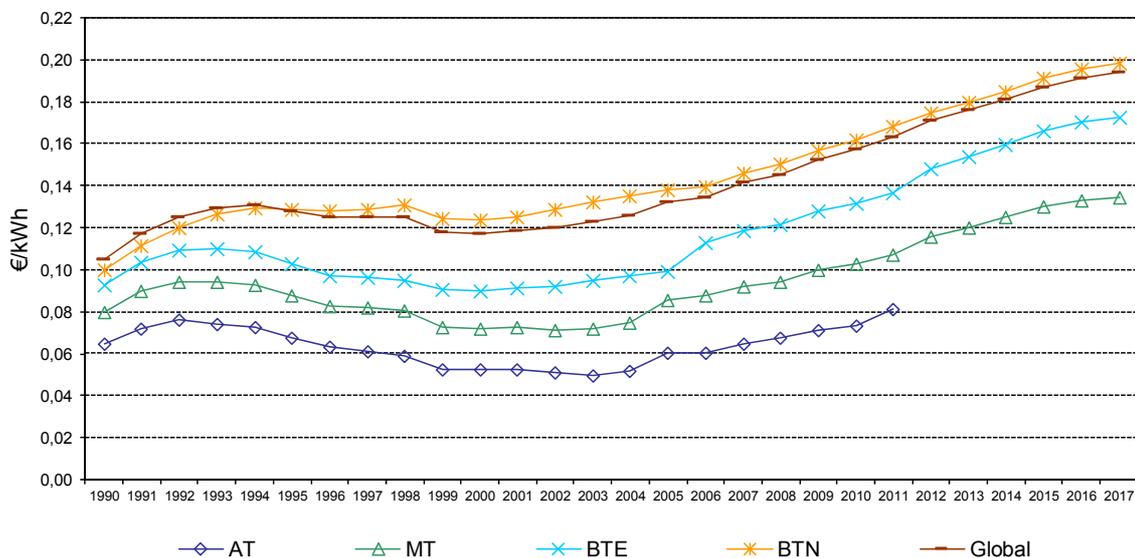
Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excecionais, revistas em julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006 que estabeleceu novas regras para a repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de origem renovável.

Os preços médios em 2007 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais ponderadas das tarifas fixadas em dezembro de 2006 para vigorar a partir de janeiro de 2007 e das tarifas extraordinárias, aprovadas para vigorarem entre setembro e dezembro de 2007 motivadas pela cessação dos CAE e o início da aplicação dos CMEC.

Em 2012 os preços médios apresentados para MT e BTE são os das tarifas transitórias. Os preços médios apresentados para BTN em 2012 têm também uma parcela de tarifas transitórias (consumos em BTN para potências contratadas superiores a 6,9 kVA).

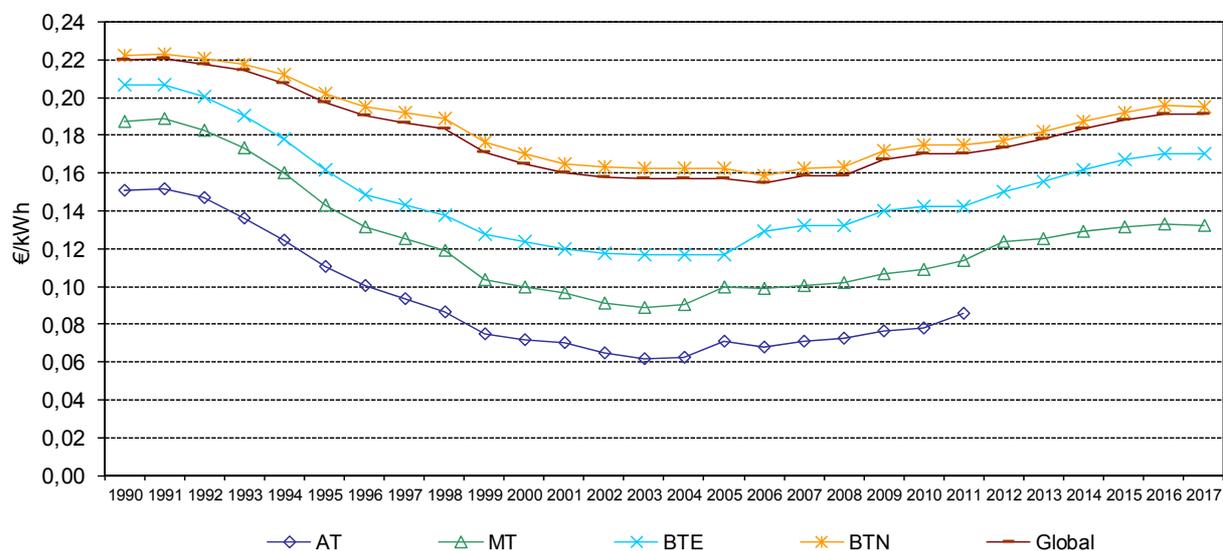
A partir de 2013 todos os preços apresentados correspondem a tarifas transitórias.

**Figura 7-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)**



A preços constantes de 2016 (Figura 7-50), o preço médio global registou desde 1990 até 2017 uma redução média anual de 0,5%. Em 2017, o preço médio global é cerca de 87% do verificado em 1990. Em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2017 são cerca de 71%, 83% e 88% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

**Figura 7-50 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2016)**



Finalmente, no quadro seguinte apresenta-se a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998.

**Quadro 7-6 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão**

Tarifas	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Variação 2017/1998*	
AT	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	---	---	---	---	---	---	0%
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	138	---	---	---	---	---	---	38%
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	96	104	106	109	111	112	112	12%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	144	149	155	161	165	167	67%
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	104	109	113	118	122	124	124	24%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	156	162	169	175	180	182	82%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	84	86	86	91	92	92	94	96	99	102	103	103	3%	
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	134	138	142	146	150	152	52%
Global	real	100	93	90	87	86	86	85	86	84	86	86	91	92	93	94	97	100	102	104	104	4%
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	131	136	140	144	149	153	155	55%

\* Para AT apresenta-se a variação entre 1998 e 2011

## 7.5 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

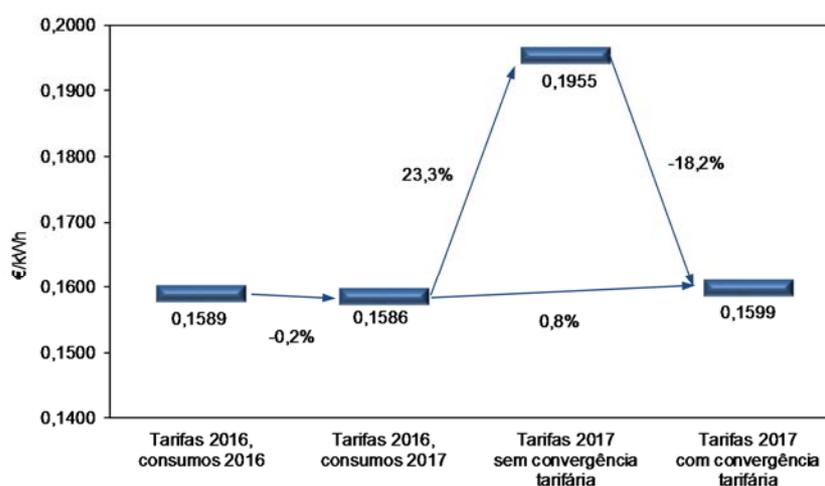
### 7.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 2016 E 2017

Em 2017, os preços de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 0,8%, relativamente a 2016, conforme se ilustra no Quadro 7-7 e na Figura 7-51.

**Quadro 7-7 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA**

Estado e características	Tarifas 2016, consumos 2016	Tarifas 2016, consumos 2017	Tarifas 2017 sem convergência tarifária	Tarifas 2017 com convergência tarifária
Proveitos (10 <sup>3</sup> EUR)	113 489	116 702	143 839	117 659
Consumo (MWh)	714 028	735 667	735 667	735 667
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1589	(2) 0,1586	(3) 0,1955	(4) 0,1599
Variação (%)		(2)/(1) = -0,2%	(3)/(2) = 23,3%	(4)/(2) = 0,8%

**Figura 7-51 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA**



Variação preço médio = 0,6%

Variação tarifária = 0,8%

Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

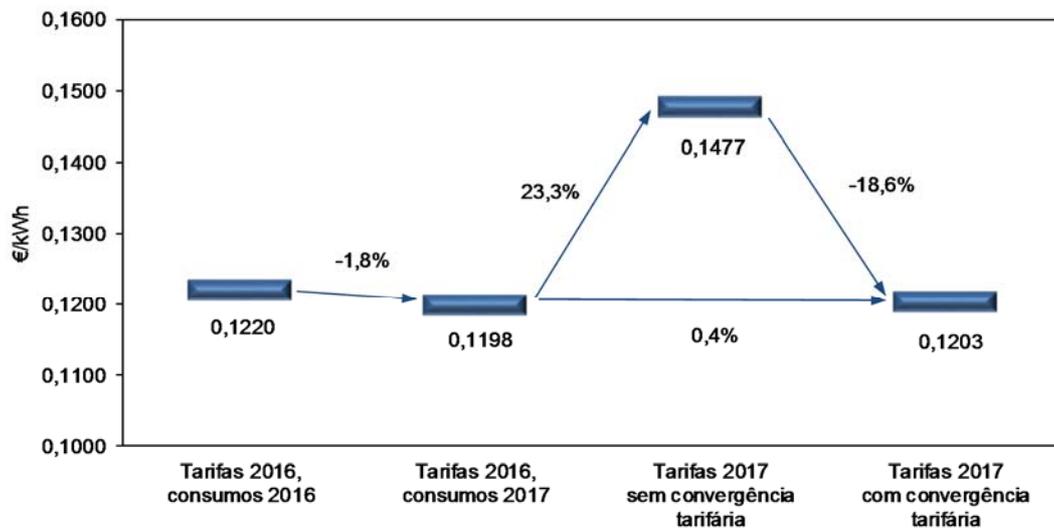
- Preço médio publicado em dezembro de 2015 para vigorar em 2016.

- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2016 aos consumos de 2017.
- Preço médio das tarifas, em 2017, calculadas considerando que a totalidade dos proveitos permitidos à empresa regulada são suportados pelos clientes da RAA.
- Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, em 2017, após convergência tarifária com as tarifas aditivas de Portugal continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2016 e 2017 é determinada a partir do preço médio previsto para 2017 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2016 aos consumos previstos para 2017.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2016 e 2017 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-52 a Figura 7-55). Ocorrem variações de 0,4% em MT, 1,2% em BTE, 0,7% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA e 1,0% para clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

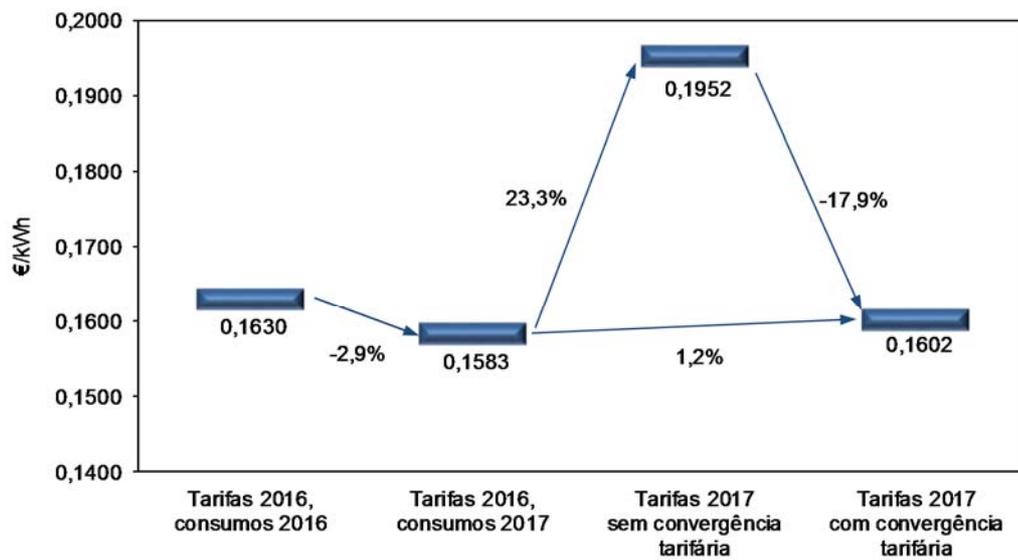
**Figura 7-52 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA**



Variação preço médio = -1,4%

Variação tarifária = 0,4%

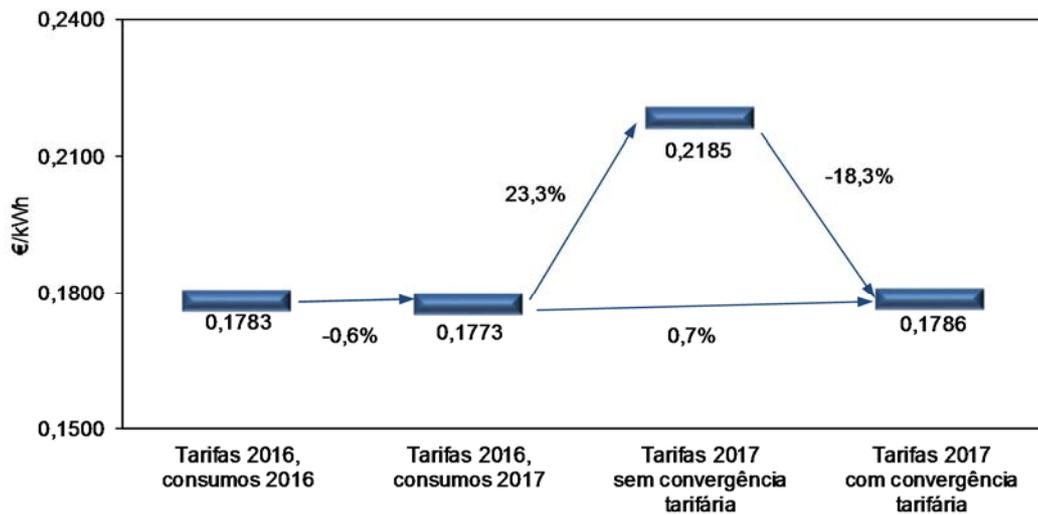
Figura 7-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA



Varição preço médio = -1,7%

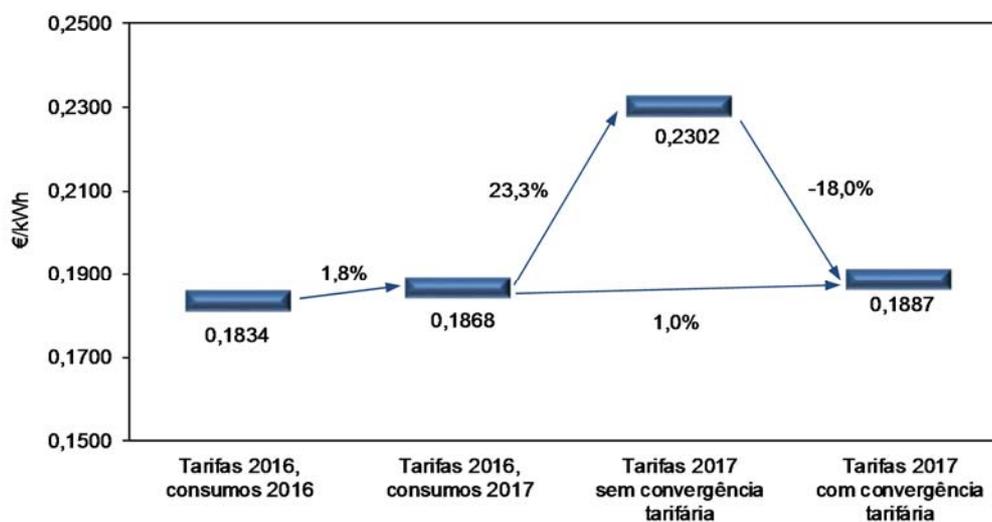
Varição tarifária = 1,2%

Figura 7-54 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAA



Varição preço médio = 0,1%

Varição tarifária = 0,7%

**Figura 7-55 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ( $\leq 20,7$  kVA) na RAA**

Variação preço médio = 2,9%

Variação tarifária = 1,0%

### 7.5.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 1990 E 2017

A Figura 7-56 e a Figura 7-57 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2017, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN.

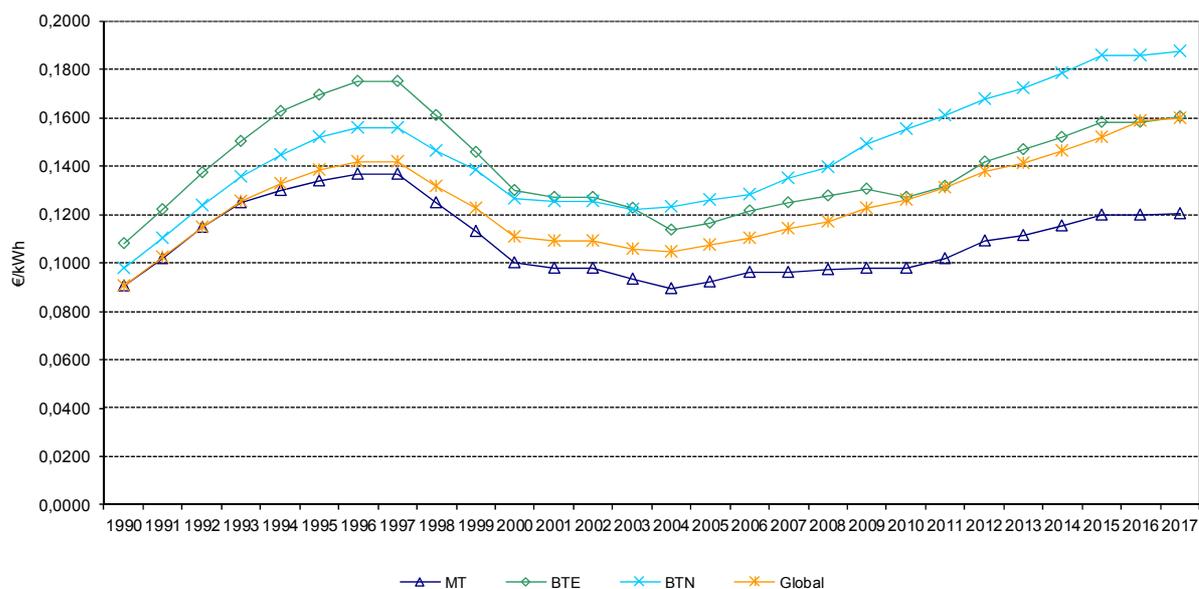
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2017, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1997 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma dos Açores com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional dos Açores.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA passam a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

A preços correntes, no período compreendido entre 1990 e 2017, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 2,1%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 2,4%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de 1,5% e de 1,1% ao ano, respetivamente.

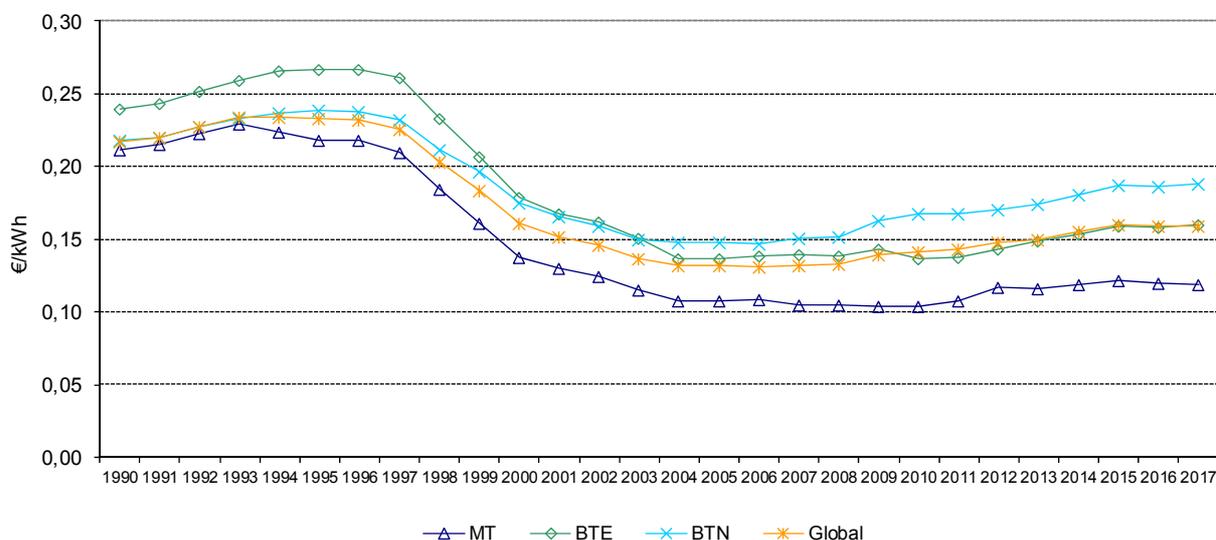
**Figura 7-56 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA  
(preços correntes)**



A preços constantes (Figura 7-57), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2005. Entre 1990 e 2017, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 1,1%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de 0,6%.

Em MT, os preços médios em 2017 são cerca de 56% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2017 são cerca de 67% e 86% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

**Figura 7-57 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA  
(preços constantes de 2016)**



No quadro seguinte apresenta-se ainda a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA desde 2002.

**Quadro 7-8 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão**

Tarifas		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Variação 2017/2002
MT	real	100	92	86	86	87	84	84	84	83	87	94	93	95	98	96	95	-5%
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	114	118	123	123	123	23%
BTE	real	100	93	84	84	86	86	86	88	85	85	89	92	95	98	98	99	-1%
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	115	119	124	124	126	26%
BTN	real	100	94	93	93	92	94	95	102	105	105	107	109	113	117	116	118	18%
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	138	142	148	148	150	50%

## 7.6 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

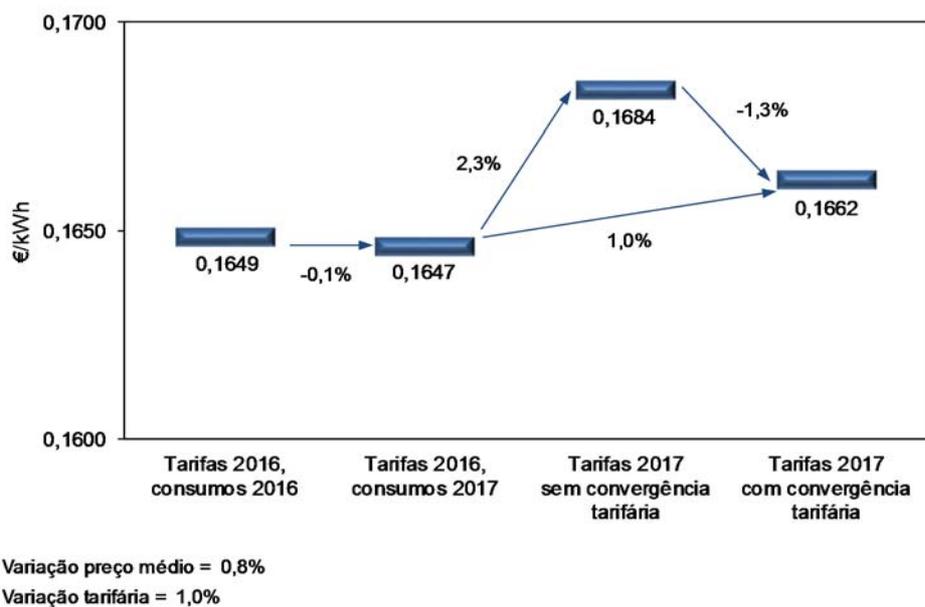
### 7.6.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 2016 E 2017

Em 2017 os preços de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 0,9%, relativamente a 2016, conforme se ilustra no Quadro 7-9 e na Figura 7-58. O preço médio apresenta uma variação de 0,8% devido à alteração tarifária e variação da estrutura de consumos.

Quadro 7-9 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM

Estado e características	Tarifas 2016, consumos 2016	Tarifas 2016, consumos 2017	Tarifas 2017 sem convergência tarifária	Tarifas 2017 com convergência tarifária
Proveitos (10 <sup>3</sup> EUR)	132 444	132 084	135 068	133 345
Consumo (MWh)	803 393	802 187	802 187	802 187
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1649	(2) 0,1647	(3) 0,1684	(4) 0,1662
Varição (%)		(2)/(1) = -0,1%	(3)/(2) = 2,3%	(4)/(2) = 1,0%

Figura 7-58 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM



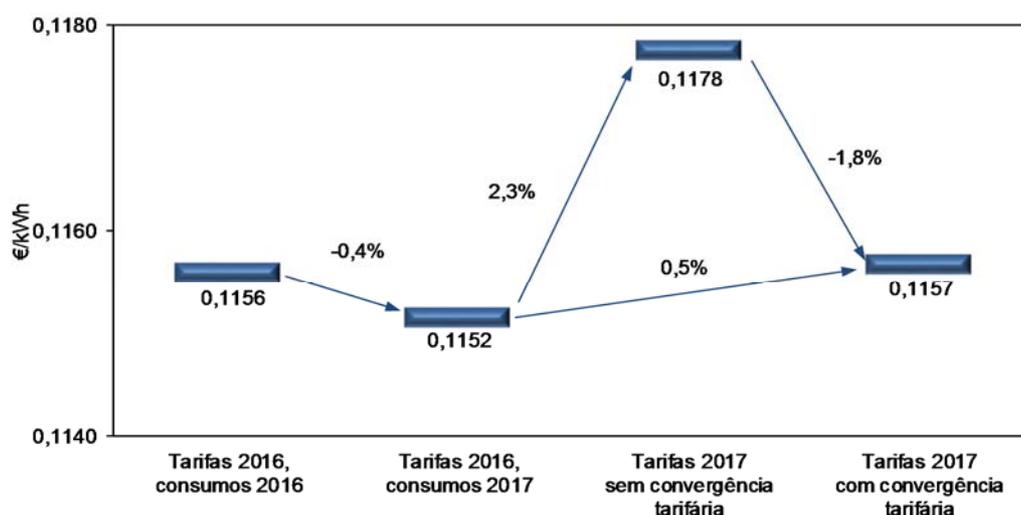
Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

- Preço médio publicado em dezembro de 2015 para vigorar em 2016.
- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2016 aos consumos de 2017.
- Preço médio das tarifas, em 2017, calculadas considerando que a totalidade dos proveitos permitidos à empresa regulada são suportados pelos clientes da RAM.
- Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, em 2017, após convergência tarifária com as tarifas aditivas de Portugal continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2016 e 2017 é determinada a partir do preço médio previsto para 2016 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2016 aos consumos previstos para 2017.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2016 e 2017 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-59 à Figura 7-62). Ocorreram variações por nível de tensão de: 0,5% em MT, 1,1% em BTE, 0,8% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA e 1,1% para os clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

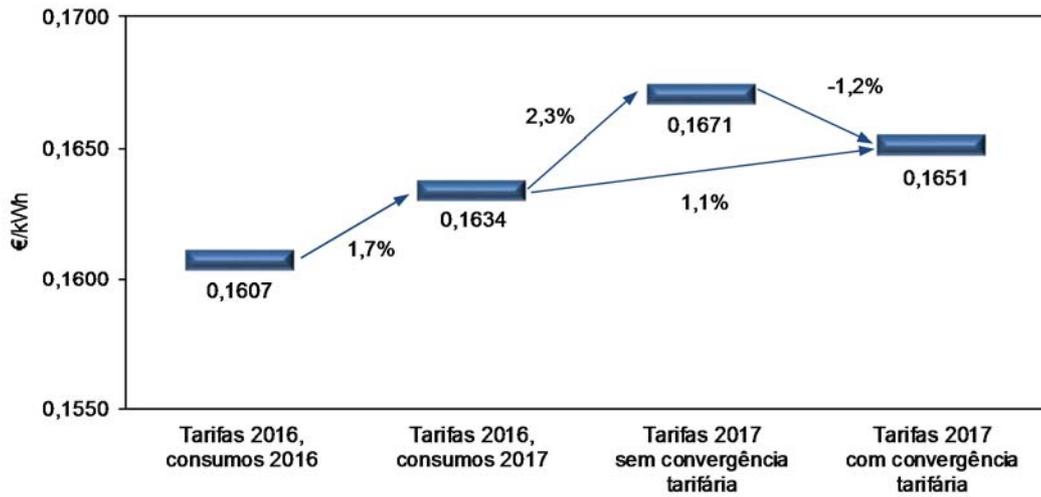
**Figura 7-59 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM**



Variação preço médio = 0,1%

Variação tarifária = 0,5%

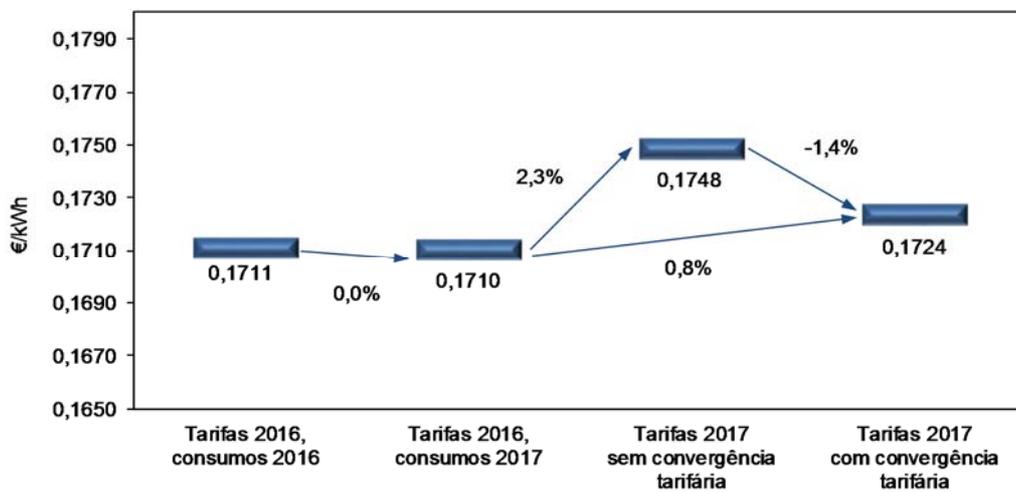
Figura 7-60 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM



Varição preço médio = 2,7%

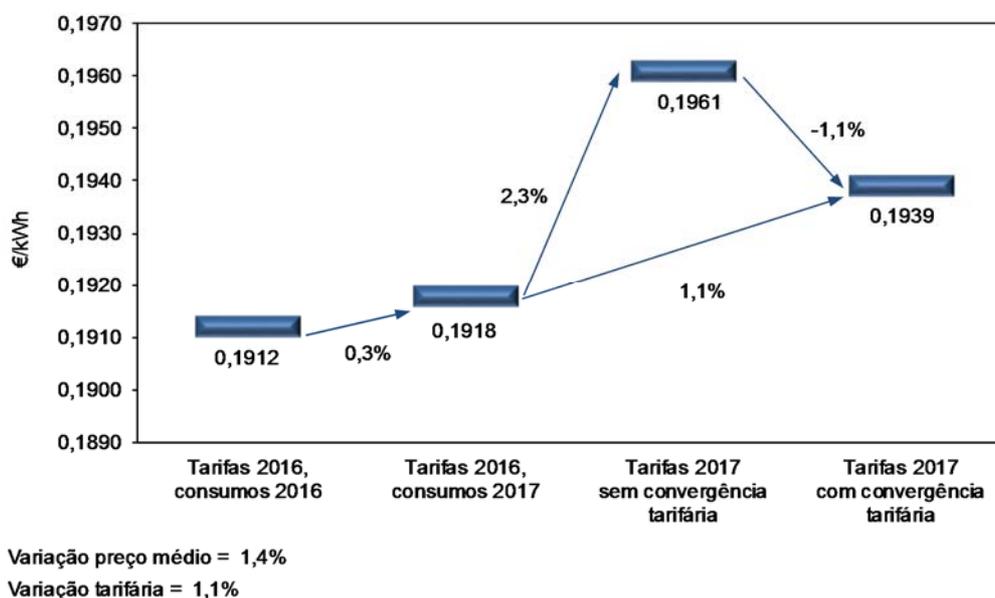
Varição tarifária = 1,1%

Figura 7-61 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM



Varição preço médio = 0,8%

Varição tarifária = 0,8%

**Figura 7-62 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ( $\leq 20,7$  kVA) na RAM**

## 7.6.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 1990 E 2017

A Figura 7-63 e a Figura 7-64 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2017, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN.

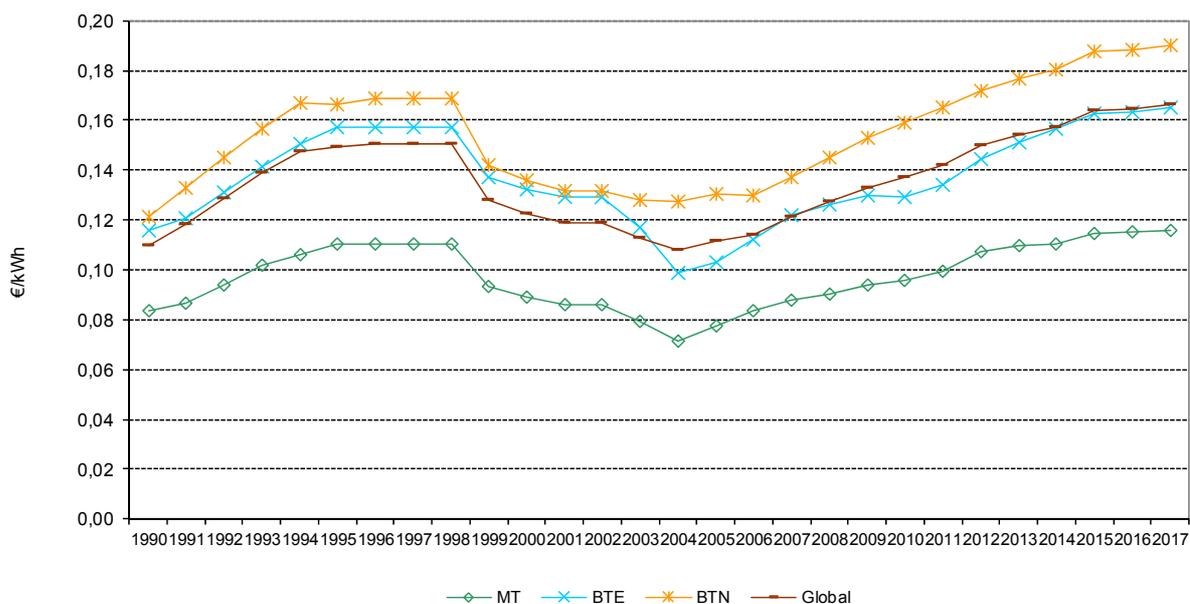
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2017, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão. No entanto, o ano de 2017 tem em conta a estrutura de consumos do próprio ano.

Até 1995 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1999 e 2003 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, devido ao processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma da Madeira com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional da Madeira.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM passam a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

No período compreendido entre 1990 e 2017, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,5%, com a BTN a registar os maiores acréscimos médios anuais (1,7%) e a BTE e a MT acréscimos médios anuais mais moderados (1,3% e 1,2%, respetivamente), a preços correntes.

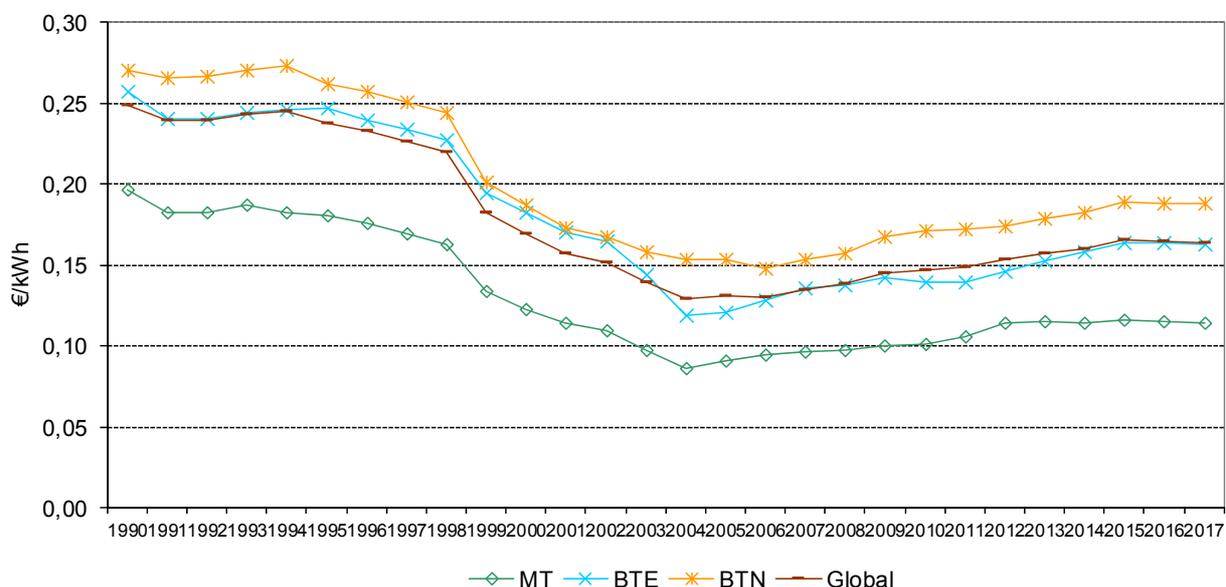
**Figura 7-63 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes)**



A preços constantes (Figura 7-64), entre 1990 e 2017, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 1,5%, sendo o valor de 2017 cerca de 66% do valor verificado em 1990.

Os preços médios de MT, em 2017, encontram-se 58% abaixo dos verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2017 são cerca de 63% e 70% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

**Figura 7-64 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2016)**



No quadro seguinte apresenta-se ainda a evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM, desde 2002.

**Quadro 7-10 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão**

Tarifas		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Varição 2016/2002
MT	real	100	89	78	82	86	88	88	91	92	96	104	104	104	106	105	104	4%
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	128	128	133	134	134	34%
BTE	real	100	87	72	74	78	83	83	86	85	85	89	93	96	100	99	99	-1%
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	117	121	126	126	128	28%
BTN	real	100	94	92	92	88	91	94	100	102	103	104	107	109	113	113	112	12%
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	134	137	143	143	145	45%

## 7.7 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

Na Figura 7-65 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental e das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM de 2016 e de 2017. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2017. Assim, a evolução entre 2016 e 2017 corresponde à variação tarifária em cada região.

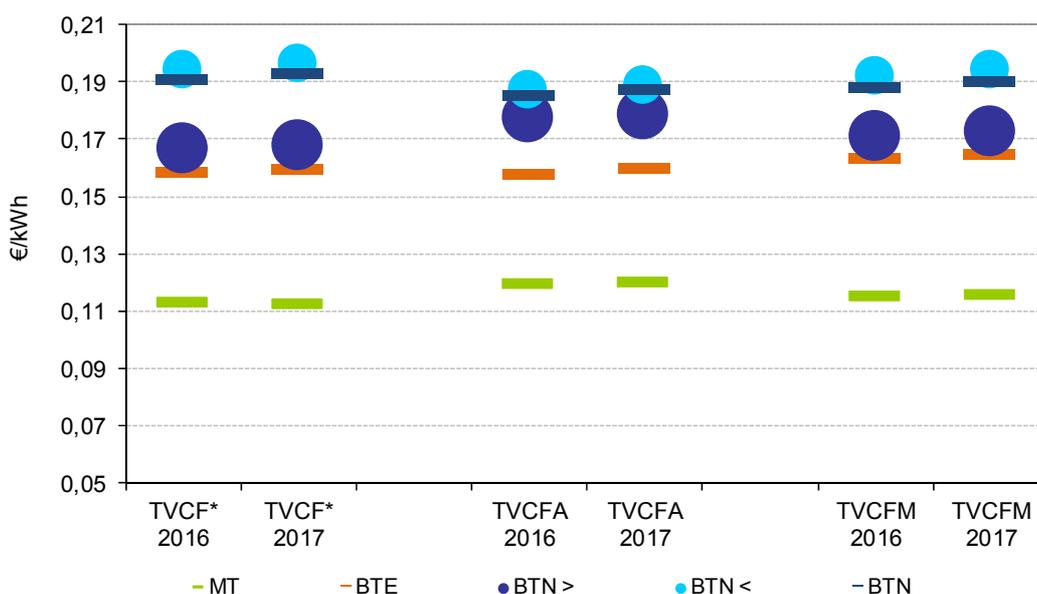
Importa referir que os preços médios de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, apresentados nas figuras supracitadas, resultam da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2016 e 2017 à estrutura de consumos do Continente e de cada Região Autónoma.

Atendendo a que as estruturas de consumo são distintas, podem obter-se preços médios por tipo de fornecimento e preços médios globais em cada região diferentes, justificados quer pela existência de diferentes preços por termo tarifário quer pela existência de diferentes estruturas de consumo.

Importa assim analisar os preços médios por tipo de fornecimento das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM corrigindo o efeito das diferenças de estrutura de consumos. Esta análise é apresentada na Figura 7-66 e na Figura 7-67.

Adotam-se para Portugal Continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de acesso com os preços de energia e comercialização.

**Figura 7-65 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2016 e 2017**



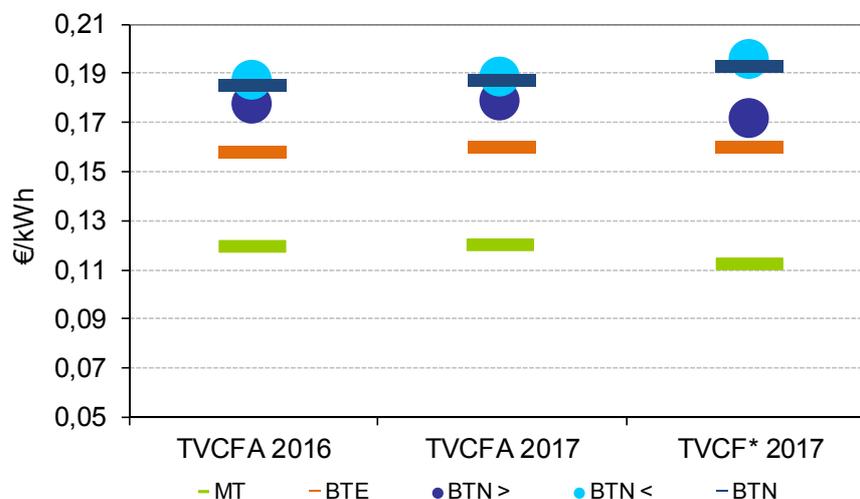
Notas: BTN> significa fornecimentos em BTN para potências contratadas superiores a 20,7kVA

BTN< significa fornecimentos em BTN para potências contratadas até a 20,7kVA

\* Determinado com base nas tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais

Na Figura 7-66 e na Figura 7-67 apresentam-se os preços médios por tipo de fornecimento na RAA e na RAM, assim como os correspondentes preços médios das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental corrigidos da estrutura de consumos. No cálculo destes preços médios consideram-se as quantidades fornecidas em cada Região Autónoma.

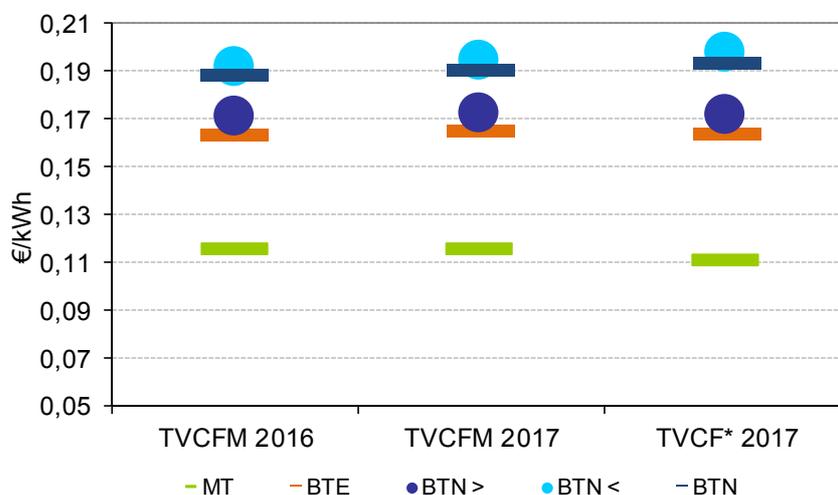
**Figura 7-66 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos**



Legenda: TVCFA - preço médio na RAA

TVCF\* - preço médio na RAA resultante da aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental aos fornecimentos na RAA

**Figura 7-67 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAM e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos**



Legenda: TVCFM - preço médio na RAM

TVCF\* - preço médio na RAM resultante da aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental aos fornecimentos na RAM

Desde 2002, ano em que as atribuições de regulação da ERSE passaram a incluir as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a uniformidade tarifária tem vindo a ser implementada de forma gradual. Presentemente, encontra-se assegurada a convergência em preço médio, o mecanismo de convergência

tarifária irá assegurar que, no curto prazo, passe a ser garantida uma convergência efetiva nos preços das diferentes variáveis de faturação para cada tipo de fornecimento.

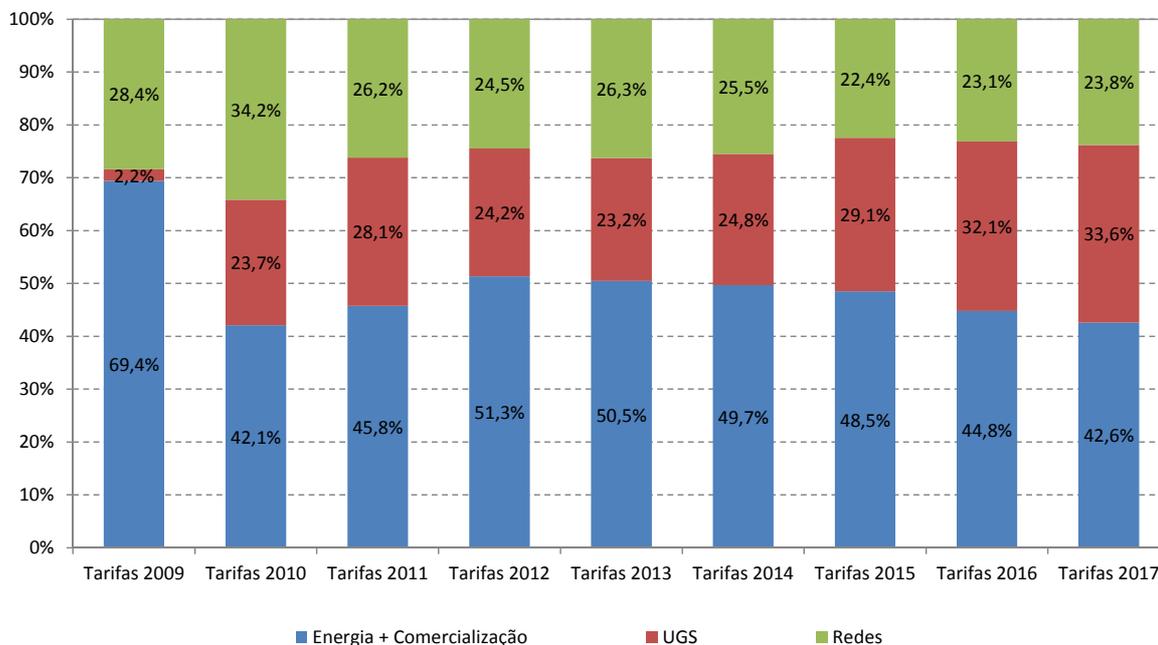
## 7.8 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL, EM 2017

### 7.8.1 EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DE PROVEITOS ATÉ 2017

Em Portugal continental, tal como já referido, os proveitos permitidos do setor elétrico podem ser divididos em: (i) Energia e Comercialização, (ii) Redes e (iii) Uso Global do Sistema (UGS). Na parcela de redes incluem-se os proveitos com a atividade de Transporte de Energia Elétrica e com a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Na UGS incluem-se os custos de interesse económico geral e medidas de política energética e ambiental, bem como os custos com a atividade de Gestão Global do Sistema.

Na Figura 7-68 apresenta-se a evolução do peso estimado de cada uma das componentes dos proveitos regulados e do mercado livre implícito nas tarifas desde 2009.

**Figura 7-68 – Evolução da estrutura dos proveitos permitidos do setor elétrico**



Como se observa, desde 2010 a componente da UGS tem aumentado ao contrário da componente de redes. A evolução do peso dos custos recuperados pela tarifa de UGS no conjunto dos proveitos permitidos

deve-se, principalmente, ao incremento dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG).

### 7.8.2 ANÁLISE DOS CUSTOS

Os CIEG adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia elétrica em 2017 atingem 2,1 mil milhões de euros<sup>43</sup>.

O valor dos CIEG apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2017 atingem 1,74 mil milhões de euros e dizem respeito a:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE) mediante fontes de energia renovável e não renovável (cogeração), imputados à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Rendas de concessão pela distribuição em baixa tensão.
- Custos com os terrenos afetos ao domínio público hídrico (amortização e remuneração).
- Custos com a Autoridade da Concorrência (AdC).
- Custos com a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores.
- Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira.
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).
- Amortização e juros do défice tarifário, relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores em 2006 e 2007 não repercutidos nas tarifas.
- Amortização e juros do défice tarifário, relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira em 2006 e 2007 não repercutidos nas tarifas.
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão, relativo a 2006.
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal, relativo a 2007.
- Custos inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado.

---

<sup>43</sup> Custos de política energética e de interesse económico geral (1 874 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (92 milhões de euros) + Alisamento do sobrecusto da PRE (172 milhões de euros).

- Custos com a Concessionária da Zona Piloto (Enondas).
- Custos com campanhas de informação e esclarecimento dos consumidores de eletricidade.
- Tarifa Social.

Os custos com as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados incluídos em tarifas 2017 totalizam cerca de 92,0 milhões de euros e dizem respeito a:

- Amortização e juros referente à repercussão nas tarifas elétricas dos custos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia elétrica, ao longo de um período de 15 anos, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.
- Amortização e juros referente à repercussão nas tarifas dos custos diferidos de anos anteriores, decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, ao longo de um período máximo de 15 anos, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.
- Ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso, referentes a 2015 e a 2016, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados.
- Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do CUR a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do ORD.
- Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do Artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro, na redação do Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

Os pagamentos das parcelas diferidas dos diferenciais de custos da PRE de anos anteriores são superiores ao montante diferido do diferencial de custos da PRE relativo a 2017, em cerca de 171,8 milhões de euros. Deste modo, o saldo líquido dos alisamentos do diferencial de custos da PRE acresce ao valor dos CIEGs recuperados nas tarifas do ano.

A generalidade destes custos encontra-se integrada na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral e aos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Estes custos são pagos por todos os clientes de energia elétrica em função da energia consumida, com exceção dos custos da produção de energia elétrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) e dos CMEC. Os custos da produção de energia elétrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) são essencialmente suportados pelos consumidores em BTN. Os CMEC são pagos por todos os consumidores de energia elétrica em função da potência contratada.

Os encargos com as rendas de concessão pela distribuição em BT são pagos pelos clientes em BT sendo integrados na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

O Quadro 7-11 apresenta a evolução dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia elétrica.

**Quadro 7-11 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2017**

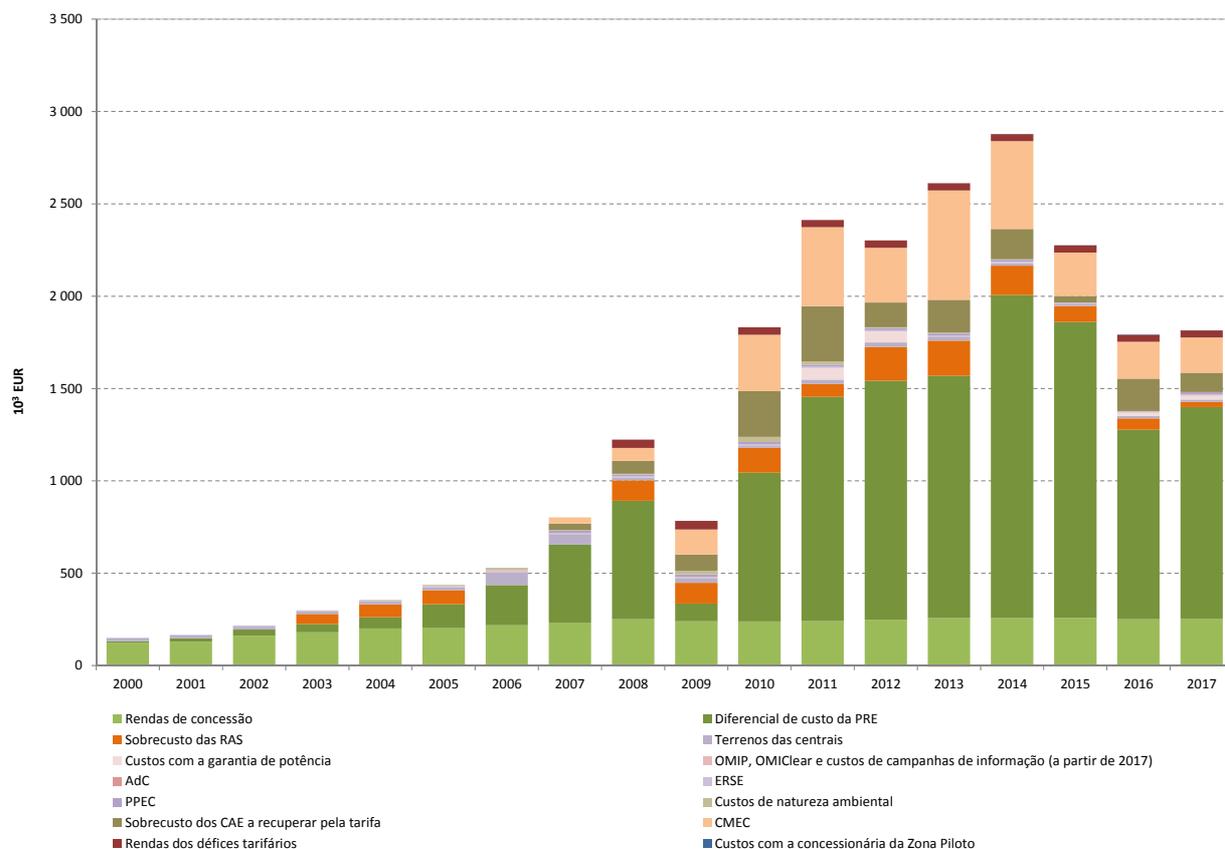
Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	2016	2017	Variação 2016/2017
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>1 761 519</b>	<b>1 744 581</b>	<b>-1,0%</b>
Diferencial de custo da PRE	1 026 721	1 145 161	11,5%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	199 264	190 980	-4,2%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	176 137	104 325	-40,8%
Rendas de concessão da distribuição em BT	250 743	254 396	1,5%
Sobrecusto da RAA e da RAM <sup>(1)</sup>	60 507	27 903	-53,9%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 497	19 444	-0,3%
Diferencial de custo das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 173	19 121	-0,3%
Terrenos das centrais	12 861	12 982	0,9%
Custos com a garantia de potência	20 298	21 942	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	11 500	-
ERSE	6 057	5 860	-3,3%
Custos de campanhas de informação	0	460	-
Custos com a concessionária da Zona Piloto	366	406	10,8%
Autoridade da Concorrência	371	368	-0,7%
Tarifa social	-30 476	-70 267	130,6%
<b>Alisamento do diferencial de custo da PRE</b>	<b>227 864</b>	<b>171 772</b>	<b>-24,6%</b>
<b>Diferimento CMEC 2012</b>		<b>129 070</b>	<b>-</b>
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano</b>	<b>1 989 383</b>	<b>2 045 423</b>	<b>2,8%</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	136 162	134 140	-1,5%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	100 803	99 623	-1,2%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	35 359	34 517	-2,4%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-11 455	-44 481	288,3%
Diferencial extinção TVCF	13 190	6 802	-48,4%
Sobreprovento	-4 272	-4 480	4,9%
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>133 625</b>	<b>91 981</b>	<b>-31,2%</b>
<b>Total CIEG e Sustentabilidade</b>	<b>2 123 008</b>	<b>2 137 404</b>	<b>0,7%</b>

<sup>(1)</sup> O sobrecusto da RAA e da RAM inclui parte das rendas de concessão da distribuição em BT previstas cobrar pelos municípios dessas Regiões Autónomas em 2017, num montante total de 11,45 milhões de euros, que inclui 6,72 milhões de euros para a EEM e 4,43 milhões de euros para a EDA.

Os CIEG incorporando os custos de estabilidade e sustentabilidade de mercados apresentam um acréscimo de 0,7%. A figura seguinte mostra a evolução dos custos de interesse económico geral desde 2000. Estes custos dizem respeito a cada ano, não tendo sido todos incorporados nas tarifas do ano para os quais foram calculados, caso por exemplo, dos diferenciais de custos com a PRE, cuja recuperação é diferida ao abrigo pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no 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, bem como o pagamento da primeira parcela dos CMEC de 2012.

Figura 7-69 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000



No quadro seguinte, apresenta-se o peso dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental<sup>44</sup>.

<sup>44</sup> A faturação da Energia e Comercialização no mercado liberalizado foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

**Quadro 7-12 - Peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2017**

	2017
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>27,19%</b>
Diferencial de custo da PRE	17,85%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	2,98%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	1,63%
Rendas de concessão da distribuição em BT	3,96%
Diferencial de custo da RAA e da RAM	0,43%
Custos com a garantia de potência	0,34%
Rendas dos défices tarifários de 2006 e 2007	0,30%
Diferencial das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	0,30%
Outros custos de política energética e interesse geral	0,49%
Tarifa social	-1,10%
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>1,43%</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	2,09%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-0,69%
Diferencial extinção TVCF	0,11%
Sobreproveito	-0,07%
<b>Alisamento dos custos da PRE</b>	<b>2,68%</b>
Alisamento do diferencial de custo da PRE	2,68%
<b>Diferimento CMEC 2012</b>	<b>2,01%</b>
<b>Total</b>	<b>33,31%</b>

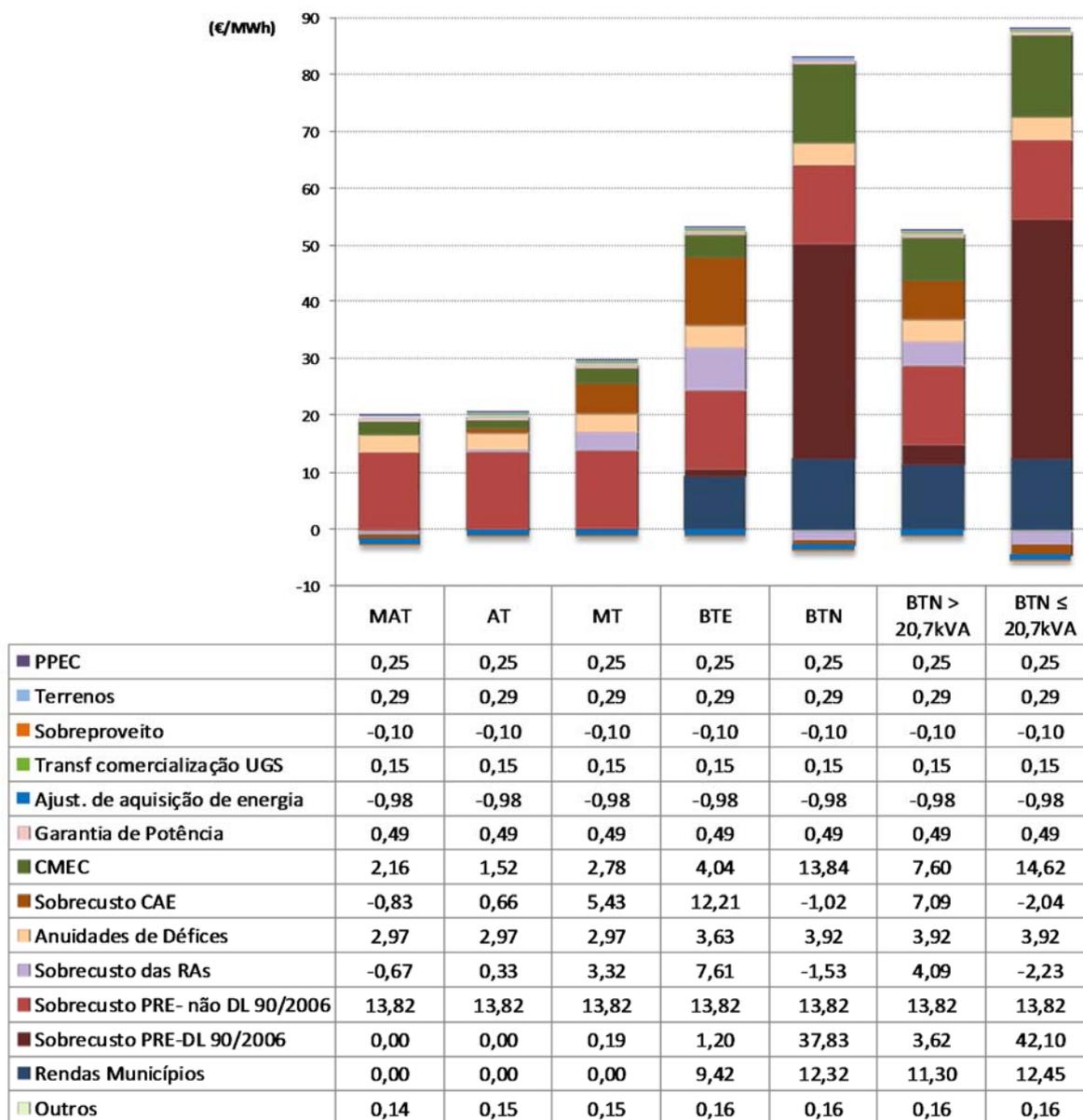
### 7.8.3 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

As variações da tarifa de Uso Global do Sistema resultam essencialmente de variações dos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG). Estes custos são, na sua quase totalidade, determinados no âmbito da legislação em vigor.

Na Figura 7-70 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2017, destacam-se as seguintes parcelas: os sobrecustos da produção em regime especial, os encargos com os CMEC, o sobrecusto dos CAE<sup>45</sup>, os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, as rendas dos défices e as rendas pagas aos Municípios.

<sup>45</sup> Os valores apresentados nas figuras seguintes para esta parcela, integram a dedução dos montantes do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético, criado pelo Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril.

**Figura 7-70 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2017, decomposto por componente**



Legenda:

PPEC – Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica;

Terrenos – Custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico;

Sobreproveito – Sobreproveito resultante da aplicação das tarifas transitórias;

Transf. Comercialização UGS – Diferencial de receitas na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais;

Ajust. de aquisição de energia – Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores;

Garantia de Potência – Custos com o mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos produtores ao Sistema Elétrico Nacional;

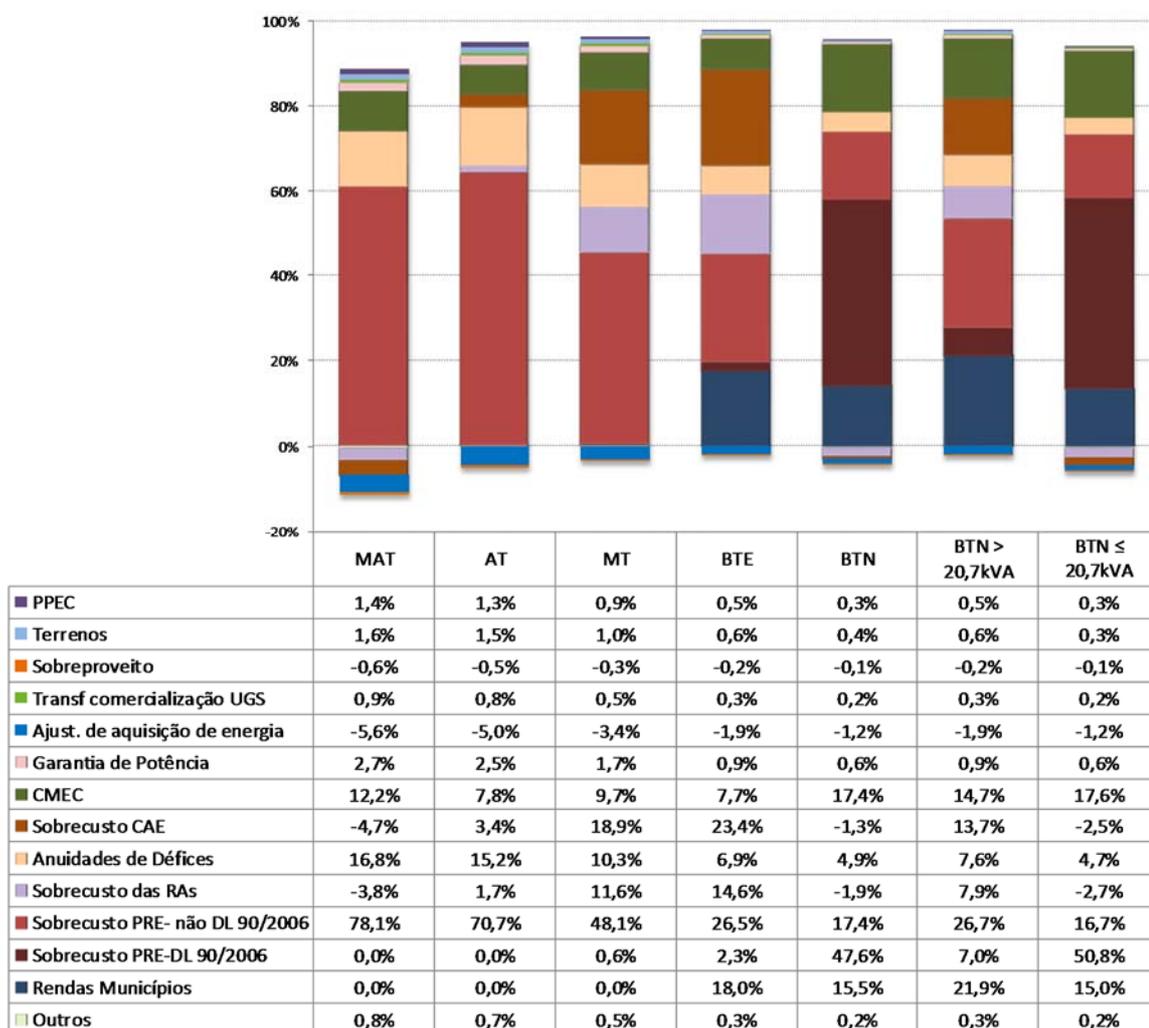
CMEC – Custos para a manutenção do equilíbrio contratual;

Sobrecusto CAE – Sobrecusto com os Contratos de Aquisição de Energia;

Anuidades de Défices – Pagamento anual resultante dos défices associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006 e de BTN em 2007, assim como ao diferimento de custos em 2009 no âmbito da aplicação do Decreto Lei n.º 165/2008;  
 Sobrecusto das RAs – Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;  
 Sobrecusto PRE-não DL 90/2006 – Diferencial de custo da cogeração, da microprodução e da miniprodução;  
 Sobrecusto PRE DL 90/2006 – Diferencial de custo da produção com tarifa garantida enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, do tipo: eólica, mini-hídrica, biogás, biomassa, fotovoltaica, resíduos urbanos e energia das ondas;  
 Rendas Municípios – Rendas de concessão da rede de distribuição em BT pagas aos municípios.

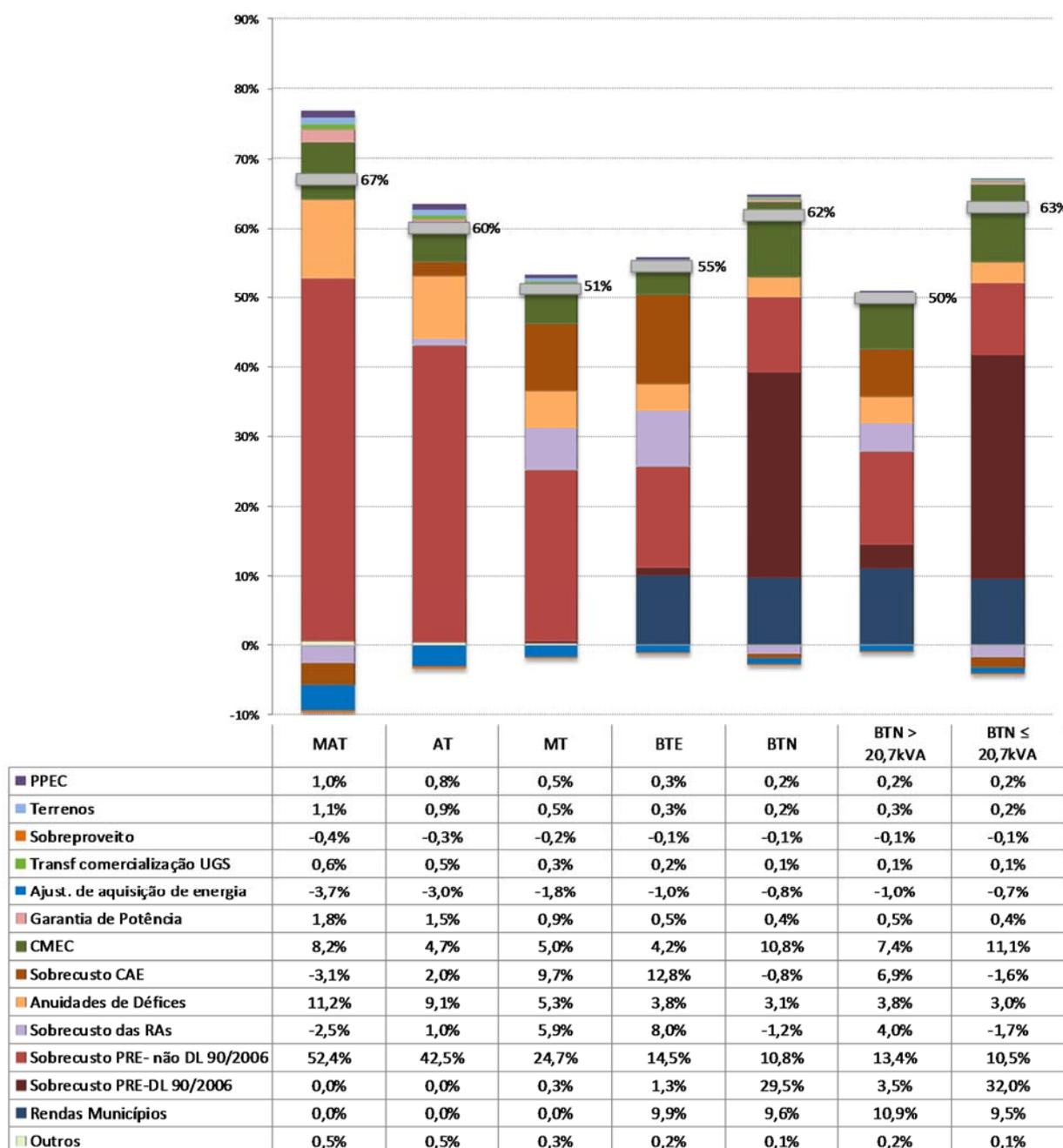
Na Figura 7-71, apresenta-se a estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão.

Figura 7-71 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2017



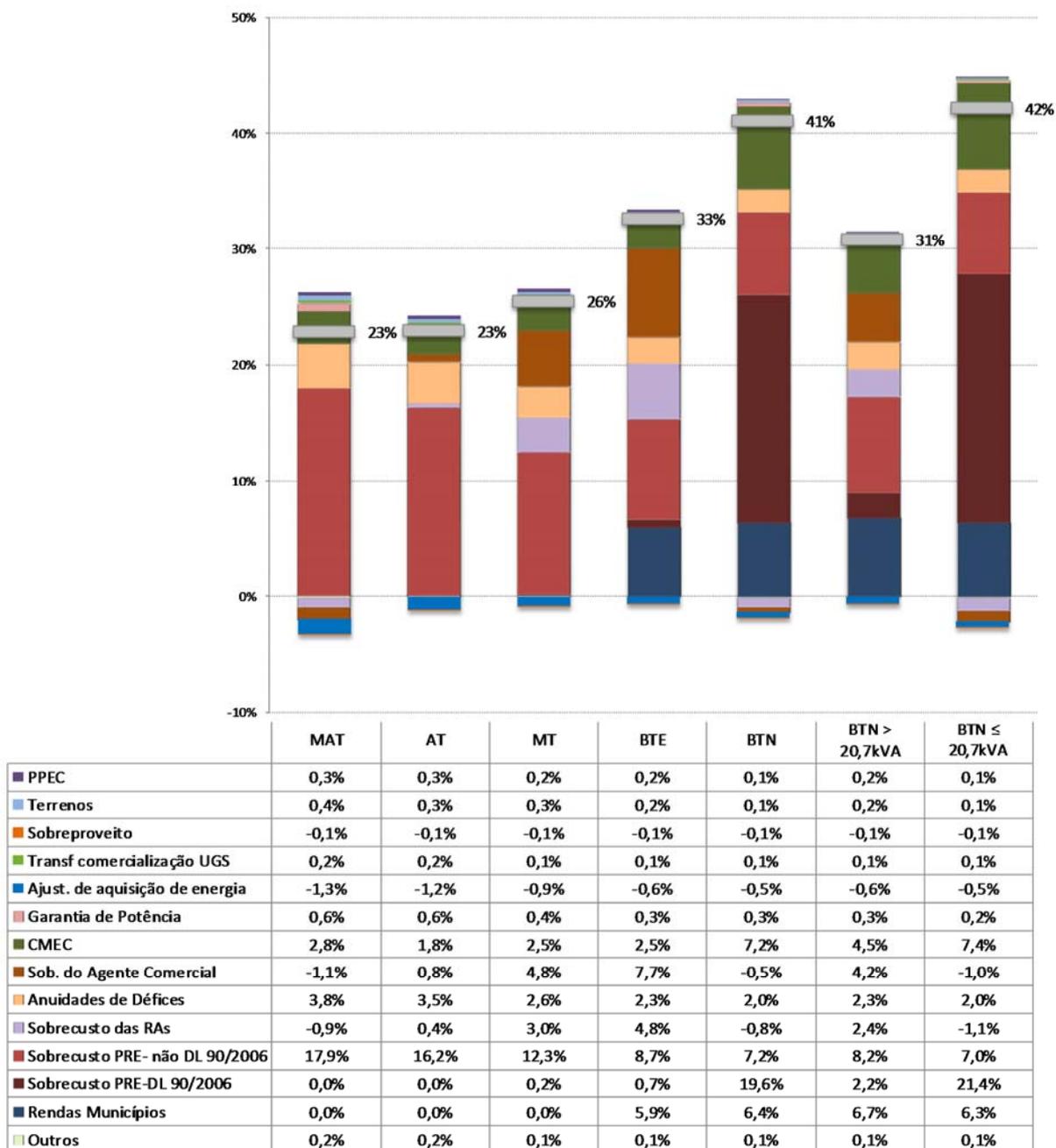
Na Figura 7-72 e na Figura 7-73, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente. Presentemente verifica-se que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes são CIEG.

Figura 7-72 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes



Nos preços pagos em 2017 pelos clientes, estima-se que os CIEG apresentem um peso entre 23% em MAT e AT e 42% em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA.

Figura 7-73 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes



**ANEXOS**



**ANEXO I**  
**SIGLAS**



<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
AdC	Autoridade da Concorrência
AEE	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica
AGC	Acordo de Gestão de Consumo
AGS	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema
AT	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
BCE	Banco Central Europeu
BdP	Banco de Portugal
BT	Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)
BTE	Baixa Tensão Especial (baixa tensão com potência contratada superior a 41,4 kW)
BTN	Baixa Tensão Normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW)
C	Tarifas de comercialização
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CE	Comissão Europeia
CEE	Atividade Comercialização de Energia Elétrica
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CIF	Cost, Insurance and Freight
CIRC	Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade
CR	Tarifas de Comercialização de Redes
DEE	Distribuição de Energia Elétrica
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DRCIE	Direção Regional do Comércio, Indústria e Energia
ECOM	Efficiency measurement of Construction, Operation and Maintenance
EDA	EDA - Electricidade dos Açores, S.A.
EDIA	Empresa de Desenvolvimento de Infraestruturas do Alqueva, S.A.
EDP Distribuição	EDP Distribuição - Energia, S.A.

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
EEM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euro
FBCF	Formação bruta de capital fixo
FED	Reserva Federal Americana
FER	Fontes de Energia Renováveis
FMI	Fundo Monetário Internacional
FSE	Fornecimentos e Serviços Externos
FSSSE	Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Elétrico
GGS	Gestão Global do Sistema
IHPC	Índice Harmonizado de Preços ao Consumidor
INE	Instituto Nacional de Estatística
IP	Índice de Preços Implícito no Consumo Privado
IPC	Índice de Preços no Consumidor
ISP	Imposto sobre Produtos Petrolíferos
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
MF	Ministério das Finanças
MFAP	Ministério das Finanças e da Administração Pública
ML	Mercado Liberalizado
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
NT	Níveis de Tensão de MAT, AT e MT
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques
OMI Clear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, SA
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SA
ONI	ONI SGPS, S.A.
PAR	Plano de Apoio à Reestruturação

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
PEC	Programa de Estabilidade e Crescimento
PIB	Produto Interno Bruto
POC	Plano Oficial de Contabilidade
PNAC	Plano Nacional para as Alterações Climáticas
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
PPC	Paridade de Poder de Compra
PPDA	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental
PPEC	Plano de Promoção de Eficiência no Consumo
PQA	Power Quality Analyser
PRE	Produção em Regime Especial
PSTN	Public Switched Telephone Network
PT	PT Comunicações, S.A.
QAC	Quantidade anual contratual
QE	Quantitative Easing
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
RARI	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações
RA's/RAS	Regiões Autónomas
RD	Rede de Distribuição
REN	REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RND	Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RT	Regulamento Tarifário
SCAE	Sobrecusto CAE

---

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
SEN	Sistema Nacional Elétrico
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SGL	Sistema de Gestão de Leituras
TE	Tarifa de Energia
TEE	Transporte de Energia Elétrica
TEP	Tarifa de Energia e Potência
TET	Trabalhos em tensão
TPE	Trabalhos para a Própria Empresa
TUGS	Tarifas Uso Global do Sistema
TURT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
UD	Unidade Técnica de Distribuição
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte

**ANEXO II**  
**DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**



- Proveitos permitidos e ajustamentos para 2017 das empresas reguladas do setor elétrico
- Estrutura tarifária do setor elétrico em 2017
- Caracterização da procura de energia elétrica em 2017
- Aplicação dos resultados do estudo para definição de custos de referência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira



**ANEXO III**  
**PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A**  
**ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2017”**



Parecer sobre

***“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017”***

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário<sup>1</sup> (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei N.º 84/2013, de 25 de junho “(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.”<sup>2</sup>

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017”<sup>3</sup> cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

***“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2017”***

I  
**GENERALIDADE**

**IA – COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS**

1. O CT considera que os consumidores do mercado regulado, do mercado livre e das regiões autónomas (RA) apresentam características distintas, o que se reflete necessariamente em diferenças relativamente às tarifas aplicáveis e aos impactos tarifários respetivos.
2. Desta forma, o CT insta a ERSE para que as peças de comunicação que coloca ao dispor dos consumidores e público em geral reflitam essas diferenças, tendo necessariamente essa comunicação de ser abrangente, diferenciada e adequada.
3. De facto, no período que medeia a comunicação da proposta tarifária e a publicação das tarifas para o ano seguinte, a única informação que fica disponível aos consumidores e comunicação social deverá permitir aos destinatários a apreensão das mensagens principais que dizem respeito ao seu enquadramento (mercado regulado, mercado livre ou RA).
4. O CT considera que essa informação deverá ser clara e, inclusivamente, poderá ter um cariz pedagógico. Por exemplo, poderia ser comunicado aos consumidores do mercado livre a forma

<sup>1</sup> Doravante abreviado por CT.

<sup>2</sup> Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril

<sup>3</sup> Ref: E-Tecnicos/2016/1023/VM/ao, de 14/outubro/2016

12/3  
Rto →  
Ja

como as variações tarifárias comunicadas devem ser lidas e como poderão esses consumidores avaliar os impactos da proposta tarifária.

5. Relativamente às RA, atendendo à futura extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental (TTVCF), o CT considera que a ERSE deverá ponderar a publicação no comunicado das variações tarifárias das RA, dado que correspondem a tarifas integralmente reguladas e aplicadas à generalidade dos consumidores daquelas regiões.

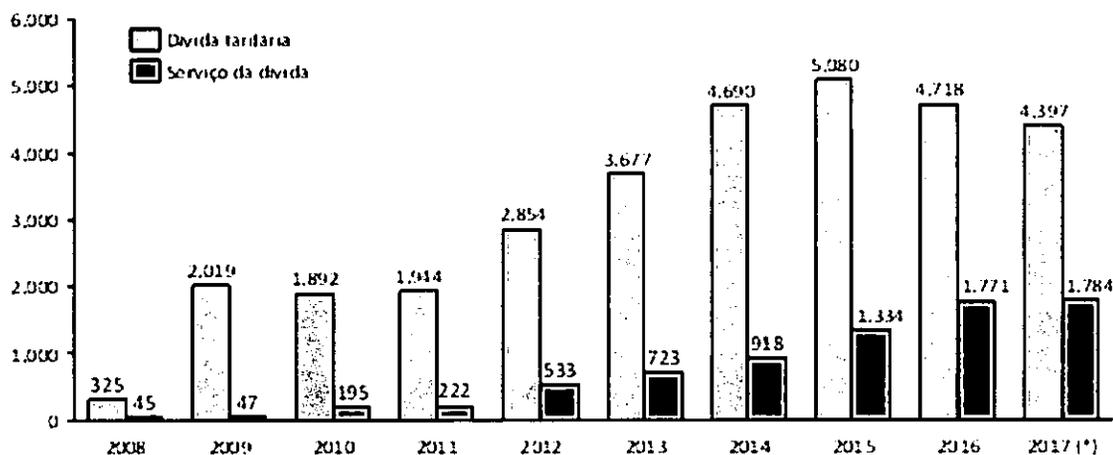
### **I B – APRESENTAÇÃO DA PROPOSTA E ORGANIZAÇÃO DA DOCUMENTAÇÃO**

1. No seu parecer à proposta de tarifas do ano anterior, o CT sugeriu à ERSE um esforço na inteligibilidade dos documentos, extensos e complexos, mesmo para especialistas.
2. Na sua resposta, a ERSE indicou que tomou boa nota do comentário do CT e que envidaria esforços nesse sentido sem perder o conteúdo informativo e a transparência que tem pautado, reconhecidamente, a sua atividade regulatória.
3. Contudo, não foi possível verificar ao CT qualquer alteração substancial que permita tornar, em particular, o processo de análise e emissão de parecer aos membros do CT, mais facilitado.
4. O CT compreende que o equilíbrio a alcançar, em documentos de cariz extremamente técnicos, entre o detalhe e a facilidade de leitura não é fácil de atingir.
5. Ainda assim, a sugestão apresentada e relacionada com a consistência da apresentação dos valores das diferentes rubricas parece ser exequível.
6. O CT considera que deve haver um esforço de reorganização dos documentos principais que contêm muitas vezes informação dispersa, repetida e apresentada com base em enquadramentos distintos o que poderá gerar confusão e dificuldade de leitura.

### **I C – DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA**

1. Com base na documentação que justifica a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE, é possível ilustrar a evolução da chamada “dívida tarifária”, ou seja, o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente, desde 2008 até à data. Da mesma forma, é possível representar o serviço da dívida (juros e amortização) incluído anualmente nas tarifas no mesmo período temporal.

### Evolução anual da dívida tarifária e serviço da dívida (M€)



(\*) Proposta de tarifas e preços para 2017 (página 21)

- O crescimento mais acentuado das tarifas tem sido evitado através da constituição de dívida tarifária resultante da aplicação de legislação, nomeadamente do DL n.º 165/2008, de 21 de agosto, do DL n.º 78/2011, de 20 de junho, e mais recentemente do DL n.º 178/2015, de 27 de agosto.
- O CT constata que, pelo segundo ano consecutivo, a dívida tarifária diminuiu, sendo esta redução de 321 M€ em 2017.
- O serviço da dívida incorpora a amortização de capital e pagamento de juros sendo por isso natural que a sua progressão se encontre desfasada da evolução da dívida tarifária, tal como se pode verificar no gráfico acima representado.
- Num contexto onde se destaca o facto de o aumento tarifário ser inferior em 2017 face a 2016, quer na TTVCF (1,2 % em 2017 face a 2,5% em 2016), quer nas tarifas de acesso às redes (TAR) nos diversos níveis de tensão (4,6% em 2017 face a 7,0% em BTN e 6,5% nos outros níveis em 2016), é positivo verificar que foi possível encontrar espaço para continuar no caminho da redução da dívida tarifária do setor elétrico que, indiscutivelmente, condiciona e condicionará o nível tarifário dos próximos anos.
- Sem prejuízo do exposto, e na procura de um entendimento mais robusto sobre a sustentabilidade a prazo da dívida tarifária, o CT reitera que é essencial conhecer a perspetiva da ERSE sobre os prazos de diluição, bem como dos pressupostos do modelo de sustentabilidade da mesma, para uma adequada perceção dos riscos.
- O CT regista a dificuldade recorrente em conhecer este panorama, o que não abona em favor da transparência da gestão financeira do setor, cujos encargos recaem sobre os consumidores e empresas.

## **I D – INTERRUPTIBILIDADE**

1. Pela Portaria n.º 268-A/2016 de 13 de outubro, foi decidido pelo Legislador, introduzir alterações ao regime de interruptibilidade, consubstanciadas nos seguintes objetivos:
  - a. A redução e compromisso de racionalização de custos do sistema, para promover a sustentabilidade do SEN e a importância crescente deste serviço, para um sistema com cada vez mais capacidade instalada intermitente.
  - b. Garantir a remuneração dos consumidores que, após uma aferição rigorosa, se revelarem capazes de prestar esse serviço, por contribuírem para flexibilizar a operação do sistema.
  - c. Ajustar, durante 2017, o modelo do serviço de interruptibilidade ao MIBEL, adotando soluções concorrenciais, que impliquem a redução global de custos, garantam a segurança do abastecimento e estimulem a livre concorrência.
  - d. Realizar os testes previstos no artigo 4.º -A da portaria 200/2012, ficando a remuneração da interruptibilidade limitada às empresas que se revelarem aptas à prestação do serviço.
2. A Interruptibilidade é regulada pela Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, que foi objeto de desenvolvimentos subsequentes, designadamente através da Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, que veio introduzir na fórmula de cálculo da remuneração de base mensal a valorização da modelação do consumo por período horário e da maximização da utilização da potência contratada, com vista a introduzir uma melhoria da eficiência do sistema elétrico, como afirmado na referida portaria.
3. A metodologia de cálculo da remuneração da interruptibilidade, toma assim como base o valor TGCC = preço associado ao investimento e custos fixos de operação em turbinas a gás de ciclo combinado, em €/MW, a que se aplicam os seguintes rácios de melhoria da eficiência:
  - a. Energia total/potência contratada - que privilegia consumos de base mais elevados para uma mesma potência contratada permitindo que esse consumo esteja disponível para corte em mais horas,
  - b. Energia total/Energia (períodos de ponta e cheias) - O que incentiva as indústrias que possam diferir consumos para as horas de vazio e supervazio, o que é benéfico para absorver frequentes excedentes de energia não despachável com tarifas "feed-in" nestes períodos.
4. Por efeito da aplicação destes rácios, as empresas com contrato de interruptibilidade asseguram elevados consumos, com previsibilidade, estabilidade e regularidade, contribuindo para o funcionamento mais eficiente e seguro do SEN.
5. Para poderem cumprir as ordens de interrupção, as empresas prestadoras deste serviço tiveram de efetuar investimentos dedicados, em equipamentos de comunicações e de deslastre, controláveis por ação remota do Gestor do Sistema para tornar possível interromper os processos produtivos, de forma rápida, em condições de segurança, evitando provocar situações de emergência e prevenindo acidentes em pessoas e/ou em bens.

6. Com a publicação da Portaria n.º 268-A/2016 de 13 de outubro foi estabelecido o objetivo de redução de custos da interruptibilidade, pelo que, com rigor, se desconhece o valor que terá em 2017.
7. Perante o mencionado o CT aguarda o desenvolvimento das alterações em curso por iniciativa do Legislador e com intervenção da REN, DGEG e ERSE.

#### **I E - RENDAS DE CONCESSÃO EM BT DOS MUNICÍPIOS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

1. A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade.
2. A referida alteração consagrou o direito aos municípios das RA de receberem uma contrapartida ou remuneração anual pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal, tendo a ERSE, no cumprimento do disposto na Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, considerado na proposta de tarifas de 2017, nos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica das empresas reguladas das RA, os valores previstos pelas empresas: EDA - 6.158 milhares de euros; EEM - 6.723 milhares de euros.
3. No entanto, o CT, embora compreenda o cariz extremamente técnico dos documentos apresentados, não pode deixar de registar a dificuldade que sentiu em identificar os referidos montantes na proposta apresentada.
4. Neste sentido, por forma a facilitar a comparabilidade com as rendas de concessão dos municípios em BT do continente (254.396 milhares de euros) e em benefício da compreensão generalizada, o CT considera que as rendas de concessão dos municípios em BT das RA deveriam ser apresentadas de forma autónoma nos CIEG, ao invés de incorporadas nos custos com a convergência tarifária das RA, como se verifica na atual proposta.

#### **I F - PREPARAÇÃO DO NOVO PERÍODO REGULATÓRIO**

##### **F.1. Desafios regulatórios no âmbito tarifário**

1. A presente proposta da ERSE, sobre as tarifas de eletricidade e preços para outros serviços, é a última que é apresentada aplicando os parâmetros fixados para o triénio regulatório 2015-2017 em curso.
2. No novo período regulatório num contexto de permanente evolução do setor energético, a ERSE irá enfrentar novos desafios e aprofundar outros, desempenhando um papel decisivo no desenvolvimento de uma dinâmica de mercado competitiva.
3. O CT tem ciente que a eletricidade é um fator de custo transversal que influencia tanto a competitividade das empresas, mais evidente nas atividades de consumo intensivo, assim como o bem-estar das famílias.



12'  
Rm's  
Ad

4. Antecipando a revisão do Regulamento Tarifário (RT) prévia à fixação de parâmetros regulatórios para o triénio 2018-2020 de acordo com o modelo de intervenção regulatória, o CT considera relevante expressar neste parecer algumas preocupações e sugestões para a melhoria global do modelo de regulação.
5. Em concreto, perspetivam-se os seguintes desafios:
  - a. **Liberalização do mercado** – A ERSE deverá garantir, no âmbito da sua esfera de competências, a existência de condições e enquadramento necessários para que o funcionamento do mercado ocorra de forma justa e transparente. De igual forma, deverá manter um acompanhamento próximo da situação dos clientes ainda em mercado regulado, promovendo a transição para o mercado.
  - b. **Aditividade tarifária e convergência tarifária** – O CT regista que a Proposta de Tarifas para 2017 incorpora uma redução generalizada das distorções tarifárias nos principais segmentos da BTN. Com o objetivo de aumento da transparência, equidade e justiça social, é importante que, durante o próximo período regulatório, a ERSE conclua os processos de construção de uma estrutura tarifária totalmente aditiva e uniformização tarifária com as RA.
  - c. **Maior integração do MIBEL** – A harmonização da regulamentação entre Portugal e Espanha deve prosseguir, para consolidação do MIBEL e obtenção de sinergias dessa integração, bem como devem, nesse sentido, ser acompanhados os desenvolvimentos no setor da energia a nível Europeu.
  - d. **Acompanhamento europeu** - Até ao final deste ano a Comissão Europeia dará a conhecer o seu posicionamento sobre temas chave para o desenvolvimento do setor da energia, tais como as linhas orientadoras do novo desenho do mercado grossista e dos mecanismos de segurança de abastecimento e o novo papel do distribuidor, entre outros. Cabe à ERSE acompanhar estes desenvolvimentos e, quando necessário, desencadear os procedimentos necessários à sua transposição para a regulamentação nacional.
  - e. **Influência da produção distribuída na gestão das redes** – Com o crescimento em estruturas de produção distribuída de eletricidade, as redes de distribuição e transporte terão que suportar desafios crescentemente complexos associados à bidirecionalidade dos fluxos energéticos. Este facto deve ser tido em conta no processo regulatório futuro, de modo a que o impacte nas tarifas se verifique sem desvios, sempre prejudiciais à generalidade dos agentes do SEN.
  - f. **Melhoria da competitividade e bem-estar social** - O CT reitera a necessidade da cuidada análise e sensibilidade quanto a impactes tarifários das medidas que preconize na qualidade de serviço, sustentabilidade do setor, competitividade relativa e do bem-estar social.
  - g. **Incremento na intensidade energética** - A ERSE deverá criar as condições necessárias para que os agentes económicos e as famílias disponham dos instrumentos necessários à concretização dos objetivos de eficiência energética, com vista à redução da fatura energética num cenário de manutenção da competitividade e do bem-estar social.

No entanto, importa ter em consideração que o indicador último de avaliação da qualidade de utilização da energia é o rácio entre unidade de consumo de energia por unidade de valor acrescentado na perspetiva social.

Neste sentido, esse aumento pode ser visto como positivo desde que acompanhado por um incremento no PIB marginalmente superior. Adicionalmente resultaria num decréscimo dos custos do Sistema por unidade consumida.

Face ao exposto, o CT incentiva a ERSE a apoiar outros objetivos igualmente importantes como, por exemplo, a mobilidade elétrica.

- h. **Sustentabilidade das empresas reguladas** - O custo de capital estimado pela ERSE e o nível de eficiência imposto assumem um papel preponderante na garantia do equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas.

Neste contexto, o exercício da regulação é equilibrado quando o custo de capital estimado pela ERSE reflete o custo efetivamente incorrido pelas empresas para se financiarem no mercado de capitais.

No período de regulação 2015-2017, a ERSE estimou o custo de capital das empresas reguladas com recurso a uma metodologia baseada no modelo CAPM, amplamente utilizada pelos reguladores europeus, pelo que o CT reitera a sua importância.

A aplicação deste modelo envolve, em todo o caso, alguma discricionariedade nas metodologias adotadas, sendo relevante que a definição dos diversos parâmetros seja transparente, consistente e fundamentada.

- i. **Redes inteligentes e gestão da procura** – A Diretiva do Parlamento Europeu 2009/72/CE estabeleceu que em 2020 todos os estados membros devem ter pelo menos 80% dos seus contadores de eletricidade inteligentes, se demonstrada a viabilidade económica da sua instalação, sendo que a decisão sobre os equipamentos inteligentes ainda não ocorreu. É de admitir que uma eventual decisão futura positiva possa implicar um esforço técnico e financeiro acrescido, sendo este esforço tão maior quanto mais concentrado no tempo for. Nesse sentido, o CT recomenda à ERSE que garanta, dentro da sua esfera de competências, que a decisão seja tomada no mais breve espaço de tempo possível.
- j. **Incentivos à modernização das redes de distribuição** - O CT reconhece que estes tipos de incentivos são importantes para o desenvolvimento do futuro modelo das redes de distribuição e apoia a sua continuidade no próximo período de regulação. Contudo, considera-se que o atual mecanismo pode ser melhorado reduzindo a sua complexidade.
- k. **Mobilidade elétrica** - O novo e crescente paradigma da mobilidade sustentável deve ser refletido no próximo período regulatório, considerando o CT ser crucial que a ERSE, no âmbito das suas competências, faça um acompanhamento próximo e proativo dos desenvolvimentos no setor.
- l. **Inovação no retalho** – A crescente disseminação de contadores inteligentes e acesso aos metadados associados irá permitir a criação de produtos mais complexos, mas também mais

ajustados aos perfis dos consumidores. O CT considera que este desafio deverá ser liderado pelos comercializadores em regime livre, cabendo à ERSE apoiar a transparência do processo através da sua supervisão.

- m. **Contribuição audiovisual** – É também entendimento do CT que a ERSE deverá pugnar pela eliminação da cobrança de taxas e outras contribuições alheias ao SEN, na fatura de eletricidade.

## F.2. Recomendações

1. Sem prejuízo das recomendações já expressas ao elencar os desafios para o próximo período regulatório, considera o CT que a revisão regulamentar que vai preceder a fixação de parâmetros para o triénio 2018-2020 deve ser precedida ou acompanhada por um balanço dos 2 últimos períodos regulatórios.
2. O CT reitera que os planos de investimento relativos às RA deverão, em paralelo com o que sucede com as empresas reguladas do continente, ser remetidos à apreciação e conhecimento deste Conselho.
3. O CT considera fundamental que seja reavaliada a estrutura das TAR equacionando o peso das componentes de potência e energia e tendo em conta as receitas e custos do sistema.
4. Considerando a atual organização do setor, o CT reitera a necessidade de a ERSE diligenciar junto do Legislador a revisão do Dec. Lei 328/90.

## II

### ESPECIALIDADE

#### II A - ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2017

1. As tarifas das diferentes atividades do setor elétrico devem refletir os seus custos e as relações de preços dessas tarifas devem ser determinadas com base numa metodologia adequada, a estudar para aplicação no próximo período regulatório.
2. Em 2014, considerando o início do atual período regulatório, a ERSE desenvolveu estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas, que conduziram à alteração das tarifas de energia e de uso da rede de distribuição em 2015, tendo mantido a estrutura das restantes atividades. Ao longo do período regulatório, a estrutura das diferentes tarifas manteve-se, respeitando o princípio da estabilidade tarifária, defendido pela ERSE.
3. No que diz respeito às tarifas de uso da rede de transporte, a ERSE, em resposta ao solicitado pelo CT no Parecer à Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017, desenvolveu, em 2015, um estudo no sentido de analisar a adequabilidade da sua estrutura.

4. De acordo com o estudo efetuado pela ERSE, apresentado no documento estrutura tarifária do setor elétrico em 2016, verificou-se que os resultados eram muito sensíveis aos pressupostos assumidos. Assim sendo, a ERSE decidiu manter os custos incrementais e continuar a desenvolver trabalho no sentido de aprofundar e robustecer a análise efetuada.
5. No que respeita às tarifas de uso da rede de distribuição, a EDP Distribuição apresentou à ERSE em 2016 um estudo com a mesma metodologia (custos incrementais), onde se evidencia a necessidade de se alterar alguns dos pressupostos adotados anteriormente, que poderão levar a alterações na estrutura tarifária.
6. Em relação às tarifas dinâmicas, no documento “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2017”, a ERSE refere que *“O Regulamento Tarifário estabelece a obrigação dos operadores de rede submeterem à ERSE um Plano para implementação de Projetos Piloto que permitam o teste de novas estruturas tarifárias mais adequadas aos custos causados por cada consumidor, designadamente tarifas dinâmicas. Estes Projetos Piloto permitirão proceder a uma avaliação benefício-custo que identifique o mérito destas novas estruturas tarifárias”*.
7. *“Considera-se neste contexto estarem reunidas as condições para se melhorar a atual estrutura tarifária e designadamente para se introduzirem aperfeiçoamentos nos períodos horários em vigor, se as análises benefício-custo a realizar resultarem positivas. Os operadores de rede apresentaram à ERSE os planos referidos, que se encontram em fase de avaliação. Em breve será lançada uma consulta aos interessados sobre este tema”*.
8. O CT aguarda a evolução dos projetos piloto e a análise das respetivas conclusões.

## **II B - VARIAÇÕES TARIFÁRIAS E AJUSTAMENTOS**

1. A estabilidade tarifária é essencial para assegurar as decisões corretas dos agentes económicos em função dos custos, sem beneficiar ou prejudicar os agentes que tomem a decisão de consumir num determinado momento.
2. A adesão das tarifas aos custos é essencial para um regime sustentável e uma justa distribuição de custos pelos utilizadores. O CT reconhece que a ERSE, optou em 2017, por uma estimativa de custos procurando assegurar valores mais realistas que minimizem as variações tarifárias inter- anuais futuras.
3. O CT verifica, que face a 2016, ano em que os ajustamentos influenciaram em baixa o valor final das tarifas a praticar, a redução ou inversão dessas contribuições em 2017 conduziu a que os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas tivessem variações importantes sem que, contudo, tenham existido variações significativas dos custos das atividades antes do efeito desses ajustamentos.
4. Tendo em conta o acima mencionado, a variação por atividade, com uma maior dispersão do efeito dos ajustamentos apresenta maior amplitude que resulta, não de aumentos do custo da atividade, mas da recuperação dos custos incorridos em anos anteriores:

*Handwritten signature and initials*

**Quadro 0-9 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental**

	Variação 2017/2016
Tarifa de Energia	-5,3%
Tarifa de Uso Global do Sistema	5,2%
<b>Tarifas de Uso de Redes</b>	
Uso da Rede de Transporte	20,2%
Uso da Rede de Distribuição em AT	6,9%
Uso da Rede de Distribuição em MT	8,2%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-4,2%
Tarifas de Comercialização	0,0%

	Variação 2017/2016
<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>	<b>4,6%</b>
Acesso às Redes em MAT	4,6%
Acesso às Redes em AT	4,6%
Acesso às Redes em MT	4,6%
Acesso às Redes em BTE	4,6%
Acesso às Redes em BTN	4,6%

5. O complexo efeito na estabilidade das tarifas dos ajustamentos tem sido objeto de sucessivas referências do CT nos seus pareceres, no sentido de a ERSE procurar uma visão realista das previsões que realiza de modo a estabilizar as tarifas.

## II C - MERCADO LIVRE E MERCADO REGULADO

1. Com o objetivo de fixar as tarifas a vigorar em 2017, e num quadro de convergência para tarifas aditivas, a ERSE apresenta anualmente as quantidades consideradas para efeito de cálculo das diferentes tarifas definidas no regulamento tarifário (tarifas por atividade do operador da rede de transporte, tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição, tarifas por atividade do comercializador de último recurso, TTVCF e TVCF aplicáveis aos fornecimentos das RA).
2. Em particular, no que diz respeito às tarifas de Portugal continental, são expressas as estimativas do número de clientes e das quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado e regulado.
3. O processo de extinção das TTVCF, no continente, iniciou-se em 2010, no setor elétrico, com a extinção das tarifas reguladas para os clientes finais em Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE), por força do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, e pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março. O Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, e pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, estende o processo de extinção das TTVCF aos clientes de baixa tensão normal (BTN). Este período transitório termina a 31 de dezembro de 2017.

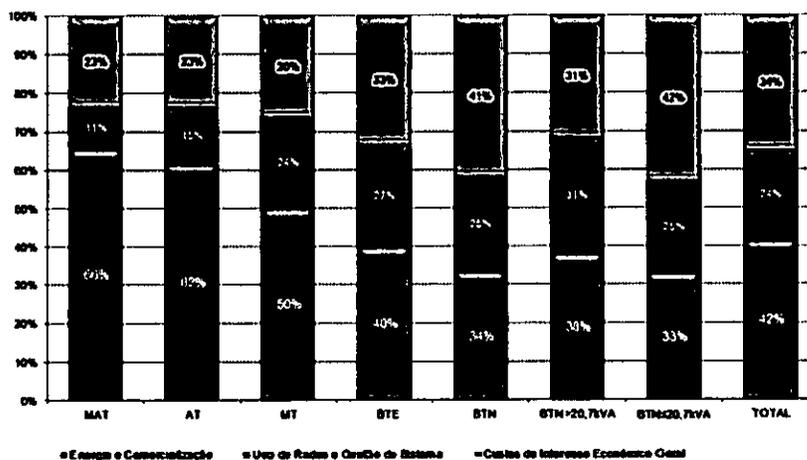


4. O CT não pode deixar de registar que a ERSE considera, na presente proposta e no que diz respeito ao mercado regulado de Portugal Continental, ainda mais de 1,1 milhão de clientes e um consumo de mais de 3 TWh, essencialmente concentrado na BTN, para o ano de 2017. Assume, assim implicitamente, que a passagem de clientes para o mercado livre poderá não ficar concluída a 31 de dezembro de 2017.
5. O CT acredita que a proposta corresponde às estimativas mais realistas para o consumo e o número de consumidores para 2016 e 2017, tomando em consideração a evolução histórica do mercado livre bem como as informações remetidas, em junho de 2016 pela REN, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal.
6. O CT recomenda que a ERSE procure explicitar o que considera ser a evolução do mercado regulado face ao quadro legal vigente, articulando com os órgãos competentes as necessárias respostas e antecipando, preventivamente, as questões dos diferentes *stakeholders*.
7. O CT considera ainda importante que a ERSE elabore um relatório de análise da tipologia de consumidores que se mantém no mercado regulado, por forma a sustentar uma estratégia ou medidas adequadas que permitam a dinamização do mercado.

## II D - TARIFAS DE ACESSO

1. Em termos gerais, e tendo como objetivo avaliar a evolução das TAR, é relevante não esquecer que, na sua fatura, o cliente paga várias componentes, designadamente a energia, a comercialização e os acessos.
2. Neste contexto, importa analisar o peso das componentes que constituem o preço que o cliente paga, sendo que este é variável consoante o nível de tensão.

**Figura 7-37 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral**





3. Adicionalmente, para uma análise mais detalhada, deve-se ter em conta a influência do preço da energia no valor do sobrecusto considerado nos custos de interesse económico geral (CIEG): se aquele aumenta os sobrecustos diminuem, caso contrário os sobrecustos aumentam.
4. A ERSE prevê para 2017 uma evolução do consumo de energia elétrica nas tarifas de + 0,4%, atingindo o valor de global de 45.231GWh, valor este superior às previsões da REN e EDP.
5. O consumo previsto, reflete uma certa estabilização anual, embora aumentando o consumo em mercado liberalizado para cerca de 93%, a que se aplicam em termos regulados apenas as TAR, mantendo-se no CUR 7%, aplicando-se-lhes as tarifas transitórias, cujos valores internalizam o custo da energia e das TAR.
6. O aumento médio das TAR proposto pela ERSE para 2017 é 4,6% para todos os níveis de tensão. Tal aumento resulta do incremento de 5,2 % da tarifa de UGS – que inclui os CIEG – e ainda das variações na tarifa de uso de redes com os valores indicados no quadro seguinte:

Nível de Tensão	Energia				Potência em Ponta*	Potência Contratada*
	P	CH	V	SV		
MAT	+0,4%	+0,4%	+0,6%	+0,6%	+23,8%	+35,9%
AT	-0,3%	0	-0,5%	-0,5%	+21,5%	+35,9%
MT	-2,1%	-2%	-1,8%	-1,8%	+16,6%	+24,1%
BTE	+3,3%	+3,3%	+3%	+3,3%	+5,1%	+12,2%
BTN-S	2,4%					Entre +12,2% e 12,3% função do Nível de potencia
BTN-Bi	3,4%		1,2%			
BTN-Tri <=20,7	4%	4%	1,2%			
BTN-Tri > 20,7	3,5%	4,8%	4,4%			

(\*) - Cálculos efetuados sobre os valores da ERSE em EUR/kW/dia.

7. Os aumentos mais significativos verificam-se na potência em ponta e potência contratada, sendo que esta última tem um menor peso relativo.
8. O aumento médio das TAR em 4,6%, em 2017, vem somar-se a continuados aumentos anteriores registando-se que só de 2012 a 2017 (5 anos), houve um aumento de 31,5%, conforme quadro seguinte estabelecido com os valores publicados pela ERSE.

	2013/2012	2014/2013	2015/2014	2016/2015	2017/2016	De 2012 a 2017(**)
% aumento	4,8%	6,3%	6,3%	6,2%	4,6%(*)	31,5%

(\*) Proposta ERSE para 2017.

(\*\*) Percentagem calculada considerando base 100 o valor do ano 2012.

9. O valor médio das tarifas de acesso será em 2017 de 0,0827€/kWh, o que comparativamente com o valor médio de 0,0637€/kWh que tinha em 2012, representa um aumento de 0,0190€/kWh, i.e., 29,8%.

10. O maior fator de impacto nas TAR são os CIEG que em função do nível de tensão representam entre 50 e 67% do valor destas.
11. Assim o CT entende que no novo período regulatório deve ser procurada uma solução de diminuição dos CIEG.

## **II E – FUNDO DE SUSTENTABILIDADE DO SISTEMA ELÉCTRICO**

1. O Orçamento de Estado (OE) para 2014 (Lei 83-C/2013, de 31 de dezembro com as suas alterações) criou a contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE), cujo regime ficou estabelecido no artigo 228.º do mesmo diploma. O regime da CESE, no artigo 11.º, consigna a totalidade da receita obtida com a aplicação da CESE ao Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE), estando também consagrada a autorização do Governo a transferir os montantes das cobranças para o FSSSE.
2. No âmbito do Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, que estabelece o FSSSE, está definido no artigo 4.º que as verbas do fundo devem ser destinadas em dois terços, com um limite máximo de 100 milhões de euros, ao financiamento de políticas do setor energético de cariz social e ambiental, sendo o montante remanescente afeto à redução da dívida tarifária do SEN.
3. Sem prejuízo da necessidade de ser assegurada ex-ante a norma habilitante requerida para o efeito, o CT considera que as transferências do FSSSE previstas em tarifas para 2017, para dedução dos CIEG relativos ao diferencial de custos com os Contratos de Aquisição de Energia, (CAE), para efeitos do apuramento do valor da Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), devem refletir o valor resultante da receita do referido fundo considerada no Orçamento de Estado aprovado ou, pelo menos, o previsto na proposta do Governo.
4. O CT constata que, na proposta de tarifas para 2017 a ERSE prevê um montante de 50 milhões de euros da transferência do FSSSE, sendo que, quer no OE 2016, quer na proposta de OE 2017, a previsão da receita com a aplicação da CESE é de 90 milhões de euros, sendo expectável que o montante a transferir para o SEN serão 30 milhões de euros.
5. Neste sentido, o CT sugere à ERSE a revisão do valor para uma adequação ao OE aprovado ou, pelo menos, o previsto na proposta do Governo.
6. O CT regista que, desde a criação do FSSSE em 2014 não ocorreu qualquer transferência deste para o SEN, destinada a redução da dívida tarifária. Verifica-se que a ERSE considera estes valores não recebidos pelo ORT como um proveito não recuperado, incluindo-os nos ajustamentos a realizar nas tarifas de 2017, o que constitui uma má prática atendendo ao defraudar das expectativas criadas junto dos consumidores como uma contribuição relevante para o abate da dívida tarifária.
7. O CT considera essencial a transferência das verbas do FSSSE, resultantes da aplicação da CESE, uma vez que não deve constituir um encargo para os consumidores nem para o ORT, pelo que, insta a ERSE a diligenciar junto das entidades competentes com vista a efetiva transferência destes valores para o SEN.

## **II F – OPERADORES DE REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO**

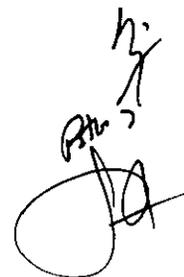
1. A atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT) é exercida por 11 distribuidores (a EDP Distribuição e 10 pequenos distribuidores). Contudo, apenas a EDP Distribuição é diretamente regulada.
2. Em 2016 os proveitos permitidos para distribuição de BT foram de 35,95€/MWh conquanto para 2017 se indicam 34,25€/MWh, o que se pode revelar impactante no equilíbrio financeiro dos distribuidores.
3. O diferencial, de 2017 versus 2016, entre a variação do preço de venda (1,2%) e a variação das tarifas de acesso (4,6%) pressupõe que haja para a empresa distribuidora uma redução do preço de aquisição de energia. Assinala-se que os pequenos distribuidores adquirem a energia não a preços grossistas mas sim a comercializadores de mercado.
4. O CT solicita à ERSE que observe os pontos apresentados.

## **II G - CUR – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO**

1. Para o atual período de regulação 2015-2017, a ERSE incluiu no RT, na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de comercialização do CUR, uma componente de custos não controláveis (margem).
2. Em 2015, a ERSE contemplou uma componente de custos não controláveis no montante de cerca de 4 milhões de euros e em 2016 de 1,5 milhões de euros.
3. Na proposta de tarifas para 2017 a ERSE reitera a importância da inclusão de uma parcela de custos não controláveis (margem) e considera de novo para esta componente dos proveitos permitidos da empresa um montante de 1,5 milhões de euros.
4. Acresce que no atual período de regulação, a ERSE reduziu o peso da componente fixa de 50% para 25%, estando o CT ciente da exigência na adaptação do CUR ao novo contexto.
5. O CT solicita à ERSE a fundamentação da manutenção na rubrica custos não controláveis do montante de 1,5M€, à luz do equilíbrio económico-financeiro da empresa.

## **II H - TARIFA SOCIAL**

1. A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, veio redesenhar os descontos sociais existentes para os consumidores vulneráveis de eletricidade. Foi extinto o Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia, sendo o desconto equivalente aplicado diretamente na Tarifa Social, tendo o membro do Governo responsável pela área da energia aprovado, através do Despacho n.º 5138-A/2016, de 14 de abril, um desconto para a Tarifa Social (TS) no valor de 33,8%.



2. A atribuição da TS de eletricidade passou a ser um processo automático, a partir de 1 de julho de 2016, através do cruzamento de dados efetuado pela DGEG, recebendo a informação necessária da Autoridade Tributária, da Segurança Social e do ORD.
3. O CT congratula-se com a aplicação deste mecanismo automático que veio suprimir entraves à adesão à TS, como a falta de informação e o desconhecimento da existência da tarifa ou dos procedimentos necessário à sua obtenção.
4. O CT regista o aumento do número de beneficiários, resultante das alterações introduzidas, sendo que no 3.º Trimestre de 2016 existiam cerca de 690 mil beneficiários. A proposta de tarifas e preços para 2017 prevê cerca de 720 mil beneficiários da TS.
5. O CT regista que, ao contrário da proposta tarifária anterior, a ERSE opta por não aplicar todo o desconto possível no termo de potência contratada, situação que o CT considera que deve ser evitada, a fim de potenciar uma utilização eficiente da energia através do sinal de preço.

## **II I – PREÇO DOS OUTROS SERVIÇOS**

1. Nos termos do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) em vigor, compete à ERSE a fixação dos preços dos serviços regulados associados à atividade de distribuição (leitura extraordinária e serviços de interrupção, restabelecimento do fornecimento de energia e ativação de instalações eventuais) e à atividade de comercialização (quantia mínima a pagar em caso de mora), segundo proposta das empresas reguladas.
2. Tal como recomendado pelo CT, a ERSE mantém os pressupostos que têm sido seguidos em anos anteriores, designadamente a atualização do precário aplicável, atenta a justificação apresentada pela empresa e a necessidade de uma maior aderência, ainda que gradual, dos preços aos custos reais da prestação do serviço.
3. Nas RA, os preços a vigorar em 2017 resultam da aplicação do valor do deflator implícito do consumo privado previsto de 1,2 %, atentas a exceção relativa à quantia mínima a pagar em caso de mora que mantém os valores em vigor, respeitando o proposto por todos os comercializadores de último recurso e que será idêntica em todo o território nacional.
4. Também é idêntico em todo o País o preço do serviço de ativação de fornecimento a instalações eventuais, sendo calculado a partir da aplicação do deflator implícito do consumo privado (1,2%) sobre os valores em vigor.
5. Quanto aos preços por leitura extraordinária nas RA aplica-se uma variação média de 1,2 % em relação ao valor em vigor. As variações no continente, justificadas pelo preço de serviços de leitura externos contratualizados pelo ORD, resultam, para as leituras realizadas em domingos ou feriados ou entre as 17:01 e as 22:00 num acréscimo de 0,5% e de 3,3%, para as realizadas entre as 08:00 e as 17:00 dos dias úteis.
6. Relativamente aos preços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica as RA verão atualizados os seus preços em 1,2%, sendo que na proposta para a RAM aplica-se a inflação



prevista pela EEM, enquanto que para a RAA aplica-se o deflator implícito do consumo privado. No continente para MAT são mantidos os preços, já que a REN não apresentou proposta. Em outras tensões a regra geral é a aplicação de um aumento de 0,5%. Exceção a esta regra é encontrada no adicional para restabelecimento urgente que sofre um incremento de 5% (máximo permitido para o período regulatório) seguindo o princípio de que os custos associados a determinado serviço devem ser suportados por quem a eles recorre.

7. O CT regista a fixação de um novo preço para a interrupção e restabelecimento por ativação remota, das instalações servidas por EDP Boxes, tendo a ERSE aceite o valor proposto pela empresa.

## II J - QUALIDADE DE SERVIÇO

1. O Relatório da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico 2015 expõe em grande extensão e compreensão as várias características de QS, nomeadamente quanto à continuidade de serviço, qualidade de energia e qualidade de serviço comercial. O Relatório inclui todos os indicadores de QS, em todo o território nacional, e em todas as atividades relevantes para a QS das empresas do sector, incluindo comercializadores em regime de mercado, e outros agentes tais como a própria ERSE. De facto, o Relatório refere até as atividades do Grupo de Acompanhamento, nomeadamente o desenvolvimento de um estudo de limiares de classificação dos Incidentes de Grande Impacto e as atividades do Selo de Qualidade (e+) atividades essas que revelam a continuada preocupação da ERSE sobre as matérias de QS.
2. O Relatório manifesta que a QS em 2015 apresentou uma melhoria a todos os níveis, nomeadamente a continuidade de serviço - diminuição de frequência e de duração de interrupções (embora no caso da RNT se tenha verificado um aumento) - qualidade de energia (pureza da onda de tensão), e até uma melhoria relativamente a cavas ou quebras de tensão. Essa melhoria registada a todos os níveis é uma melhoria de serviço de 2015 relativamente ao serviço de 2014. A EDP Distribuição recebeu dois prémios: um pela melhoria da QS e o outro pela melhoria da correção das assimetrias de serviço.
3. A pergunta que naturalmente surge é: se em 2015 houve uma melhoria relativamente a 2014, então em 2016 poder-se-á esperar uma melhoria relativamente a 2015? E a resposta natural é sim. Contudo, o CT faz notar que esse processo, de melhoria em melhoria, a sucessão de melhorias tem limite. E que quanto melhor está a QS, mais difícil será obter uma melhoria. Parece correto que essa melhoria mais difícil seja mais bem premiada, e os prémios sejam assim sucessivamente aumentados.
4. Os resultados apresentados não escondem a volatilidade dos indicadores de ano para ano. As causas de melhoria dos indicadores não são explicitamente conhecidas, mas podem ser classificadas como causas estruturais, no caso de a melhoria ser devida a mais e melhores investimentos na rede e a uma melhor operação, ou como causas acidentais ou fortuitas, no caso de essa melhoria (menos interrupções) ser devida à ausência de fatores externos hostis, tais como tempestades. As tempestades de grande intensidade tem carácter de excecionalidade, mas as possivelmente numerosas tempestades de menor intensidade podem ser verdadeiras causas de

Bto -  
R:  
JA

degradação de desempenho e de volatilidade dos indicadores. A classificação de exceção está correta -- um regime de exceção para as exceções. Falta uma classificação de volatilidade. O CT é da opinião que os prémios (ou penalizações) deveriam ser referidos somente a causas estruturais, isto é a alteração de desempenho devido a causas fortuitas deveria ser quantificada e filtrada fora.

- Uma outra observação é sobre a relevância de considerar indicadores por Ponto de Entrega (PdE) ou por cliente. Num indicador por PdE todos os PdE são considerados iguais, quando de facto cada PdE serve um número de clientes diferente. Uma interrupção de um PdE que serve muitos ou importantes clientes tem um impacto diferente da de um outro que serve poucos clientes.

III

**CONCLUSÕES**

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Em 15 de novembro de 2016, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	VOTAÇÃO GLOBALIDADE		VOTAÇÃO ESPECIALIDADE			ANEXOS
	FAVOR	CONTRA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	
Eng.º António Cavalheiro Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - (APIGCEE)	X					XII
Eng.º Carlos Silva Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - (APIGCEE)	X					XII
Dr. Carlos Chagas Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - UGC	X					I
Dr.ª Carolina Gouveia Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - DECO	X					II
Dr. Eduardo Quinta Nova Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - UGC	X					I
Sr. Mário Agostinho Reis Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	X					V
Dr. Fernando Manuel Rodrigues Ferreira Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)	X					VII
Eng.º Ricardo Pacheco Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre	X					X



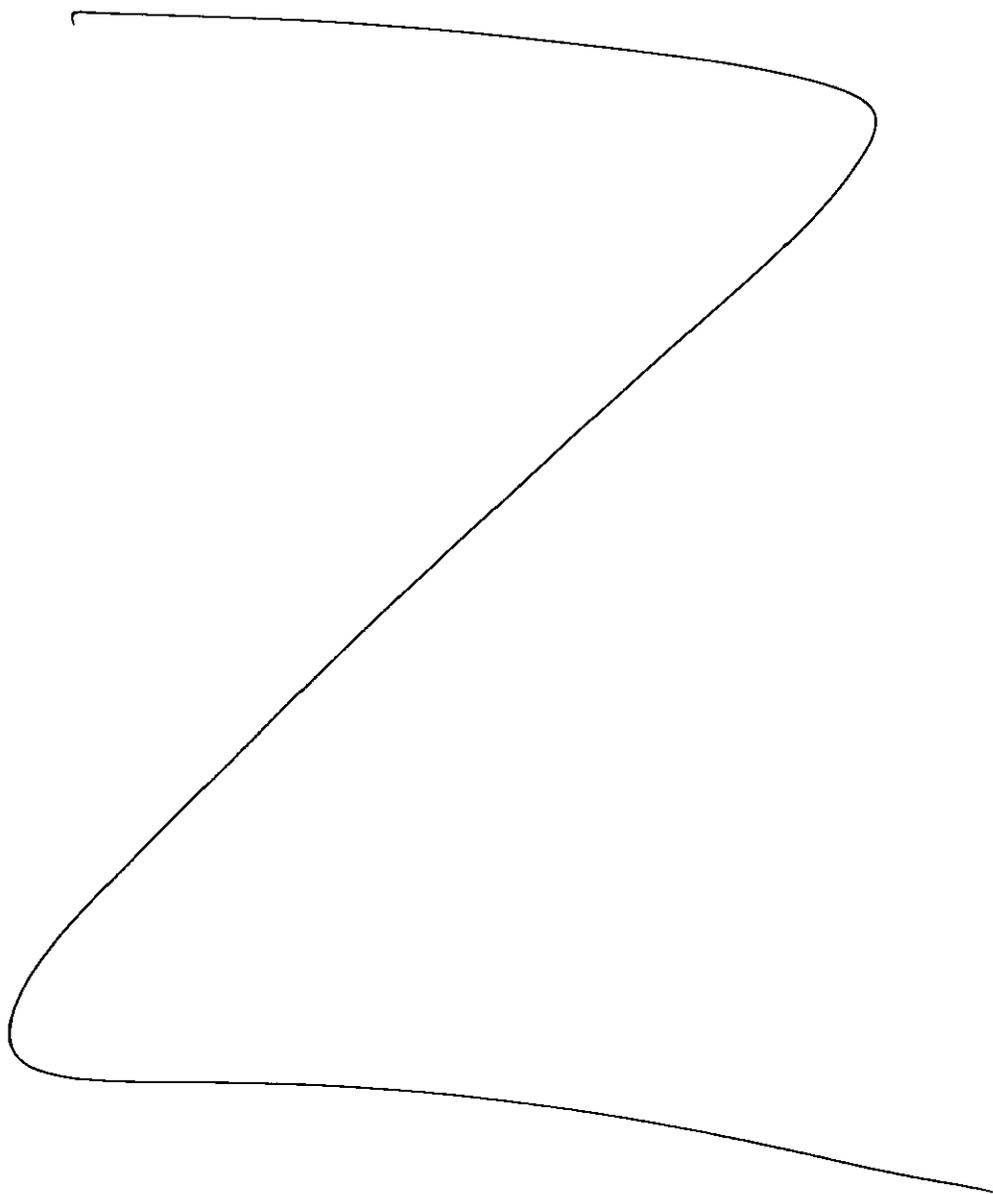
CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	VOTAÇÃO GLOBALIDADE		VOTAÇÃO ESPECIALIDADE			ANEXOS
	FAVOR	CONTRA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	
Eng.ª Joana Simões Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (EDP-Serviço Universal)	X					VIII
Eng.ª Luís Marcelino Ferreira Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	X					XI
Eng.ª Joaquim Correia Teixeira Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (EDP-Distribuição)		-	-	-	-	-
Dr. Nuno Gomes Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira - ACM representação assegurada pela - (DECO)	X					IV
Dra. Patrícia Gomes Representante da Direcção-Geral do Consumidor - (DGC)	24/4 G-3	-	-	-	-	-
Sr. Paulo Fonseca Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANP)	-	-	-	-	-	-
Eng.ª Pedro Furtado Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	X					IX
Dr. Rui Miguel de Aveiro Vieira Representante das empresas do sistema elétrico da região Madeira - (EEM)	X					VI
Dr. Vítor Machado Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (DECO)	X					III
TOTAL	16	0	-	-	-	12

	VOTAÇÃO GLOBALIDADE		VOTAÇÃO ESPECIALIDADE		VOTO DE QUALIDADE
	FAVOR	CONTRA	FAVOR	CONTRA	
Eng.ª Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Manuela Moniz				-

tendo sido aprovado por unanimidade.

O parecer que antecede tem 33 folhas, incluindo as destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário e integra ainda 12 anexos, contendo sentidos de voto e declarações de voto.



Anexo I

**Assunto: PARECER SOBRE A PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2027**

**Data:** 14/11/2016 (20:06:52 WET)

**De:** Eduardo Jorge Glória Quinta Nova

**Para:** Manuela Moniz

**Cc:** [chagascarlosalberto@gmail.com](mailto:chagascarlosalberto@gmail.com)

Exma. Senhora,  
Presidente do Conselho Tarifário  
Eng. Manuela Moniz

EDUARDO Quinta-Nova e CARLOS Chagas, representantés da União Geral de Consumidores no Conselho Tarifário da ERSE, vêm pelo presente comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente na globalidade o Parecer do CT sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017".

Com os melhores cumprimentos.

EDUARDO Quinta-Nova.

## ANEXO II

Data: 15/11/2016 [14:34:16]  
De: Carolina Gouveia <cgouveia@deco.pt>  
Para: 'Manuela Moniz' <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>, "'Gomes, Patricia'"  
<patricia.gomes@sgpa.pt>  
Assunto: RE: Parecer\_ versão a finalizar em 14nov2016

Exma. Senhora,  
Presidente do Conselho Tarifário  
Eng. Manuela Moniz

Carolina Moura Gouveia na qualidade de representante da DECO neste Conselho Tarifário, vem pelo presente comunicar a V. Exa. que vota favoravelmente na globalidade o Parecer do CT sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017".

Com os melhores cumprimentos.

Atentamente,

**Carolina Gouveia**  
Jurista - *Legal Adviser*  
Gabinete de Estudos - *Legal Department*



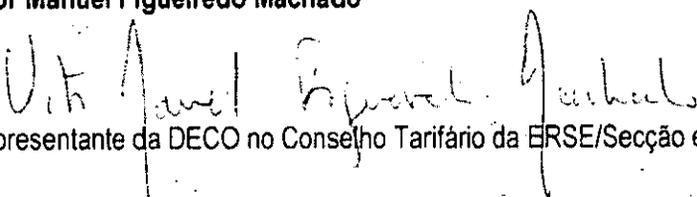
*Sempre consigo na defesa dos seus direitos*  
Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor - DECO  
Rua da Artilharia Um, 79 - 4º  
1269-160 LISBOA  
Tel. +351 - 21 371 02 27 - Fax +351 21 371 02 99



A DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, vota favoravelmente, e na generalidade, o parecer do Conselho Tarifário sobre a "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017*".

Lisboa, 15 de Novembro de 2016

**Vitor Manuel Figueiredo Machado**

  
Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE/Secção elétrica

Data: 15/11/2016 [15:23:34]  
De: Nuno Gomes <ngomes@deco.pt>  
Para: manuela.n.moniz@portugalmail.pt, patricia.gomes@sgpa.pt  
Cc: vmachado@deco.proteste.pt, 'Carolina Gouveia' <cgouveia@deco.pt>  
Assunto: ERSE CT-SE: Parecer - Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017

Sra. Presidente,  
Sra. Vice-Presidente,

Nuno Miguel Pereira Gomes, na qualidade de representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira neste Conselho Tarifário, vota favoravelmente na globalidade o Parecer do CT sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017".

Cumprimentos,  
**Nuno Gomes**  
Economista  
Gabinete de Estudos



*Sempre consigo na defesa dos seus direitos*

**Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor - DECO**  
Rua da Artilharia Um, 79 - 4º  
1269-160 LISBOA  
Tel. 21 371 02 44 - Fax 21 371 02 99



Imprima esta mensagem apenas se for estritamente necessário. PROTEJA O AMBIENTE!

Data: 15/11/2016 [15:25:31]  
De: ACRA - Serviços de Informação <informacao@acra.pt>  
Para: Manuela Moniz <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>, patricia.gomes@sgpa.pt  
Cc: Mário Agostinho Reis <secretariadogeral@acra.pt>  
Assunto: Votação

Exma. Sra.  
Eng. Manuela Moniz  
Digma: Presidente do Conselho Tarifário  
ERSE

Jorge José Tavares dos Reis, por delegação de Mário Agostinho Reis, representante dos Consumidores dos Açores no Conselho Tarifário da ERSE, vem pelo presente comunicar a V. Exa. que vota favoravelmente o Parecer do CT sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017".

Com os meus melhores cumprimentos  
Jorge Reis  
Serviços de Informação  
ACRA - Associação dos Consumidores da Região Açores



Esta mensagem contém informação de natureza confidencial e é exclusivamente dirigida ao(s) destinatário(s) indicado(s). Se, por engano, receber este e-mail agradecemos que não o copie nem o reenvie e que nos notifique do ocorrido através do e-mail de resposta.



**Declaração de voto do representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017"**

O representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, vota favoravelmente, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017".

Funchal, 15 de novembro de 2016

Rui Miguel Aveiro Vieira

(Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira.)

**EDA**

Electricidade dos Açores

Voto do representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "**Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017**".

---

O representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, vota favoravelmente na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário, relativo à "**Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017**".

Ponta Delgada, 15 de novembro de 2016



Fernando Manuel Rodrigues Ferreira

Data: 15/11/2016 [12:37:53]  
De: Joana Simões <Joana.Simoes@edp.pt>  
Para: "Manuela Moniz (manuela.n.moniz@portugalmail.pt)" <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>  
Cc: "Gomes, Patricia" <patricia.gomes@sgpa.pt>  
Assunto: RE: Parecer\_ versão a finalizar em 14nov2016

Exma. Senhora,  
Presidente do Conselho Tarifário  
Eng. Manuela Moniz

Eu, Maria Joana Marques Mano Pinto Simões, representante do Comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atua em todo o território do continente - (EDP-Serviço Universal) no Conselho Tarifário da ERSE, vem pelo presente comunicar a V. Exa. que voto favoravelmente na globalidade o Parecer do CT sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017".

Com os melhores cumprimentos.

---

Joana Simões  
EDP - ENERGIAS DE PORTUGAL SA  
Drc-Dir Regulação e Concorrência  
Av. 24 Julho, 12  
LISBOA, PT  
Tel: ██████████



Sempre presente.  
Sempre futuro.



Data: 15/11/2016 [14:18:44]  
De: Pedro Furtado <Pedro.Furtado@rengasodutos.pt>  
Para: Manuela Moniz <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>, "Gomes, Patricia" <patricia.gomes@sgpa.pt>  
Cc: Antonio Cavalheiro <acavalheiro@megasa.pt>, carlos alberto chagas <chagascarlosalberto@gmail.com>, Carlos Silva <carlos.silva@aimmap.pt>, alvesredol.car@netcabo.pt, Carolina Gouveia <cgouveia@deco.pt>, eduardo.quintanova@cm-sintra.pt, ferferre@eda.pt, joana.simoese@edp.pt, joaquimcorreia.teixeira@edp.pt, luis.marcelino.ferreira@gmail.com, vmachado@deco.proteste.pt, rep.erse@acra.pt, Nuno Gomes <ngomes@deco.pt>, presidente@mail.cm-ourem.pt, "Pacheco, Ricardo" <ricardo.pacheco@iberdrola.pt>, rvieira@eem.pt  
Assunto: Re: Parecer\_ versão a finalizar em 14nov2016

Exmá. Senhora,  
Presidente do Conselho Tarifário  
Eng. Manuela Moniz

Pedro Manuel Amorim Punte Furtado na qualidade de representante do Operador da Rede de Transporte em Muito Alta Tensão neste Conselho Tarifário, vem pelo presente comunicar a V. Exa. que vota favoravelmente na globalidade o Parecer do CT sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017".

Com os melhores cumprimentos.

Atentamente,

Pedro Furtado

**Parecer\_ versão a finalizar em 14nov2016****Pacheco, Ricardo** <Ricardo.Pacheco@iberdrola.pt>

15 de novembro de 2016 às 10:10

Para: Manuela Moniz <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>, Patricia Gomes <patricia.gomes@sgpa.pt>  
 Cc: Antonio Cavalleiro <acavalleiro@megasa.pt>, carlos alberto chagas <chagascarlosalberto@gmail.com>, Carlos Silva <carlos.silva@aimmap.pt>, "alvesredol.car@netcabo.pt" <alvesredol.car@netcabo.pt>, Carolina Gouveia <cgouveia@deco.pt>, "eduardo.quintanova@cm-sintra.pt" <eduardo.quintanova@cm-sintra.pt>, "ferferre@eda.pt" <ferferre@eda.pt>, "joana.simoese@edp.pt" <joana.simoese@edp.pt>, "joaquimcorreia.teixeira@edp.pt" <joaquimcorreia.teixeira@edp.pt>, "luis.marcelino.ferreira@gmail.com" <luis.marcelino.ferreira@gmail.com>, "vmachado@deco.proteste.pt" <vmachado@deco.proteste.pt>, "rep.erse@acra.pt" <rep.erse@acra.pt>, Nuno Gomes <ngomes@deco.pt>, "presidente@mail.cm-ourem.pt" <presidente@mail.cm-ourem.pt>, Pedro Furtado <Pedro.Furtado@rengasodutos.pt>, "rvieira@eem.pt" <rvieira@eem.pt>

Exma Presidente do Conselho Tarifário,  
 Exma Vice-presidente do Conselho Tarifário,

Eu, Ricardo Pacheco, representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre, venho por este meio comunicar que voto favoravelmente na globalidade o Parecer do CT sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017".

Melhores cumprimentos,

Ricardo Pacheco

[Citação ocultada]

<Par TEP 2017v 14\_11\_2016.docx>

=====  
 Por favor, piense en el medio ambiente antes de imprimir este mensaje.

Si usted recibe por error este mensaje, por favor comuníquelo a su remitente y borre inmediatamente tanto el mensaje como cualquier anexo o copia del mismo, ya que contiene información confidencial, dirigida exclusivamente a su destinatario y cuya utilización o divulgación a terceros están prohibidas por la ley, pudiendo dar lugar a responsabilidades civiles y/o penales.

Las ideas contenidas en este mensaje son exclusivas de su(s) autor(es) y no representan necesariamente el criterio de Iberdrola, S.A. ni de otras sociedades de su grupo. Ni Iberdrola, S.A. ni ninguna sociedad de su grupo garantiza la integridad, seguridad y correcta recepción de este mensaje, ni se responsabiliza de los posibles perjuicios de cualquier naturaleza derivados de la captura de datos, virus informáticos o manipulaciones efectuadas por terceros.

=====  
 Please consider the environment before printing this email.

If you have received this message in error, please notify the sender and immediately delete this message and any attachment hereto and/or copy hereof as such message contains confidential information intended solely for the individual or entity to whom it is addressed. The use or disclosure of such information to third parties is prohibited by law and may give rise to civil or criminal liability.

The views presented in this message are solely those of the author(s) and do not

15 de novembro de 2016 às  
11:33

Luis Marcelino Ferreira <luis.marcelino.ferreira@gmail.com>

Para: "Gomes, Patricia" <patricia.gomes@sgpa.pt>

Cc: Manuela Moniz <manuela.n.moniz@portugalmail.pt>, Antonio Cavalheiro <acavalheiro@megasa.pt>, carlos alberto chagas <chagascarlosalberto@gmail.com>, Carlos Silva <carlos.silva@aimmap.pt>, alvesredol.car@netcabo.pt, Carolina Gouveia <cgouveia@deco.pt>, eduardo quintanova <eduardo.quintanova@cm-sintra.pt>, Fernando Ferreira <ferferre@eda.pt>, Joana Simões <joana.simoese@edp.pt>, Joaquim Correia Teixeira <joaquimcorreia.teixeira@edp.pt>, Vitor Machado <vmachado@deco.proteste.pt>, rep.erse@acra.pt, Nuno Gomes <ngomes@deco.pt>, presidente@mail.cm-ourem.pt, Pedro Furtado <Pedro.Furtado@rengasodutos.pt>, "Pacheco, Ricardo" <ricardo.pacheco@iberdrola.pt>, Rui Vieira <rvieira@eem.pt>

Exma Presidente do Conselho Tarifário,

Exma Vice-presidente do Conselho Tarifário,

Eu, Luis Marcelino Ferreira, representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE), venho por este meio comunicar que voto favoravelmente na globalidade o Parecer do CT sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017".

Melhores cumprimentos,

Luis Marcelino Ferreira

[Citação ocultada]

Ex. Ma Sr<sup>a</sup>. Presidente do Conselho Tarifário

Eng<sup>a</sup> Manuela Moniz

Parecer sobre a

**Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros serviços em 2017**

**VOTO**

**Na qualidade de representantes dos consumidores de MAT, AT e MT**, vimos pelo presente documento manifestar o nosso voto favorável ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017, com apresentação da declaração de voto que junto em anexo.

*António Moreira Cavalheiro*

António Moreira Cavalheiro

Carlos Alberto Fonseca da Silva

Lisboa 15 Novembro de 2016

*Carlos Alberto*

**ANEXO AO VOTO**

**No parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros serviços em 2017**

**Representantes dos consumidores de MAT, AT e MT**

**DECLARAÇÃO DE VOTO**

A presente declaração de voto decorre da necessidade de maior clarificação do enquadramento e implicações dos aumentos continuados das tarifas de acesso e condicionantes do mercado da energia, para os consumidores empresariais, não suficientemente explicitada no presente parecer:

Assim importa referir o seguinte:

- **Energia elétrica**- Os clientes empresariais estão na sua quase totalidade, no mercado liberalizado. Quanto ao custo da energia em mercado, importa referir que para o mesmo não retire competitividade às empresas o importante é que o seu valor em Portugal, seja idêntico ao verificado nos países com que concorreremos em mercado global, na exportação dos produtos que produzimos e não tanto se tem um valor um pouco mais alto ou um pouco mais baixo. Infelizmente verifica-se que os custos da energia no MIBEL têm persistentemente um valor superior em mercado, o qual em 2015 foi +31%, que em França e + 59% que na Alemanha. Em 2016, até 31 Outubro, foi de + 12% que em França e de + 31% que na Alemanha.
- **Tarifas de acesso** - A presente proposta considera um aumento de 4,6%, para todos os níveis de tensão, o que vem na continuidade de aumentos sucessivos anteriormente verificados que de 2012 a 2015, registam um aumento medio acumulado de 31,5%.

	2013/201	2014/201	2015/201	2016/201	2017/20	De 2012 2017(**)
% aumento	4,8%	6,3%	6,3%	6,2%	4,6%*	31,5%

(\*) Proposta ERSE para 2017. (\*\*) Percentagem calculada considerando base 100 o valor do ano 2012.

Em consequência deste aumento, o valor medio das tarifas de acesso será em 2017 de 0,0827€/kWh, o que comparativamente com o valor medio de 0,0637€/kWh que tinha em 2012, representa um aumento de 19€/MWh. Deste modo sendo o consumo previsto para 2017 de 45.231 GWh, verifica-se os custos para os consumidores com as TAR são de **+859M€/ano**, a preços de 2017, relativamente ao seu custo a preços de 2012.

Este aumento é tanto mais prejudicial às empresas no âmbito do MIBEL, pelo fato de nomeadamente em Espanha ter havido estabilidade das tarifas de acesso para as empresas.

**A evolução do consumo** prevista para 2017 é de +0,4%, face a 2016, o que associado a uma despesa total rígida, não permite perspetivar uma diluição mais favorável dos custos, sendo

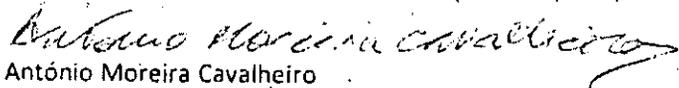
*Carlos Silva*  

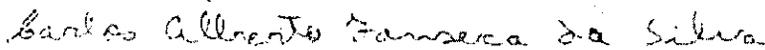

que os atuais consumos permanecem estáveis nos últimos anos e estão ao mesmo nível do de há mais duma década.

Na MAT, AT e MT verifica-se, para 2017, um aumento nas tarifas de potência que corta radicalmente com a tendência dos últimos 2 anos, que tem sido de diminuição, agravado com a dimensão de um aumento de 2 dígitos. Num ano em que se prevê um aumento dos preços praticados pelo Mercado Livre (conforme previsão ERSE), concluímos que os dois aumentos se somarão, conjugando para que o aumento total seja mais fortemente refletido na fatura final.

Os aumentos propostos pela ERSE para as tarifas de acesso vão impactar negativamente a competitividade da economia e prejudicar o desenvolvimento das exportações. Já no próximo ano e no período regulatório com início em 2018, devem absolutamente ser procuradas soluções de contenção e redução dos fatores de custo que possibilitem a diminuição deste encargo.

Um dos fatores de custo que se prevê seja revisto em 2017, conforme proposta de orçamento de estado, são os CMEC, que embora o parecer do CT não tenha concretizado a elaboração duma posição sobre as propostas do OE, com impacto no sector e portanto nada mencione sobre o assunto, se considera como um custo importante a ser revisto.

  
António Moreira Cavalheiro

  
Carlos Alberto Fonseca da Silva

Lisboa 15 de Novembro de 2015



**ANEXO IV**  
**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E  
PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2017”**



Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 14 de outubro de 2016, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017” e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2016.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, o CA da ERSE aprova até 15 de dezembro de 2016 as tarifas e preços de energia elétrica para 2017.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017” e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

No presente documento apresentam-se os comentários do CA da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT.

## I

### GENERALIDADE

#### IA - COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

O exercício de comunicação de variações tarifárias requer algum esforço de simplificação, pela quantidade elevada de variações que podem ser comunicadas e pela confusão que tal pode gerar. Deste modo, a ERSE tem optado por incluir no comunicado de tarifas, informação sobre as variações das tarifas de venda a clientes finais do comercializador de último recurso que aprova. Reconhece-se a pertinência dos comentários do CT, não se ignorando que esta é uma informação que abrange cada vez menos consumidores em Portugal continental, dada a crescente relevância do mercado liberalizado.

No que se refere aos impactes nos consumidores do mercado livre, a variação de preço que irão observar depende quer das tarifas de acesso às redes, quer da componente de energia que é acordada livremente entre os consumidores e o seu comercializador de mercado. A comunicação das variações das tarifas de acesso às redes pode induzir em erro estes consumidores, por não ser essa a variação de preço que irão observar. Por exemplo, para a situação em apreço a variação tarifária anunciada, 1,2%, que coincide com a variação nas tarifas de venda a clientes finais aditivas (que correspondem à melhor expectativa de preços do mercado livre), resulta de um acréscimo das tarifas de acesso às redes de 4,7% e de um decréscimo do preço de energia de -5,3%. Estas duas últimas variações tarifárias (acesso às redes e energia) contribuem, por um lado, para um acréscimo de 3,0% no preço final (acesso às redes) e por outro lado, para um decréscimo de -1,8% no preço final (energia), que somados resultam no valor global final de 1,2%.

Independentemente da informação que a ERSE decide incluir no seu comunicado de tarifas, toda a informação solicitada pelo CT se encontra disponível no sumário executivo no documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017”. Na documentação que justifica e suporta a aprovação das tarifas é apresentada toda a informação que permite a todos os interessados ter informação adicional e reproduzir o processo de cálculo das tarifas conferindo robustez, credibilidade e transparência a todo o processo.

#### **I B - APRESENTAÇÃO DA PROPOSTA E ORGANIZAÇÃO DA DOCUMENTAÇÃO**

O documento justificativo das tarifas e preços publicado pela ERSE é uma peça central na fundamentação da decisão de tarifas e preços, que se concretiza na Diretiva anual de tarifas. A ERSE considera que este documento tem de apresentar um detalhe elevado, imprescindível na compreensão e justificação legal da decisão. A estrutura existente apresenta a informação numa lógica da compreensão do geral para o particular. Ou seja, após a apresentação das linhas mais gerais da decisão, são apresentados os pressupostos da decisão tarifária (designadamente os proveitos das atividades) e seguidamente o resultado do exercício tarifário, considerando a estrutura definida regulamentarmente. Todavia, e como já afirmado, a ERSE tomou boa nota do comentário e compromete-se a analisar a apresentação da proposta e a melhorar a sua organização.

Neste exercício será objetivo da ERSE tornar o documento mais acessível, evitar repetições de informação e garantindo a consistência da apresentação dos valores. Importa ainda sublinhar que a inovação traz riscos que são naturais nos processos de mudança. Ou seja, o atual documento obedece a uma linha de pensamento e hierarquização de assuntos cuja alteração implicará também um esforço de adaptação dos leitores interessados desta documentação.

#### **I C - DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA**

Como já foi anteriormente referido ao Conselho Tarifário da ERSE, os aspetos associados à sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional, designadamente as perspetivas de evolução da dívida tarifária num horizonte de médio e longo prazo, são acompanhados pelo regulador. Este acompanhamento distingue-se da definição de um qualquer prazo para a eliminação desta dívida, dado esta circunstância depender em grande parte da evolução dos custos de interesse económico geral (CIEG), que estão fora das competências da ERSE. Por estes motivos e por ser uma matéria que tem sido tratada no quadro da política energética, especialmente desde o Programa de Assistência Financeira que terminou em 2014, o Conselho de Administração da ERSE remete para o Governo a eventual divulgação de informação adicional sobre a sustentabilidade do SEN.

Ainda assim importa assinalar os sinais positivos para a sustentabilidade da dívida tarifária decorrentes da diminuição perspetivada da dívida tarifária para 2017, reforçando a tendência iniciada no ano anterior.

**I D-INTERRUPTIBILIDADE**

Conforme referido pelo Conselho Tarifário da ERSE, as disposições transitórias (artigo 3.º) da Portaria n.º 268-A/2016, de 11 de outubro, apontam para uma alteração do atual modelo de prestação do serviço de interruptibilidade no sentido de promover a concorrência e ajustar o regime ao MIBEL. Esta alteração deverá implicar uma redução global de custos, mantendo-se inalterada a vertente de segurança de abastecimento associada a este serviço.

O diploma prevê a participação da ERSE através de um parecer à proposta da DGEG para alteração do regime de interruptibilidade, não se conhecendo na presente data outros elementos que permitam inferir o impacto das referidas alterações nos custos de interruptibilidade do ano de 2017. Neste contexto, as previsões dos custos com interruptibilidade incluída quer na proposta tarifária de 15 de outubro, quer nas tarifas publicadas a 15 de dezembro, não refletem futuras alterações do regime legal aplicável à interruptibilidade. Deste modo, eventuais alterações com a interruptibilidade de 2017 serão refletidas nos preços a pagar pelos consumidores por via dos ajustamentos a repercutir em exercícios tarifários seguintes.

**I E - RENDAS DE CONCESSÃO EM BT DOS MUNICÍPIOS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

O Conselho de Administração da ERSE entende a necessidade levantada pelo Conselho Tarifário da ERSE de identificar de forma autónoma os valores das rendas de concessão em BT dos municípios das Regiões Autónomas nos Custos de Interesse Económico Gerais, pelo que seguirá esta recomendação. No entanto, existem algumas particularidades associadas ao mecanismo de convergência tarifária que importa esclarecer e que de seguida se expõem.

Os proveitos permitidos da EDA e da EEM incluem ao nível da atividade de distribuição, as rendas de concessão pagas aos municípios das Regiões Autónomas. Uma parte destes proveitos é recuperado através do mecanismo de convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas, materializado na componente de “Sobrecusto das Regiões Autónomas”, que constitui uma das naturezas dos CIEG, apresentadas nos mapas dos documentos de proveitos e de tarifas, elaborados pela ERSE, que evidenciam a repartição dos CIEG.

Este sobrecusto inclui uma parte das rendas de concessão a pagar, pela EDA e pela EEM, aos municípios das Regiões Autónomas, não sendo possível identificar de forma exata quais os montantes que são recuperados através do mecanismo de convergência tarifária e constantes da parcela de “Sobrecusto das Regiões Autónomas”. Estes montantes corresponderão à parte das rendas de concessão que gera um sobrecusto nas regiões Autónomas, face aos correspondentes custos existentes no Continente.

**I F - PREPARAÇÃO DO NOVO PERÍODO REGULATÓRIO**

A avaliação do desempenho das várias atividades reguladas do sector elétrico é bastante relevante para o Conselho de Administração da ERSE, designadamente nos momentos que antecedem um novo período regulatório. Esta avaliação permite averiguar os motivos que possam justificar o cumprimento, ou não, dos objetivos traçados para o período de regulação, em grande parte assentes na promoção da eficiência económica em sentido amplo, isto é, na garantia de que as empresas desenvolvem as obrigações que lhes são cometidas a um custo mínimo para os consumidores. Esse exercício permite avaliar a eficácia das metodologias regulatórias adotadas nos períodos regulatórios anteriores, levando a equacionar, se necessário a sua revisão.

As análises e as conclusões que dela se retiram são divulgadas nos documentos que acompanham as tarifas e os parâmetros para os novos períodos regulatórios. Neste particular, podem ser destacados dois documentos, o documento que define e justifica os parâmetros para o novo período regulatório, que neste período regulatório intitulou-se “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, e o documento que apresenta a evolução do desempenho das empresas nos últimos períodos regulatórios para um conjunto de fatores associados ao nível de ativos, aos custos de exploração e à rentabilidade da atividade, com o título “Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do Setor”.

Num contexto em que o setor elétrico enfrenta novos desafios, tanto em termos técnicos como organizacionais, a avaliação do desempenho das empresas e da eficácia das metodologias regulatórias é ainda mais premente, pelo que o Conselho de Administração da ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho de Tarifário da ERSE, e reforçará as práticas de monitorização e divulgação das respetivas conclusões que foram seguidas até à data.

Tomamos boa nota do comentário do Conselho Tarifário relativo aos planos de investimento. A informação relativa a projetos de investimento nas redes de transporte e nas redes de distribuição, em Portugal continental e nas regiões autónomas, é objeto do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, o qual que será objeto de revisão em 2017. Nesse sentido, o tema será analisado e discutido em sede da referida revisão.

No âmbito da revisão regulamentar do Setor Elétrico estão atualmente previstas algumas alterações na estrutura das tarifas de acesso às redes, que serão avaliadas no processo de consulta pública que será efetuada no 1.º semestre de 2017. Estas alterações e a sua forma de implementação serão oportunamente discutidas com todos os interessados no processo de consulta pública. Considera-se que as mesmas dão resposta aos desafios tão bem identificados pelo Conselho tarifário no seu parecer, a saber:

- De modo a simplificar a estrutura das tarifas e facilitar a perceção dos sinais preço pelos consumidores de energia elétrica, justifica-se preparar a transferência do preço de potência em horas de ponta para a componente de preço de energia ativa em horas de ponta, à semelhança do que já existe nas tarifas de acesso às redes em BTN. Pretende-se com esta alteração no

Regulamento Tarifário obter (i) uma simplificação da atual estrutura tarifária para o cliente; (ii) uma harmonização da estrutura tarifária entre Portugal e Espanha, assim como no contexto do mercado interno de energia; e (iii) uma maior aderência das tarifas de acesso às redes aos custos de redes, através da introdução de uma maior sazonalidade nos preços.

- Atualmente o Regulamento Tarifário prevê para os níveis de tensão MAT, AT e MT a existência de 4 períodos horários distintos, distribuídos por 4 trimestres. Para BTE e BTN> o Regulamento Tarifário contempla a existência de 4 e 3 períodos tarifários, respetivamente, sem qualquer diferenciação trimestral. Pretende-se habilitar o Regulamento Tarifário para que as tarifas de acesso às redes em BTE e BTN> passem a ter 4 períodos horários, com diferenciação trimestral, à semelhança do que acontece nos níveis de tensão superiores.
- No âmbito da realização dos projetos piloto para a introdução de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, em Portugal continental, e dos projetos piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, nas Regiões Autónomas, pretende-se passar da fase piloto para a implementação de otimizações ao nível da estrutura tarifária, ainda no decorrer do próximo período tarifário, caso os resultados das análises benefício-custo venham a indicar valores positivos. Nas Regiões Autónomas verificou-se que não existia viabilidade económica para a implementação das tarifas dinâmicas, tendo o projeto evoluído para um estudo da reformulação dos atuais períodos tarifários das Tarifas de Venda a Clientes Finais. De igual modo no continente o projeto piloto a implementar integrará para além do teste de tarifas dinâmicas de acesso às redes o teste de tarifas estáticas mais sofisticadas que as atualmente em vigor integrando mais períodos horários e uma maior sazonalidade de preços.

A ERSE acompanha a preocupação expressa pelo CT no que concerne o regime previsto no Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro, permitindo-nos referir que, no quadro das suas competências, a ERSE já por diversas vezes expressou a necessidade de revisão do referido regime jurídico, por manifesta desadequação face ao quadro organizativo atual do setor elétrico.

A apropriação ilícita de energia elétrica e de gás natural gera riscos públicos para a segurança e integridade de pessoas e bens e cria uma injustiça relativa nas condições de acesso e utilização desse serviço público pelos restantes consumidores.

Um funcionamento eficiente dos sistemas nacionais de eletricidade e de gás natural exige assim a existência de normas jurídicas efetivas de combate às práticas fraudulentas. Essas normas deverão conseguir abranger todas as situações de fraude (acompanhando a sofisticação técnica dos mecanismos de apropriação ilícita), pensar os mecanismos de recolha e preservação de prova e prever um regime eficaz e equitativo de responsabilização pela prática de apropriação ilícita de eletricidade e gás natural.

A antiguidade do Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de Outubro, torna necessário que se reflita, à luz da evolução do setor energético e da realidade das práticas fraudulentas dos nossos dias, num novo regime

jurídico aplicável a estas situações. A discussão não se pode resumir às situações de apropriação ilícita de energia elétrica (as únicas previstas atualmente pelo Decreto-Lei n.º 328/90), mas deverá abranger também as práticas fraudulentas relativas ao gás natural.

Reforça-se todavia que a ERSE não dispõe de competências legislativas, as quais são reservadas à Assembleia da República e ao Governo, incumbindo-lhe nos termos estatutários “colaborar com a Assembleia da República e com o Governo na formulação das políticas e dos diplomas respeitantes ao setor energético integrados no âmbito da sua regulação” (vide n.º 3, al. a) do artigo 3.º dos Estatutos da ERSE).

## II

### ESPECIALIDADE

#### II A - ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2017

Conforme referido pelo Conselho Tarifário a ERSE procura manter a estabilidade na estrutura das tarifas no decorrer de cada período de regulação, procedendo normalmente a alterações de estrutura apenas no início de cada período de regulação. Deste modo, perspetivando-se o início de um novo período de regulação em 2018 a ERSE irá, em conjunto com os operadores de redes, aprofundar os estudos que têm vindo a ser desenvolvidos.

Em relação aos projetos piloto de tarifas dinâmicas a EDP Distribuição realizou uma análise benefício-custo à implementação de projetos pilotos, análise essa que revelou um benefício líquido positivo. Nos termos do Anexo do Regulamento Tarifário a EDP Distribuição remeteu à ERSE um Plano para a implementação de um projeto piloto, que integrará para além de tarifas dinâmicas de acesso às redes, uma nova tarifa estática mais sofisticada que as atualmente em vigor integrando mais períodos horários e uma maior sazonalidade de preços.

Nas Regiões Autónomas verificou-se que não existia viabilidade económica para a implementação das tarifas dinâmicas, tendo a Empresa de Eletricidade da Madeira e a Empresa de Eletricidade dos Açores apresentado uma proposta de novas opções de tarifas estáticas. Deste modo, o projeto evoluiu para o estudo da reformulação dos atuais períodos tarifários das tarifas de Venda a Clientes Finais.

A ERSE pretende colocar em consulta pública no início de 2017 os referidos projetos piloto, com vista a dar-se início à sua implementação ainda em 2017.

## **II B - VARIAÇÕES TARIFÁRIAS E AJUSTAMENTOS**

A preocupação do Conselho Tarifário da ERSE de garantir que as previsões implícitas no cálculo tarifário se aproximem do verificado é, naturalmente, igualmente uma preocupação do Conselho de Administração da ERSE. Neste sentido, no exercício de cálculo dos proveitos permitidos para cada ano, a ERSE procura efetuar as melhores previsões com base na informação disponível. Contudo, existem vários fatores, de natureza económica, técnica ou até climatéricos, dificilmente prospetiváveis à data de definição das tarifas e que condicionam a adequação das previsões efetuadas aos valores reais ocorridos.

Procurando mitigar os potenciais efeitos de desvios, a ERSE já implementou nas atividades mais sujeitas à volatilidade não previsível de alguns fatores, a sua correção antecipada, através dos ajustamentos provisórios efetuados no ano de cálculo das tarifas (ano t-1), com base nas melhores estimativas disponíveis nesse ano. Contudo, ocorrem sempre desvios a corrigir, decorrentes das diferenças entre os valores definitivos apurados para os proveitos permitidos e as faturações ocorridas, que são corrigidos passados dois anos através do mecanismo de ajustamentos aos proveitos permitidos de t-2, com base na informação real auditada apresentada pelas empresas.

## **II C - MERCADO LIVRE E MERCADO REGULADO**

A ERSE, na formulação das estimativas quanto aos consumos e ao número de consumidores reportado ao mercado livre, utiliza, como sempre, a melhor informação disponível à data da sua publicitação. A proposta de tarifas e preços para 2017 incorporou a informação existente sobre o ritmo de switching entre mercado regulado e mercado livre, extrapolando com base em cenários de maior probabilidade de ocorrência aquela que poderá ser a posição relativa dos dois submercados no fim de 2016 e no fim do ano a que reporta o presente exercício tarifário.

A apresentação da melhor informação disponível, num incontornável exercício de transparência regulatória, não pode confundir-se com a definição dos limiares temporais para a vigência de tarifas transitórias, que é da responsabilidade do legislador.

Importa referir que o documento de “Caraterização da Procura de Energia Elétrica em 2017” já contempla uma análise da tipologia de consumidores no mercado regulado e no mercado liberalizado.

No capítulo 6.2. apresenta-se uma análise dos diagramas de carga para os vários níveis de tensão, para os clientes em mercado regulado. No capítulo 6.3. apresenta-se uma caraterização da potência contratada para os clientes do mercado regulado, em Baixa Tensão Normal (distribuição dos clientes por opção tarifária e por escalão de potência, a distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência e a utilização da potência contratada por escalão de potência e opção tarifária). No capítulo 7.2. são efetuadas as mesmas análises, para os clientes no mercado liberalizado.

## **II D-TARIFAS DE ACESSO**

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa, do Banco de Portugal e do FMI, sugerem uma evolução moderada da economia portuguesa em 2016 e 2017. As previsões macroeconómicas destas instituições apontam para um abrandamento em 2016 face ao ocorrido em 2015, e inferior ao projetado para a área do Euro pelo Banco Central Europeu. Contudo, para 2017, o Banco de Portugal (BP) e o FMI esperam uma ligeira aceleração do ritmo de crescimento, face às projeções de 2016.

Neste contexto a ERSE estima que para o ano de 2016 os fornecimentos a clientes cresçam apenas cerca de 0,6% face ao ocorrido no ano de 2015, a que corresponderá uma subida de 0,5% no consumo referido à emissão. No referencial da emissão a estimativa da ERSE encontra-se em linha com a da REN (dezembro 2016, +0,6%) e a da EDP (junho 2016, +0,5%). Para 2017, a ERSE assumiu que o crescimento dos fornecimentos a clientes será superior ao estimado para 2016, prevendo um crescimento de 1,5%, a que corresponderá um acréscimo de 1,3% no referencial da emissão, atingindo 49,8 TWh. Esta previsão é mais otimista que as previsões efetuadas pela REN e pela EDP em junho, que apontam para uma estagnação do consumo referido à emissão na ordem de 49,3 TWh.

O Conselho Tarifário da ERSE demonstrou por diversas vezes a sua preocupação relativamente ao peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEGs) na tarifa de Uso Global do Sistema.

Esta preocupação tem sido partilhada pelo Conselho de Administração da ERSE desde que estes custos se tornaram materialmente relevantes nas tarifas de energia elétrica. Assim, a ERSE tem procurado informar os agentes quanto aos impactes destes custos, identificando-os e separando-os dos restantes nos documentos que têm acompanhado as tarifas. A sua atuação tem sido igualmente orientada pelas implicações da evolução destes custos para a sustentabilidade do setor elétrico, o que tem levado a ERSE a divulgar o contributo dos CIEGs para a dívida tarifária e para as obrigações que lhe está associada no médio e longo prazo e que condicionarão a evolução futura das tarifas. De uma forma mais genérica, o Conselho de Administração da ERSE tem procurado transmitir a mensagem junto dos diversos agentes que o controlo destes custos, que têm um carácter iminente fixo, é por demais necessário para a sustentabilidade económica do sistema a longo prazo, designadamente num contexto de estagnação ou mesmo de redução da procura de energia elétrica como a que se vive atualmente. Neste contexto, e como este tema ainda condiciona a sustentabilidade do sistema elétrico nacional, o Conselho de Administração da ERSE continuará a apoiar todas as medidas que visam diminuir o impacte tarifário dos CIEG tanto no curto, como no médio e longo prazo, no quadro restrito das competências da ERSE nesta matéria.

## **II E- FUNDO DE SUSTENTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO**

O Conselho de Administração da ERSE toma boa nota das propostas do Conselho Tarifário da ERSE (CT) relativas ao tratamento a dar às transferências para o Setor Elétrico Nacional (SEN) do Fundo de

Sustentabilidade do Sistema Elétrico (FSSSE), assim como das recomendações do CT para que a ERSE envie junto das autoridades competentes as diligências necessárias para garantir as transferências deste fundo para o setor elétrico, nos termos da legislação em vigor.

Relativamente aos efeitos das transferências do FSSSE para o SEN no processo de cálculo tarifário para 2017, importa referir que, ao contrário do verificado nos anos anteriores, este ano as transferências do FSSSE não têm impacte tarifário. Esta situação resulta dos efeitos em sentidos opostos mas de dimensões iguais, por um lado, dos proveitos permitidos da entidade concessionária da RNT dos montantes não transferidos pelo FSSSE no decorrer do ano de 2015 e, por outro lado, da dedução aos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de UGS em 2017 dos montantes a transferir por este fundo para a entidade concessionária da RNT. Estes fluxos são calculados nos termos do artigo 86.º do Regulamento Tarifário em vigor. Importa registar que qualquer transferência efetuada em 2016 pelo FSSSE para a entidade concessionária da RNT não terá impactes tarifários, porque o Regulamento Tarifário em vigor não contempla o cálculo de ajustamentos no ano t-1, situação que poderá ser alterada com a revisão regulamentar do próximo período regulatório. Uma eventual alteração regulamentar desta natureza poderá, contudo, não se revelar tão eficaz quanto esperado, visto não haver coincidência entre os prazos que enquadram o processo tarifário e os prazos para a liquidação da CESE.

A opção por uma abordagem prudente no que concerne às transferências do FSSSE por parte do Conselho de Administração da ERSE resulta da dificuldade em interpretar a redução dos montantes afetos ao FSSSE no Orçamento de Estado de 2016 face aos montantes apresentados no Orçamento de Estado de 2015, que se repetiu no orçamento de Estado do próximo ano. Esta evolução não reflete a manutenção da taxa da CESE de 0,85% que incide sobre os ativos das empresas que contribuem para o financiamento do FSSSE alocado ao SEN e também não se pode justificar pela evolução do valor desses ativos. Registe-se que, à semelhança do verificado no Orçamento de Estado do ano anterior, o Orçamento de Estado para 2017 não esclarece os motivos que justificam o menor valor alocado ao FSSSE face ao valor apresentado em 2015. De registar ainda que após 2015, os mapas dos orçamentos de estado não fazem qualquer referência específica à CESE que incide sobre os contratos *Take or Pay* e também não refletem os montantes de CESE que faltam ainda ser pagos pelas empresas relativos a anos anteriores.

Assim, a evolução conhecida até à data tanto do quadro legal, como dos pagamentos dos montantes da CESE em falta apontariam para um reforço e não para uma diminuição do montante alocado ao FSSSE no Orçamento de Estado de 2017 face aos montantes referidos nos Orçamentos de Estado anteriores. Nesse quadro, ficam em aberto as razões para a redução do montante previsto para o FSSSE face ao que constava nos mapas dos Orçamentos de Estado de 2014 e de 2015.

Neste contexto de incerteza quanto ao tratamento que está a ser dado aos montantes associados ao FSSSE, a ERSE optou assim por garantir que nas tarifas de 2017 esses montantes sejam neutros.

Esta opção será acompanhada da solicitação por parte da ERSE às autoridades competentes de esclarecimentos necessários relativos à aplicação da CESE e às transferências do FSSSE.

## **II F - OPERADORES DE REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO**

A ERSE, a respeito do comentário formulado sobre a aquisição de energia elétrica por parte dos distribuidores exclusivamente em BT, não pode deixar de precisar que aos operadores de rede considerados como tal não podem atribuir-se responsabilidades de comercialização de energia elétrica. Esta aparente confusão pode fundar-se na cumulação das atividades de distribuição, de comercialização de último recurso e de comercialização em regime livre. Esta situação, que abrange a generalidade das entidades que atuam como operadores de rede exclusivamente em BT, não prejudica, nem poderia, que na sua qualidade de comercializador, esta entidade possa aprovisionar-se de eletricidade em modalidade diferente da celebração de contrato de fornecimento com outro comercializador.

A preocupação manifestada pelos operadores de rede exclusivamente em BT não considera o conjunto dos pressupostos associados à decisão tarifária da ERSE. Ou seja, a variação do preço de venda a clientes finais a praticar pelos  $CUR_{BT}$  reflete o incremento das tarifas de acesso e também a previsão de diminuição do preço da energia no valor de -5,3%. Assim, verificando-se estes pressupostos o valor da TVCF será adequado a garantir o equilíbrio económico-financeiro dos operadores da rede de distribuição.

Importa contudo sublinhar que o RRC contempla diversas modalidades de faturação entre o ORD<sub>AT/MT</sub> e o ORD exclusivamente em BT, as quais permitem que o ORD<sub>BT</sub> seja imune às variações tarifárias do acesso à rede a montante e ao preço da energia, no pressuposto que tem um desempenho eficiente igual ou superior ao operador da rede a montante. Em concreto, nos termos do artigo 64.º, n.º 3 do RRC, os ORD<sub>BT</sub> têm direito à diferença entre a faturação da TVCF<sub>BTN</sub> e a faturação resultante da aplicação das tarifas de energia, Uso da Rede de Distribuição em BT e Comercialização em BT, considerando as quantidades medidas nos pontos de entrega em BT.

Sublinhamos ainda que o Regulamento Tarifário estabelece no artigo 194.º um procedimento próprio por forma a garantir os pressupostos regulatórios nas concessões de distribuição, o qual pode ser acionado se o equilíbrio económico-financeiro de um concessionário de distribuição em BT não estiver assegurado.

## **II G – CUR – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO**

À luz da garantia do equilíbrio económico-financeiro do comercializador de último recurso, o Conselho Tarifário da ERSE solicita a fundamentação da manutenção na rubrica de custos não controláveis desta empresa do montante de 1,5 milhões de euros. O Conselho de Administração da ERSE partilha a preocupação demonstrada pelo Conselho Tarifário da ERSE. A mesma justificou que, na revisão regulamentar que precedeu o atual período regulatório, se tenha reconhecido a existência de custos de carácter extraordinário e não controlável decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da

carteira de clientes da EDP SU, subjacentes ao processo de extinção de tarifas. Para esse efeito, adotou-se a possibilidade dos proveitos permitidos da empresa incluírem uma componente de custos não controláveis, que é analisada e calculada numa base anual devendo apenas ser considerada quando justificável.

Esta análise foi efetuada num contexto de redução da atividade do comercializador de último recurso, tendo equacionado vários vetores, nomeadamente: i) a evolução observada dos custos não controláveis da EDP, SU, eventualmente, associada à evolução do processo de redução da sua atividade, ii) a manutenção de um padrão regulatório exigente em termos de eficiência operacional e iii) a partilha de ganhos de eficiência entre os clientes e a empresa.

A decisão do Conselho de Administração da ERSE ponderou estes três fatores, no quadro do desempenho financeiro da empresa medido pelo seu EBIT<sup>46</sup>, que foi verificado nos últimos anos e previsto pela empresa para os próximos anos. Registe-se que a EDP, SU apresentou resultados marcadamente positivos em termos de EBIT nos últimos anos, apesar de ter tido no passado previsões em sentido contrário para esses anos. Refira-se igualmente que este ano a EDP, SU voltou a apresentar previsões negativas em termos de EBIT.

Neste contexto de aparente estabilidade do desempenho da atividade de comercialização, a ERSE entendeu que no cálculo das tarifas para 2017, os custos não controláveis da empresa deveriam manter-se iguais aos valores implícitos no processo tarifário do ano anterior.

## **II H-TARIFA SOCIAL**

O desconto social a aplicar às tarifas de venda a clientes finais coincide com o desconto nas tarifas sociais de acesso às redes, sendo comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas. Preferencialmente o desconto incide no preço de potência contratada em €/kVA de modo a promover-se uma utilização racional de energia, conforme indicado pelo Conselho Tarifário.

As tarifas de acesso às redes não estão sujeitas a qualquer mecanismo de atenuação de variações tarifárias por termo tarifário. Deste modo, a aplicação de todo o desconto possível no termo de potência contratada conduziria a variações na tarifa social de venda a clientes finais do CUR, preço a preço, muito acima da variação média, 1,2%.

Tendo em atenção o exposto, e por forma a proteger os interesses dos consumidores vulneráveis quanto a variações acentuadas de preços, foi também adotada, no cálculo das tarifas sociais de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso, a mitigação das variações tarifárias atualmente seguida no

---

<sup>46</sup> EBIT representa o resultado líquido do exercício excluindo o efeito dos impostos sobre os lucros e dos resultados financeiros

cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso pela aplicação do Mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas previsto no artigo 147.º do Regulamento Tarifário. Assim, a determinação dos descontos das tarifas sociais em 2017 foi efetuada mitigando-se variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de venda a clientes finais.

Nestas circunstâncias o desconto resultante a aplicar nas tarifas sociais de acesso às redes adotado no desenho das tarifas sociais de venda a clientes finais a aplicar por todos os comercializadores foi determinado, por um lado, limitando-se acréscimos tarifários diferenciados por termo tarifário e por cliente nas tarifas sociais de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso e, por outro lado, garantindo a incidência do desconto preferencialmente nos preços de potência contratada em €/kVA de modo a promover-se uma utilização racional de energia. O desconto é idêntico para todas as opções tarifárias e escalões de potência, de modo a manter-se a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada das várias opções tarifárias e escalões de potência.

### **III - PREÇO DOS OUTROS SERVIÇOS**

A respeito das considerações efetuadas sobre os preços dos serviços regulados, cabe esclarecer que é genericamente uma obrigação das empresas a apresentação de propostas fundamentadas para os mesmos, cabendo à ERSE a ponderação dos diferentes argumentos na formulação da proposta de preços e tarifas para cada exercício tarifário. Nesta ponderação, a ERSE procura salvaguardar, antes do mais, a adequação entre os preços a praticar e os custos incorridos com cada tarefa específica, de modo a evitar subsidiações cruzadas e distorções no funcionamento integrado do setor. Esta preocupação seguida pela ERSE é, em determinadas situações, concretizável com algum grau de especificidade dos termos utilizados entre empresas e /ou entre as Regiões Autónomas e o Continente.

### **II J - QUALIDADE DE SERVIÇO**

As características da rede elétrica, maioritariamente rede aérea, conduzem a uma volatilidade natural, dependente das condições meteorológicas. A qualidade de serviço sentida pelos clientes é afetada por esta volatilidade, sendo importante que os indicadores de continuidade de serviço a reflitam. Apesar de já terem sido atingidos em Portugal níveis de continuidade de serviço satisfatórios, designadamente quando comparados com a média europeia, a ERSE considera fundamental assegurar a manutenção dos níveis atuais da qualidade do serviço, focando-se na redução das assimetrias entre zonas e melhorando a qualidade prestada aos clientes pior servidos.

No que se refere ao tipo de indicadores utilizados na caracterização da continuidade de serviço, a ERSE tem vindo a utilizar os indicadores internacionais, que facilitem análises comparativas entre redes. Para além dos indicadores por ponto de entrega, existem indicadores como o TIEPI ou a END que têm em consideração a “dimensão” do ponto de entrega, ou seja, a potência associada a cada ponto de entrega.