

**TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2018
E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2018-2020**

Dezembro 2017

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
www.erse.pt

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
0.1	Evolução das tarifas para a energia elétrica em 2018 e dos preços dos serviços regulados	2
0.2	Principais determinantes da variação dos proveitos	7
0.2.1	Pressupostos Financeiros	7
0.2.2	Custos de aprovisionamento de energia do Comercializador de último recurso	8
0.2.3	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados	9
0.2.3.1	Diferencial de custo de Produção em Regime Especial	12
0.2.3.2	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual	13
0.2.3.3	Diferencial de custo das centrais com CAE	15
0.2.3.4	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas	15
0.2.4	Amortizações e juros da dívida tarifária	15
0.2.5	Procura de energia elétrica	18
0.2.6	Proveitos permitidos por atividade em 2018	19
1	INTRODUÇÃO	21
2	ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL	23
2.1	Economia mundial	23
2.2	Economia portuguesa	27
2.3	Breve enquadramento setorial	32
3	PROVEITOS PERMITIDOS	35
3.1	Metodologias de regulação	35
3.2	Proveitos permitidos a recuperar em 2018	41
3.2.1	Proveitos a recuperar em 2018 por atividade	42
3.2.2	CIEG e Custos de estabilidade e Sustentabilidade de mercados	45
3.3	Proveitos de energia e comercialização	49
3.4	Proveitos da UGS	61
3.4.1	Principais rubricas explicativas da variação da UGS	62
3.4.2	Custos de gestão do sistema	64
3.4.3	CIEG associados à produção de energia elétrica e custos de sustentabilidade de mercados	64
3.4.3.1	Ajustamentos aos custos de energia	64
3.4.3.2	CIEG associados à produção de energia elétrica	66
3.4.3.3	Evolução do diferencial de custo da PRE	70
3.4.3.4	Repercussão do diferimento da pre nos proveitos permitidos	73
3.4.4	Proveitos a recuperar pela tarifa UGS que dizem respeito a anos anteriores	82
3.5	Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica	83
3.6	Proveitos do comercializador de último recurso	85

4	TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2018	89
4.1	Tarifas.....	89
4.2	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT.....	96
4.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	96
4.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	97
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.....	97
4.2.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	98
4.3	Tarifas por atividade do operador logístico de mudança de comercializador.....	99
4.4	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição.....	100
4.4.1	Tarifa de operação logística de mudança de comercializador.....	100
4.4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	101
4.4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	106
4.4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.....	108
4.5	Tarifas por atividade do Comercializador de último recurso.....	112
4.5.1	Tarifa de Energia.....	112
4.5.2	Tarifas de Comercialização.....	113
4.6	Tarifas de Acesso às Redes.....	114
4.7	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	117
4.8	Tarifas de Acesso às Redes da Mobilidade Elétrica.....	118
4.9	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	120
4.10	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	128
4.10.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2018.....	129
4.11	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	132
4.11.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2018.....	133
4.12	Tarifa Social.....	136
4.12.1	Tarifa social de Acesso às Redes a vigorar em 2018.....	138
4.12.2	Tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorarem em 2018.....	140
5	PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS	143
5.1	Parâmetros a vigorar em 2018.....	143
5.2	Valores mensais a transferir pela REN.....	153
5.2.1	Transferências para a Região Autónoma dos Açores.....	153
5.2.2	Transferências para a Região Autónoma da Madeira.....	154
5.2.3	Transferências para a EDP Distribuição.....	156
5.2.4	Transferências dos Centros Electroprodutores.....	157
5.2.5	Transferências para os Centros Electroprodutores.....	158
5.2.6	Transferências para a EDP Serviço Universal ao abrigo do Decreto-Lei N.º 74/2013...159	
5.3	Valores mensais a transferir pela EDP Distribuição.....	160

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Índices

5.3.1	Transferências para o comercializador de último recurso	160
5.3.2	Transferências para a Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, S.A.	162
5.3.3	Transferências para as entidades cessionárias referente ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial	164
5.4	Amortização e juros da dívida tarifária.....	172
5.5	Ajustamentos tarifários de 2016 e 2017	174
6	PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS	179
6.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais.....	179
6.1.1	Enquadramento regulamentar.....	179
6.1.2	Propostas das empresas.....	179
6.1.2.1	Preços de leitura extraordinária	180
6.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	183
6.1.2.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	183
6.1.2.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	184
6.1.3	Preços a vigorar em 2018	188
6.1.3.1	Preços de leitura extraordinária	190
6.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	192
6.1.3.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	193
6.1.3.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	194
6.2	Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço	198
6.2.1	Propostas das empresas.....	198
6.2.1.1	Verificação da qualidade da energia elétrica	198
6.2.2	Valores a vigorar em 2018	202
6.2.2.1	Verificação da qualidade da energia elétrica	202
6.2.2.2	Valor da compensação por incumprimento de indicadores individuais de qualidade de serviço comercial.....	204
7	ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS	205
7.1	Impacte no preço médio das tarifas por atividade	205
7.1.1	Evolução do preço médio das tarifas por atividade entre 2016 e 2017	205
7.1.2	Evolução das tarifas por atividade entre 2002 e 2018.....	207
7.2	Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes	210
7.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes entre 2017 e 2018	210
7.2.2	Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2018	217
7.2.3	Evolução das tarifas de Acesso às Redes entre 1999 e 2018	220
7.3	Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	221
7.3.1	Evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais entre 2017 e 2018.....	221
7.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais em 2018	225
7.3.1	Evolução do preço médio das Tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2017.....	227
7.4	Impacte no preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso	230

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Índices

7.4.1	Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais entre 2017 e 2018.....	230
7.4.2	Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2017	231
7.4.3	Evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2018	234
7.5	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	238
7.5.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 2017 e 2018.....	238
7.5.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 1990 e 2018	239
7.6	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	243
7.6.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 2017 e 2018.....	243
7.6.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 1990 e 2018	244
7.7	Análise da Convergência Tarifária.....	247
7.8	Impactes tarifários dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, em 2018.....	249
ANEXOS		255
ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES		257
ANEXO II SIGLAS		265
ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES		271
ANEXO IV PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO		275
ANEXO V COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO.....		279

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999.....	9
Figura 0-2 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	11
Figura 0-3 - Diferencial de custo por tecnologia de PRE por unidade produzida	13
Figura 2-1 - Crescimento real do PIB.....	24
Figura 2-2 - Crescimento real do PIB na Zona Euro e nos EUA.....	25
Figura 2-3 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 semana e 12 meses	26
Figura 2-4 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB.....	27
Figura 2-5 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida** para a taxa de crescimento do PIB em Portugal	28
Figura 2-6 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e segundo trimestre de 2016	29
Figura 2-7 - Taxas <i>refi</i> e inflação.....	30
Figura 2-8 - Inflação em Portugal.....	31
Figura 2-9 - PIB e consumo de energia elétrica referido à emissão	33
Figura 2-10 - Intensidade energética em Portugal continental	34
Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico.....	41
Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade	42
Figura 3-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000.....	48
Figura 3-4 - Proveitos de energia e comercialização do CUR	50
Figura 3-5 - Energia e número de clientes	50
Figura 3-6 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema.....	51
Figura 3-7 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004 ...	52
Figura 3-8 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	53
Figura 3-9 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia	54
Figura 3-10 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal	55
Figura 3-11 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) desde 2014.....	56
Figura 3-12 - Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2018.....	57
Figura 3-13 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (índice 2011=100, com base na cotação EUR/ton)	58
Figura 3-14 - 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)	59
Figura 3-15 - Diferencial da atividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em NT, BTE e BTN	61
Figura 3-16 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS	61
Figura 3-17 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente.....	62
Figura 3-18 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS	63
Figura 3-19 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia	66

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Índices

Figura 3-20 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	67
Figura 3-21 - Evolução do diferencial de custo PRE (valores previstos recuperar pelas tarifas).....	71
Figura 3-22 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas)	72
Figura 3-23 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial.....	73
Figura 3-24 - Proveitos a recuperar	82
Figura 3-25 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição.....	83
Figura 3-26 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente	84
Figura 3-27 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais.....	85
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	87
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2018 da RAA	128
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2018 da RAM	133
Figura 7-1 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes, 2018/2017	206
Figura 7-2 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de energia e de comercialização, 2018/2017	207
Figura 7-3 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2017).....	209
Figura 7-4 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes.....	211
Figura 7-5 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema.....	211
Figura 7-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT	213
Figura 7-7 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT	213
Figura 7-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT	214
Figura 7-9 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT	214
Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT	215
Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT	215
Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE.....	216
Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE.....	216
Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN	217
Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN ...	217
Figura 7-16 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade.....	218
Figura 7-17 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes decomposição por atividade	218
Figura 7-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes.....	219
Figura 7-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	219
Figura 7-20 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	220
Figura 7-21 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2017)	221

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Índices

Figura 7-22 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais	222
Figura 7-23 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT	223
Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em AT	223
Figura 7-25 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MT	224
Figura 7-26 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTE	224
Figura 7-27 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTN	225
Figura 7-28 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade	225
Figura 7-29 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais decomposição por atividade	226
Figura 7-30 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais	226
Figura 7-31 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais	227
Figura 7-32 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes)	228
Figura 7-33 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2017)	228
Figura 7-34 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias em MT e BTE.....	230
Figura 7-35 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias em BTN.....	231
Figura 7-36 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2018	232
Figura 7-37 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2018.....	232
Figura 7-38 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2018, decomposto por parcelas	233
Figura 7-39 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2018, decomposto por parcelas	234
Figura 7-40 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)	236
Figura 7-41 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2017)	236
Figura 7-42 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA, 2018/2017 ...	238
Figura 7-43 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAA	239
Figura 7-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)	240
Figura 7-45 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2017)	241
Figura 7-46 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, 2018/2017 ..	243
Figura 7-47 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAM	244

Figura 7-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços correntes).....	245
Figura 7-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços constantes de 2017)	246
Figura 7-50 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM	248
Figura 7-51 - Desvio dos preços médios das TVCF na RAA face às TVCF em Portugal continental	248
Figura 7-52 - Desvio dos preços médios das TVCF na RAM face às TVCF em Portugal continental	249
Figura 7-53 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2018, decomposto por componente	250
Figura 7-54 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2018.....	251
Figura 7-55 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes	252
Figura 7-56 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes	253

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental	3
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores	4
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira	4
Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira	5
Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental	5
Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental	6
Quadro 0-7 - Pressupostos financeiros	8
Quadro 0-8 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes	9
Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2018	10
Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2018	14
Quadro 0-11 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2017 e 2018	15
Quadro 0-12 - Amortização e juros da dívida tarifária	17
Quadro 0-13 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas	18
Quadro 0-14 - Proveitos em Portugal continental em 2018	20
Quadro 0-15 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas em 2018	20
Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2016 e previsões para 2017 e 2018.....	32
Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico	37
Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I).....	38
Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II).....	39
Quadro 3-4 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. III).....	40

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Índices

Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental	43
Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	44
Quadro 3-7 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2018.....	47
Quadro 3-8 - 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 2018.....	49
Quadro 3-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes	60
Quadro 3-10 - Ajustamentos de 2016 e 2017 a repercutir em tarifas	65
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 2018	74
Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2014 a 2018 nos proveitos permitidos de 2018 a 2022	75
Quadro 3-13 – Termos e valores relativos à aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, nos anos de 2015, 2016 e 2017	78
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	97
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	97
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	97
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	98
Quadro 4-6 - 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.....	99
Quadro 4-7 - 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.....	99
Quadro 4-8 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador	100
Quadro 4-9 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador	100
Quadro 4-10 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	101
Quadro 4-11 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	102
Quadro 4-12 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento.....	103
Quadro 4-13 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema.....	104
Quadro 4-14 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	105
Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	105

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Índices

Quadro 4-16 - Desagregação do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema	106
Quadro 4-17 – Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral ($V_{Cieg,t}$), em 2018	106
Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	107
Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	108
Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	108
Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	109
Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	110
Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	110
Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	111
Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	111
Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	111
Quadro 4-27 - Preços da tarifa transitória de Energia	112
Quadro 4-28 - Preços da tarifa transitória de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	113
Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Comercialização	113
Quadro 4-30 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2018.....	114
Quadro 4-31 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral em 2018.....	117
Quadro 4-32 – Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	118
Quadro 4-33 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica nos Pontos de Carregamento a UVE a vigorarem em 2018.....	119
Quadro 4-34 - Fatores de agravamento a partir de 1 de janeiro de 2018	121
Quadro 4-35 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2018	122
Quadro 4-36 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2018	129
Quadro 4-37 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2018.....	134
Quadro 4-38 – Clientes tarifa social e valor global do desconto em 2018.....	138
Quadro 4-39 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2018	139
Quadro 4-40 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2018	139
Quadro 4-41 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2018 em Portugal continental.....	140
Quadro 4-42 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2018 na Região Autónoma dos Açores	141
Quadro 4-43 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2018 na Região Autónoma da Madeira	142
Quadro 5-1 - Transferências da REN para a EDA.....	153
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social	154

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Índices

Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EEM	155
Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM relativas à tarifa Social	156
Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EDP Distribuição relativas à Tarifa Social	157
Quadro 5-6 - Transferências entre os centros electroprodutores e a REN relativas ao financiamento da tarifa social.....	158
Quadro 5-7 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento.....	159
Quadro 5-8 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal.....	160
Quadro 5-9 - 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	162
Quadro 5-10 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009	162
Quadro 5-11 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente à parcela de acerto dos CMEC de 2012	163
Quadro 5-12 - 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, 2016 e de 2017	164
Quadro 5-13 - 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 2014, de 2016 e de 2017	166
Quadro 5-14 - 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 2014, 2016 e 2017.....	167
Quadro 5-15 - 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.....	168
Quadro 5-16 - 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, 2015 e de 2017.....	169
Quadro 5-17 - 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.....	170
Quadro 5-18 - Transferências da EDP Distribuição para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016 e de 2017.....	171
Quadro 5-19 - Transferências da EDP Distribuição para o BBVA referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016	172
Quadro 5-20 - Amortização e juros da dívida tarifária	173
Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2016 e 2017 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading.....	175
Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2016 e 2017 incluídos nos proveitos permitidos da REN.....	175
Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2016 e 2017 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição.....	176

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Índices

Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2016 e 2017 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal.....	176
Quadro 5-25 - Valor dos ajustamentos de 2016 e 2017 incluídos nos proveitos permitidos da EDA ..	177
Quadro 5-26 - Valor dos ajustamentos de 2016 e 2017 incluídos nos proveitos permitidos da EEM ..	177
Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição para 2018.....	180
Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2018	181
Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2018.....	182
Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2018	182
Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da EDP Serviço Universal, da EDA e da EEM para 2018	183
Quadro 6-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EDP Distribuição para 2018.....	185
Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EDA para 2018.....	187
Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EEM para 2018	188
Quadro 6-9 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2018.....	191
Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2018	191
Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2018	192
Quadro 6-12 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2018 em Portugal continental, na RAA e na RAM.....	193
Quadro 6-13 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2018 em Portugal continental, na RAA e na RAM.....	193
Quadro 6-14 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT para 2018	194
Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2018 (AT, MT e BT).....	195
Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2018	196
Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2018.....	197
Quadro 6-18 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em AT e MT para 2018	199
Quadro 6-19 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em BT para 2018	200
Quadro 6-20 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição (monitorização da qualidade da onda de tensão).....	201
Quadro 6-21 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2018.....	201
Quadro 6-22 - Valor limite previsto no artigo 43.º do RQS – Proposta da EDA	202
Quadro 6-23 - Valor limite previsto no artigo 43.º do RQS – Proposta da EEM.....	202
Quadro 6-24 - Valores limite previstos no artigo 43.º do RQS para 2018 (monitorização da onda de tensão).....	203
Quadro 7-1 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100)	208
Quadro 7-2 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período regulatório.....	208
Quadro 7-3 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes	210

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Índices

Quadro 7-4 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão.....	221
Quadro 7-5 - Evolução real e nominal do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão	229
Quadro 7-6 – Variações anuais médias da tarifa de referência de Venda a Clientes Finais, por período regulatório.....	229
Quadro 7-7 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais, ano 1998 = 100.....	237
Quadro 7-8 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais por período regulatório ..	237
Quadro 7-9 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAA, ano 2002 = 100.....	241
Quadro 7-10 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAA, por período regulatório.....	242
Quadro 7-11 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAM, ano 2002 = 100.....	246
Quadro 7-12 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAM, por período regulatório.....	247

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e Parâmetros para o período de regulação 2018-2020” fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2018. Este documento integra os seguintes anexos: (i) “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, (ii) “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2018”, (iii) “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2018”, (iv) “Introdução de ciclo semanal nos fornecimentos em BTN das Regiões Autónomas”, (v) “Caracterização da procura de energia elétrica em 2018” e (vi) “Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do setor elétrico”.

As tarifas e preços a vigorarem em 2018 constantes do presente documento devem ser analisadas no quadro regulatório definido para o período 2018-2020, designadamente devem ser tidos em conta o Regulamento Tarifário¹ assim como os parâmetros cuja definição se encontra justificada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, os proveitos permitidos e ajustamentos das várias empresas reguladas estabelecidos e justificados no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2018”, a estrutura tarifária definida e justificada no documento “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2018” e a procura prevista para 2018 apresentada e justificada no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2018”.

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 2018 e Parâmetros para o período de regulação 2018-2020”. 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 2018 são as seguintes: (i) tarifas por atividade regulada (Uso Global do Sistema, Uso da rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT, Operador Logístico de Mudança de Comercializador, Energia e Comercialização), (ii) 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, (iii) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e aos comercializadores de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão (BT), (iv) tarifas de Acesso às Redes da Mobilidade Elétrica (v) tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis em Portugal continental, (vi) tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis nas

¹ O Regulamento Tarifário foi objeto de revisão em 2017.

regiões autónomas pelos comercializadores de último recurso, (vii) tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes às entregas a clientes vulneráveis e pagas por todos os comercializadores de energia e (viii) tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes vulneráveis. 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 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2018 E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

A aprovação das tarifas a vigorarem em 2018 integra um conjunto de novidades e aperfeiçoamentos da estrutura tarifária aprovados na recente revisão regulamentar. Estes aperfeiçoamentos, na generalidade bem recebidos pelos comentários apresentados na consulta pública, incidem sobre diversas matérias, a saber: (i) introdução de sazonalidade nos preços de energia ativa das tarifas de acesso às redes em BTE, (ii) introdução do ciclo semanal nas Regiões Autónomas, (iii) aprovação da tarifa do operador logístico de mudança de comercializador, (iv) aprofundamento das disposições relativas aos projetos piloto das tarifas dinâmicas e de aperfeiçoamento da estrutura tarifária, (v) nova faturação de potência contratada para a iluminação pública com telecontagem, (vi) aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas, (vii) aperfeiçoamento do cálculo da tarifa social de venda a clientes finais e definição das tarifas de acesso às redes para operadores da rede de distribuição exclusivamente em Baixa Tensão.

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

O início do processo de liberalização do setor elétrico concretizou-se em 1995, com a abertura de mercado aos maiores consumidores, e foi concluído em setembro de 2006, com a atribuição do direito de escolha de fornecedor a todos os consumidores de energia elétrica.

Em janeiro de 2011 o processo de liberalização aprofundou-se com a aprovação da extinção das tarifas reguladas para os clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE, estando previsto um período

transitório, no qual os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer energia elétrica aos consumidores que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento. O processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN) foi aprovado em 2012 estabelecendo 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 e (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA. O período transitório de fornecimento pelos comercializadores de último recurso a clientes finais foi estendido até 31 de dezembro de 2020, pela Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril.

No seguimento da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, o Governo aprovou a Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, que estabelece o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, alargando as opções de escolha dos consumidores em BTN a todas as ofertas, quer do mercado liberalizado, quer do mercado regulado.

Em 2018 as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT.

No quadro seguinte apresenta-se a variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental

	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%

As tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN dos comercializadores de último recurso a vigorarem em 2018, apresentam um desconto de 33,8% estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. 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, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

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 0-2 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores

	MT	BTE	BTN
Tarifas de Venda a Clientes Finais	-0,6%	-0,3%	-0,2%

No Quadro 0-4 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.

Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira

	MT	BTE	BTN
Tarifas de Venda a Clientes Finais	-0,6%	-0,4%	-0,2%

À semelhança de Portugal continental, são aprovadas nas Regiões Autónomas tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN a vigorarem em 2018, que apresentam um desconto de 33,8% estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. Os critérios de elegibilidade aplicáveis nas tarifas sociais das Regiões Autónomas são idênticos aos aplicáveis no continente e identificados anteriormente.

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 ou tarifas de referência que traduzem os preços eficientes espectáveis a serem praticados no mercado retalhista em Portugal Continental.

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 2018 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, situação que seria muito impactante em termos de acréscimos tarifários nas tarifas aplicáveis nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Região Autónoma dos Açores	39,3%	-0,3%
Região Autónoma da Madeira	28,0%	-0,3%

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 0-5.

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental

	Total	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas de Acesso às Redes	-4,4%	-4,4%	-4,4%	-4,4%	-4,4%	-4,4%

A variação das tarifas de acesso às redes depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição, o operador logístico de mudança de comercializador e a gestão global do sistema que integra os custos de interesse económico geral e política energética.

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 0-6 apresentam-se as variações das tarifas por atividade em Portugal continental.

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental

	Variação 2018/2017
Tarifa de Energia	6,4%
Tarifa de Uso Global do Sistema	0,7%
Tarifas de Uso de Redes	-11,7%
Uso da Rede de Transporte	-8,8%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-19,5%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-19,4%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-7,9%
Tarifas de Comercialização	30,2%

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, o preço da ativação do fornecimento em instalações eventuais e os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

A análise das propostas dos operadores para o exercício de 2018 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, a ERSE efetuou o exercício de, 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 2018 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 1,5%, valor do deflador 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 2018, de modo a assegurar uma gradual aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços.
- Os preços relativos à interrupção e ao restabelecimento de forma remota não sofrem alterações.

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.

0.2 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DOS PROVEITOS

0.2.1 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 2018, são os seguintes:

Quadro 0-7 - Pressupostos financeiros

	2018
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2016, para cálculo dos ajustamentos de 2016	-0,035%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2017 entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2016 e de 2017	-0,14%
<i>Spread</i> no ano 2016 para cálculo dos ajustamentos de 2016	0,75 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2017 para cálculo dos ajustamentos de 2016 e dos ajustamentos de 2017	0,75 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2017, para cálculo das rendas dos défices tarifários	-0,331%
<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 2018	1,4919%
Taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2016	4,4%

No documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2018” encontra-se uma análise sobre os fatores justificativos da evolução das variáveis monetárias.

0.2.2 CUSTOS DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2018, 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 53,8 €/MWh. 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.

Quadro 0-8 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes

	2017		2018
	Tarifas 2017	Estimativa 2017 (valores reais até novembro)	Tarifas 2018
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR	50,9	55,5	53,8
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,51	1,00

Fonte: ERSE

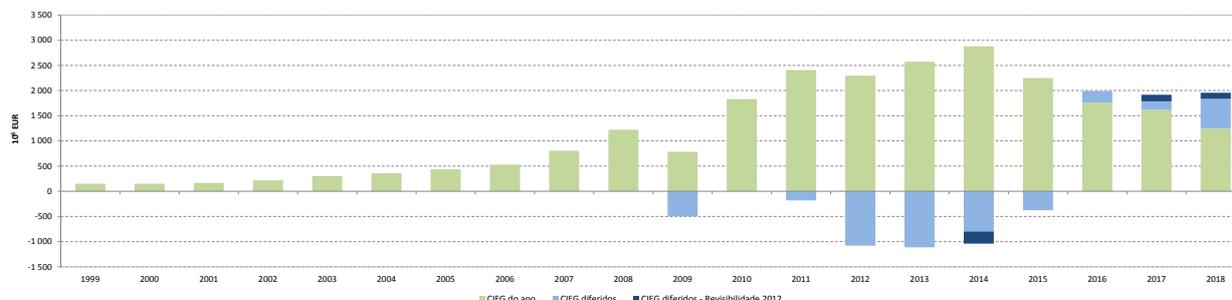
0.2.3 CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

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 CIEG incluídos nas tarifas desde 1999. A figura evidencia a verde os CIEG relativos aos próprios anos e a azul os fluxos associados aos diferimentos. Os fluxos associados aos diferimentos correspondem às diferenças entre os montantes de CIEG diferidos, a pagar no futuro, e os montantes de CIEG relativos a anos anteriores.

Observa-se a tendência de diminuição destes custos, iniciada em 2015 e que se deverá manter em 2018. É igualmente patente o facto de desde 2016 os montantes de CIEG diferidos no passado incluídos nas tarifas ultrapassarem os montantes diferidos no próprio ano.

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



TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Sumário Executivo

O Quadro 0-9 apresenta as várias parcelas de custos que compõem os CIEG adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados.

Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2018

Unidade: 10³ EUR

	2017	2018	Varição 2017/2018
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	1 744 581	1 368 044	-21,6%
Diferencial de custo da PRE	1 145 161	679 052	-40,7%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	190 980	238 561	24,9%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	104 325	134 453	28,9%
Rendas de concessão da distribuição em BT	254 396	258 197	1,5%
Sobrecusto da RAA e da RAM	27 903	84 166	201,6%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 444	0	-100,0%
Diferencial de custo das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 121	0	-100,0%
Terrenos das centrais	12 982	12 982	0,0%
Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN	21 942	23 864	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	11 500	-
ERSE	5 860	6 051	3,3%
Custos de campanhas de informação	460	0	-
Custos com a concessionária da Zona Piloto	406	432	6,4%
Autoridade da Concorrência	368	384	4,1%
Tarifa social	-70 267	-81 597	16,1%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	171 772	589 841	243,4%
Diferimento CMEC 2012	129 070	123 179	-
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	2 045 423	2 081 064	1,7%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 140	133 959	-0,1%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	99 623	99 450	-0,2%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	34 517	34 509	0,0%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-44 481	14 122	-131,7%
Diferencial extinção TVCF	6 802	0	-100,0%
Sobreproveito	-4 480	-3 357	-25,1%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	91 981	144 723	57,3%
Total CIEG e Sustentabilidade	2 137 404	2 225 787	4,1%

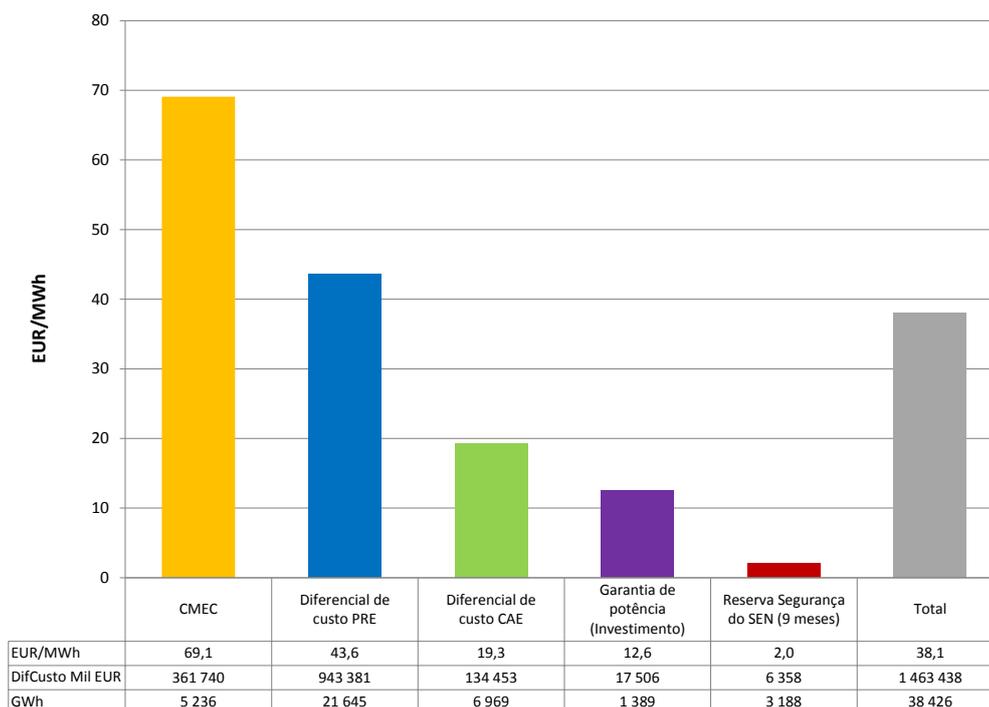
Na Figura 0-2 apresentam-se os custos de CIEG associados à produção em regime especial (PRE), aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos Custos de Manutenção do Equilíbrio contratual (CMEC), à garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e à remuneração da Reserva de Segurança do SEN, por unidade prevista produzir em 2018² pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos.

² a) PRE e centrais da Tejo Energia e da Turbogás consideraram-se as produções implícitas no cálculo tarifário de 2018; b) Centrais com CMEC considerou-se a produção respeitante ao ano de 2018 constante no cálculo do valor inicial dos CMEC realizado em 2007; c) Centrais com incentivo à Garantia de Potência na modalidade de investimento e centrais que prestam serviço de disponibilidade para a Reserva de Segurança do SEN adjudicada pelo leilão de

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.

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 2018 e no caso da PRE não inclui o alisamento quinquenal.

março de 2017, considerou-se um fator de utilização da potência instalada correspondente à média de 2014 até 2017 (ou com os dados anuais disponíveis, para as centrais que entraram em exploração após 2014).

0.2.3.1 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.

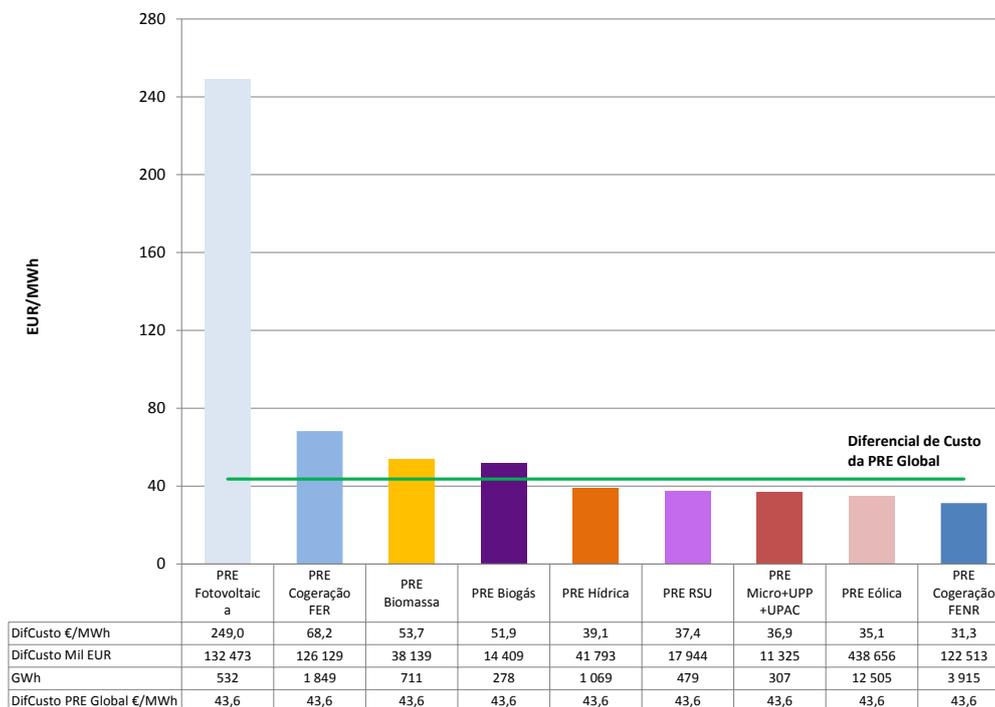
A grande maioria desta produção é remunerada através de uma tarifa de compra garantida administrativamente, sendo a sua aquisição imposta ao comercializador de último recurso (CUR).

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 2018, relativos aos anos de 2016 e 2017. 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 2018, 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;

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 2018, nem o diferimento quinquenal. Note-se que as alterações nos diferenciais de custo por tecnologia apresentadas nesta figura, face aos apresentados em Tarifas 2017, se devem a alterações nas previsões para o ano t e a efeitos resultantes dos ajustamentos por tecnologia dos anos t-1 e t-2 a repercutir em 2018, face aos ajustamentos repercutidos em 2017.

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 2018”.

0.2.3.2 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

As principais rubricas dos CMEC consideradas nas tarifas de 2018 são as seguintes:

- Parcela fixa que inclui a renda anual, calculada à taxa de 4,72%³ e o remanescente do ajustamento da parcela fixa de 2016;
- Parcela de acerto que recupera: (i) o pagamento da segunda parcela relativa à revisibilidade de 2012; (ii) os juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 a recuperar em 2018, o qual inclui o acerto de juros relativos à EDP Distribuição; (iii) o remanescente do ajustamento da parcela de acerto dos CMEC de 2016, o qual inclui o acerto de juros relativos à EDP Produção e (iv) os desvios de faturação de 2016 e de 2015;

³ Taxa definida na Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Sumário Executivo

- Parcela de alisamento relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de faturação em 2017, (ii) estimativa da revisibilidade de 2017 (1º semestre) e (iii) a renda anual relativa ao acerto final dos CMEC (inclui a renda do 2º semestre de 2017 e do ano de 2018);
- Saldo remanescente da correção de hidraulicidade.

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2018 ascende a cerca de 362 milhões de euros e é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2018

Unid: 10 ³ Euros	
	Ano 2018
Parcela Fixa	
Renda anual	67 532
Desvios faturação t-2	-113
Parcela de Acerto	
Revisibilidade t-2	80 226
Revisibilidade de 2012 - 2º pagamento	120 435
Juros da Revisibilidade - EDP Produção (t-2)	278
Juros da Revisibilidade - EDP Distribuição	2 744
valor a pagar (t-2)	-21
valor a receber (2012)	2 765
Desvios faturação	500
Correção de hidraulicidade	
Ano t-2	-1 574
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação t-1	-330
Revisibilidade t-1	67 407
Revisibilidade prevista 2º semestre 2017 e 2018 - ajustamento final	24 637
Total	361 740

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 148 milhões de euros⁴, 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 para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico”.

⁴ Da parcela de acerto não é considerado o valor de juros da revisibilidade devidos à EDP Distribuição e o pagamento da segunda parcela da revisibilidade de 2012.

0.2.3.3 DIFERENCIAL DE CUSTO DAS CENTRAIS COM CAE

O valor do sobrecusto das centrais com CAE (Turbogás e Tejo Energia) previsto para 2018 é de 148 203 milhares de euros, inferior ao valor de 182 492 milhares de euros verificado em 2016⁵. Esta evolução deve-se ao aumento previsto da margem entre as receitas da energia vendida e os custos de produção devido, essencialmente, ao aumento do preço de energia elétrica previsto para 2018.

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 2018”.

0.2.3.4 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 um aumento relativamente ao ano anterior, conforme se pode verificar no quadro seguinte.

Quadro 0-11 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2017 e 2018

Unidade: 10³ EUR

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2018	46 807	37 359	84 166
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2017	26 180	1 722	27 903

O aumento do custo com a aquisição de combustíveis fósseis e a inclusão nos ajustamentos de 2016 dos valores das contrapartidas aos municípios, não previstas nas tarifas daquele ano explicam, em parte, o aumento dos custos com a convergência tarifária.

0.2.4 AMORTIZAÇÕES E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 0-12 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2018, que de seguida são descritos:

- 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 a produtores em regime especial previsto para o ano de 2014, com término em 2018. Parte

⁵ Sem ajustamentos e incentivos.

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 2018, referente a este diferimento será de 381,7 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 2018, referente a este diferimento será de 629,3 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 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 saldo em dívida em 2018, referente a este diferimento será de 999,3 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Banco Popular, BPI, Santander e Tagus;
- O diferimento, no montante de 881,2 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 2018;
- 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 2018, referente a estes défices, é de 762,2 milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos;
- 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. A dívida apresenta término em 2018. Parte do valor em dívida acrescido dos respetivos juros foi titularizada à Tagus.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Sumário Executivo

Quadro 0-12 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR					
	Saldo em dívida em 2017	Juros 2018	Amortização e regularização 2018 ⁽¹⁾	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2018	Saldo em dívida em 2018
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
EDP Serviço Universal	4 276 534 526	101 015 595	1 503 980 566	1 604 996 161	3 653 750 293
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	388 120 448	18 724 871	388 120 448	406 845 319	0
EDP Serviço Universal	95 156 654	4 590 833	95 156 654	99 747 487	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	46 681 212	2 252 135	46 681 212	48 933 348	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	52 781 226	2 546 430	52 781 226	55 327 656	0
Tagus, SA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	129 732 175	6 258 929	129 732 175	135 991 104	0
CGD, S.A.					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	31 002 962	1 495 738	31 002 962	32 498 700	0
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	32 766 218	1 580 806	32 766 218	34 347 024	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	752 324 328	22 671 294	370 578 473	393 249 767	381 745 855
EDP Serviço Universal	18 726 577	564 325	9 224 301	9 788 627	9 502 276
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	50 921 358	1 534 515	25 082 745	26 617 260	25 838 613
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	57 177 456	1 723 043	28 164 361	29 887 404	29 013 094
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	35 753 251	1 077 424	17 611 268	18 688 692	18 141 983
Caixa Bank					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	375 338 027	11 310 811	184 883 285	196 194 096	190 454 742
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	143 013 050	4 309 698	70 445 094	74 754 792	72 567 957
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	40 571 772	1 222 630	19 984 766	21 207 396	20 587 007
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	30 822 837	928 846	15 182 654	16 111 500	15 640 183
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	933 640 024	20 912 603	304 345 410	325 258 013	629 294 614
EDP Serviço Universal	22 342 272	500 445	7 283 073	7 783 517	15 059 200
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	74 414 303	1 666 806	24 257 370	25 924 176	50 156 933
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	110 350 759	2 471 747	35 971 837	38 443 584	74 378 922
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	147 387 095	3 301 324	48 044 840	51 346 164	99 342 255
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	446 841 984	10 008 814	145 660 322	155 669 136	301 181 661
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	75 213 611	1 684 710	24 517 926	26 202 636	50 695 685
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	57 089 999	1 278 759	18 610 041	19 888 800	38 479 958
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	1 320 165 801	24 797 994	320 886 402	345 684 396	999 279 399
EDP Serviço Universal	431 514 307	8 105 565	104 886 124	112 991 688	326 628 184
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	95 739 385	1 798 369	23 270 915	25 069 284	72 468 469
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	46 977 309	882 422	11 418 550	12 300 972	35 558 758
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	71 804 527	1 348 776	17 453 184	18 801 960	54 351 343
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	95 739 430	1 798 369	23 270 927	25 069 296	72 468 504
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	578 390 843	10 864 494	140 586 702	151 451 196	437 804 140
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018 ⁽¹⁾					881 196 333
Tagus, SA	882 283 926	14 284 177	120 049 833	134 334 010	762 234 093
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	653 171 848	10 574 852	88 875 213	99 450 065	564 296 636
Sobrecusto da PRE 2009	229 112 078	3 709 325	31 174 621	34 883 945	197 937 457
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-375 344	0	-375 344	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-375 344		-375 344	0
EDP Distribuição	120 434 709	2 744 105	120 434 709	123 178 814	0
Parcela de acerto de 2012					
EDP Distribuição	6 021 741	122 141	6 021 741	6 143 882	0
Tagus SA	114 412 968	2 621 964	114 412 968	117 034 932	0
Total	4 396 969 235	103 759 700	1 624 415 275	1 728 174 975	3 653 750 293

Nota:

⁽¹⁾ O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2018 é de 894,3 milhões de euros.

0.2.5 PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

As previsões de evolução da procura de energia elétrica adotadas pela ERSE para 2018 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 2018.

No processo de definição do balanço de energia para as tarifas de 2018, a ERSE teve em conta a Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, que procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012 de 26 de março, existe agora a possibilidade dos clientes finais de baixa tensão normal do mercado liberalizado optarem por um regime equiparado ao das tarifas transitórias, o que poderá ter impactos no ritmo de transição de clientes para o mercado liberalizado, podendo inclusivamente implicar o regresso de clientes para o mercado regulado.

No Quadro 0-13 apresentam-se os fornecimentos por nível de tensão considerados em tarifas de 2018 e a sua variação face aos valores do cálculo tarifário do ano anterior, constatando-se um acréscimo de 0,1% na previsão da procura de energia elétrica para o total dos fornecimentos do CUR e dos comercializadores em mercado.

Quadro 0-13 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2017	Tarifas 2018	$\Delta\%$ T2018 / T2017
Fornecimentos CUR + ML	45 231	45 297	0,1%
MAT	2 233	2 131	-4,5%
AT	6 898	6 779	-1,7%
MT	14 677	14 708	0,2%
BTE	3 309	3 357	1,4%
BTN	18 113	18 321	1,1%

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa sugerem uma evolução positiva em 2017 e 2018. No capítulo 2 do presente documento é feita uma análise detalhada da economia portuguesa, bem como das suas perspetivas futuras.

Neste contexto, a ERSE estima que para o ano de 2017 os fornecimentos a clientes cresçam cerca de 0,85% face ao ocorrido no ano de 2016, a que corresponderá uma subida de 0,6% no consumo referido à emissão, com a diferença de crescimento entre os dois referenciais a justificar-se pela redução de perdas nas redes. Para 2018, a ERSE assumiu que o crescimento dos fornecimentos a clientes será superior ao estimado para 2017, prevendo um crescimento de 1,2%, a que corresponderá um acréscimo de 1,16% no referencial da emissão, atingindo 50,14 TWh.

No que respeita à evolução da liberalização do mercado retalhista em Portugal continental, deverá assistir-se em 2017 e 2018 a um abrandamento do ritmo de transição de clientes para mercado, face ao observado até 2016, que se associa às recentes alterações do quadro legal para a extinção das tarifas transitórias para o fornecimento a clientes finais (prazo alargado para o final de 2020) e a existência de um regime equiparado ao das tarifas transitórias para clientes do mercado liberalizado (Lei n.º105/2017 e Portaria n.º348/2017, de 14 de novembro).

Relativamente à Região Autónoma dos Açores, a estimativa para 2017 prevê um acréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores de 1,1%, mantendo-se a tendência de crescimento em 2018, embora com abrandamento (+0,5%).

No que diz respeito à Região Autónoma da Madeira, prevê-se para 2017 e 2018 a manutenção do ligeiro crescimento do consumo de energia, de 0,3% e 0,5% respetivamente.

A análise da evolução da procura e dos seus fatores justificativos encontra-se no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2018”.

0.2.6 PROVEITOS PERMITIDOS POR ATIVIDADE EM 2018

O Quadro 0-14 sintetiza os proveitos permitidos e a recuperar em 2018, por atividade, em Portugal continental.

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Sumário Executivo

Quadro 0-14 - Proveitos em Portugal continental em 2018

Unidade: 10⁶ EUR

Tarifas 2018	Proveitos por atividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2018, previstos em 2017 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2018 (6) = (3) - (4) + (5)
REN Trading	134 453		0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	134 453	-134 453 (GGS)	0			0
ADENE	1 180		0			0
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 180	-1 180 (CVAT)	0			0
REN	624 586		759 039	0	0	759 039
Gestão Global do Sistema (GGS)	308 719	134 453 (CVEEAC)	443 172			443 172
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	315 868		315 868			315 868
EDP Distribuição	3 610 997	-757 859	2 853 137	-10 764	-81 597	2 782 305
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 072 026		1 072 026			1 072 026
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 538 970	-757 859 (OLMC + GGS + TEE)	1 781 111	-10 764		1 791 875
Tarifa Social					-81 597	-81 597
EDP Serviço Universal (CUR)	1 919 240	-1 675 228	244 013	10 764	0	233 248
Compra e Venda de Energia Eléctrica	1 489 586	-1 268 893	220 693	14 122		206 571
Compra e Venda de Energia Eléctrica PRE (CVEE PRE)	1 268 893	-1 268 893 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	220 693		220 693	14 122		206 571
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	406 335	-406 335 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	23 320		23 320	0		23 320
Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória				-3 357		3 357
			3 856 189	0	-81 597	3 774 592

O Quadro 0-15 sintetiza os proveitos permitidos em 2018, por atividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-15 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas em 2018

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos por atividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2018 (3) = (1) - (2)
EDA	164 597	46 807	117 790
Atividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	113 869	20 828	93 041
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica	43 619	21 670	21 949
Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 110	4 309	2 801
EEM	168 981	37 359	131 622
Atividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	111 349	9 168	102 180
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica	52 504	26 114	26 390
Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica	5 128	2 077	3 051
Total nas Regiões Autónomas	333 578	84 166	249 412

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 2018”. 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 2018.

As tarifas para 2018 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário em vigor

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 2018, têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2016, estimados para 2017 e previstos para 2018, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

- REN Trading.
- Rede Eléctrica Nacional.
- ADENE.
- 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 2018.

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.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Introdução

No capítulo 3 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram à fixação de tarifas e preços a aplicar em 2018, 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 2018.

No capítulo 5 apresentam-se os parâmetros que vigoram no período de regulação de 2018 a 2020.

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 2018.

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

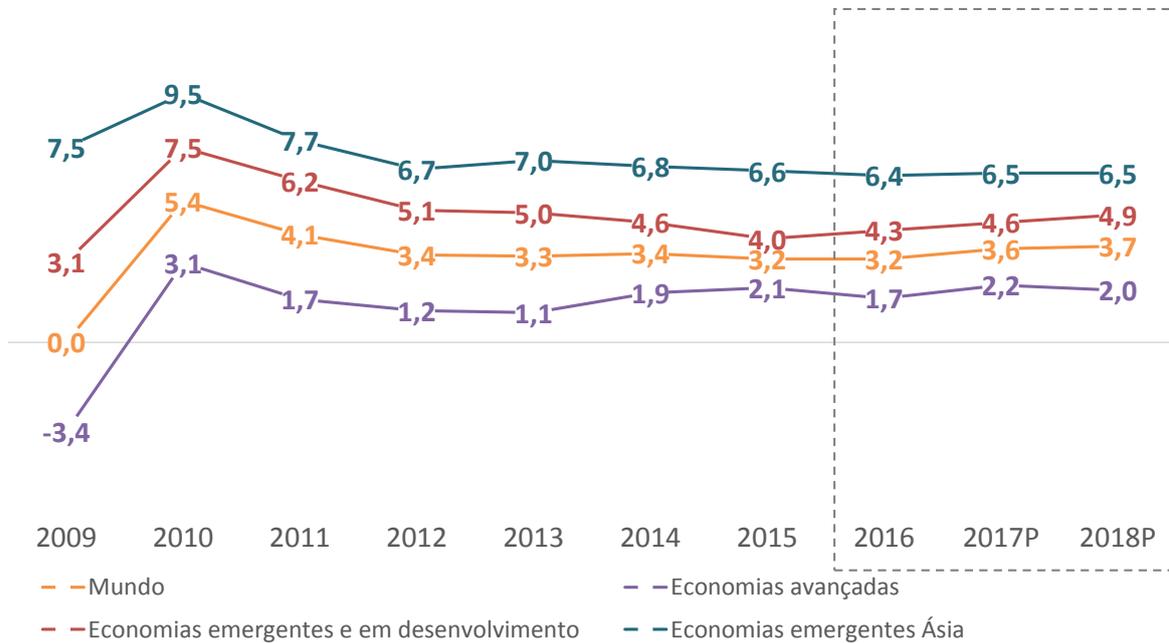
2 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL

2.1 ECONOMIA MUNDIAL

A economia mundial continua a demonstrar sinais de recuperação, suportando perspectivas de consolidação do crescimento económico face a 2016, e refletindo a ligeira recuperação das economias avançadas e das economias emergentes. Destaca-se o comportamento divergente de algumas economias avançadas, esperando-se que a economia dos EUA cresça menos do que anteriormente estimado em abril, devido a expectativas de política orçamental menos expansionista, enquanto o comportamento recente das economias do Japão e da Zona Euro tem suportado uma revisão em alta das respetivas estimativas de crescimento. As perspectivas de crescimento para prazos um pouco mais longos (2018) continuam a apontar para uma recuperação sustentada, suportada por expectativas de crescimento económico mais acentuado nas economias emergentes e em desenvolvimento.

A economia mundial encontrou-se em desaceleração de 2010 a 2016. O ano de 2016 caracterizou-se por um crescimento do PIB mundial de 3,2%, igual ao verificado em 2015. A evolução da atividade mundial no último ano deveu-se ao abrandamento das economias emergentes da Ásia e das economias avançadas, dentro das quais se destaca o forte abrandamento dos EUA, em contraste com a ligeira recuperação verificada nas economias emergentes fora do continente asiático e nas economias em desenvolvimento (ver Figura 2-1).

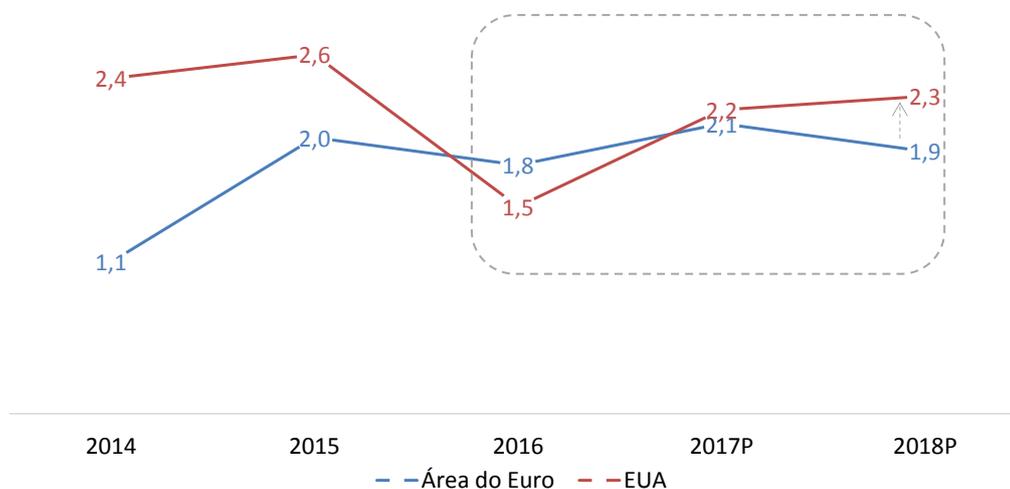
Figura 2-1 - Crescimento real do PIB



Fonte: ERSE, FMI

O FMI prevê, para o corrente ano, uma taxa de crescimento do PIB mundial de 3,6%, a mais elevada desde 2011. Subjacente a esta previsão estão dados económicos recentes na generalidade das economias que apontam para a consolidação da recuperação cíclica. Espera-se também a manutenção da tendência de aumento do diferencial entre as taxas de crescimento das economias avançadas e das economias emergentes e em desenvolvimento. As taxas de crescimento destes dois blocos económicos tinham vindo a convergir desde 2012 por força de uma desaceleração das economias emergentes. Antecipa-se também que, em 2017, o crescimento da economia dos EUA venha a superar o da Zona Euro (Figura 2-2), tendência que se deverá acentuar em 2018, apesar de se esperar que a economia da Zona Euro recupere face a 2016.

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



Fonte: ERSE, FMI

Com efeito, e mais detalhadamente, para 2017 o FMI reviu em alta ligeira, em outubro de 2017, as perspetivas de crescimento para os EUA para 2,2% (0,1p.p.⁶ superior à previsão de julho de 2017), e as perspetivas de crescimento para a Zona Euro, de 1,9% para 2,1%. No grupo das economias desenvolvidas, prevê-se uma aceleração da taxa de crescimento de 1,7% para 2,2%, entre 2016 e 2017. Destacam-se, pela sua proximidade com Portugal e por terem previsões de crescimento acima da média das restantes economias desenvolvidas a Espanha (3,1%) e a Irlanda (4,1%), embora se deva notar que em julho passado o FMI reviu em alta as previsões de crescimento para 2017 de várias economias da Zona Euro, como a França, a Alemanha e a Itália, devido à publicação de diversos indicadores económicos que apontam para a robustez da procura interna nessas economias. Em relação às economias emergentes e em desenvolvimento prevê-se um crescimento de 4,6% e, em relação a estas, os países para os quais se prevê um crescimento mais robusto em 2017 são os países da Ásia emergente e em desenvolvimento (6,5%), dos quais se destacam pela positiva a China (6,8%) e a Índia (6,7%). No caso da China, registre-se a manutenção de uma política orçamental expansionista por um período mais alargado de tempo (embora com consequências negativas para a dívida pública). Quanto ao Brasil e à Rússia, as previsões do FMI apontam para que estas economias apresentem crescimentos económicos positivo em 2017 (0,7% e 1,8%, respetivamente), em contraste com a recessão verificada nos últimos anos.

Os principais riscos para a robustez da recuperação económica prevista prendem-se, a médio prazo, com a incerteza política em diversos blocos económicos, potenciais alterações das condições financeiras mundiais (motivadas, por exemplo, por uma forte desaceleração do crescimento na China ou por uma

⁶ Pontos percentuais

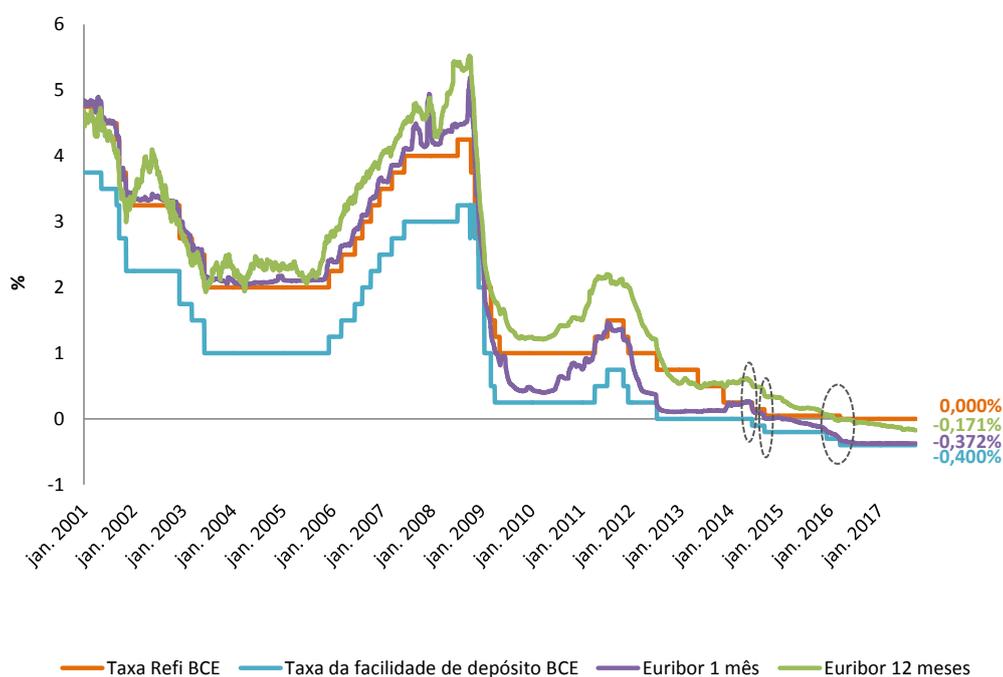
TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Enquadramento macroeconómico e setorial

normalização mais rápida do que o esperado da política monetária nos EUA) e possíveis restrições ao comércio global. No que diz respeito à economia da área do Euro, esta continuará a estar condicionada por riscos geopolíticos, as negociações dos acordos pós-*Brexit*, a incerteza quanto à evolução da procura mundial e o potencial início, por parte do BCE, da reversão da sua política monetária expansionista.

Tendo por referência as mais recentes previsões do FMI para 2018, a recuperação da economia mundial deverá consolidar-se, prevendo-se que o crescimento do PIB acelere para 3,7%. Esta tendência decorre sobretudo da evolução prevista para as economias emergentes e em desenvolvimento, de 4,9%, suportada pela evolução favorável das economias do Brasil e da Rússia. Voltará também a verificar-se uma divergência, já referida, entre a área da Zona 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 tem vindo a subir taxas gradualmente desde dezembro de 2015 (quando subiu as taxas em 0,25%, pela primeira vez desde 2006), em contraste com o BCE, que tem mantido as taxas de juro de referência do Euro em valores próximos de zero, níveis esses que se deverão manter por mais algum tempo (ver figura 2-3).

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

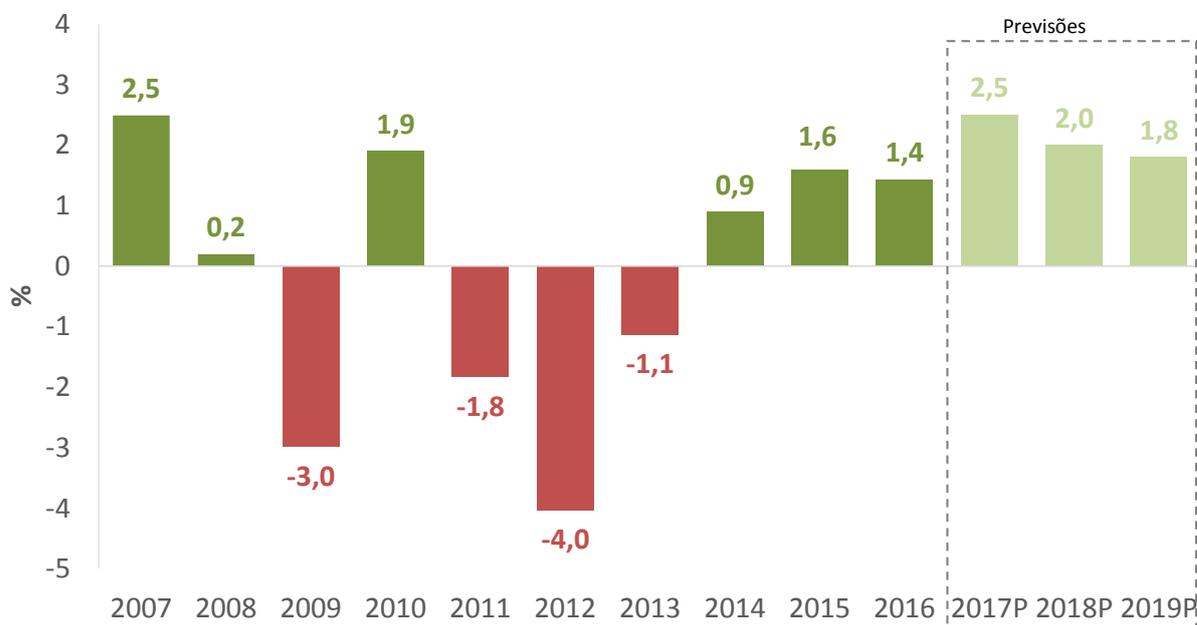


Fonte: ERSE, Reuters

2.2 ECONOMIA PORTUGUESA

O comportamento da economia portuguesa nos anos de 2015, 2016 e início de 2017, 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, tem-se caracterizado por uma consolidação da recuperação da atividade desde 2014, após três anos de recessão económica (ver Figura 2-4). O PIB registou em 2015 e em 2016 um crescimento de 1,6% e 1,4%, respetivamente, prevendo o Banco de Portugal e o FMI um crescimento do PIB de 2,5% em 2017, abrandando ligeiramente para 2,0% em 2018.

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

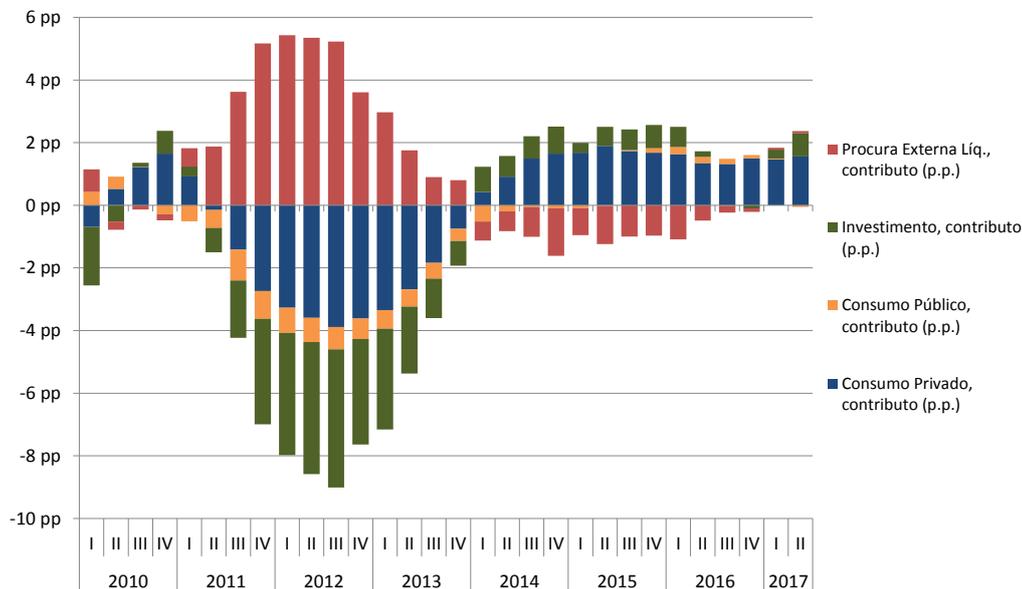


Fonte: ERSE, Banco de Portugal, FMI

A consolidação da recuperação da atividade nos últimos três anos foi sustentada em 2015 na procura interna, tal como verificado em 2014 (e ao contrário do ocorrido nos três anos anteriores (ver Figura 2-5 e Figura 2-6), com o consumo privado e o investimento a registarem uma forte recuperação.

Em 2016, enquanto o consumo privado manteve uma forte dinâmica de crescimento, o investimento abrandou marcadamente, tendo o crescimento do PIB sido suportado também pela melhoria da procura externa líquida. Já em 2017, a recuperação do crescimento voltou a ser sustentada numa forte recuperação do investimento e no crescimento das exportações, beneficiando também da dinâmica do consumo privado.

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 e na Figura 2-6 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.

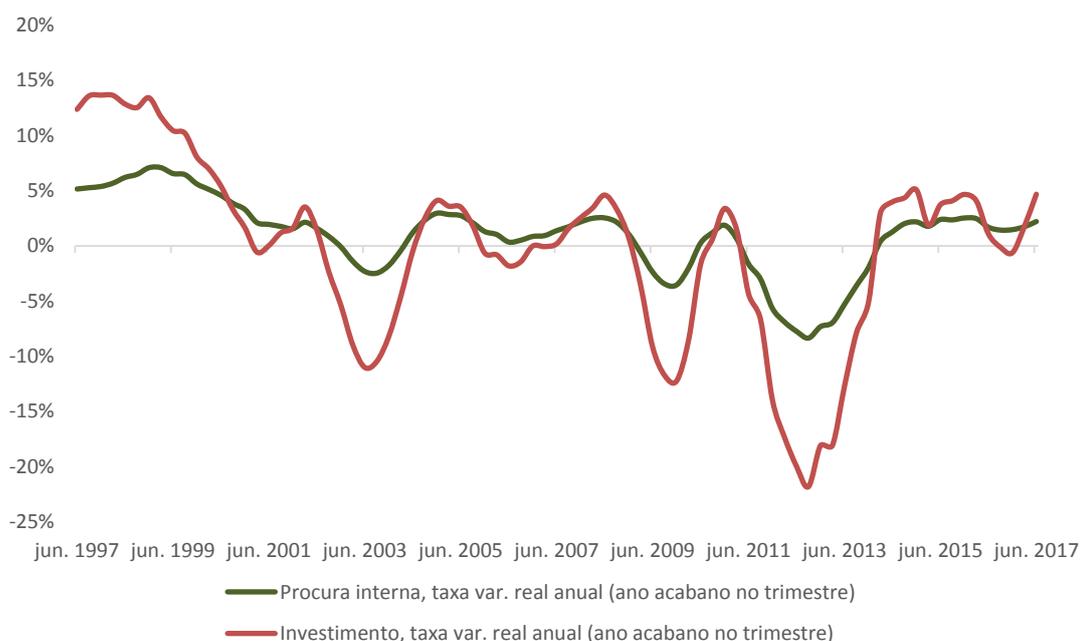
A partir de 2014 (embora em menor medida em 2016), inverteu-se esse padrão de crescimento, com uma retoma do crescimento do consumo privado e do investimento, tendo as importações observado taxas de crescimento mais acentuadas, cuja evolução contrastou com o ritmo mais lento de crescimento das exportações, levando ao contributo negativo da procura externa líquida. No início de 2017 observa-se a consolidação do crescimento de todas as rúbricas que contribuem para o PIB, incluindo a procura externa líquida.

Para o ano de 2017, espera-se que o PIB mantenha a trajetória de recuperação. Estima-se uma forte recuperação do investimento (8,0% face a -0,6% verificado em 2016) e a manutenção de um ritmo moderado de crescimento do consumo privado. Neste quadro de evolução da economia previsto pelo BdP, está também subjacente um cenário de aceleração da procura externa dirigida à economia portuguesa, por efeito da recuperação da economia global. Para 2018, as projeções apontam para um comportamento

das várias componentes do PIB em linha com o estimado para 2017, embora com um ligeiro abrandamento do consumo privado e do investimento.

Mantém-se, assim, uma tendência de evolução positiva da economia a partir de 2017. No entanto, persistem sinais de alguma incerteza nas previsões macroeconómicas e riscos decorrentes da evolução da economia estar ainda dependente, a nível nacional, da estabilidade política e da capacidade de consolidação orçamental, bem como, a nível internacional, da sustentabilidade da recuperação económica europeia. Um forte aumento dos preços de petróleo levaria também a uma correção em baixa destas estimativas de crescimento. Embora no curto prazo as estimativas apontem para uma recuperação consolidada da atividade económica, o nível elevado de endividamento público e privado, bem como as consideráveis necessidades anuais de financiamento mantêm a economia vulnerável a eventos externos, como por exemplo uma alteração de política monetária por parte do BCE.

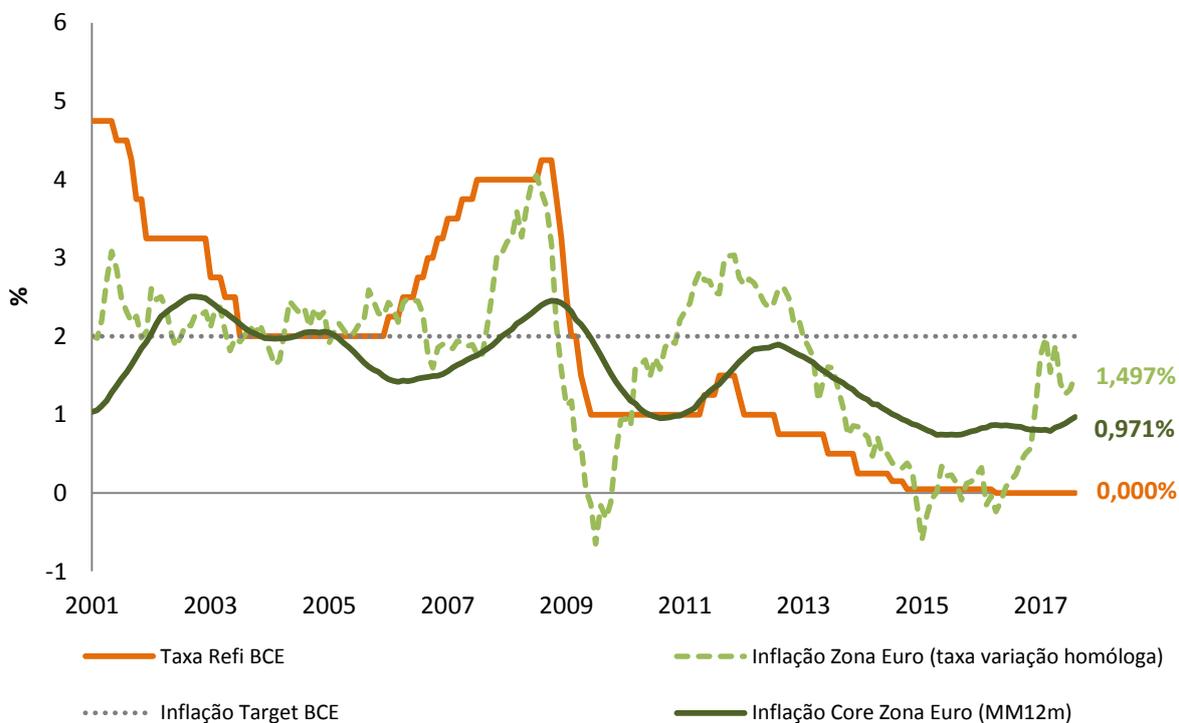
Figura 2-6 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e segundo trimestre de 2016



Fonte: ERSE, INE

No que se refere aos cenários hipotéticos positivos, os mais significativos decorrem da expectativa de manutenção da recuperação económica na Zona Euro e da manutenção das taxas de juro de referência do Euro em valores próximos de zero, aliados a nível interno, a uma recuperação do investimento público mais forte que o esperado, caso se verifique margem orçamental para tal.

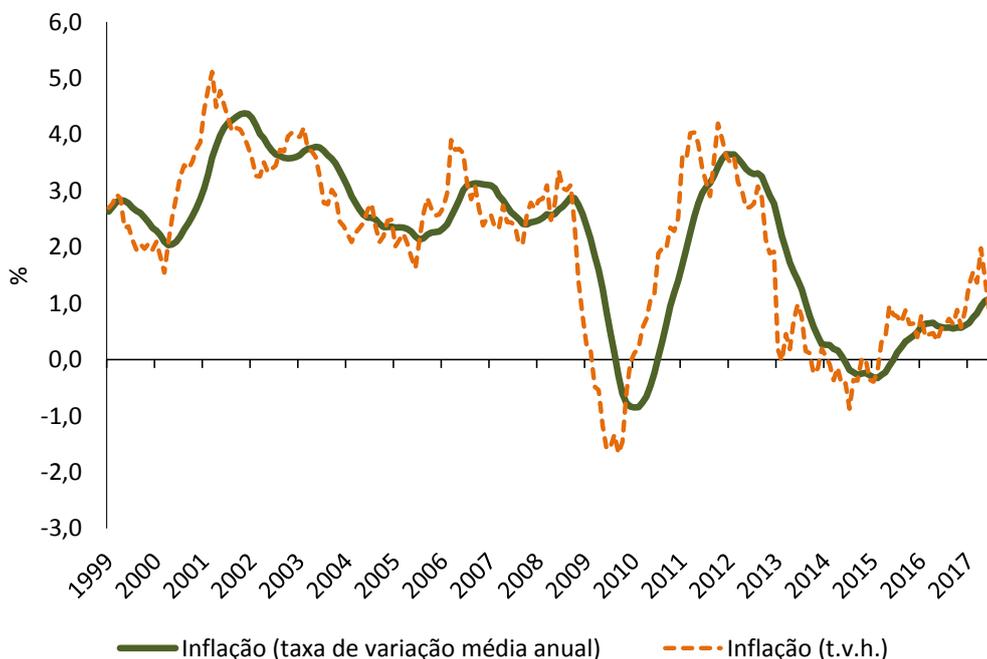
Figura 2-7 - Taxas *refi* e inflação



Fonte: ERSE, Reuters

Relativamente à política monetária do BCE, é expectável que estes níveis de taxas de juro historicamente baixas se possam prolongar por mais algum tempo, dado os atuais níveis de inflação ainda relativamente baixos na Zona Euro. Registe-se que as decisões de política monetária procuram atingir o objetivo primordial do BCE de manutenção da estabilidade dos preços, que se concretiza num objetivo de uma inflação próxima, mas abaixo, de 2% no médio prazo, um *target* que está ainda longe de ser atingido sustentadamente (ver Figura 2-7 e Figura 2-8).

Figura 2-8 - Inflação em Portugal



Fonte: ERSE, INE

Apesar de a inflação homóloga da Zona Euro ter aumentado nos últimos meses (situando-se em agosto nos 1,497%), este aumento deve-se sobretudo a fatores não recorrentes, como o aumento dos preços de energia. A inflação média anual *core* (que não considera os preços de energia) tem-se mantido ainda estável em níveis próximos de a 1%⁷ Com base nestes fatores, é de esperar que a taxa de referência do BCE se mantenha em valores próximos de zero, ainda por um período alargado de tempo.

Em suma, os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa, do Banco de Portugal⁸ e do FMI⁹, sugerem uma consolidação da recuperação da economia portuguesa em 2017 e 2018, com o PIB a crescer a um ritmo significativamente superior ao verificado em 2015 e 2016. Espera-se igualmente uma recuperação do desemprego, para 8,8% em 2018 (média das previsões).

⁷ As perspetivas de evolução da política monetária do BCE são desenvolvidas em mais detalhe no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico"

⁸ Banco de Portugal, Boletim Económico – junho de 2017.

⁹ Portugal: 2017 Article IV Consultation, Country Report No. 17/278, setembro de 2017.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Enquadramento macroeconómico e setorial

Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2016 e previsões para 2017 e 2018

Unidade: taxa de variação anual em %, exceto quando indicado

	2016	2017 ^P	2018 ^P	2017 ^P			2018 ^P		
	INE e Banco de Portugal	Média das previsões	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	CE
PIB	1,4	2,3	1,9	2,5	2,5	1,8	2,0	2,0	1,6
Consumo privado	2,3	2,0	1,6	1,9	2,2	1,9	1,7	1,8	1,3
Consumo público	0,5	0,4	0,5	0,3	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5
Investimento	-0,6	6,8	5,2	8,0	6,9	5,4	5,3	5,7	4,7
Exportações	4,4	6,4	5,4	7,1	7,6	4,4	6,8	5,2	4,2
Importações	4,5	6,5	5,5	6,9	7,3	5,2	6,9	5,1	4,5
Inflação*	0,6	1,5	1,6	1,6	1,6	1,4	1,4	2,0	1,5
Deflador do PIB	1,6	1,8	1,6	n.d.	2,2	1,4	n.d.	1,7	1,4
Desemprego (% população ativa)	11,1	9,5	8,8	9,0	9,7	9,9	8,2	9,0	9,2

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

Fontes:

Banco de Portugal - "boletim económico, junho 2017" e "boletim económico, outubro 2017"

FMI - Portugal: 2017 Article IV Consultation, Country Report No. 17/278, set. 2017 e "World Economic Outlook" out.2017

Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas maio 2017

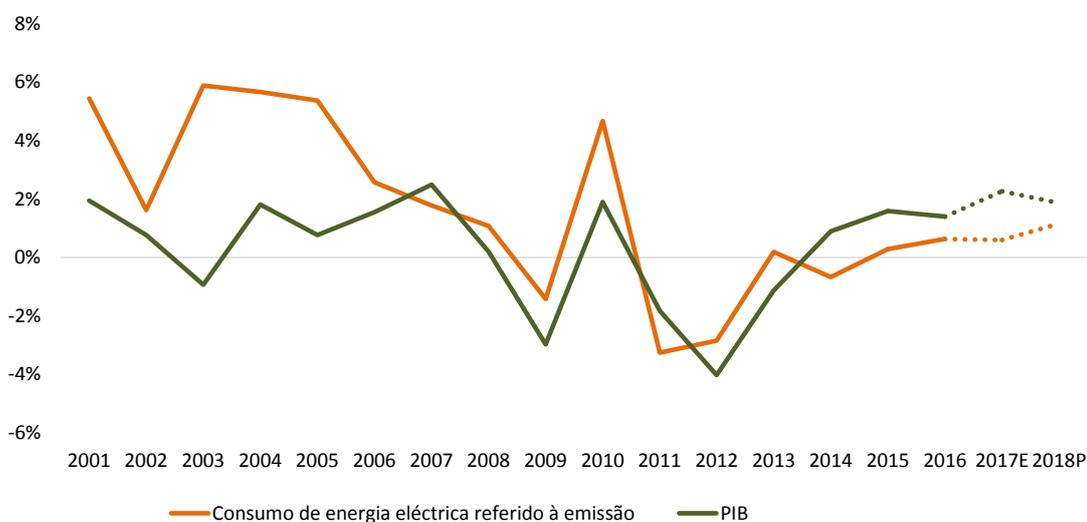
INE

2.3 BREVE ENQUADRAMENTO SETORIAL

A Figura 2-9 abaixo compara a evolução da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica referido à emissão¹⁰, e a taxa de crescimento real do PIB desde 2001.

¹⁰ 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

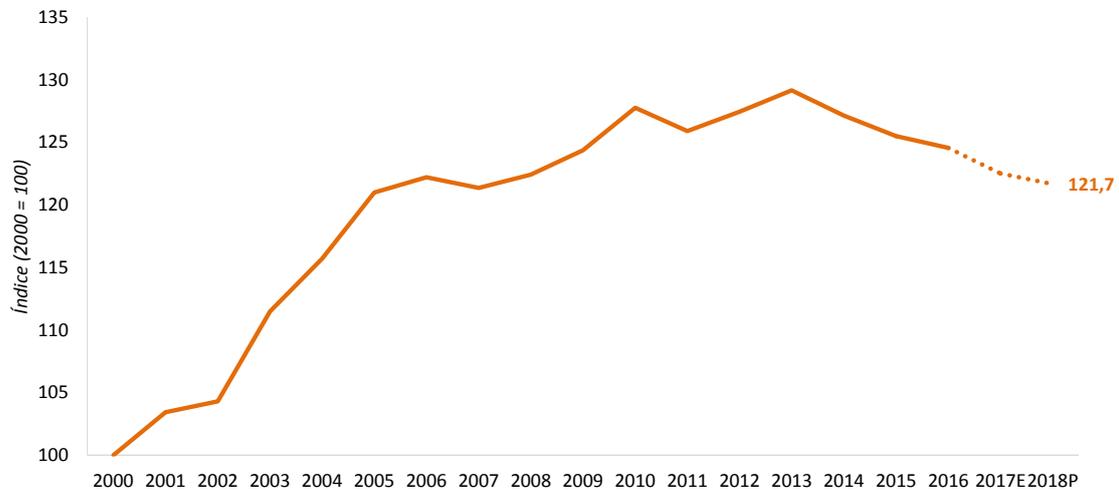


Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal, REN

Da observação da figura anterior destaca-se um acentuar da correlação entre o crescimento destas duas variáveis entre 2008 e 2013, tendo-se esbatido a partir de deste ano. Em 2016 ocorreu um crescimento da economia na ordem dos 1,4% e um acréscimo do consumo de energia na ordem dos 0,6%. Para 2017 e 2018, de acordo com as previsões do Banco de Portugal, é expectável um crescimento de 2,5% e 2,0%, respetivamente. Para o consumo referido à emissão, de acordo com as previsões da ERSE, é expectável um crescimento para 2017 em linha com o crescimento registado em 2016, de 0,6%, e um aumento do de 1,2% para 2018, face ao estimado para 2017.

Na Figura 2-10 é apresentada a evolução da intensidade energética para Portugal continental, um indicador que permite estabelecer a comparação entre o andamento da economia e o andamento do consumo de energia eléctrica, calculada com base na relação entre 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 registou uma tendência de aumento até 2013, com algumas oscilações, tendo apresentado uma diminuição do seu valor a partir desse ano. Desta forma, tem-se vindo a assistir à diminuição deste indicador nos últimos anos, o que indicia um menor consumo de energia elétrica por unidade de riqueza produzida no país, tendo ocorrido uma quebra da intensidade energética do PIB de 0,8% em 2016 e prevendo-se que a sua evolução seja de -1,6% e -0,7%, em 2017 e 2018, respetivamente.

3 PROVEITOS PERMITIDOS

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para cada uma das atividades reguladas da REN Trading, da REN, da ADENE, 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 2018 a 2020”, “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2018” e “Caracterização da procura de energia elétrica em 2018”, de outubro de 2017.

No documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2018” definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2018 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 2016 para todas as atividades e o ano de 2017 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 2018. Adicionalmente, para 2017 e para todas as atividades analisa-se o acerto provisório do CAPEX.

Relativamente a 2016, 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 2016. 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 2016 considerados em tarifas de 2017.

No que se refere a 2017, 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, bem como o ajustamento relativo à tarifa social.

3.1 METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO

O modelo de regulação em Portugal assenta na definição dos rendimentos permitidos às atividades reguladas, chamados de proveitos permitidos, de um modo geral desenvolvidas num quadro de monopólio natural, definidos pelo regulador por forma a emular um mercado concorrencial, tendo em conta a garantia do equilíbrio económico-financeiro dessas atividades e a proteção dos consumidores.

No que diz respeito à promoção de custos eficientes, as metodologias de regulação podem ser agrupadas em regulação por incentivos ou em regulação por custos aceites. A regulação por incentivos, tal como o

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Proveitos permitidos

price cap ou o *revenue cap*, não associa exatamente o nível de proveitos permitidos ao nível de custos da atividade regulada, permitindo, numa primeira fase, às empresas reguladas aumentarem a sua rentabilidade ao diminuírem os seus custos e, numa segunda fase, aos consumidores beneficiarem de um menor nível tarifário devido à diminuição dos custos. A regulação por custos aceites consiste numa apreciação mais detalhada dos custos das empresas reguladas, sendo que os proveitos permitidos recuperem os custos aceites da empresa, assim como os custos do investimento remunerados a uma taxa definida pelo regulador. A regulação por custos aceites diminui o risco regulatório, apoiando estratégias expansivas em termos de investimento, mas, de um modo geral, dissocia o desempenho das empresas da sua rentabilidade.

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.

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Proveitos permitidos

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2018-2020	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 a <i>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.	Incentivos para a gestão otimizada dos CAE não cessados	Incentivo I_{CAE} : - Valor máximo: 3 M€ - Valor mínimo: 1 M€ Prémio de adequação de mercado Pam: - Valor máximo: 0,3 M€	Tarifa de Uso Global de Sistema do ORT
REN, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (ORT) Operador da rede de transporte (ORT)	Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração. Remuneração dos ativos em exploração aceites em base anual ajustável 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) ERSE, AdC; f) Custos com mecanismo de garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso Global do Sistema do ORT
	Transporte de Energia Elétrica	Regulação por <i>price cap</i> (que se aproxima de um <i>revenue cap</i>). Remuneração dos ativos em exploração. Aos custos com capital aplica-se uma regulação baseada em custos de referência sujeitos a metas de eficiência. Ajustamentos ao fim de 2 anos tendo em conta o nível da atividade da empresa (km de rede e n.º de painéis) para os custos de exploração e os investimentos efetivamente ocorridos.	Custos de exploração e de investimento. <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 racionalização económica dos investimentos da RNT.	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Custos de referência: Prémio na taxa de remuneração do activo + 0,75% Fatores de eficiência: Tipologias linhas - 1,5%; Tipologias subestações - 3%; Taxa de encargos de estrutura e gestão - 1,5% Incentivo à racionalização económica dos investimentos: - Limites superiores do incentivo: 32M€ (desempenho Superior), 27M€ (desempenho Intermédio), 0M€ (desempenho Inferior) - Limites inferiores do rácio ativo líquido/ativo bruto: 42% (desempenho Superior), 43% (desempenho Intermédio), 44% (desempenho Inferior) - Limites superior do rácio ativo líquido/ativo bruto: 53% Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Proveitos permitidos

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2018-2020	Recuperação dos proveitos
ADENE Operador Logístico de Mudança de Comercializador	Operação Logística de Mudança de Comercializador	Regulação por Price-cap 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.		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% ao ano.	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
EDP Distribuição, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição em AT/MT e BT Operador de rede de distribuição (ORD)	Distribuição de Energia Elétrica	AT/MT: regulação por Price-cap 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. BT: regulação por Price-cap ao nível dos custos totais (TOTEX). Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos de exploração e de investimento. Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência. Custos pass through: 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.	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: NT - energia distribuída e km de rede; BT - condições de financiamento, potência instalada, kms de rede e número de clientes.	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Custos de gestão do sistema: Pass through 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: Pass through de custos	Custos com o pagamento da factura de URT ao ORT.			Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORD
		Custos de OLMC: Pass through de custos	Custos com o pagamento da factura de OLMC ao OLMC.			Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Proveitos permitidos

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2018-2020	Recuperação dos proveitos
EDP 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> 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 1,5% 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; d) operador logístico de mudança de comercializador.				

Tarifa de Venda a Clientes Finais

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Proveitos permitidos

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

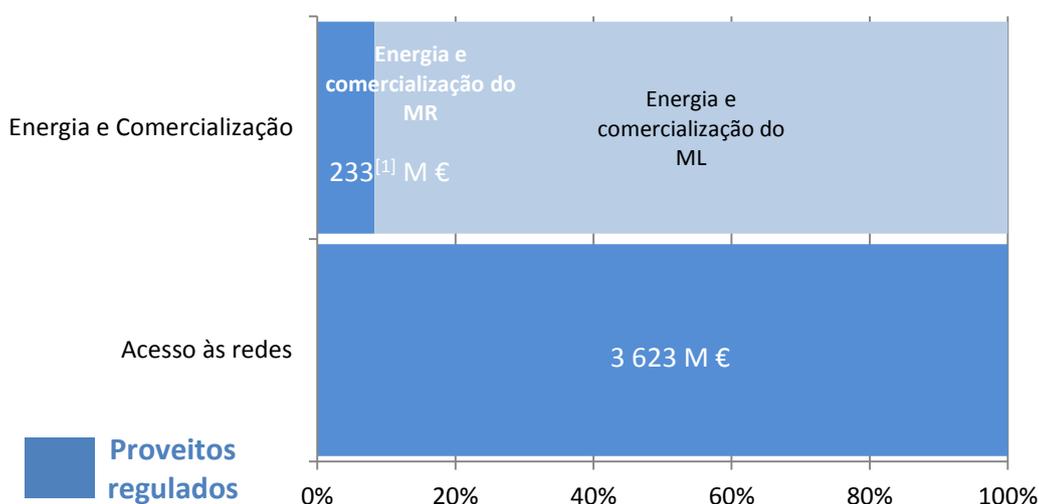
Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2018-2020	Recuperação dos proveitos
EDA, SA Entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA)	Aquisição 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 aquisição eficiente de fuelóleo e gasóleo. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO ₂ .	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% 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 ao investimento em redes inteligentes	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,0% 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 2,5% Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes	
EFM, 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 aquisição eficiente de fuelóleo, gasóleo e gás natural. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO ₂ .	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% 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 ao investimento em redes inteligentes	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,0% 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 2,5%. Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes	

3.2 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2018

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 permitidos 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 permitidos, regulados, no setor elétrico em Portugal continental e o seu peso relativo nos rendimentos totais estimados para o setor¹¹, que deverão representar cerca de 6 441¹² milhões de euros.

Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Notas: [1] Inclui sobreprojeito

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 82M€.

Importa, no entanto, referir que os custos de energia considerados na tarifa de Venda a Clientes Finais, regulada, são determinados de acordo com o mercado grossista e que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes refere-se aos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) e medidas de política energética e ambiental, na sua quase totalidade determinados no âmbito da legislação em vigor.

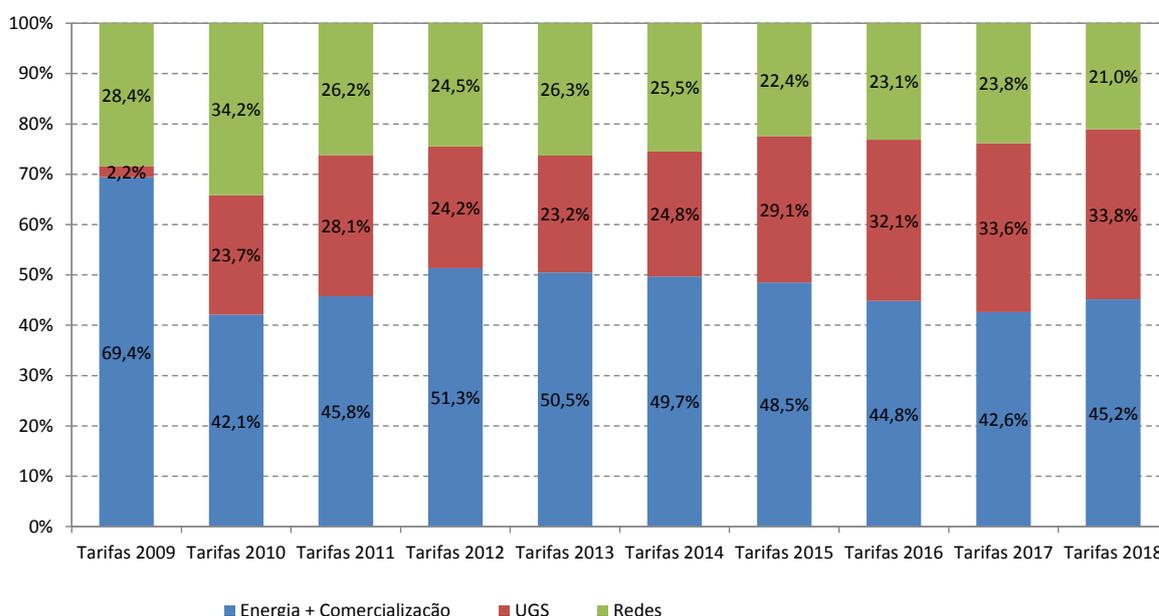
¹¹ A faturação de Energia e Comercialização foi obtida considerando o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

¹² Este valor inclui o sobreprojeito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias no montante de 3,4 milhões de euros.

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 CIEG e as medidas de política energética e ambiental, bem como os custos com a atividade de Gestão Global do Sistema.

A Figura 3-2 apresenta a evolução da estrutura dos custos, estimada, do setor elétrico desde 2009. Os custos são agrupados de modo análogo à classificação das atividades reguladas.

Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade



Da análise da figura, verifica-se que entre 2017 e 2018, o peso da energia e da comercialização aumentou 2,6 p.p, e a UGS aumentou 0,2 p.p., sendo esta evolução explicitada na Figura 3-17 do presente capítulo.

3.2.1 PROVEITOS A RECUPERAR EM 2018 POR ATIVIDADE

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 2017 e 2018.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Proveitos permitidos

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

	Unidade: 10 ³ EUR		
	Tarifas 2017	Tarifas 2018	Variação de proveitos Tarifas 2018/Tarifas 2017
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Gestão Global do Sistema			
Proveitos permitidos do ORT	423 332	443 172	
Custos gestão do sistema	169 670	122 787	
Custos de interesse geral	231 720	296 521	
Custos com garantia de potência	21 942	23 864	
Custos a recuperar pelo ORD	1 823 559	1 777 163	
Sustentabilidade de mercados e coexistência	-44 481	14 122	
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	6 802	0	
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	-4 480	-3 357	
Proveitos a recuperar com a UGS	2 204 733	2 231 099	1,2%
Operador Logístico de Mudança de Comercializador			
OLMC	0	1 180	
Proveitos a recuperar com as tarifas de OLMC	0	1 180	-
Transporte de energia elétrica			
Proveitos permitidos do ORT	341 523	315 868	
Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN	4 327	2 768	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	345 850	318 635	-7,9%
Distribuição de energia elétrica			
Total dos proveitos em AT/MT	484 113	390 856	
Total dos proveitos em BT	733 968	681 170	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 218 081	1 072 026	-12,0%
Comercialização regulada			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	192	61	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	370	31	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	16 398	23 228	
Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização	16 961	23 320	37,5%
Aquisição em mercado+OMIP+Cesur	-894 454	-946 629	
Aquisição aos PRE (exclui sobrecusto)	1 077 910	1 147 578	
Custos com serviços do sistema	3 393	3 045	
Custos de funcionamento	2 455	2 577	
Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia	189 305	206 571	9,1%
Proveitos a recuperar com as tarifas	3 974 929	3 852 832	-3,1%
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	4 480	3 357	
Tarifa Social	-70 267	-81 597	
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	3 909 142	3 774 592	-3,4%

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Proveitos permitidos

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

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2017	Tarifas 2018	Variação de proveitos Tarifas 2018/Tarifas 2017
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	97 284	113 869	17,0%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 519	43 619	10,4%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 036	7 110	1,1%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores	143 839	164 597	14,4%

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2017	Tarifas 2018	Variação de proveitos Tarifas 2018/Tarifas 2017
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	84 154	111 349	32,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 978	52 504	14,2%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 935	5 128	3,9%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira	135 068	168 981	25,1%

As principais componentes que condicionam a evolução dos proveitos são: (i) a evolução da procura; (ii) a evolução do contexto macroeconómico; (iii) as metas de eficiência e incentivos promovidos pelo regulador; (iv) a evolução dos custos de energia; (v) a evolução dos CIEG.

Nos capítulos anteriores do presente documento analisaram-se os pontos (i) a (iii). Nos capítulos seguintes serão apresentados os efeitos das componentes (iv) a (v) na variação dos proveitos permitidos de 2017 para 2018, 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 2018”.

3.2.2 CIEG E CUSTOS DE ESTABILIDADE E SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Os CIEG juntamente com os custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados¹³ condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica. Pela sua relevância, a análise destes custos é destacada. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia elétrica. Em 2018, o conjunto destes custos atingem 2,2 mil milhões de euros¹⁴.

O valor dos CIEG apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2018 para esse ano atingem 1,37 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).
- Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN.
- Custos inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado.
- Custos com a Concessionária da Zona Piloto (Enondas).
- Custos com Plano de Promoção à Eficiência no Consumo (PPEC).
- Tarifa Social.

Os custos com as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados incluídos em tarifas 2018 totalizam cerca de 144,7 milhões de euros e dizem respeito a:

¹³ Que na prática correspondem aos ajustamentos positivos ou negativos dos proveitos com aquisição de energia pelo CUR que são suportados ao nível da UGS

¹⁴ Custos de política energética e de interesse económico geral (1 368 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (145 milhões de euros) + saldo entre os pagamentos do sobrecusto da PRE alisados em anos anteriores e os adiados (590 milhões de euros) + diferimento CMEC 2012 (123 milhares de euros).

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Proveitos permitidos

- 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 2016 e a 2017, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados.
- 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 vigente.

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 2018, em cerca de 589,8 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 3-7 apresenta a evolução dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia elétrica.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Proveitos permitidos

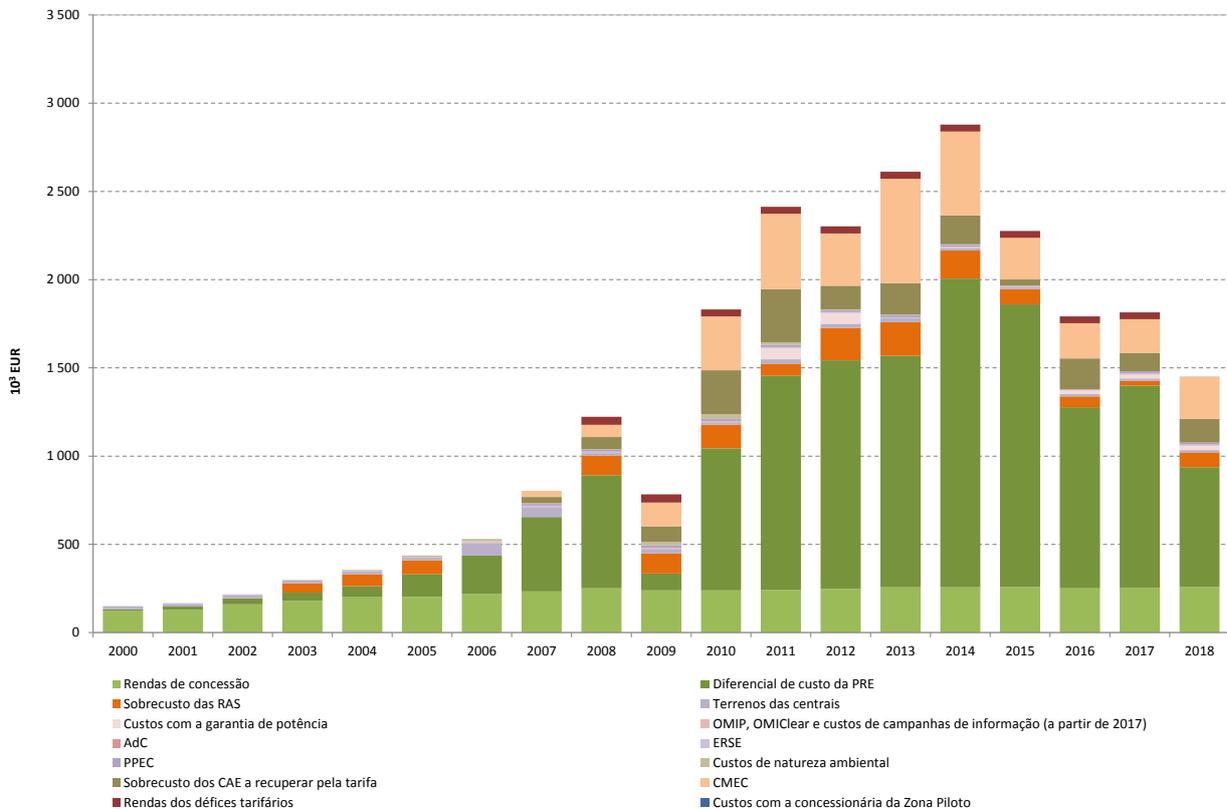
**Quadro 3-7 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral
incluídos nas tarifas para 2018**

	Unidade: 10 ³ EUR		
	2017	2018	Variação 2017/2018
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	1 744 581	1 368 044	-21,6%
Diferencial de custo da PRE	1 145 161	679 052	-40,7%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	190 980	238 561	24,9%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	104 325	134 453	28,9%
Rendas de concessão da distribuição em BT	254 396	258 197	1,5%
Sobrecusto da RAA e da RAM	27 903	84 166	201,6%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 444	0	-100,0%
Diferencial de custo das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 121	0	-100,0%
Terrenos das centrais	12 982	12 982	0,0%
Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN	21 942	23 864	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	11 500	-
ERSE	5 860	6 051	3,3%
Custos de campanhas de informação	460	0	-
Custos com a concessionária da Zona Piloto	406	432	6,4%
Autoridade da Concorrência	368	384	4,1%
Tarifa social	-70 267	-81 597	16,1%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	171 772	589 841	243,4%
Diferimento CMEC 2012	129 070	123 179	-
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	2 045 423	2 081 064	1,7%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 140	133 959	-0,1%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	99 623	99 450	-0,2%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	34 517	34 509	0,0%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-44 481	14 122	-131,7%
Diferencial extinção TVCF	6 802	0	-100,0%
Sobreproveito	-4 480	-3 357	-25,1%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	91 981	144 723	57,3%
Total CIEG e Sustentabilidade	2 137 404	2 225 787	4,1%

Os CIEG, que incorporam os custos de estabilidade e sustentabilidade de mercados assim como o saldo entre os montantes de diferencial da PRE alisados relativos a anos anteriores que serão pagos em 2018 e os diferidos para além de 2018, apresentam um acréscimo de 4,1%.

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 das parcelas dos CMEC de 2012.

Figura 3-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000



Nota: Esta figura não considera valores de CIEG a deduzir à tarifa, nomeadamente à tarifa Social.

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 continental¹⁵.

¹⁵ 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.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Proveitos permitidos

Quadro 3-8 - 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 2018

	2018
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	21,24%
Diferencial de custo da PRE	10,54%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	3,70%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	2,09%
Rendas de concessão da distribuição em BT	4,01%
Diferencial de custo da RAA e da RAM	1,31%
Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN	0,37%
Outros custos de política energética e interesse geral	0,49%
Tarifa social	-1,27%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	2,25%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	2,08%
Medidas de sustentabilidade de mercados	0,22%
Diferencial extinção TVCF	0,00%
Sobreproveito	-0,05%
Alisamento dos custos da PRE	9,16%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	9,16%
Diferimento CMEC 2012	1,91%
Total	34,56%

3.3 PROVEITOS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO

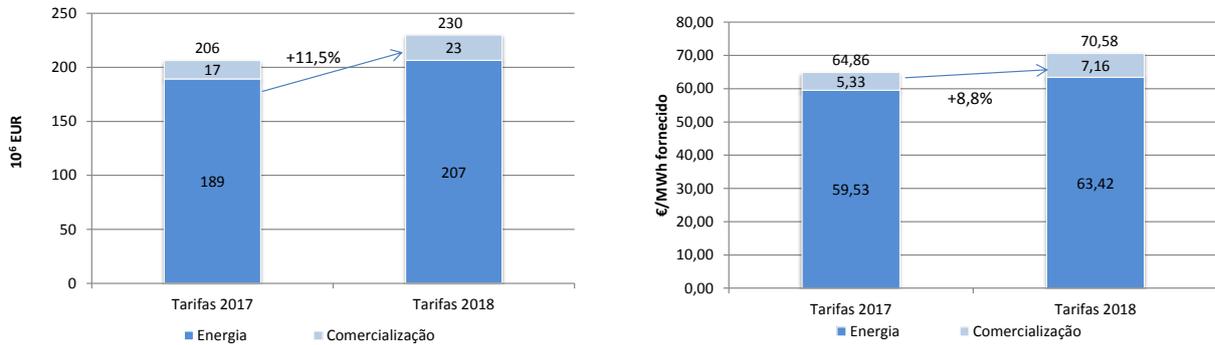
PROVEITOS A RECUPERAR

Os proveitos a recuperar pela tarifa de energia e de comercialização do CUR apresentam um acréscimo de 2017 para 2018. Esta situação resulta essencialmente do facto destes proveitos serem neste ano integralmente recuperados por esta tarifa, não havendo qualquer montante recuperado pela tarifa de UGS através do diferencial de extinção de tarifas para clientes com consumos em AT, MT, BTE e BTN.

As figuras seguintes¹⁶ apresentam estas tendências.

¹⁶ Os proveitos unitários apresentados refletem, nomeadamente, as perdas nas redes. Não está incluído o sobreproveito resultante da aplicação da tarifa transitória.

Figura 3-4 - Proveitos de energia e comercialização do CUR



O acréscimo do valor unitário dos proveitos a recuperar pela Tarifa de energia reflete a estrutura de fornecimento do CUR, observável na figura seguinte e, principalmente, o acréscimo dos preços do mercado de energia elétrica, evidenciada na Figura 3-6.

Figura 3-5 - Energia e número de clientes

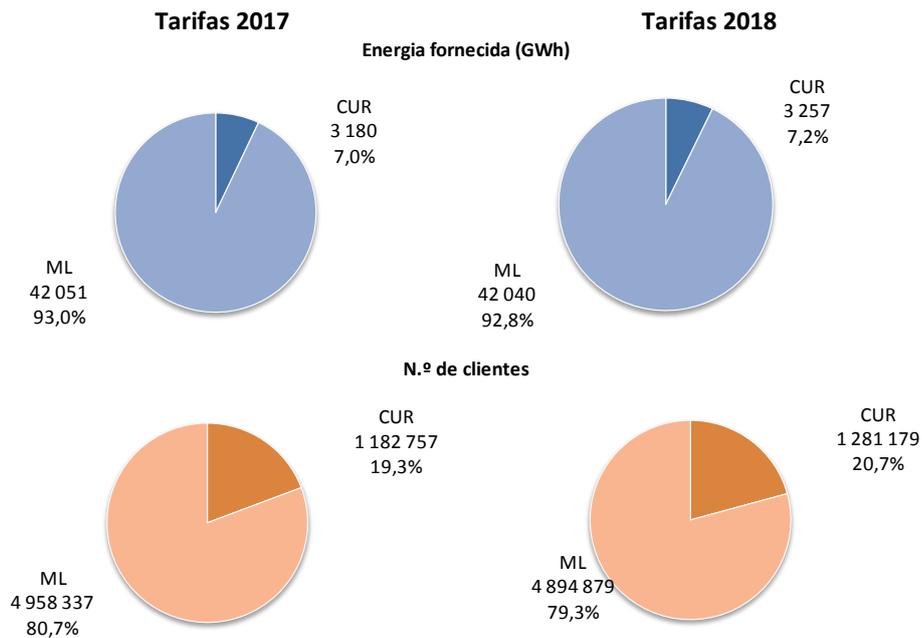
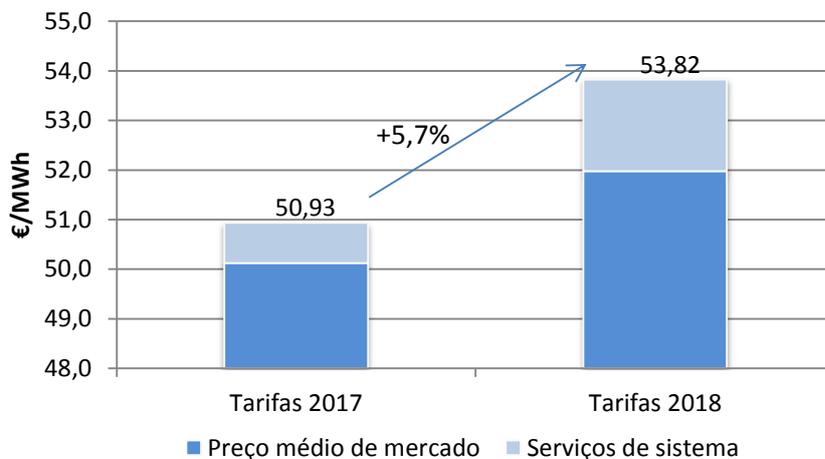


Figura 3-6 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema



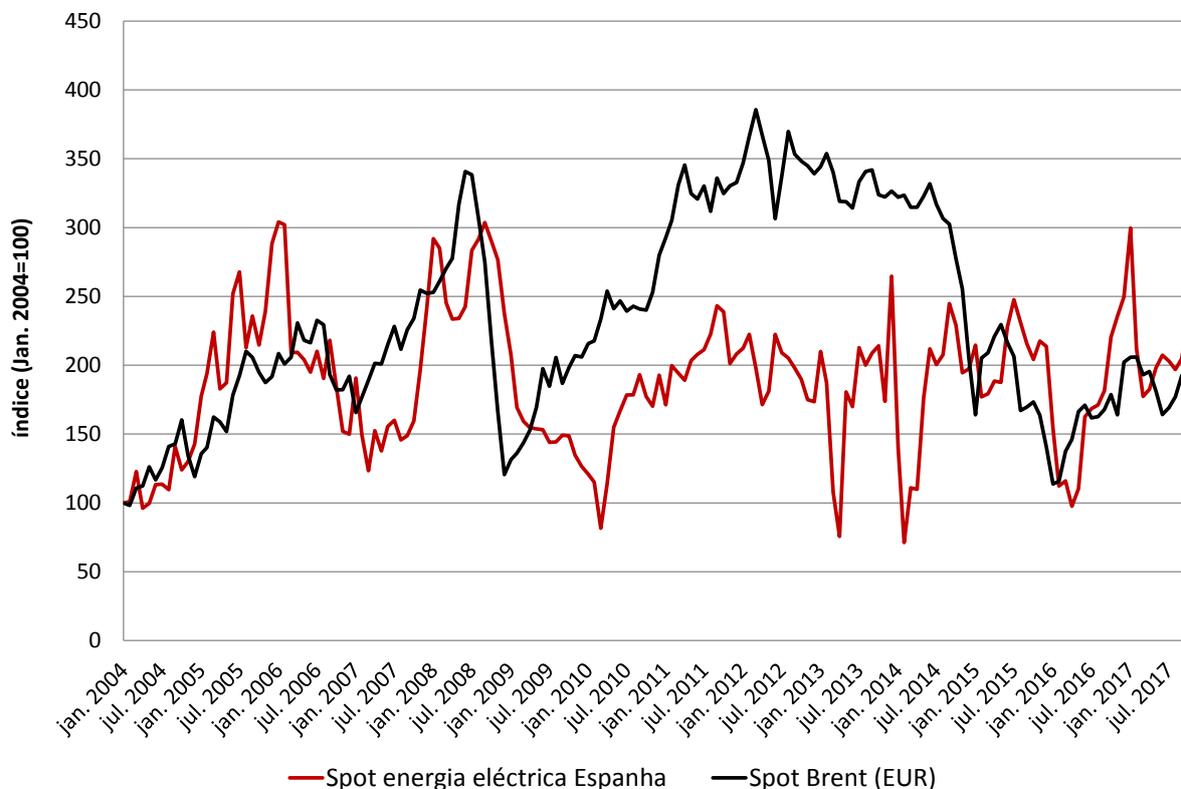
De seguida, são analisados os fatores que poderão explicar a evolução dos custos médios de aquisição em mercado prevista para 2018¹⁷.

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 3-7). 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.

¹⁷ Estes fatores são analisados com maior detalhe no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico"

**Figura 3-7 - 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 desfaseamento entre um e dois trimestres.

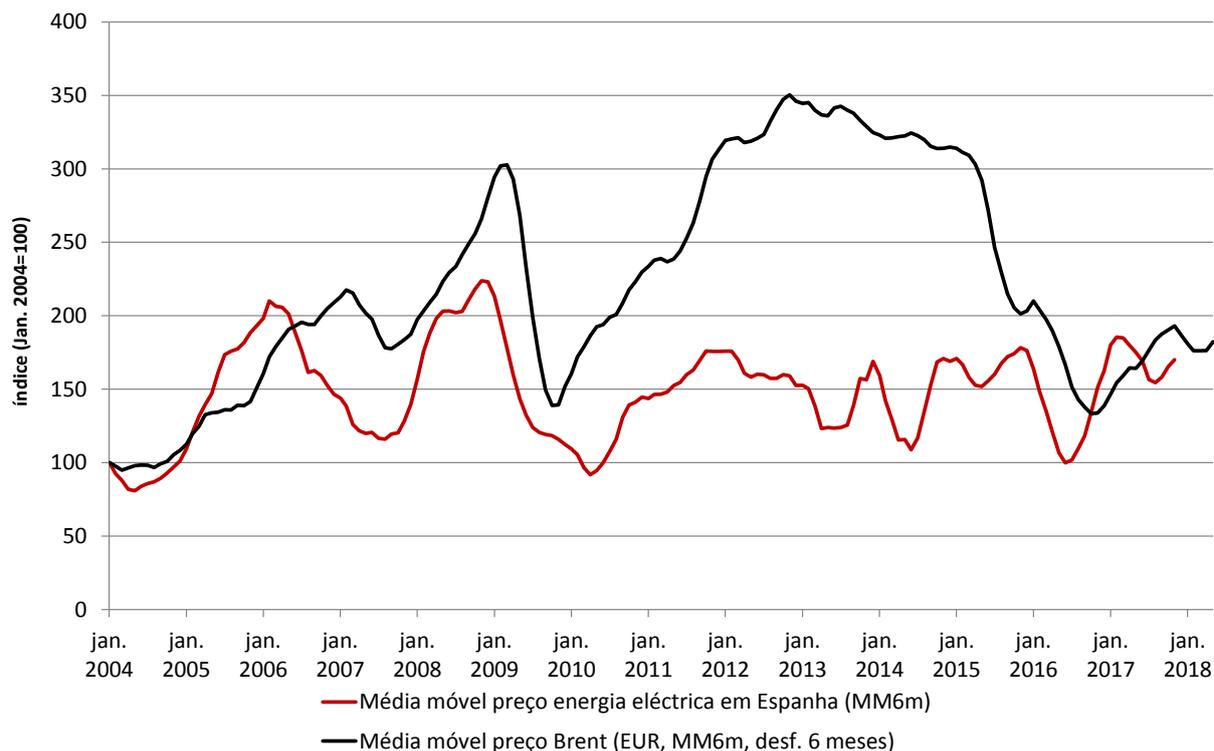
No entanto, com a forte penetração da produção de centrais com fontes de energia renováveis no mix de produção na Península Ibérica, o preço do petróleo perdeu relevância como fator explicador da evolução do preço nos mercados grossistas.

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 3-8 comparam-

se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004¹⁸, e do preço do petróleo desfasado em dois trimestres.

**Figura 3-8 - Média móvel mensal preços spot energia elétrica em Espanha e Brent (euros)
base 100 2004**



Fonte: ERSE, OMEL

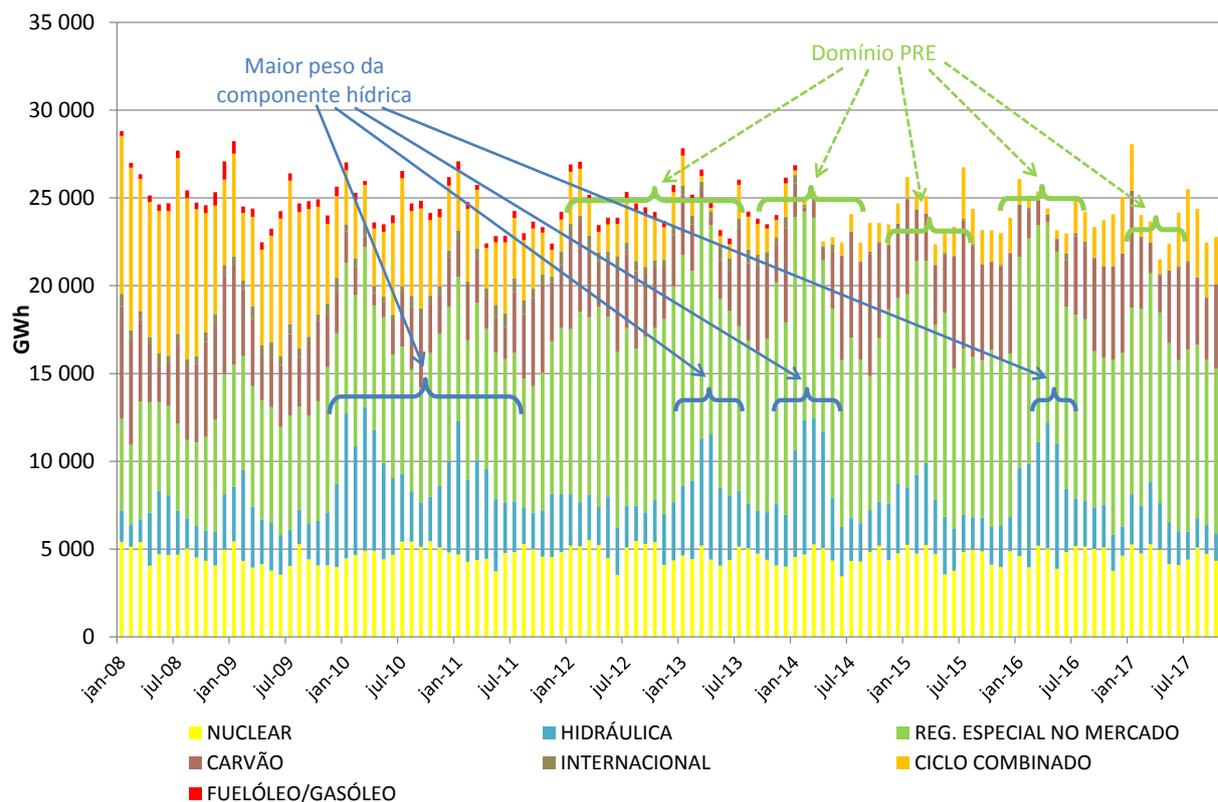
A observação da Figura 3-8 reforça a conclusão de que o impacto do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica diminuiu a partir de 2009, tendo a evolução do preço desta *commodity* tido um impacto reduzido na evolução do preço de energia elétrica entre esse momento e meados de 2015. A forte queda do preço do petróleo tornou 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.

É de salientar o recente aumento do preço do Brent a partir do segundo trimestre de 2017, com possíveis impactos (desfasados) no aumento dos preços da energia elétrica no final de 2017 e inícios de 2018.

¹⁸ A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

Como foi anteriormente referido, 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 3-9), em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis, cujo peso é relativamente menor em períodos mais secos como os que se têm desde o final de 2016.

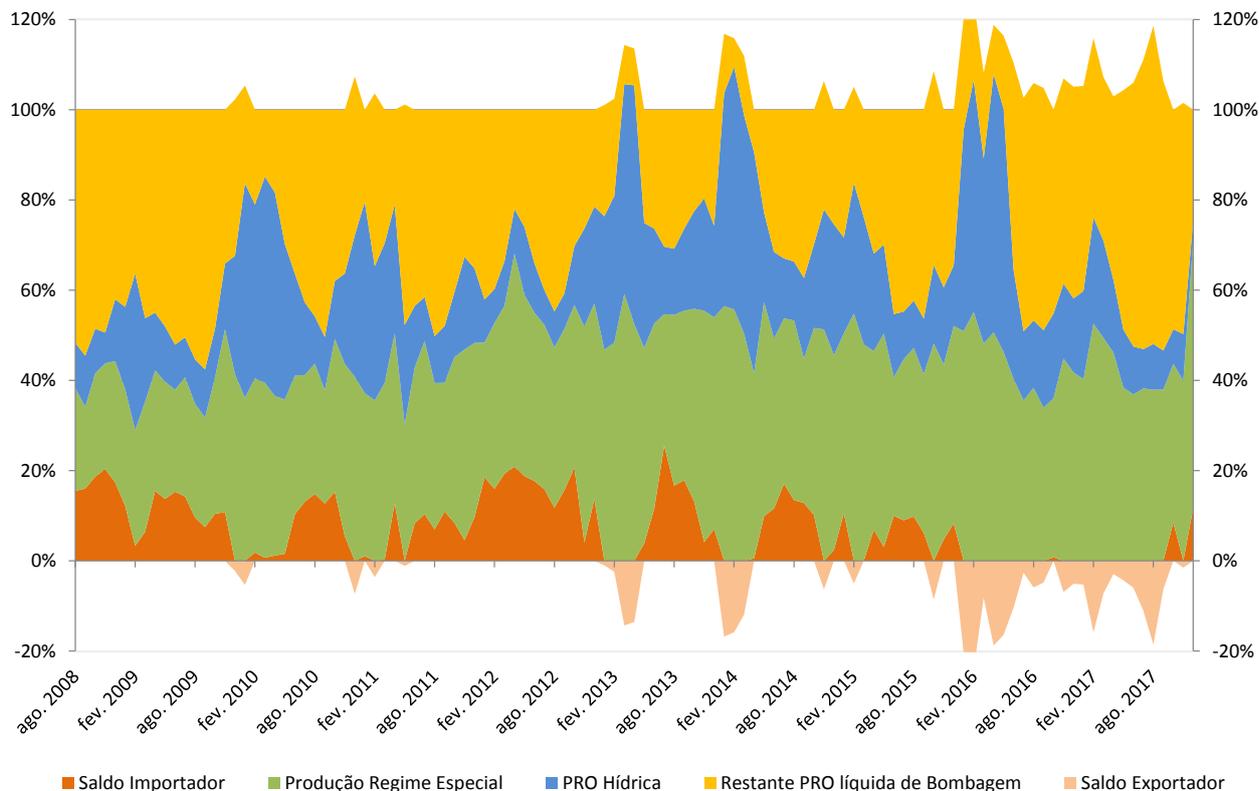
Figura 3-9 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia



Fonte: ERSE, OMIE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 3-10 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, de facto, que alguns meses dos primeiros semestres de 2013 e 2014, e durante os primeiros oito meses de 2016, 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). No entanto, a partir de finais de 2016 registaram-se condições hidrológicas bastantes desfavoráveis à produção renovável, tendo-se mantido, contudo, e de forma contínua, um saldo exportador líquido, mostrando a volatilidade a que está sujeito o *mix* tecnológico de produção.

Figura 3-10 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal

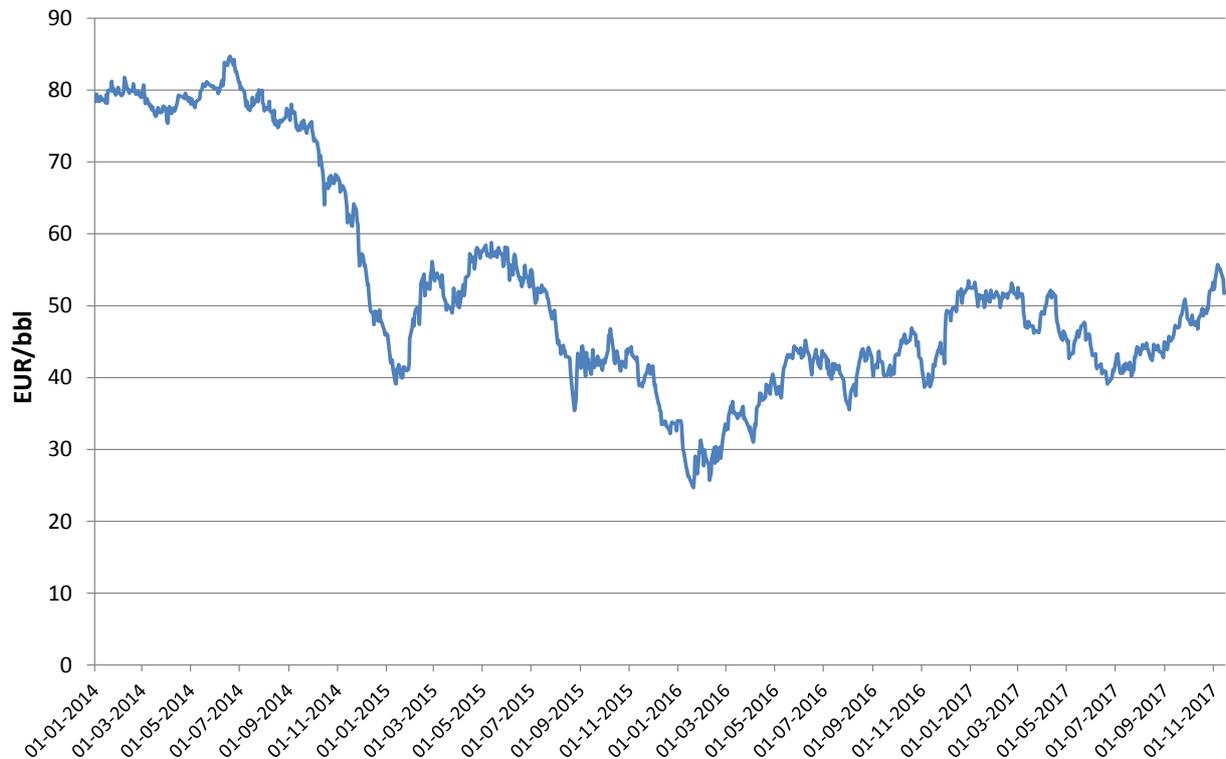


Fonte: ERSE, Reuters, REN

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. No entanto, o peso da PRE é igualmente influenciado por fatores climáticos. Em anos mais secos 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 diferentes combustíveis mantém-se em qualquer exercício de previsão da evolução do preço de energia elétrica.

O preço do petróleo (Figura 3-11) 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 registou uma tendência de subida, com algumas oscilações em parte decorrentes das negociações ocorridas no seio da OPEP, tendo negociado durante o ano de 2017 num intervalo de cotações entre os 39 EUR/bbl e os 56 USD/bbl.

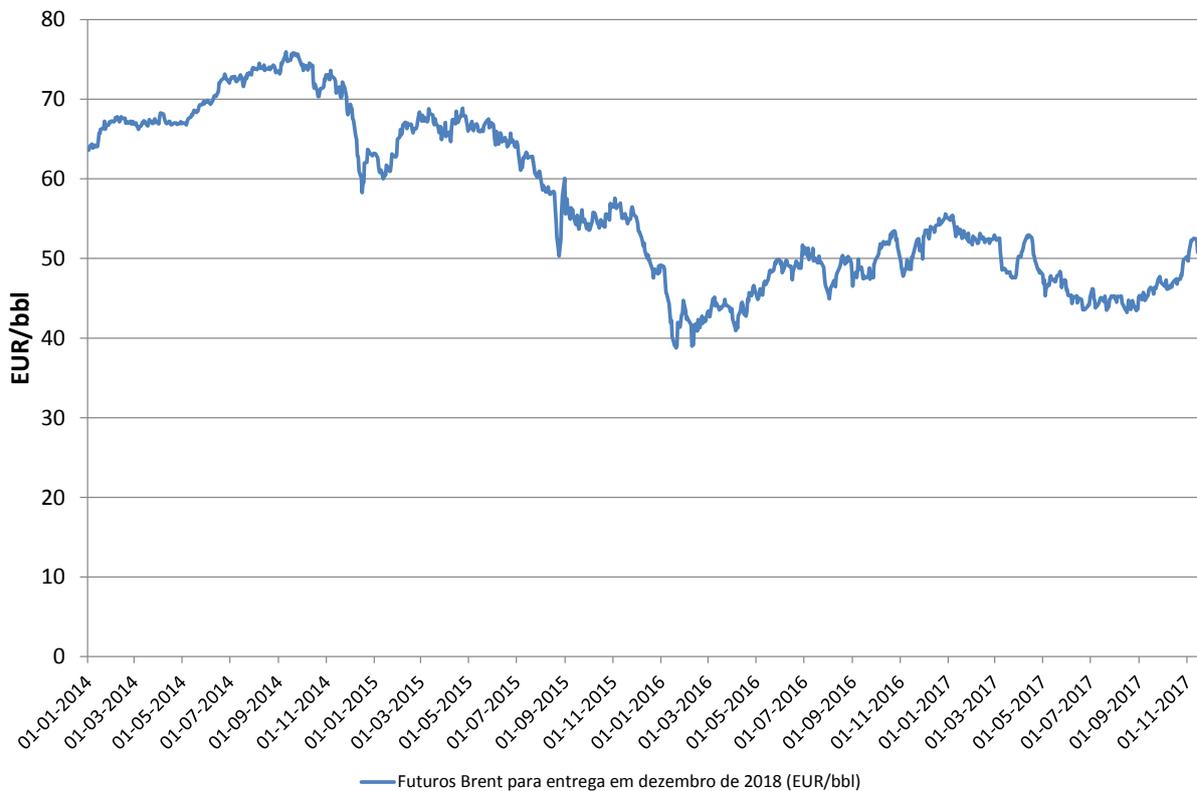
Figura 3-11 - Evolução preço diário Brent (EUR/bbl) desde 2014



Fonte: ERSE, Reuters

No que diz respeito aos mercados de futuros (Figura 3-12), os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram uma tendência de descida em 2017, para valores próximos dos 51 EUR/bbl em novembro, estando ligeiramente abaixo dos valores verificados um ano antes, quando registaram cotações em torno dos 50 EUR/bbl.

Figura 3-12 - Preço de futuros petróleo Brent para entrega em dezembro de 2018



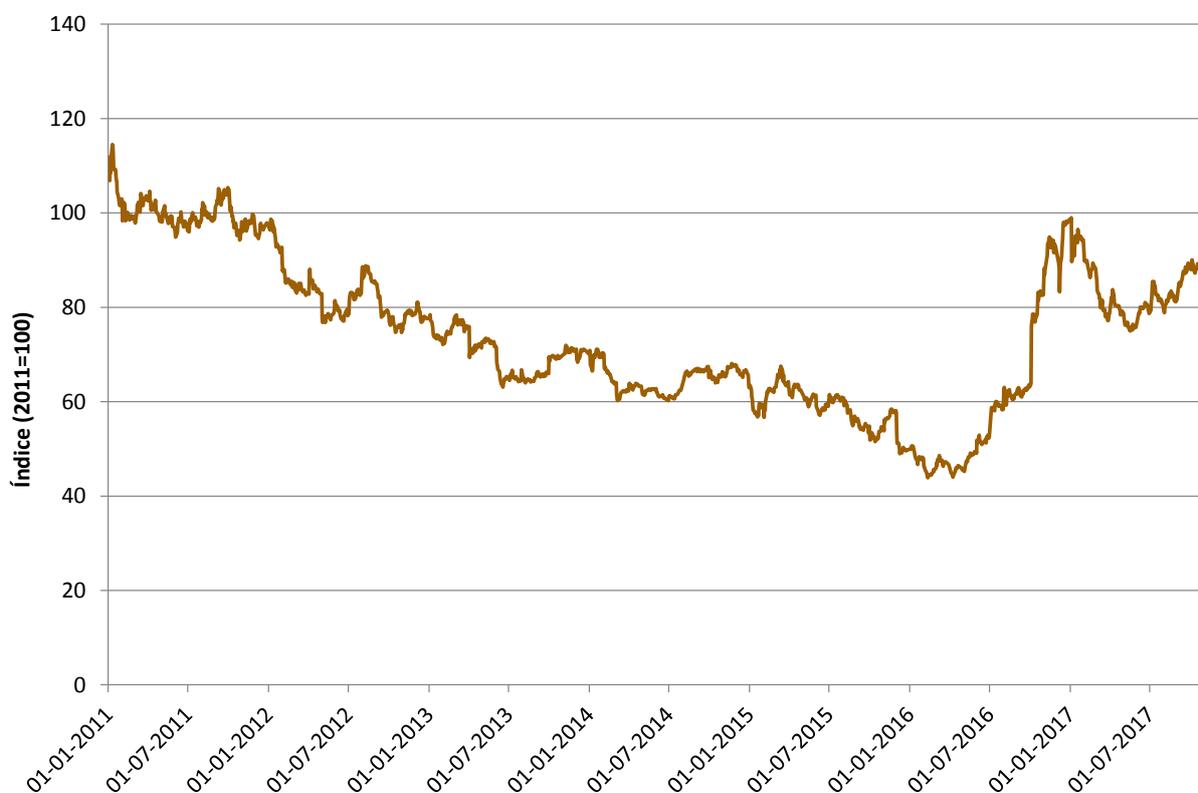
Fonte: ERSE, Reuters

No caso do carvão, o gráfico seguinte mostra que o seu preço registou uma acentuada diminuição entre janeiro de 2011 e meados de 2016, tornando as centrais a carvão mais competitivas face às centrais de ciclo combinado a gás natural durante um prolongado período de tempo. Nesta Figura 3-13 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, com o registo de uma quebra de 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 da queda dos últimos anos, com registo de um aumento muito significativo que se verificou a partir de setembro de 2016 e que se prolongou até finais de 2016, tendo no final de dezembro de 2016, atingido uma cotação 87 EUR/ton, o que representou mais do que uma duplicação do preço face ao mínimo do ano de 2016, de 38,5 EUR/ton, registado em fevereiro. Este aumento refletiu a reação do mercado às perturbações climáticas que afetaram a oferta e à decisão da China em cortar a produção do carvão com o objetivo de remover o excesso de capacidade da indústria¹⁹. No entanto, no início de 2017, registou-se uma inversão da tendência e os preços do carvão registaram

¹⁹ No final de 2016 a China cortou o número de dias de trabalho nas minas de carvão de 330 para 276 dias e apresentou um plano que previa encerrar 1000 minas de carvão e, eventualmente, cortar a capacidade de produção durante os próximos 5 anos em cerca de 500 milhões de toneladas, da sua capacidade anual atual de 3600 milhões de toneladas.

uma queda significativa, principalmente em resultado de dois fatores. Um primeiro fator que contribuiu para a redução dos preços foi o facto de a China ter aliviado as restrições à produção de carvão anunciados no final de 2016. Estas medidas visaram garantir uma maior estabilidade do mercado e do preço do carvão. O outro fator que pressionou os preços em baixo foi a redução da procura global, pelo efeito sazonal, depois de ter passado o período de inverno mais rigoroso. A partir do segundo trimestre de 2017 os preços do carvão registaram cotações num intervalo entre os 65,8 EUR/ton e os 81,9 EUR/ton.

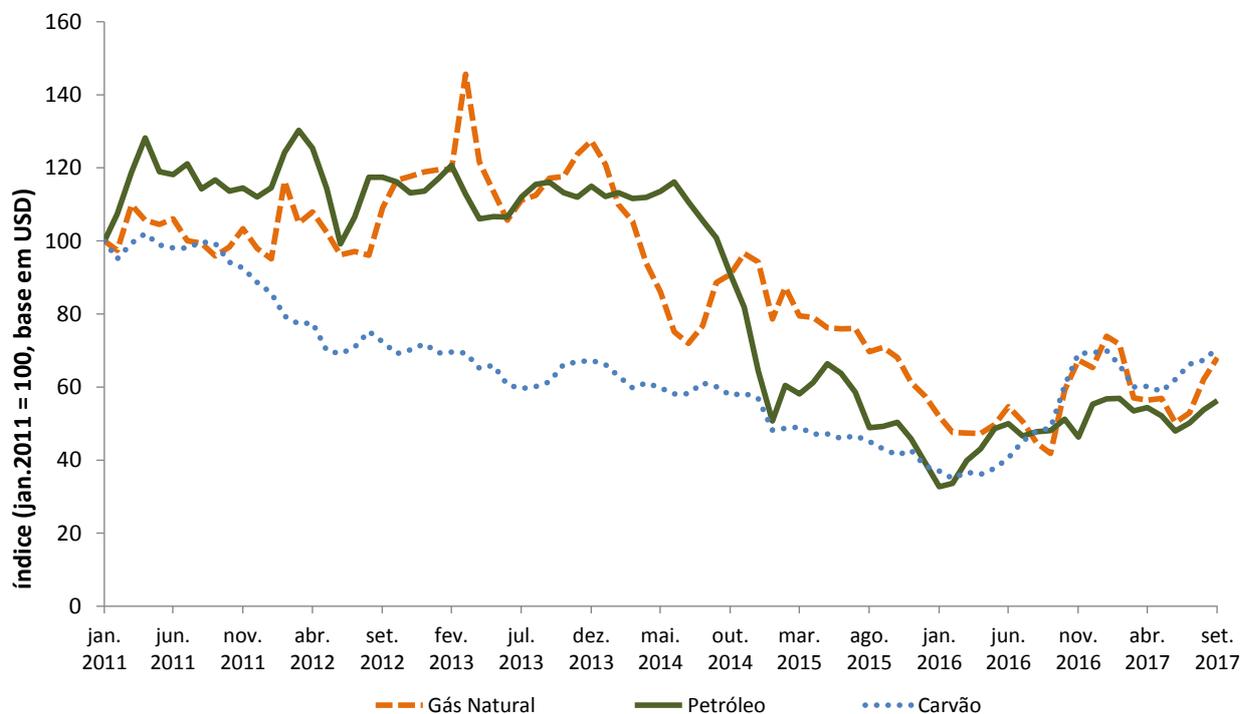
**Figura 3-13 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA
(índice 2011=100, com base na cotação EUR/ton)**



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 3-14). No terceiro trimestre de 2017 todas estas *commodities* apresentaram uma tendência de recuperação, após a ligeira quebra registada no primeiro semestre do ano.

Figura 3-14 - 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 2018, 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 53,8 €/MWh, ligeiramente inferior ao estimado para 2017, que se situa em torno dos 55,5 €/MWh²⁰, mas acima do que o previsto em tarifas de 2017 para 2017, 50,9 €/MWh (Quadro 3-9). Este valor reflete as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

²⁰ 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.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Proveitos permitidos

Quadro 3-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR²¹ para fornecimento dos clientes

	2017		2018
	Tarifas 2017	Estimativa 2017 (valores reais até novembro)	Tarifas 2018
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR	50,9	55,5	53,8
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,51	1,00

Fonte: ERSE, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2018 em Portugal é cerca de 53,8 €/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 previstos²² e do prémio de risco associado à contratação nos mercados de futuros nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

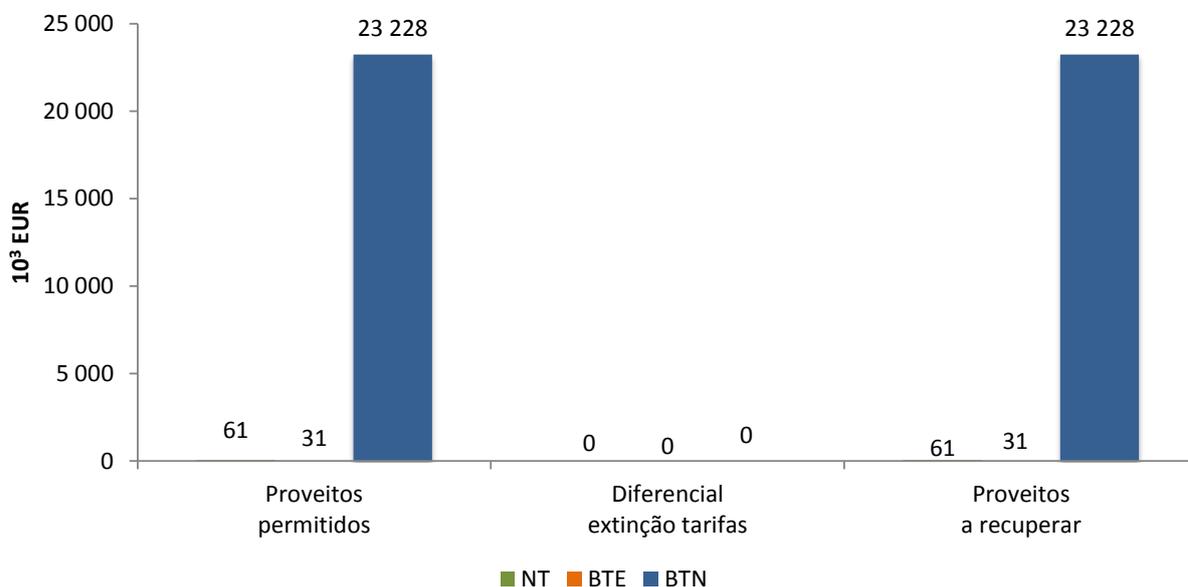
EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE COMERCIALIZAÇÃO

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. Para tarifas 2018 não foi considerado diferencial, uma vez que os custos da comercialização deverão ser totalmente recuperados pelo comercializador de último recurso retalhista.

²¹ 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.

²² 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

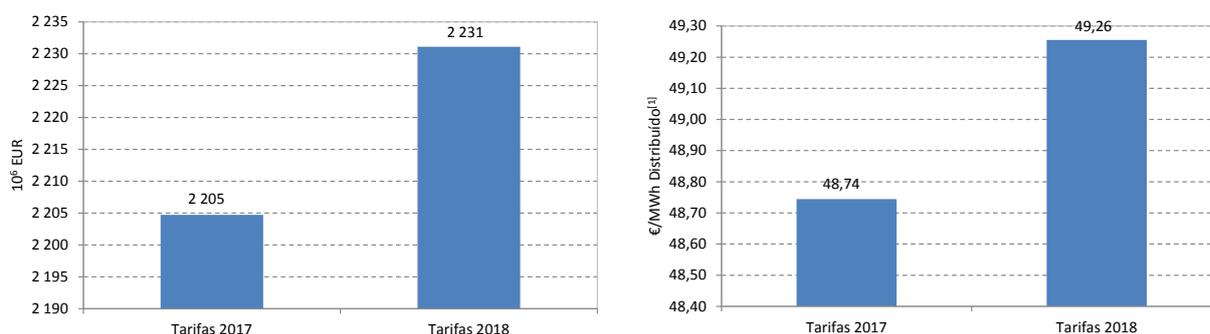
Figura 3-15 - Diferencial da atividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em NT, BTE e BTN



3.4 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam um aumento de cerca de 26 milhões de euros (Figura 3-16).

Figura 3-16 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS



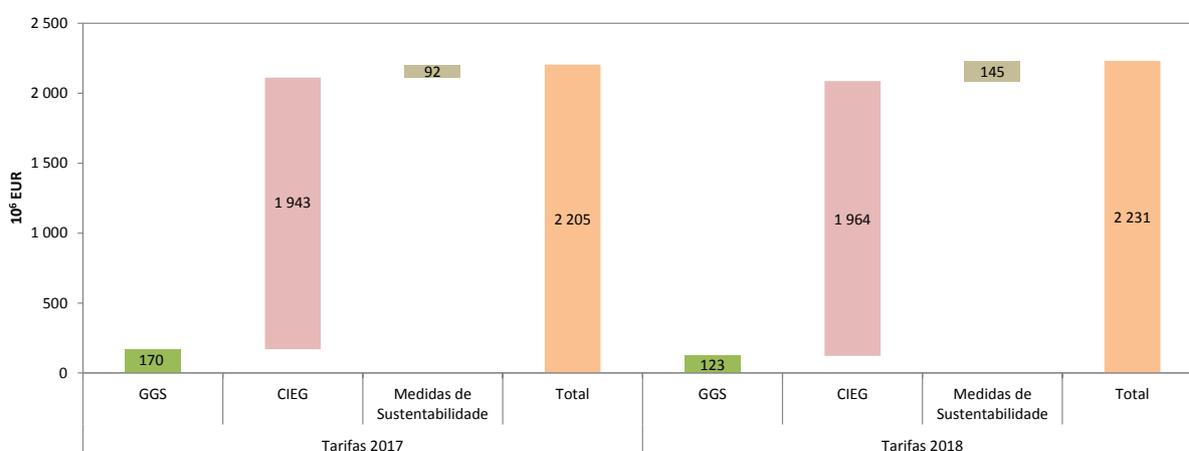
Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma de várias componentes: (i) custos com a gestão do sistema; (iii) custos de interesse económico geral; (iv) medidas de sustentabilidade, estabilidade

e equidade tarifária²³ 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 e o sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes.

A Figura 3-17 permite analisar a evolução destas componentes de 2017 para 2018 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS.

Figura 3-17 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente



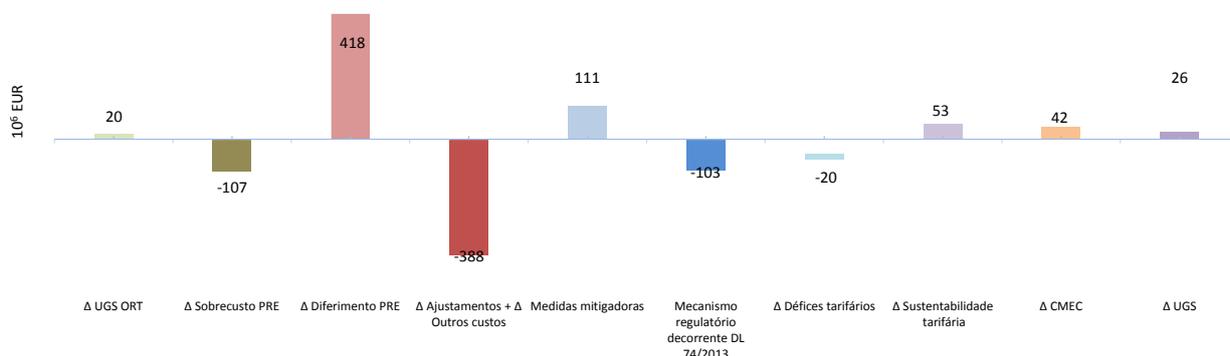
A Figura 3-17 permite verificar que entre tarifas de 2017 e 2018 os proveitos a recuperar pela UGS aumentaram cerca de 26 milhões de euros. Este aumento deve-se essencialmente ao acréscimo ocorrido ao nível dos CIEG (os quais incluem pagamentos de CIEG do passado, que se encontravam em dívida), em cerca de 20 milhões de euros e dos custos das medidas de sustentabilidade em 53 milhões de euros. Em sentido contrário, os custos da GGS baixaram 47 milhões de euros.

3.4.1 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.

²³ Que na prática correspondem aos ajustamentos positivos ou negativos dos proveitos com aquisição de energia pelo CUR que são suportados ao nível da UGS

Figura 3-18 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS



A Figura 3-18 desagrega a variação da UGS de 2017 para 2018, de 26 milhões de euros (última barra da direita), pelas suas diferentes parcelas:

- O efeito do aumento de proveitos do operador da rede de transporte, no valor de 20 milhões de euros, resulta das seguintes parcelas:
 - Aumento dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 37 milhões de euros;
 - Redução dos custos de gestão do sistema em 47 milhões de euros;
 - Aumento dos outros CIEG do ORT, em 28 milhões de euros;
 - Aumento dos custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN de cerca de 2 milhões de euros;
- O efeito da diminuição do diferencial do custo com a aquisição à PRE do ano de cerca de 107 milhões de euros;
- Saldo entre o diferencial do custo da PRE alisados nas tarifas dos anos anteriores e o valor diferido relativo ao próprio ano com a aquisição à PRE, no valor de +418 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 -388 milhões de euros;
- Medidas mitigadoras com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor, no montante de +111 milhões de euros;
- Mecanismo regulatório decorrente do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, em cerca de -103 milhões de euros;
- O efeito dos défices tarifários em -20 milhões de euros;

- O efeito da sustentabilidade tarifária no valor de +53 milhões de euros resulta das seguintes parcelas:
 - O efeito dos ajustamentos da CVEE, em cerca de +58,6 milhões de euros;
 - Efeitos do processo de extinção de tarifas:
 - Extinção do diferencial entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização, no valor de -6,8 milhões de euros;
 - Variação do sobreproveito pela aplicação das tarifas transitórias, no valor de +1,1 milhões de euros.
- A variação dos CMEC em cerca de 42 milhões de euros.

3.4.2 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Os custos de gestão do sistema baixaram em 28%, relativamente aos valores aceites para tarifas 2017. Para esta variação contribuiu a redução dos ajustamentos referentes a anos anteriores que passaram de 28 milhões de euros a recuperar pela empresa, para 2017, para 5 milhões de euros a recuperar pela empresa em 2018, bem como a redução ocorrido ao nível dos custos da interruptibilidade (cerca de 24 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 2018”.

3.4.3 CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E CUSTOS DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Seguidamente, pela sua relevância analisa-se, em mais detalhe a evolução das principais componentes que integram os CIEG associados à produção de energia elétrica e os custos de sustentabilidade de mercados. Estas rúbricas 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.

3.4.3.1 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 2018 incluem o ajustamento definitivo, referente ao ano de 2016, dos custos com a produção de energia elétrica (excluindo PRE) e do diferencial

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Proveitos permitidos

do custo com a aquisição a produtores em regime especial (SPRE) e os ajustamentos provisórios destas duas componentes referentes ao ano de 2017.

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 incluídas nos CIEG.

O Quadro 3-10 sintetiza os ajustamentos de 2016 e 2017 que foram considerados no cálculo tarifário para 2018.

Quadro 3-10 - Ajustamentos de 2016 e 2017 a repercutir em tarifas

	Unidade: 10 ⁶ EUR		
	Ajustamento 2016	Ajustamento 2017	Total
Valor a recuperar pela Tarifa de energia	-8,9	23,0	14,1
Valor a recuperar pela Tarifa UGS	266,6	252,8	519,4
CMEC+SCAE	197,6	81,6	279,2
SPRE	69,0	171,1	240,1
Ajustamento total	257,8	275,7	533,5

Nota: ⁽¹⁾ 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 2016, o custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema no mercado organizado situou-se nos 38,32 €/MWh, bastante abaixo do valor considerado em tarifas de 2016 (50,98€/MWh). No ajustamento provisório efetuado em tarifas de 2017, já haviam sido devolvidos cerca de 65 milhões de euros. Desta forma, o desvio em 2016 líquido desses ajustamentos provisórios foi de cerca de 1,7 milhões de euros, a devolver pela empresa. Por outro lado, o ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo, no ano t-2, atualizado para 2018 atingiu o montante de 7,2 milhões de euros, a devolver pela empresa. Assim os ajustamentos de 2016 referentes à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, ambos considerados em tarifas de 2018, foram de 8,9 milhões de euros.

Em 2017, o acréscimo do custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema, face ao considerado para tarifas 2017, gerou um desvio de cerca de -23 milhões de euros a receber pela empresa. Deste modo, o montante de desvios dos custos de energia elétrica do CUR, referentes aos anos de 2016 e 2017 ascende a 14,1 milhões de euros a receber pelos clientes.

Os ajustamentos relativos ao diferencial de custo CAE e aos CMEC totalizam cerca de 279 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 293 milhões de euros, valor a pagar pelos clientes, conforme mostra a Figura 3-19.

Figura 3-19 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia



3.4.3.2 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 3-20 são apresentados estes custos por unidade prevista produzir em 2018²⁴ 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

²⁴ a) PRE e centrais da Tejo Energia e da Turbogás consideraram-se as produções implícitas no cálculo tarifário de 2018; b) Centrais com CMEC considerou-se a produção respeitante ao ano de 2018 constante no cálculo do valor inicial dos CMEC realizado em 2007; c) Centrais com incentivo à Garantia de Potência na modalidade de investimento e centrais que prestam serviço de disponibilidade para a Reserva de Segurança do SEN adjudicada pelo leilão de março de 2017, considerou-se um fator de utilização da potência instalada correspondente à média de 2014 até 2017 (ou com os dados anuais disponíveis, para as centrais que entraram em exploração após 2014).

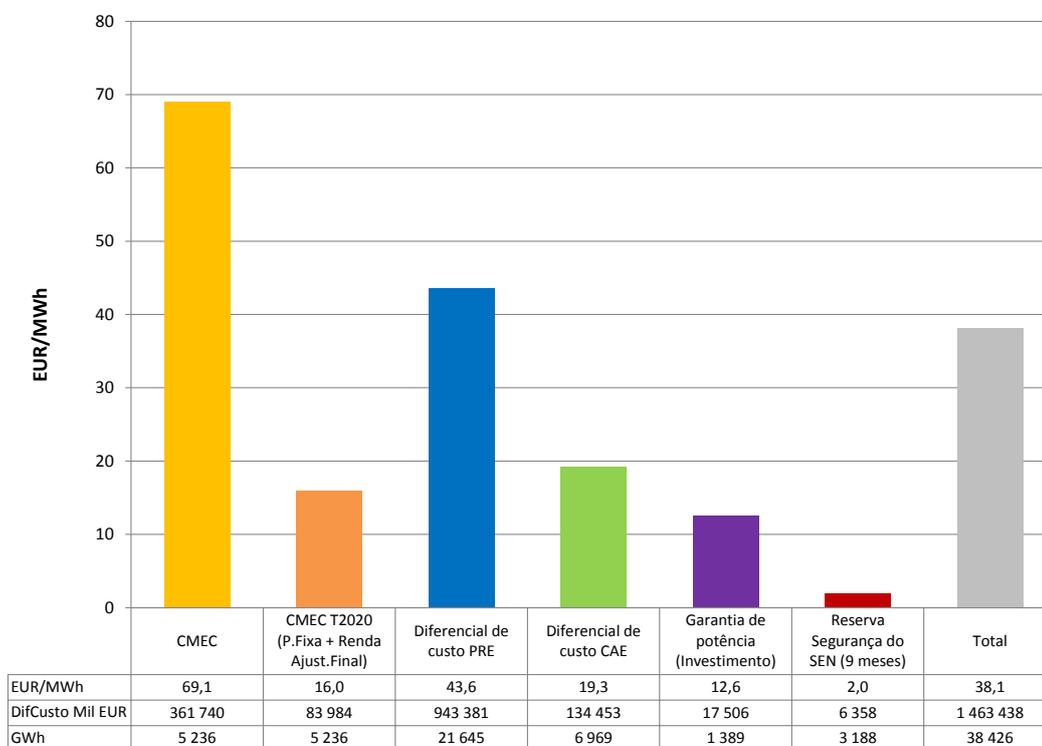
**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Proveitos permitidos

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;
- iii) O mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.

Figura 3-20 - 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 2018 e no caso da PRE não inclui o alisamento quinquenal.

Assim, no que diz respeito à PRE, os valores apresentados correspondem ao total do diferencial de custo implícito nas tarifas de 2018, nomeadamente, o resultante da aquisição da produção previsível para 2018 e dos ajustamentos relativos aos anos de 2016 (t-2) e 2017 (t-1). As quantidades consideradas neste exercício para determinar o valor unitário foram as produções da PRE implícitas no cálculo tarifário de 2018.

O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se nas previsões de produção para 2018 e respetivos custos associados às centrais da Tejo Energia e da Turbogás, assim como os ajustamentos desta rubrica de

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Proveitos permitidos

custos relativos aos anos de 2016 (t-2) e 2017 (t-1). O sobrecusto CAE apresentado na figura acima corresponde ao valor repercutido nas tarifas de 2018, 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 2018, designadamente os custos com a parcela fixa, a parcela de acerto, a parcela de alisamento, a correção de hidraulicidade, bem como os respetivos ajustamentos de faturação. Neste exercício tarifário, a parcela de acerto inclui pela primeira vez os montantes da renda fixa do ajustamento final dos CMEC, neste caso os respeitantes ao 2.º semestre de 2017 e ao ano de 2018²⁵. Adicionalmente, nas tarifas de 2018 está também repercutido o pagamento do valor diferido para 2018 do ajustamento anual dos CMEC de 2012, 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 2018 das centrais abrangidas por este mecanismo, que foi prevista no cálculo do valor inicial dos CMEC realizado em 2007. Refira-se que, com término do CMEC da central de Sines em 2017, a produção em causa refere-se apenas às centrais hídricas remanescentes. Este aspeto, em conjugação com o acréscimo dos custos totais com CMEC repercutidos nas tarifas de 2018, originou um aumento substancial do custo unitário obtido nesta análise. Por este motivo, importa referir que em 2019, embora ainda haja a considerar a revisibilidade do 1.º semestre de 2017, deixarão de existir montantes de custos com CMEC diferidos de anos anteriores e a renda do ajustamento final respeitará apenas ao próprio ano. A partir do ano de 2020 os custos associados com os CMEC serão fixos, correspondendo à parcela fixa e à renda do ajustamento final. Esta situação é ilustrada na Figura 3-20, permitindo observar a redução do custo unitário com os CMEC prevista para os próximos anos

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, apenas está em vigor a modalidade de incentivo ao investimento, aplicável a centrais hídricas, mantendo-se a repercussão tarifária dos montantes deste incentivo no ano seguinte ao ano a que diz respeito, acrescida de juros. Os montantes do incentivo à garantia de potência na modalidade de investimento repercutidos nas tarifas de 2018 são os apresentados no Quadro 4-18 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do Setor Elétrico”, que faz parte integrante da presente proposta tarifária. Para efeitos de cálculo do valor unitário apresentado na Figura 3-20, considerou-se que as centrais que receberão estes montantes terão em 2018 um fator de utilização da potência instalada correspondente à média verificada nos últimos 4 anos. Para os

²⁵ Os montantes do ajustamento final dos CMEC incluídos na presente proposta tarifária ainda não foram homologados pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

aproveitamentos hidroelétricos que entraram em exploração após 2014, considerou-se a média do fator de utilização da potência instalada dos anos em que as centrais produziram.

A remuneração da Reserva de Segurança do SEN substituiu a garantia de potência na modalidade de incentivo, de acordo com o estabelecido na Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017, tendo o mecanismo baseado em leilões sido operacionalizado pela Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro. De acordo com esta portaria os montantes respeitantes aos serviços de disponibilidade do ano de 2017, referentes ao período de abril a dezembro e que foram adjudicados aos produtores através do leilão realizado em março de 2017, devem ser pagos em 2018 pelo que foram repercutidos no presente cálculo tarifário. À semelhança da garantia de potência, este mecanismo baseia-se no pagamento de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores, pelo que o valor por unidade de energia produzida apresentado nesta análise é inversamente proporcional às horas de funcionamento destas centrais. Para esta análise foi usado o fator de utilização da potência instalada médio dos últimos 4 anos.

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. Todavia, 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 3-20 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 2018, que ascende a 38,1 €/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 com Tarifa de Venda a Cliente Final regulada prevê-se, com base nos pressupostos enunciados, que para 2018 este custo corresponda a 91,1 €/MWh, isto é, à soma do custo médio unitário de aquisição do CUR, no valor de 53,0 €/MWh, acrescido do sobrecusto unitário associado à produção com CIEG, no valor de 38,1 €/MWh.

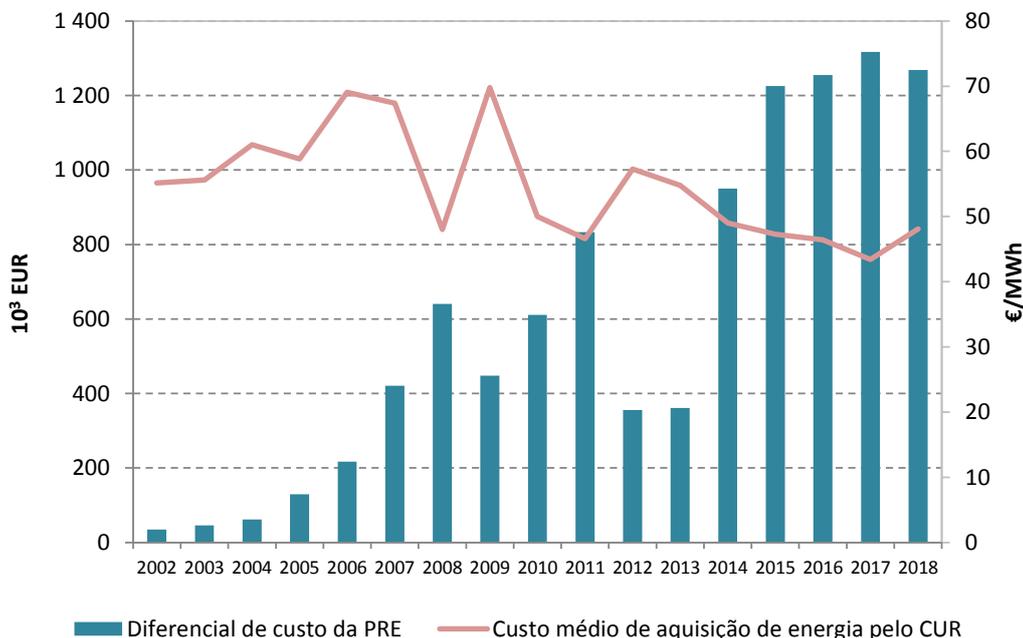
3.4.3.3 EVOLUÇÃO DO DIFERENCIAL DE CUSTO DA PRE

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 grossista²⁶. 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 3-21 apresenta-se a evolução do diferencial de custo com a aquisição a produtores em regime especial no período de 2002 a 2018, 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.

²⁶ 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 3-21 - 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

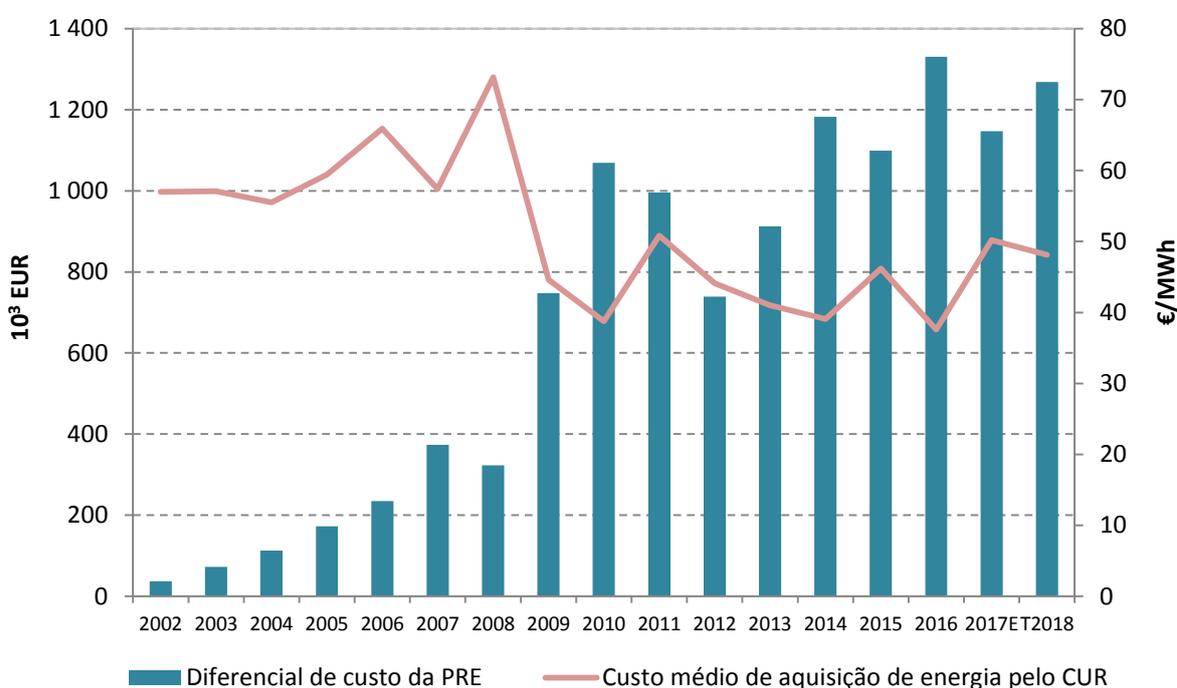
Tal como referido, a grande redução do valor do diferencial de custo da PRE que se observa no cálculo tarifário do ano 2012 deveu-se essencialmente ao efeito do diferimento por aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo 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 CO₂ 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 3-21 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, que anula, em parte, o montante diferido considerado nas tarifas de 2015 face a tarifas de 2014;
- Efeito dos ajustamentos de anos anteriores.

Registe-se que o decréscimo do valor do diferencial de custo da PRE verificado no último ano, de 2017 para 2018, deve-se essencialmente ao aumento do preço de energia previsto para tarifas 2018, face a tarifas 2017;

Na Figura 3-22 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 3-22 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas)



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

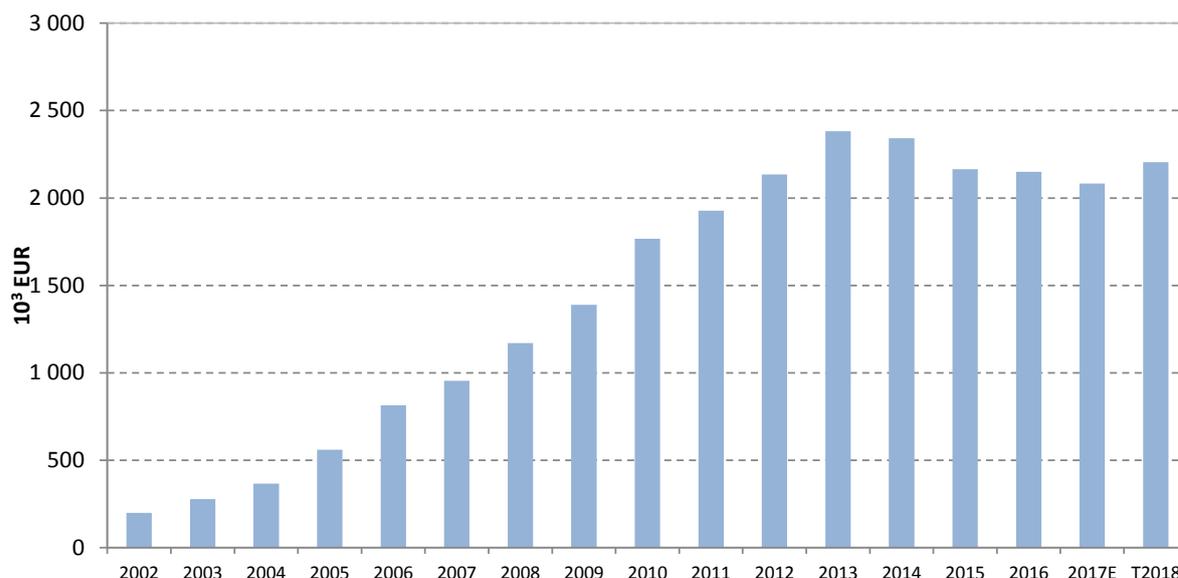
A diferença entre as duas figuras anteriores corresponde, maioritariamente, ao desvio entre a previsão e o valor ocorrido de quantidades e preços da PRE e do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE. A partir de 2013, com a inclusão de medidas de sustentabilidade do SEN com impacto 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 3-23. 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 2017, estima-se um ligeiro decréscimo do custo total com a aquisição a produtores em regime especial, sendo que para 2018 prevê-se um ligeiro aumento.

Figura 3-23 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial



3.4.3.4 REPERCUSSÃO DO DIFERIMENTO DA PRE NOS PROVEITOS PERMITIDOS

Pela relevância dos montantes em causa, neste ponto é desenvolvido a forma como são repercutidos nos proveitos permitidos do ano os custos com os diferenciais de 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.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Proveitos permitidos

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 2018 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 2018

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE					Total
	T2018	T2019	T2020	T2021	T2022	
PRE ¹⁽¹⁾						
anuidade	9 304	161 759	161 759	161 759	161 759	656 339
Amortização capital ⁽²⁾	0	152 455	154 730	157 038	159 381	623 604
juros	9 304	9 304	7 029	4 721	2 378	32 735
valor a abater aos pp ⁽³⁾	623 604					
Alisamento quinquenal	-623 604	161 759	161 759	161 759	161 759	656 339
PRE ²⁽⁴⁾						
anuidade	3 843	66 818	66 818	66 818	66 818	271 114
Amortização capital ⁽²⁾	0	62 975	63 914	64 868	65 836	257 592
juros	3 843	3 843	2 903	1 950	982	13 522
valor a abater aos pp ⁽³⁾	257 592					
Alisamento quinquenal	-257 592	66 818	66 818	66 818	66 818	271 114

Notas: PRE ¹⁽¹⁾ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
 Amortização capital ⁽²⁾ - Valor equivalente do SPRE a 1 de janeiro de 2018

Valor a abater aos pp ⁽³⁾ - Valor a 31 de dezembro de 2018

PRE ²⁽⁴⁾ - 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 2014 até 2018 e os respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Proveitos permitidos

Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2014 a 2018 nos proveitos permitidos de 2018 a 2022

	Diferimento PRE				
	T2018	T2019	T2020	T2021	T2022
Unidade 10 ³ EUR					
PRE^{1 (1)}					
anuidade	997 920	905 148	660 640	470 775	161 759
Amortização capital	928 858	863 685	638 161	460 356	159 381
juros	69 061	41 464	22 479	10 418	2 378
Alisamento quinquenal	365 012	905 148	660 640	470 775	161 759
PRE^{2 (2)}					
anuidade	486 264	387 620	238 879	103 486	66 818
Amortização capital	455 072	371 567	231 670	100 860	65 836
juros	31 192	16 053	7 209	2 626	982
Alisamento quinquenal	224 829	387 620	238 879	103 486	66 818

Notas: PRE^{1 (1)} - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
PRE^{2 (2)} - 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 2018 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 2018 foram consideradas medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no diferencial de custo de aquisição de energia à PRE considerado no cálculo tarifário. Em particular foram deduzidos os seguintes montantes aos proveitos permitidos, decorrentes da legislação em vigor:

- 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;

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Proveitos permitidos

O montante previsto a reverter para o SEN em 2018, de acordo com a Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro, que estabeleceu os procedimentos de repartição das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa, deverá rondar os 77,6 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 26,5 milhões de euros, no ano de 2018.

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

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, 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 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.

Por sua vez, atento o conteúdo do Despacho n.º 7557-A/2017, de 25 de agosto e por força da revogação dos números 11 e 12 do Despacho n.º 11566-A/2015, de 15 de outubro, consideram-se, no presente e para 2018, como inexistentes os eventos extramercado internos ao SEN, previstos na Portaria n.º 225/2015.

IDENTIFICAÇÃO DE VALORES DE EXERCÍCIOS TARIFÁRIOS PASSADOS

Nos termos do Despacho n.º 8004-A/2017, de 13 de setembro, do Senhor Secretário de Estado da Energia, e em acréscimo ao atrás referido, deve a ERSE identificar os valores que foram tidos em consideração como eventos internos nos anos de 2015 a 2017 e que tiveram, por essa circunstância, reflexo nas tarifas de energia elétrica relativas aos exercícios tarifários de 2016 e 2017.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Proveitos permitidos

Para determinação dos valores que foram tidos em consideração nos mencionados exercícios tarifários e que, por força da aplicação do Despacho n.º 8004-A/2017, de 13 de setembro, devem ser identificados e revertidos, a ERSE opta por identificar dois tipos de ajustamento que é necessário processar:

- Ajustamento no preço unitário a aplicar em cada ano e que decorre da consideração de um valor P_{liq_t} distinto do que foi empregue em cada ano, o qual se aplica ao volume de energia previsional que se considerou para cada ano; e
- Ajustamento de quantidades de energia objeto de faturação, face ao volume inicialmente previsto.

O efeito global destes ajustamentos é equivalente, nos anos de 2015 e 2016, à consideração de uma correção de faturação já verificada. Já no que respeita ao ano de 2017, o ajustamento a efetuar corresponde apenas a corrigir o efeito de preço, já que as quantidades relativas ao ano ainda não se encontram fechadas e, nos termos do processo tarifário, este ajustamento é efetuado em t+2 (tarifas para 2019). Ainda a respeito do ano de 2017, deve considerar-se a existência de dois preços unitários distintos, por força da aprovação de um preço distinto a aplicar a partir de 24 de agosto de 2017. Nestas condições, o valor previsional de energia que foi considerado nas tarifas para 2017 foi perfilado para cada um destes dois períodos.

Assim, os valores apresentados no Quadro 3-13 apresentam os valores de acerto de faturação a serem efetivados para os anos de 2015 a 2017, sendo que este último se encontra em base previsional e os dois anos que o antecedem em base definitiva. Nestes termos, o valor global da faturação aos centros eletroprodutores por aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho é:

- Cerca de 19 824 milhares de euros para o ano de 2015, em base definitiva e já considerando os ajustamentos em preços e em quantidades;
- Cerca de 46 711 milhares de euros para o ano de 2016, em base definitiva e já considerando os ajustamentos em preços e em quantidades; e
- Cerca de 75 170 milhares de euros para o ano de 2017, em base previsional, considerando apenas o ajustamento em preço.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Proveitos permitidos

Quadro 3-13 – Termos e valores relativos à aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, nos anos de 2015, 2016 e 2017

Ano	Volume previsto (MWh) [A]	Volume real (MWh) [B]	Valor unitário inicial (P _{liq}) (€/MWh) [C]	Valor unitário final (P _{liq}) (€/MWh) [D]	Ajustamento corrente por volume (10 ³ €) [E] = (D - C) x (B - A)	Ajustamento por correção de preço (10 ³ €) [F] = (D - C) x A	Ajustamento total (10 ³ €) [G] = E + F
2015	2 971 792	3 049 816	5,23	6,50	99	3.774	3.873
2016	5 839 587	7 186 294	3,91	6,50	3.488	15.125	18.613
2017 (até 23.08)	7 265 273	----	0,60	6,50	----	42.865	42.865
2017 (a partir de 24.08)	5 883 238	----	0,60	4,75	----	24.415	24.415
TOTAL	21 959 890	---	---	---	3.587	86.179	89.766

APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013 EM 2018

Aquando da preparação da proposta de tarifas e preços para 2018, a ERSE estimou 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 produzisse, em 2018, um valor de proveitos de aproximadamente 70,5 milhões de euros. Este valor de receita previsional considerou um valor unitário do parâmetro Pem_t^{UE} de 4,75 €/MWh, que constava da proposta que a ERSE oportunamente formulou e que, ao tempo, ainda não havia sido aprovado.

Neste sentido, a concretização da estimativa para os parâmetros Vem_t , $EIRE_t$, conjugando toda a normativa publicada até à data foi a seguinte:

- Vem_t : 0 €, na medida em que não existem eventos extramercado e ordem interna aprovados para 2018;
- $EIRE_t$: 14,8 TWh

Os restantes parâmetros, previstos na Portaria n.º 225/2015, de 30 de Julho, pela mesma razão referida para o parâmetro Vem_t , seriam também nulos.

Decorrente do exposto, a estimativa do parâmetro $Pliq_t$ de 4,75 €/MWh aplicado à produtividade estimada de 14,8 TWh, o qual corresponderia apenas e só a aplicação do parâmetro Pem_t^{UE} para 2018, e na medida em que este valor fosse objeto de publicação por parte do membro do Governo responsável pela área da energia.

A estimativa de produção abrangida ($EIRE_t$), não inclui as centrais com CMEC, para as quais se torna necessário aclarar juridicamente se as mesmas se encontram abrangidas pelo âmbito de aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 durante o período da revisibilidade final. Assim, sem prejuízo de informação posterior que promova a citada aclaração, 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 do Alqueva;
- Central hidroelétrica do Alqueva 2;
- Central hidroelétrica do Alto Rabagão;
- Central hidroelétrica do Baixo Sabor Jusante;
- Central hidroelétrica do Baixo Sabor Montante;
- Central hidroelétrica de Belver;

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Proveitos permitidos

- 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;
- Central hidroelétrica da Caniçada;
- Central hidroelétrica do Carrapatelo;
- Central hidroelétrica do Castelo de Bode;
- Central hidroelétrica do Desterro;
- Central hidroelétrica de Foz Tua;
- Central hidroelétrica de Frades;
- 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 de Ponte Jugais;
- Central hidroelétrica da Póvoa;
- Central hidroelétrica de Ribeiradio;
- Central hidroelétrica do Sabugueiro;
- Central hidroelétrica do Salamonde;
- Central hidroelétrica do Salamonde 2;
- Central hidroelétrica de Santa Luzia;
- Central hidroelétrica da Varosa;
- Central hidroelétrica da Velada;

- Central hidroelétrica da Venda Nova;
- Central hidroelétrica de Vila Cova;
- Central termoelétrica de Lares (CCGT);
- Central termoelétrica do Pego (CCGT);
- Central termoelétrica do Ribatejo (CCGT);
- Central termoelétrica de Sines.

Todavia, o Despacho n.º 9955/2017, de 17 de novembro, do Senhor Secretário de Estado da Energia, determina que a ERSE “(...) após a aprovação e publicação do Orçamento do Estado para 2018, apresente nova proposta, ouvida a DGEG, de definição do valor dos parâmetros Pem_{ts}^{UE} e λ_{i_t} , em que sejam considerados os efeitos da entrada em vigor daquele instrumento, por forma a poderem ser aplicados a partir do início do ano de 2018”.

Na avaliação da ERSE, não existem elementos novos que alterem materialmente o valor do parâmetro Pem_{ts}^{UE} que foi objeto de proposta da ERSE em final do passado mês de setembro e objeto de aprovação para vigorar a partir de 24 de agosto de 2017 nos termos do mencionado Despacho n.º 9955/2017. Ainda assim, considerando o demais relativo ao conteúdo do Orçamento do Estado para 2018, importa considerar a aplicação do Imposto sobre Produtos Petrolíferos e Energéticos.

Na presente data, não havendo por parte da ERSE outra informação que não o texto da proposta inicial e as propostas de alteração que foram votadas e aprovadas neste domínio, entende-se que com a redação constante do artigo 186.º da proposta de Orçamento do Estado para 2018 e com a proposta de alteração a este mesmo artigo e que tem o número 393C-1, votada favoravelmente, resulta que não poderá haver repercussão do imposto cobrado no âmbito do referido artigo nos consumidores finais (aditamento do n.º 6 ao artigo 186.º da proposta de Orçamento de Estado para 2018 nos termos da mencionada alteração 393C-1). Por conseguinte, e fazendo-se a analogia com o que determinou a reversão de montantes para os anos de 2015, 2016 e 2017, entendeu a ERSE propor a não consideração dos encargos com o Imposto sobre Produtos Petrolíferos e Energéticos como evento externo de ordem interna ao sistema português, daí resultando que o parâmetro λ_{i_t} será, contingentemente, nulo.

Por conseguinte, o valor previsional de faturação aos centros eletroprodutores abrangidos pela aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho e demais legislação que o complementa é, em 2018, de cerca de 70,5 milhões de euros.

Estes valores terão impacto na tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição e serão integralmente deduzidos ao sobrecusto da PRE.

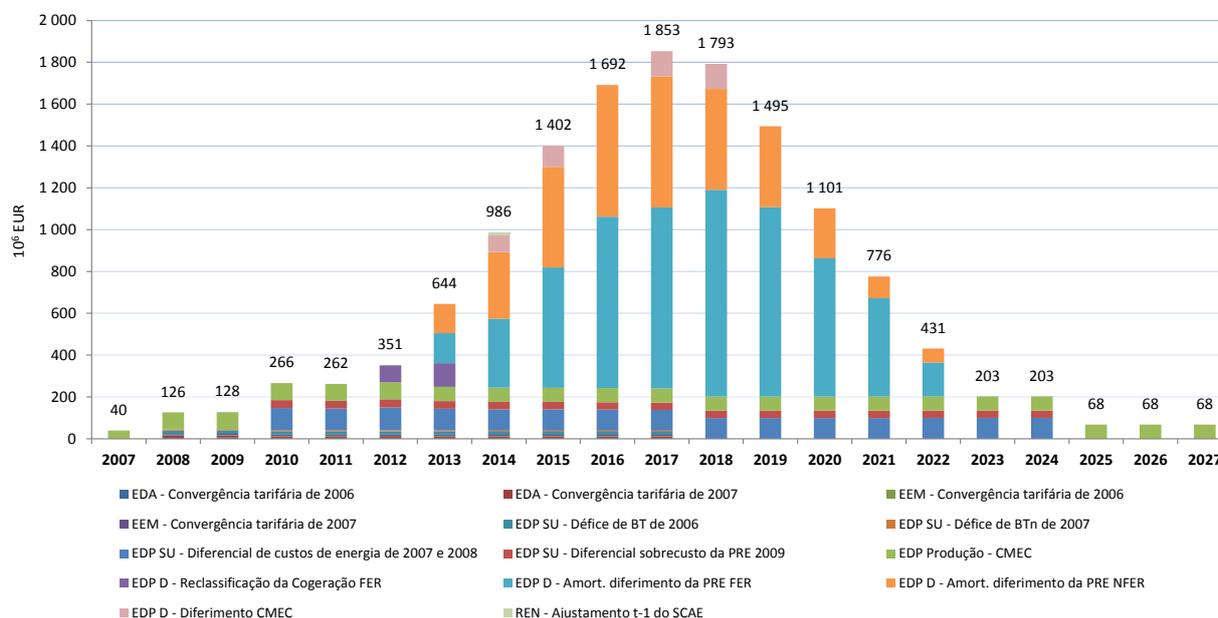
3.4.4 PROVEITOS A RECUPERAR PELA TARIFA UGS QUE DIZEM RESPEITO A ANOS ANTERIORES

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. Para além dos 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;
- Diferimentos 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 (analisados no ponto 3.4.3.4).

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.

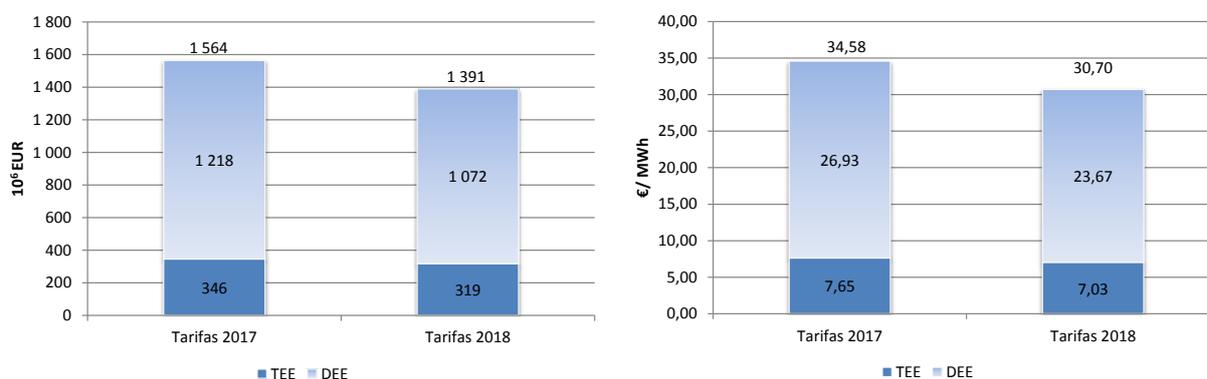
Figura 3-24 - Proveitos a recuperar



3.5 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Da análise da Figura 3-25 verifica-se que os proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica, previstos para tarifas de 2018, apresentam um decréscimo de 11,1%, sendo que por unidade distribuída os custos previstos diminuem 11,2%.

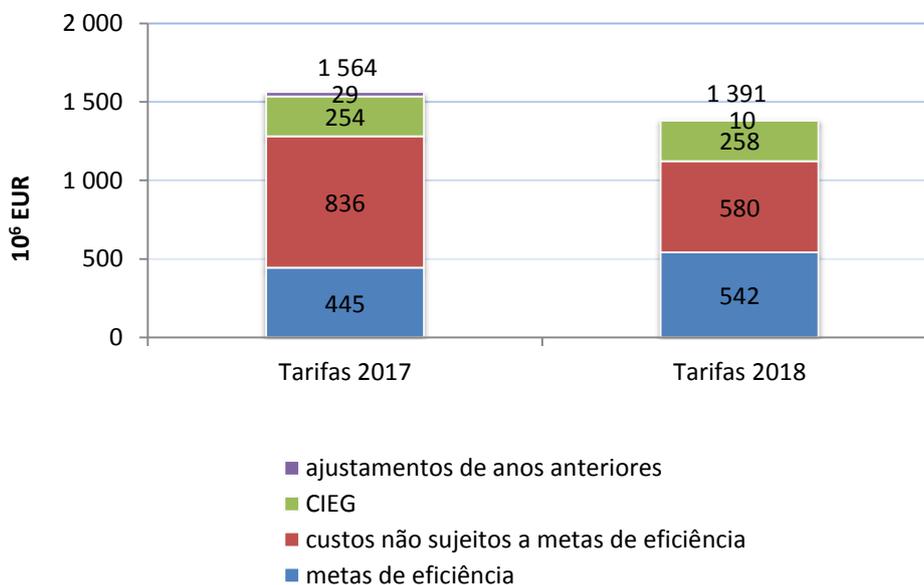
Figura 3-25 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição



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 (inclui custos de exploração não sujeitos a metas de eficiência e custos com capital); (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 3-26.

Figura 3-26 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente



Através da análise da figura anterior verifica-se uma redução substancial da base de custos não sujeita a metas de eficiência.

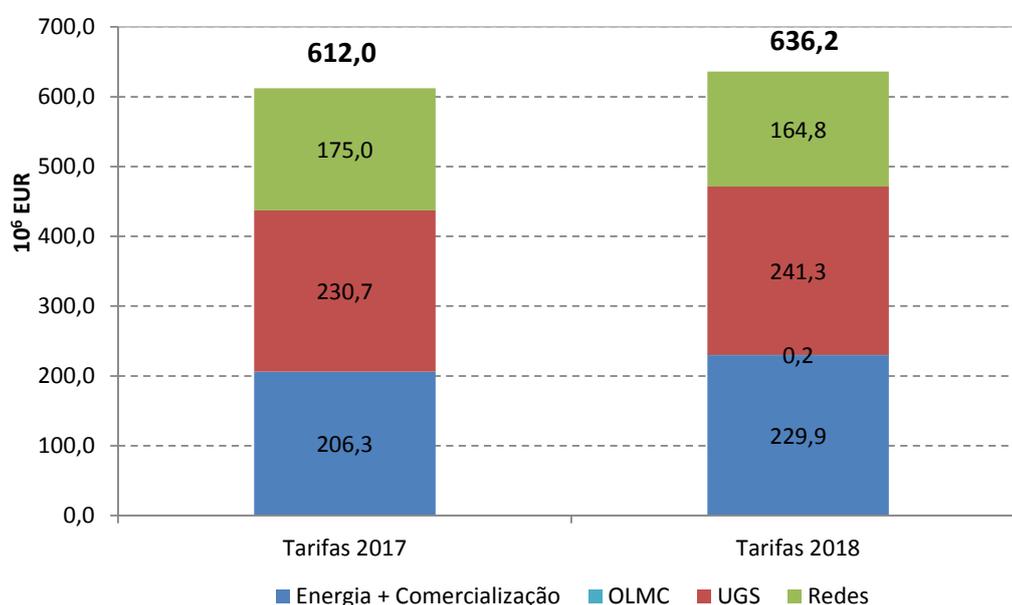
Com um peso significativo nestes custos estão os custos com capital das atividades de Transporte de Energia Elétrica (com exceção dos custos com capital do imobilizado valorizado a custos de referência) e de Distribuição de Energia Elétrica, que refletem a redução das taxas de remuneração decorrente da revisão em baixa da taxa de remuneração dos ativos destas atividades, cujo enquadramento encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”. O facto dos ajustamentos no custo com capital da EDP Distribuição associados ao não reconhecimento da capitalização dos custos de estrutura e gestão resultantes da transição para o normativo contabilístico IFRS ter terminado em 2017 teve igualmente um impacto importante. Incluem-se nos custos não sujeitos a metas de eficiência da atividade de Distribuição de Energia Elétrica os planos de reestruturação de efetivos, uma revisão extraordinária da base de custos anterior e uma correção de proveitos esperados com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações. Os ganhos e perdas atuariais das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica foram igualmente incluídos nos custos não sujeitos a metas de eficiência.

3.6 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 2017 para 2018.

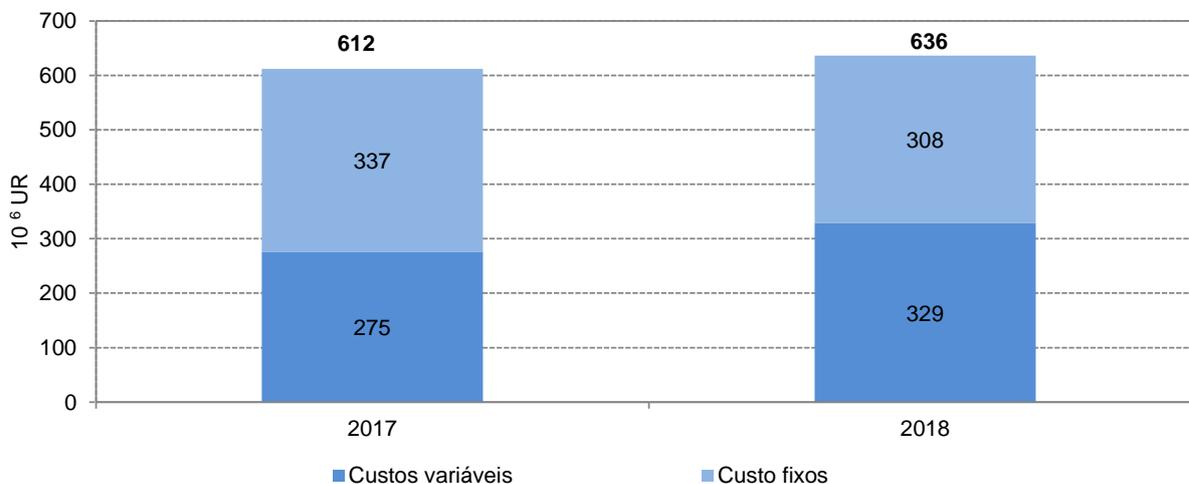
Figura 3-27 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais



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.

A Figura 3-28 apresenta a decomposição do nível global de proveitos totais a recuperar pelas TVCF de 2017 e de 2018, 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

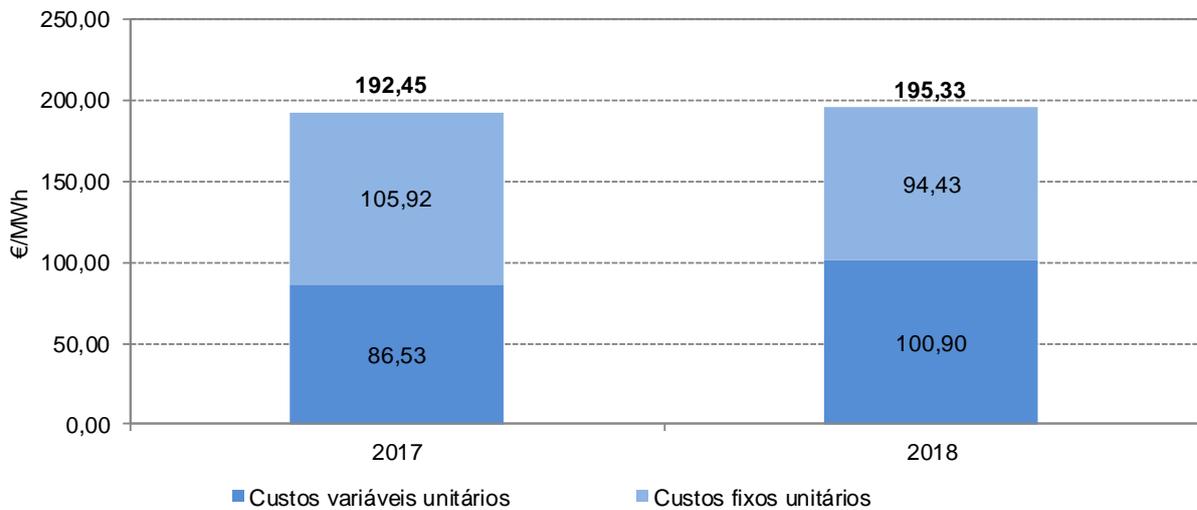


Consideram-se como custos variáveis todos os custos de energia, os custos de comercialização (com exceção dos ajustamentos referentes a 2016 e da parcela fixa dos proveitos da comercialização), os encargos com as rendas dos municípios e a componente variável dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição. 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 e ainda os ajustamentos referentes a 2016 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, bem como a parcela fixa dos proveitos da comercialização.

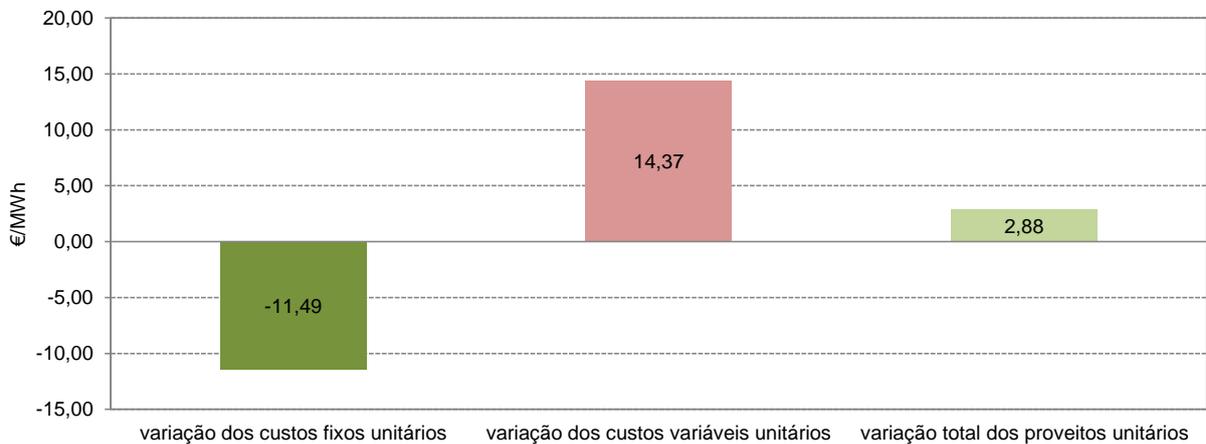
A Figura 3-29 evidencia a evolução dos proveitos unitários da TVCF entre 2017 e 2018, por categoria de custo, fixo e variável.

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



O acréscimo dos proveitos unitários de 2,88€/MWh pode ser decomposto em variação dos custos fixos unitários (-11,49€/MWh) e em variação dos custos variáveis unitários (14,37€/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 2018

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.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Energia	TE	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)
Tarifa de Uso Global do Sistema	UGS	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)

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifas de Uso da Rede de Transporte	URT				
<i>Tarifa de uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores</i>	URT _P	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 _{MAT}	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 _{AT}	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)

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte</i>		operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	prestação dos serviços de sistema e transporte	
<i>Tarifas de Uso da Rede de Distribuição</i>	URD				
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição de AT</i>	URD _{AT}	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 _{MT}	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 _{BT}	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)

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifas de Operação logística de mudança de comercializador</i>	OLMC				
<i>Tarifa de Operação logística de mudança de comercializador em MAT</i>	OLMC _{MAT}	operador logístico de mudança de comercializador	clientes em MAT	operação logística de mudança de comercializador 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 Operação logística de mudança de comercializador em AT</i>	OLMC _{AT}	operador logístico de mudança de comercializador	clientes em AT	operação logística de mudança de comercializador em AT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental)
<i>Tarifa de Operação logística de mudança de comercializador em MT</i>	OLMC _{MT}	operador logístico de mudança de comercializador	clientes em MT	operação logística de mudança de comercializador em MT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental)
<i>Tarifa de Operação logística de mudança de comercializador em BTE</i>	OLMC _{BTE}	operador logístico de mudança de comercializador	clientes em BTE	operação logística de mudança de comercializador em BTE	incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental)
<i>Tarifa de Operação logística de mudança de comercializador em BTN</i>	OLMC _{BTN}	operador logístico de mudança de comercializador	clientes em BTN	operação logística de mudança de comercializador em BTN	incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental)

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifas de Acesso às Redes		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 de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT		operadores das redes de distribuição	operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT	uso das redes e serviços associados	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de mercado livre
Tarifas de Comercialização	C				
<i>Tarifa de Comercialização em AT e MT</i>	C _{NT}	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>	C _{BTE}	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)

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Comercialização em BTN</i>	C _{BTN}	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)
<i>Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental</i>	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 no Regulamento Tarifário para os clientes de Portugal continental
<i>Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM</i>	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 no Regulamento Tarifário para os clientes das Regiões Autónomas

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 26.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 2018.

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
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0025
	Horas cheias	0,0025
	Horas de vazio normal	0,0025
	Horas de super vazio	0,0025

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	0,0065
	Horas cheias	0,0065
	Horas de vazio normal	0,0065
	Horas de super vazio	0,0065

No Quadro 4-4 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2018, 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	0,0090
	Horas cheias	0,0090
	Horas de vazio normal	0,0090
	Horas de super vazio	0,0090

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.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

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 2018.

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	0,5480
	Horas de vazio	0,4237

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 2018 proporcionam os proveitos permitidos em 2018, de acordo com o estabelecido no Artigo 149.º do Regulamento Tarifário.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2018 que está definida no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2018”.

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 4-6 e no Quadro 4-7 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 2018.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Quadro 4-6 - 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
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	1,616
	Contratada	0,118
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0255
	Capacitiva	0,0191

Quadro 4-7 - 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
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	2,749
	Contratada	0,329
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0255
	Capacitiva	0,0191

4.3 TARIFAS POR ATIVIDADE DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

As tarifas do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), a aplicar ao operador da rede distribuição em AT e MT, apresentam preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, garantindo-se a inexistência de subsídio cruzada entre tipos de fornecimento. Os preços de potência contratada a aplicar garantem uma alocação de custos por nível de tensão e tipo de fornecimento idêntica à que se obteria com a aplicação de termos fixos.

No Quadro 4-8 apresentam-se os preços das tarifas de operação logística de mudança de comercializador para 2018.

Quadro 4-8 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR		PREÇOS
Potência	(EUR/MW.mês)	
	MAT	0,002
	AT	0,003
	MT	0,066
	BTE	0,289
	BTN	2,640

4.4 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.

4.4.1 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado é composta por preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, tal como definido no ponto 4.3.

No Quadro 4-9 apresentam-se os preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador para 2018.

Quadro 4-9 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR		PREÇOS
Potência	(EUR/MW.mês)	
	MAT	0,002
	AT	0,003
	MT	0,066
	BTE	0,289
	BTN	2,640

4.4.2 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 4-10.

Quadro 4-10 - 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	0,0025
	Horas cheias	0,0025
	Horas de vazio normal	0,0025
	Horas de super vazio	0,0025

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 4-11.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Quadro 4-11 - 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	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025
AT	4	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025
MT	4	0,0027	0,0026	0,0026	0,0026
BTE	4	0,0029	0,0029	0,0028	0,0027
BTN>	3	0,0029	0,0029	0,0028	
BTN< tri-horárias	3	0,0029	0,0029	0,0028	
BTN bi-horárias	2	0,0029		0,0028	
BTN simples	1	0,0028			

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 sustentabilidade²⁷, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC.

²⁷ 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.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

No Quadro 4-12 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 4-12 - 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	3,1	4,6	8,3	768,0	784,1
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	22,8	72,6	157,4	35,9	21,8	174,3	484,8
Sobrecusto dos CAE	0,7	14,8	115,5	51,1	21,4	-69,1	134,5
CMEC	5,4	14,3	45,3	15,1	17,2	264,4	361,7
Garantia de potência	1,1	3,6	7,7	1,8	1,1	8,6	23,9
Sobrecusto RAs	0,5	9,3	72,3	32,0	13,4	-43,3	84,2
Estabilidade (DL 165/2008)	6,3	20,0	43,5	9,9	6,0	48,2	134,0
Ajust. de aquisição de energia	0,7	2,1	4,6	1,0	0,6	5,1	14,1
Diferencial extinção TVCF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sobreproveito	-0,2	-0,5	-1,1	-0,2	-0,2	-1,2	-3,4
Terrenos	0,6	1,9	4,2	1,0	0,6	4,7	13,0
PPEC	0,5	1,7	3,7	0,9	0,5	4,1	11,5
TOTAL	38,5	139,8	456,4	153,0	90,9	1 163,7	2 042,3

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Quadro 4-13 - 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	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,31	0,25	0,12	1,91	1,61	0,67	10,00	4,08	0,79	74,52	58,49	24,60
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	16,38	13,22	8,11	16,38	13,06	7,24	15,52	12,84	5,87	14,98	12,63	5,23	26,22	10,70	2,08	16,91	13,27	5,58
Sobrecusto dos CAE	0,52	0,42	0,26	3,34	2,66	1,48	11,39	9,43	4,31	21,31	17,96	7,44	25,77	10,52	2,04	-6,70	-5,26	-2,21
Garantia de potência	0,81	0,65	0,40	0,81	0,64	0,36	0,76	0,63	0,29	0,74	0,62	0,26	1,29	0,53	0,10	0,83	0,65	0,27
Sobrecusto RAs	0,32	0,26	0,16	2,09	1,67	0,92	7,13	5,90	2,70	13,34	11,24	4,66	16,13	6,58	1,28	-4,20	-3,29	-1,39
Estabilidade (DL 165/2008)	4,52	3,65	2,24	4,52	3,61	2,00	4,29	3,55	1,62	4,14	3,49	1,45	7,25	2,96	0,57	4,67	3,67	1,54
Ajust. de aquisição de energia	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Diferencial extinção TVCF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobreprovento	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07
Terrenos	0,44	0,35	0,22	0,44	0,35	0,19	0,42	0,34	0,16	0,40	0,34	0,14	0,70	0,29	0,06	0,45	0,36	0,15
PPEC	0,39	0,31	0,19	0,39	0,31	0,17	0,37	0,30	0,14	0,36	0,30	0,12	0,62	0,25	0,05	0,40	0,31	0,13
Total	23,62	19,11	11,82	28,21	22,54	12,60	40,42	33,49	15,45	57,40	48,42	20,19	88,22	36,15	7,20	87,13	68,43	28,93

Unid: €/kW/mês	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA
CMEC	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Total	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Tarifas para a energia elétrica em 2018

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 4-14.

Quadro 4-14 - 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	0,636	0,0249	0,0204	0,0131	0,0131
AT	4	0,636	0,0296	0,0239	0,0140	0,0140
MT	4	0,636	0,0418	0,0349	0,0169	0,0168
BTE	4	0,636	0,0590	0,0499	0,0217	0,0217
BTN>	3	0,636	0,0898	0,0377	0,0087	
BTN< tri-horárias	3	0,636	0,0902	0,0711	0,0309	
BTN bi-horárias	2	0,636	0,0753		0,0309	
BTN simples	1	0,636	0,0577			

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 4-15.

Quadro 4-15 - 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	0,636	0,0274	0,0229	0,0156	0,0156
AT	4	0,636	0,0321	0,0264	0,0165	0,0165
MT	4	0,636	0,0445	0,0375	0,0195	0,0194
BTE	4	0,636	0,0619	0,0528	0,0245	0,0244
BTN>	3	0,636	0,0927	0,0406	0,0115	
BTN< tri-horárias	3	0,636	0,0931	0,0740	0,0337	
BTN bi-horárias	2	0,636	0,0782		0,0337	
BTN simples	1	0,636	0,0605			

No Quadro 4-16 apresenta-se a desagregação do valor do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 4-15.

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Quadro 4-16 - 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			Correção de hidráulicidade	CMEC - EDP Distribuição
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Revisib. Prevista	Ajust. final	Revisib. Prevista		Parcela de acerto
	Renda Anual	Ajust.	Revisib.	Ajust.				Revisib.	
MAT	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216
AT	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216
MT	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216
BTE	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216
BTN>	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216
BTN< tri-horárias	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216
BTN bi-horárias	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216
BTN simples	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216

No Quadro 4-17 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 2018, 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 4-17 – Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral ($V_{Cieg,t}$), em 2018

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	$V_{CIEG,2018}$ (€/kW)/mês
AT	3,158
MT	4,140
BTE	5,478
BTN > 20,7 kVA	5,536
BTN ≤ 20,7 kVA	8,495

4.4.3 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.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Tarifas para a energia elétrica em 2018

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 4-18 e no Quadro 4-19.

Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	1,616
	Contratada	0,118
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0255
	Capacitiva	0,0191

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	2,685
	Contratada	0,321
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	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 4-20.

Quadro 4-20 - 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	3,194	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
MT	4	3,345	0,0010	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007
BTE	4	3,669	0,0011	0,0009	0,0008	0,0007	0,0010	0,0009	0,0007	0,0007
BTN>	3	-	0,0453	0,0009	0,0007		0,0453	0,0009	0,0007	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0467	0,0009	0,0008		0,0467	0,0009	0,0008	
BTN bi-horárias	2	-	0,0111		0,0008		0,0111		0,0008	
BTN simples	1	-	0,0070				0,0070			

4.4.4 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

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Tarifas para a energia elétrica em 2018

as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas para 2018 proporcionam os proveitos permitidos em 2018, de acordo com o estabelecido no Artigo 151.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.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2018 é determinada de acordo com o descrito no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2018”.

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 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	0,512
	Contratada	0,044
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0255
	Capacitiva	0,0191

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	2,584
	Contratada	0,427
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0026
	Horas cheias	0,0021
	Horas de vazio normal	0,0014
	Horas de super vazio	0,0010
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0024
	Horas cheias	0,0020
	Horas de vazio normal	0,0013
	Horas de super vazio	0,0010
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0278
	Capacitiva	0,0209

Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	7,520
	Contratada	0,676
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0053
	Horas cheias	0,0044
	Horas de vazio normal	0,0031
	Horas de super vazio	0,0017
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0049
	Horas cheias	0,0041
	Horas de vazio normal	0,0029
	Horas de super vazio	0,0017
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0331
	Capacitiva	0,0252

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.

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Quadro 4-24 - 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	0,512	0,044	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	0,0008	0,0007	0,0005	0,0004	0,0255	0,0191
MT	4	0,602	-	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	-	-
BTE	4	0,661	-	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	-	-
BTN>	3	-	-	0,0090	0,0008	0,0005		0,0090	0,0008	0,0005		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0092	0,0008	0,0005		0,0092	0,0008	0,0005		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0027		0,0005		0,0027		0,0005		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0018				0,0018				-	-

Quadro 4-25 - 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	2,584	0,427	0,0026	0,0021	0,0014	0,0010	0,0024	0,0020	0,0013	0,0010	0,0278	0,0209
BTE	4	3,503	-	0,0028	0,0023	0,0015	0,0010	0,0026	0,0022	0,0014	0,0011	-	-
BTN>	3	-	-	0,0450	0,0022	0,0013		0,0450	0,0022	0,0013		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0462	0,0023	0,0014		0,0462	0,0023	0,0014		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0121		0,0014		0,0121		0,0014		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0078				0,0078				-	-

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

Quadro 4-26 - 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 ativa (EUR/kWh)				Energia reativa (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	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	Fornecida	Recebida
BTE	4	7,520	0,676	0,0053	0,0044	0,0031	0,0017	0,0049	0,0041	0,0029	0,0017	0,0331	0,0252
BTN>	3	-	0,676	0,0293	0,0285	0,0026		0,0293	0,0285	0,0026		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,676	0,0261	0,0252	0,0027		0,0261	0,0252	0,0027		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,676	0,0254		0,0027		0,0254		0,0027		-	-
BTN simples	2	-	0,676	0,0164				0,0164				-	-

4.5 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.

4.5.1 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 2018 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 documento da “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2018”.

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

Quadro 4-27 - Preços da tarifa transitória de Energia

ENERGIA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0662
	Horas cheias	0,0618
	Horas de vazio normal	0,0498
	Horas de super vazio	0,0441
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0613
	Horas cheias	0,0578
	Horas de vazio normal	0,0476
	Horas de super vazio	0,0463

Os preços da tarifa transitória de Energia convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-28.

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Quadro 4-28 - 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	0,0672	0,0627	0,0504	0,0445	0,0623	0,0586	0,0482	0,0467
MT	4	0,0704	0,0653	0,0521	0,0457	0,0653	0,0610	0,0498	0,0480
BTE	4	0,0772	0,0710	0,0560	0,0478	0,0716	0,0663	0,0535	0,0502
BTN>	3	0,0750	0,0686	0,0530		0,0750	0,0686	0,0530	
BTN< tri-horárias	3	0,0758	0,0691	0,0535		0,0758	0,0691	0,0535	
BTN bi-horárias	2	0,0706		0,0535		0,0706		0,0535	
BTN simples	1	0,0638				0,0638			

4.5.2 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 documento da “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2018”.

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

Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM AT E MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		2,95	0,09700
Energia ativa		(EUR/kWh)	
		0,0004	
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		1,37	0,04490
Energia ativa		(EUR/kWh)	
		0,0001	
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		0,71	0,02340
Energia ativa		(EUR/kWh)	
		0,0040	

* RRC art. 119.º, n.º 6

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

4.6 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 Operação Logística de Mudança de Comercializador, 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 2018.

Quadro 4-30 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2018

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	1,616	0,0531
	Contratada	0,754	0,0248
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0281	
	Horas cheias	0,0235	
	Horas de vazio normal	0,0161	
	Horas de super vazio	0,0161	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0280	
	Horas cheias	0,0235	
	Horas de vazio normal	0,0161	
	Horas de super vazio	0,0161	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0255	
	Capacitiva	0,0191	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	3,706	0,1218
	Contratada	0,680	0,0224
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0339	
	Horas cheias	0,0279	
	Horas de vazio normal	0,0177	
	Horas de super vazio	0,0175	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0338	
	Horas cheias	0,0279	
	Horas de vazio normal	0,0177	
	Horas de super vazio	0,0175	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0255	
	Capacitiva	0,0191	

* RRC art. 119.º, n.º 6

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Tarifas para a energia elétrica em 2018

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	6,531	0,2147
	Contratada	1,063	0,0349
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0490	
	Horas cheias	0,0413	
	Horas de vazio normal	0,0221	
	Horas de super vazio	0,0214	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0487	
	Horas cheias	0,0410	
	Horas de vazio normal	0,0220	
	Horas de super vazio	0,0215	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0278	
	Capacitiva	0,0209	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	15,353	0,5048
	Contratada	1,312	0,0431
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0721	
	Horas cheias	0,0612	
	Horas de vazio normal	0,0305	
	Horas de super vazio	0,0282	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0713	
	Horas cheias	0,0608	
	Horas de vazio normal	0,0300	
	Horas de super vazio	0,0283	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0331	
	Capacitiva	0,0252	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa tri-horária	27,6	36,29	1,1932
	34,5	45,37	1,4915
	41,4	54,44	1,7898
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2213	
	Horas cheias	0,0730	
	Horas de vazio	0,0166	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Tarifas para a energia elétrica em 2018

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN ($\leq 20,7$ kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,51	0,0497
	2,3	3,02	0,0994
	3,45	4,54	0,1492
	4,6	6,05	0,1989
	5,75	7,56	0,2486
	6,9	9,07	0,2983
	10,35	13,61	0,4475
	13,8	18,15	0,5966
	17,25	22,68	0,7458
20,7	27,22	0,8949	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0935	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1295	
	Horas de vazio	0,0391	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2213	
	Hora cheia	0,1032	
	Hora vazio	0,0391	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM IP ($> 20,7$ kW)		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Contratada	1,315	0,0432
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2213	
	Horas cheias	0,0730	
	Horas de vazio	0,0166	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM IP ($\leq 20,7$ kW)		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Contratada	1,315	0,0432
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0935	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1295	
	Horas de vazio	0,0391	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2213	
	Hora cheia	0,1032	
	Hora vazio	0,0391	

* RRC art. 119.º, n.º 6

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 2018, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os seguintes:

Quadro 4-31 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral em 2018

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	72%
AT	66%
MT	59%
BTE	60%
BTN > 20,7 kVA	56%
BTN ≤ 20,7 kVA	67%

4.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AOS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO EXCLUSIVAMENTE EM BT

As tarifas de Acesso às Redes para os operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT resultam da adição das seguintes parcelas: uso da rede de transporte (URT) e uso da rede de distribuição em alta tensão (URD AT) convertidas para MT, uso da rede de distribuição em média tensão (URD MT), adicionada da tarifa de uso global do sistema (UGS) aplicável às entregas em BT ajustada para o nível de tensão em MT.

Pretende-se com esta nova tarifa de acesso garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEGs pagos pelos clientes aos ORD BT garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e consequentemente a sua devolução ao ORD AT/ MT. Esta alteração permite ainda tratar em condições de igualdade os ORD BT, independentemente da modalidade escolhida para efeitos de faturação da energia, no que respeita à tarifa de acesso às redes.

Esta alteração tem impactos no valor da faturação do acesso às redes entre o ORD AT/MT e os ORD BT e entre o ORD AT/MT e os comercializadores que abasteçam comercializadores de último recurso exclusivamente em baixa tensão, que tenham optado pela faturação por aplicação da tarifa de acesso às redes em MT.

Para 2018, por forma a mitigar os impactes tarifários da presente alteração, os preços desta tarifa são calculados de modo a repercutir 20% do diferencial de preços entre a tarifa de uso global do sistema em BTE, ajustada para perdas para a MT, e a tarifa de uso global do sistema em MT.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, para o ano de 2018, apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 4-32 – Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AOS ORD E AOS CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	6,531	0,2147
	Contratada	1,063	0,0349
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0537
		Horas cheias	0,0453
		Horas de vazio normal	0,0235
		Horas de super vazio	0,0226
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0534
		Horas cheias	0,0450
		Horas de vazio normal	0,0234
		Horas de super vazio	0,0227
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0278	
	Capacitiva	0,0209	

* RRC art. 119.º, n.º 6

4.8 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

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

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, garantindo a inexistência de subsídio cruzada com as restantes tarifas.

As tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica têm assim uma estrutura bi-horária e tri-horária, apenas com preços de energia e, conseqüentemente sem preços de potência contratada, na medida em que a carga a satisfazer – veículos automóveis – varia no tempo e no espaço. Esta variação espacial obriga a variabilizar os conceitos de potência contratada convertendo-os em preços de energia. Nesta variabilização – conversão dos preços de potência contratada em preços de energia – assegura-se a neutralidade em termos de pagamentos, verificando-se que os preços de energia destas tarifas são superiores aos preços de energia das opções tarifárias bi-horárias e tri-horárias em BTN, correspondendo o diferencial à recuperação dos custos de potência contratada.

Aplicam-se a estas tarifas o ciclo diário e o ciclo semanal, de acordo com o Artigo 31.º do Regulamento Tarifário.

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 2018 são as seguintes:

Quadro 4-33 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica nos Pontos de Carregamento a UVE a vigorarem em 2018

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Baixa Tensão - Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,2305
	Horas de cheias	0,1124
	Horas de vazio	0,0483
TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Baixa Tensão - tarifa Bi-horária	Horas fora de vazio	0,1387
	Horas de vazio	0,0483

Considerando os recentes desenvolvimentos que se têm observado na mobilidade elétrica e perspetivando um novo impulso em 2018 é espectável a possibilidade de em 2018 se proceder à revisão do quadro regulamentar aplicável.

4.9 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.

As Tarifas Transitórias em MAT encontram-se extintas. As Tarifas Transitórias em AT, MT, e BT 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. No seguimento da publicação da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, nas tarifas transitórias em BTN não se aplica qualquer fator de agravamento.

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.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

No Quadro 4-34 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis a partir do dia 1 de janeiro de 2018, para os fornecimentos em AT, MT e BTE, determinados com base nos valores do parâmetro $\gamma_{i,p}$, bem como nos valores das variáveis $Te'_{i,p-1}$ e Ce_p . Os fatores de agravamento em BTN são nulos.

Quadro 4-34 - Fatores de agravamento a partir de 1 de janeiro de 2018

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	Ce_p	$Te'_{i,p-1}-Ce_p$	$\gamma_{i,p}$	$FA_{i,p}$
AT	75,52	55,20	20,32	2,08	22,40
MT	77,07	58,86	18,21	3,09	21,30
BTE	73,06	64,66	8,40	7,10	15,50

$Te'_{(i,p-1)}$ 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 e BTE) 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 2017 acrescida de fator de agravamento.

A variável Ce_p corresponde ao preço médio da tarifa de energia por nível de tensão e tipo de fornecimento (AT, MT e BTE) 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 $\gamma_{i,p}$ corresponde ao parâmetro que traduz a variação do fator de agravamento tendo em conta a evolução dos mercados grossistas de eletricidade para 2018, 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 2018, 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 2018.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Quadro 4-35 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2018

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		74,72	2,4566
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	6,446	0,2119
	Contratada	0,880	0,0289
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	6,247	0,2054
	Contratada	0,727	0,0239
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,662	0,4163
	Contratada	0,519	0,0171
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1219
		Horas cheias	0,0982
		Horas de vazio normal	0,0747
		Horas de super vazio	0,0629
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1208
		Horas cheias	0,1007
		Horas de vazio normal	0,0769
		Horas de super vazio	0,0704
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1343
		Horas cheias	0,1004
		Horas de vazio normal	0,0754
		Horas de super vazio	0,0652
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1354
		Horas cheias	0,1036
		Horas de vazio normal	0,0787
		Horas de super vazio	0,0704
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1570
		Horas cheias	0,1148
		Horas de vazio normal	0,0759
		Horas de super vazio	0,0667
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1564
		Horas cheias	0,1145
		Horas de vazio normal	0,0787
		Horas de super vazio	0,0716
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0255	
	Capacitiva	0,0191	

* RRC art. 119.º, n.º 6

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Tarifas para a energia elétrica em 2018

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		47,81	1,5720
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	10,266	0,3375
	Contratada	1,568	0,0516
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	10,346	0,3401
	Contratada	1,476	0,0485
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	15,187	0,4993
	Contratada	0,637	0,0209
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1382
		Horas cheias	0,1085
		Horas de vazio normal	0,0765
		Horas de super vazio	0,0656
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1412
		Horas cheias	0,1107
		Horas de vazio normal	0,0792
		Horas de super vazio	0,0728
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1444
		Horas cheias	0,1119
		Horas de vazio normal	0,0778
		Horas de super vazio	0,0668
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1503
		Horas cheias	0,1120
		Horas de vazio normal	0,0816
		Horas de super vazio	0,0728
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2161
		Horas cheias	0,1204
		Horas de vazio normal	0,0818
		Horas de super vazio	0,0729
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2157
		Horas cheias	0,1203
		Horas de vazio normal	0,0823
		Horas de super vazio	0,0766
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0278
		Capacitiva	0,0209

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Tarifas para a energia elétrica em 2018

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		25,85	0,8499
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	15,728	0,5171
	Contratada	0,689	0,0227
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	21,718	0,7140
	Contratada	1,532	0,0504
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2201
		Horas cheias	0,1315
		Horas de vazio normal	0,0912
		Horas de super vazio	0,0800
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2200
		Horas cheias	0,1308
		Horas de vazio normal	0,0912
		Horas de super vazio	0,0800
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1595
		Horas cheias	0,1271
		Horas de vazio normal	0,0847
		Horas de super vazio	0,0744
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1594
		Horas cheias	0,1271
		Horas de vazio normal	0,0843
		Horas de super vazio	0,0744
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0331
		Capacitiva	0,0252

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS		
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa de médias utilizações		27,6	43,14	1,4184
		34,5	53,77	1,7677
		41,4	64,39	2,1169
Tarifa de longas utilizações		27,6	120,81	3,9720
		34,5	150,92	4,9616
		41,4	181,01	5,9510
Energia ativa		(EUR/kWh)		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		0,3113	
	Horas cheias		0,1545	
	Horas de vazio		0,0851	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		0,2325	
	Horas cheias		0,1345	
	Horas de vazio		0,0794	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Tarifas para a energia elétrica em 2018

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	4,93	0,1621
	4,6	6,41	0,2106
	5,75	7,88	0,2589
	6,9	9,34	0,3072
	10,35	13,75	0,4521
	13,8	18,16	0,5970
	17,25	22,57	0,7419
	20,7	26,97	0,8868
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		0,1646	
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		0,1652	
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	0,1948	
	Horas de vazio	0,1009	
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	0,1986	
	Horas de vazio	0,1016	
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	0,2213	
	Horas de cheias	0,1743	
	Horas de vazio	0,1009	
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	0,2253	
	Horas de cheias	0,1765	
	Horas de vazio	0,1016	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	2,56	0,0840
	2,3	4,48	0,1474
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1426	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1948	
	Horas de vazio	0,1009	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2213	
	Horas de cheias	0,1743	
	Horas de vazio	0,1009	

* RRC art. 119.º, n.º 6

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	29,49	0,9695
	34,5	36,86	1,2117
	41,4	44,21	1,4536
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3102	
	Horas cheias	0,1605	
	Horas de vazio	0,0843	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Tarifas para a energia elétrica em 2018

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (≤20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples	3,45	2,20	0,0723
	4,6	3,09	0,1015
	5,75	3,98	0,1307
	6,9	4,86	0,1599
	10,35	7,35	0,2415
	13,8	9,88	0,3248
	17,25	12,35	0,4060
	20,7	14,94	0,4911
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	4,83	0,1587
	4,6	6,14	0,2020
	5,75	7,42	0,2439
	6,9	8,79	0,2891
	10,35	11,64	0,3826
	13,8	14,17	0,4660
	17,25	16,64	0,5472
	20,7	19,24	0,6326
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Tarifa simples ≤6,9 kVA	0,1803	
	Tarifa simples >6,9 kVA	0,1838	
Tarifa bi-horária ≤6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,2080	
	Horas de vazio	0,0999	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,2081	
	Horas de vazio	0,1005	
Tarifa tri-horária ≤6,9 kVA	Horas de ponta	0,3367	
	Horas de cheias	0,1757	
	Horas de vazio	0,0999	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,3367	
	Horas de cheias	0,1769	
	Horas de vazio	0,1005	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM IP (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de médias utilizações		1,56	0,0513
	Tarifa de longas utilizações	4,37	0,1438
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,3113	
	Horas cheias	0,1545	
	Horas de vazio	0,0851	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2325	
	Horas cheias	0,1345	
	Horas de vazio	0,0794	

* RRC art. 119.º, n.º 6

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Tarifas para a energia elétrica em 2018

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM IP (≤20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
		1,50	0,0492
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples ≤6,9 kVA		0,1646	
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1652	
Tarifa bi-horária ≤6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1948	
	Horas de vazio	0,1009	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1986	
	Horas de vazio	0,1016	
Tarifa tri-horária ≤6,9 kVA	Horas de ponta	0,2213	
	Horas de cheias	0,1743	
	Horas de vazio	0,1009	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,2253	
	Horas de cheias	0,1765	
	Horas de vazio	0,1016	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Nos termos e para os efeitos do n.º 4 do artigo 5.º da Portaria 348/2017, de 14 de novembro, o conteúdo mínimo a publicitar nas faturas dos comercializadores relativamente à oferta equiparada ao mercado regulado deverá considerar os seguintes elementos:

- a) As faturas dos comercializadores em regime de mercado, enviadas aos consumidores, deverão identificar de forma visível e inequívoca, para cada fatura em concreto com os elementos de consumo da fatura, o valor em euros da poupança ou do agravamento (conforme o aplicável), sem IVA, face ao valor que resultaria da aplicação das condições de preço regulado.
- b) A fatura deverá igualmente incluir informação sobre se o comercializador disponibiliza ou não as condições equiparáveis ao mercado regulado.

4.10 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

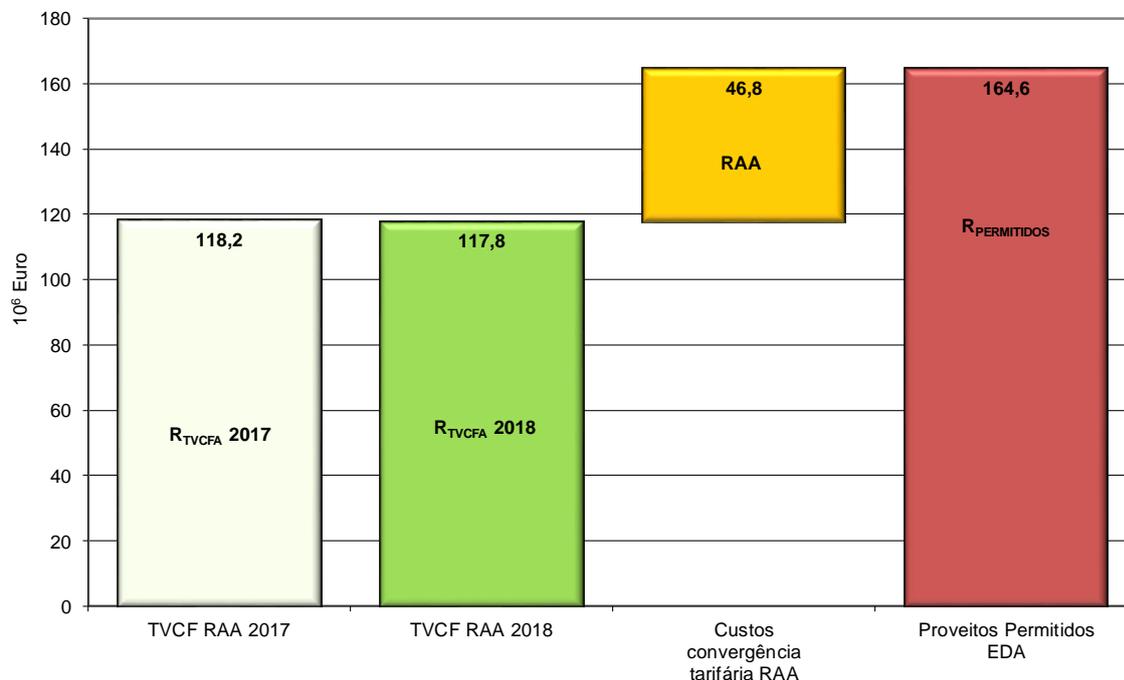
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 2018 encontra-se descrito no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2018”.

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2018 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 2018 da RAA



RTVCFA 2017 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2017

RTVCFA 2018 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2018

RAA - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a incorporar na tarifa UGS

Rpermitidos - Proveitos Permitidos à EDA em 2018

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

A aplicação em 2018 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2017 proporcionaria 118,2 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 117,8 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.

4.10.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA A VIGORAREM EM 2018

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2018, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-36 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2018

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		25,72	0,8457
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	9,058	0,2978
	Contratada	1,228	0,0404
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1242	
	Horas cheias	0,1049	
	Horas de vazio normal	0,0722	
	Horas de super vazio	0,0616	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1233	
	Horas cheias	0,1048	
	Horas de vazio normal	0,0736	
	Horas de super vazio	0,0689	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0259	
	Capacitiva	0,0192	

* RRC art. 119.º, n.º 6

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		6,62	0,2177
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	19,924	0,6550
	Contratada	1,233	0,0405
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1435	
	Horas cheias	0,1249	
	Horas de vazio normal	0,0818	
	Horas de super vazio	0,0728	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1430	
	Horas cheias	0,1249	
	Horas de vazio normal	0,0818	
	Horas de super vazio	0,0728	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0310	
	Capacitiva	0,0232	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa tri-horária	27,6	39,25	1,2903
	34,5	48,93	1,6086
	41,4	58,61	1,9270
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3059	
	Horas cheias	0,1496	
	Horas de vazio	0,0802	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Tarifas para a energia elétrica em 2018

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	4,94	0,1623
	4,6	6,43	0,2115
	5,75	7,84	0,2579
	6,9	9,31	0,3062
	10,35	13,67	0,4494
	13,8	18,02	0,5925
	17,25	22,32	0,7338
	20,7	26,89	0,8842
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	5,08	0,1669
	4,6	6,59	0,2167
	5,75	8,00	0,2629
	6,9	9,51	0,3127
	10,35	13,93	0,4579
	13,8	18,35	0,6032
	17,25	22,76	0,7484
	20,7	26,89	0,8842
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1637	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1925	
	Horas de vazio	0,0985	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2204	
	Horas cheias	0,1670	
	Horas de vazio	0,0985	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS 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	2,08	0,0682
	2,3	3,72	0,1225
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1530	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1925	
	Horas de vazio	0,0985	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2204	
	Hora cheia	0,1670	
	Hora vazio	0,0985	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM IP (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		1,42	0,0466
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3059	
	Horas cheias	0,1496	
	Horas de vazio	0,0802	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM IP (≤20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		1,40	0,0459
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1637	
		0,1925	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1925	
	Horas de vazio	0,0985	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2204	
	Horas cheias	0,1670	
	Horas de vazio	0,0985	

* RRC art. 119.º, n.º 6

4.11 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

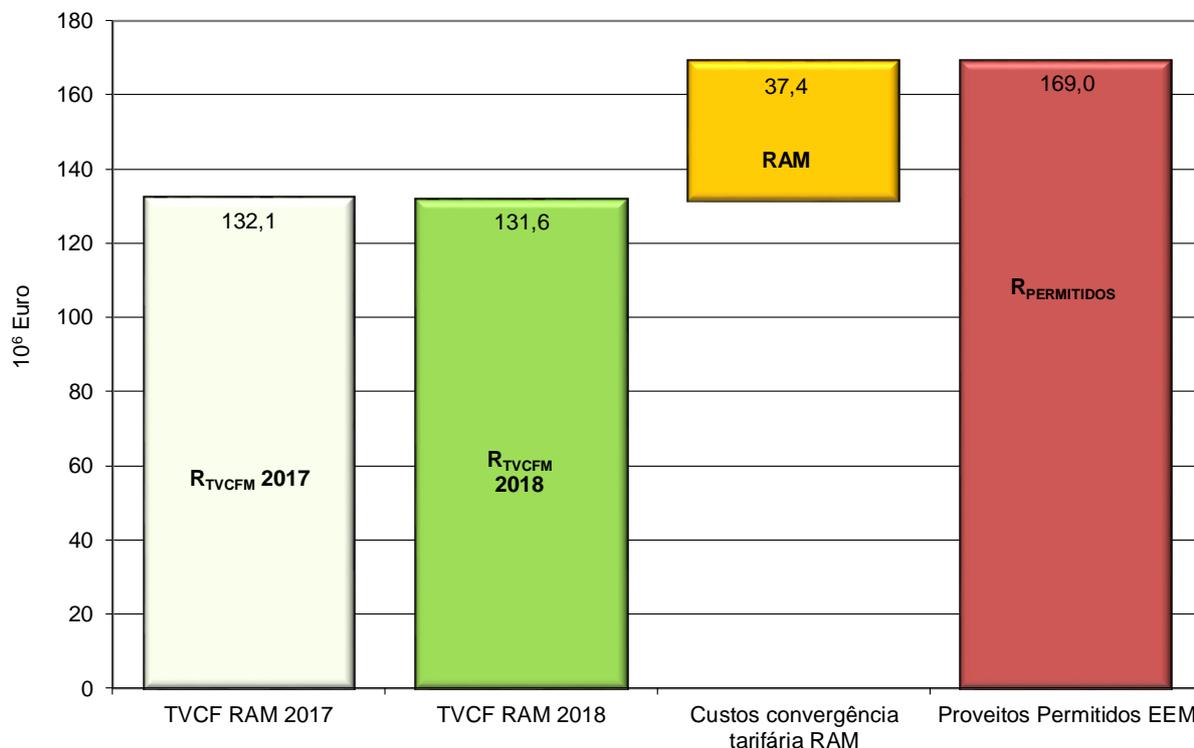
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 2018 encontra-se descrito no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2018”.

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2018 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 2018 da RAM



RTVCFM 2017 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2017
 RTVCFM 2018 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2018
 RAM - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a incorporar na tarifa UGS
 Rpermitted - Proveitos Permitidos à EEM em 2018

A aplicação em 2018 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2017 proporcionaria 132,1 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 131,6 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.

4.11.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM A VIGORAREM EM 2018

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2018, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Quadro 4-37 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2018

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		16,96	0,5576
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,824	0,2901
	Contratada	1,198	0,0394
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1217	
	Horas cheias	0,1032	
	Horas vazio normal	0,0717	
	Horas super vazio	0,0604	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1188	
	Horas cheias	0,1030	
	Horas vazio normal	0,0730	
	Horas super vazio	0,0680	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0257	
	Capacitiva	0,0192	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		8,10	0,2664
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	19,920	0,6549
	Contratada	1,210	0,0398
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1451	
	Horas cheias	0,1252	
	Horas vazio normal	0,0823	
	Horas super vazio	0,0731	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1441	
	Horas cheias	0,1252	
	Horas vazio normal	0,0823	
	Horas super vazio	0,0731	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0308	
	Capacitiva	0,0235	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Tarifas para a energia elétrica em 2018

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa tri-horária	27,6	33,24	1,0929
	34,5	40,73	1,3389
	41,4	48,19	1,5844
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3068	
	Horas cheias	0,1475	
	Horas de vazio	0,0742	

* RRC art. 119.º, n.º 6

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	4,90	0,1611
	4,6	6,38	0,2096
	5,75	7,79	0,2560
	6,9	9,25	0,3040
	10,35	13,62	0,4478
	13,8	17,95	0,5902
	17,25	22,28	0,7326
	20,7	26,62	0,8751
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	5,00	0,1643
	4,6	6,48	0,2132
	5,75	7,88	0,2590
	6,9	9,37	0,3080
	10,35	13,79	0,4532
	13,8	18,19	0,5981
	17,25	22,62	0,7436
20,7	27,05	0,8892	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1629	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1894	
	Horas de vazio	0,0982	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2153	
	Horas cheia	0,1716	
	Horas vazio	0,0982	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Tarifas para a energia elétrica em 2018

TARIFAS 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	1,99	0,0656
	2,3	3,54	0,1163
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1496	
		0,1894	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1894	
	Horas de vazio	0,0982	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2153	
	Hora cheia	0,1716	
	Hora vazio	0,0982	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM IP ($>20,7$ kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		1,18	0,0389
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3068	
	Horas cheias	0,1475	
	Horas de vazio	0,0742	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM IP ($\leq 20,7$ kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa simples		1,38	0,0453
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1629	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1894	
	Horas de vazio	0,0982	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2153	
	Horas cheia	0,1716	
	Horas vazio	0,0982	

* RRC art. 119.º, n.º 6

4.12 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

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

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.

A referida Lei n.º 7-A/2016, nos termos do artigo 215.º, procedeu 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, integrando-se na tarifa social de acesso às redes, de modo a permitir a atribuição dos descontos de forma harmonizada aos consumidores vulneráveis por todos os comercializadores.

O desconto da tarifa social é aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área de energia. O valor aprovado para 2018 é um desconto de 33,8% sobre as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, mantendo-se assim o desconto atualmente em vigor.

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.

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. Adicionalmente são previstos descontos nos preços de energia das tarifas de acesso às redes, de modo a assegurar-se o valor de desconto global de 33,8%. O desconto

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

das tarifas de venda a clientes finais é idêntico ao desconto das tarifas de acesso às redes, sendo comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas.

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 máximo²⁸, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

O universo de clientes finais beneficiários da tarifa social tem aumentado significativamente, ascendendo no segundo trimestre de 2017 a cerca de 800 mil clientes em Portugal Continental e cerca de 17,5 mil clientes nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

No Quadro 4-38 apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2018 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.

Quadro 4-38 – Clientes tarifa social e valor global do desconto em 2018

	Nº clientes beneficiários tarifa social	Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €)
Portugal continental	800 000	81 597
RA Açores	11 196	1 332
RA Madeira	6 338	794

4.12.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2018

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

²⁸ 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.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas sociais de Acesso às Redes a vigorarem em 2018.

Quadro 4-39 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2018

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤ 6,9 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,10	0,0032
	2,3	0,20	0,0067
	3,45	0,31	0,0101
	4,6	0,41	0,0134
	5,7	0,51	0,0167
	6,9	0,61	0,0201
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0658	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0997	
	Horas de vazio	0,0106	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1915	
	Hora cheia	0,0741	
	Hora vazio	0,0106	

* RRC art. 119.º, n.º 6

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

Quadro 4-40 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2018

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BTN (≤ 6,9 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,41	0,0465
	2,3	2,82	0,0927
	3,45	4,23	0,1391
	4,6	5,64	0,1855
	5,7	7,05	0,2319
	6,9	8,46	0,2782
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0277	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0298	
	Horas de vazio	0,0285	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0298	
	Hora cheia	0,0291	
	Hora vazio	0,0285	

* RRC art. 119.º, n.º 6

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Os valores indicados no Quadro 4-40 resultam da diferença entre os valores das tarifas de Acesso às Redes em $BTN \leq 6,9$ kVA referidas no Quadro 4-30 e as tarifas sociais de Acesso às Redes referidas no Quadro 4-39, sendo de aplicação obrigatória a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador.

4.12.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A VIGORAREM EM 2018

A tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorar em 2018 apresenta-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-41 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2018 em Portugal continental

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,70	0,0230
	4,6	0,76	0,0251
	5,7	0,82	0,0270
	6,9	0,88	0,0290
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1369	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1650	
	Horas de vazio	0,0724	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1915	
	Horas de cheias	0,1452	
	Horas de vazio	0,0724	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,14	0,0375
	2,3	1,66	0,0547
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1149	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1650	
	Horas de vazio	0,0724	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1915	
	Horas de cheias	0,1452	
	Horas de vazio	0,0724	

* RRC art. 119.º, n.º 6

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Quadro 4-42 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2018 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	0,71	0,0232
	4,6	0,79	0,0260
	5,75	0,79	0,0260
	6,9	0,85	0,0280
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,85	0,0278
	4,6	0,94	0,0310
	5,75	0,94	0,0310
	6,9	1,05	0,0345
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1360	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1627	
	Horas de vazio	0,0700	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1906	
	Horas cheias	0,1379	
	Horas de vazio	0,0700	

* RRC art. 119.º, n.º 6

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	0,66	0,0217
	2,3	0,91	0,0298
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1253	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1627	
	Horas de vazio	0,0700	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1906	
	Horas de cheias	0,1379	
	Horas de vazio	0,0700	

* RRC art. 119.º, n.º 6

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Tarifas para a energia elétrica em 2018

Quadro 4-43 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2018 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	0,67	0,0220
	4,6	0,73	0,0241
	5,75	0,73	0,0241
	6,9	0,78	0,0258
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,77	0,0252
	4,6	0,82	0,0271
	5,75	0,82	0,0271
	6,9	0,91	0,0298
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1352	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1596	
	Horas de vazio	0,0697	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,1855	
	Horas cheia	0,1425	
	Horas vazio	0,0697	

* RRC art. 119.º, n.º 6

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	0,58	0,0191
	2,3	0,72	0,0236
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1219	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1596	
	Horas de vazio	0,0697	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1855	
	Horas de cheias	0,1425	
	Horas de vazio	0,0697	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

5.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2018

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	5,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 89.º
$\bar{\delta}_{t-2}$	0,75%	<i>Spread</i> de 2016, em pontos percentuais	-
$\bar{\delta}_{t-1}$	0,75%	<i>Spread</i> de 2017, em pontos percentuais	-
-	1 180	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	Art.º 90.º
$CEE_{GS,t}$	16 972	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência da atividade de gestão global do sistema, no ano t	Art.º 92.º
$r_{GS,t}$	5,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à gestão do sistema, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem	Art.º 92.º
$r_{lfr,II}$	1,76%	Taxa a determinar pela ERSE relativa a encargos financeiros associada aos pagamentos de contratos de interruptibilidade, de acordo com a legislação em vigor, em percentagem	Art.º 92.º
$FCE_{URT,t}$	29 905	Componente fixa dos custos de exploração afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t	Art.º 95.º
$VCE_{iURT,t}$	5 067,10631	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite para 2018 (em €/painel de subestação)	Art.º 95.º
$VCE_{iURT,t}$	398,33075	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para 2018 (em €/km)	Art.º 95.º
$r_{CA,URT,t}$	5,50%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 95.º
$r_{CREf,URT,t}$	6,25%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 95.º
r_{CEG}	$\frac{10\,134}{InvTEE_{CDE}}$	Taxa de encargos de estrutura e gestão de referência em 2018, em percentagem, fixada através de um montante de referência para os encargos de estrutura e gestão e do investimento da atividade de TEE a custos diretos externos que vier a ocorrer (valores em milhares de euros)	Art.º 95.º
-	4,40%	Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2016	Art.º 99.º

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{URD,t}$	5,75%	Taxa de remuneração dos ativos fixos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 102.º
$FCE_{URD,NT,t}$	22 307	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 102.º
$VCE_{URD,NT,t}$	0,98718	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em Euros por MWh	Art.º 102.º
$VCE_{URD,NT,t}$	536,61534	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 102.º
$VC_{iURD,BT,1}$	1164,12043	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada às condições de financiamento, para o nível de tensão de BT, em milhões de euros por taxa de remuneração	Art.º 103.º
$VC_{iURD,BT,1}$	2198,52816	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à potência instalada, para o nível de tensão de BT, em euros por MVA	Art.º 103.º
$VC_{iURD,BT,1}$	314,92574	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada aos quilómetros de rede, para o nível de tensão de BT, em euros por km	Art.º 103.º
$VC_{iURD,BT,1}$	35,4175	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes, para o nível de tensão de BT, em euros por cliente	Art.º 103.º
$r_{CVPRE,t}^{CR}$	5,75%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 105.º
$r_{CVVE,t}^{CR}$	5,75%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 106.º
$FC_{NT,t}$	29	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,NT,t}$	76,12898	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em euros por consumidor	Art.º 109.º
$FC_{BTE,t}$	36	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,BTE,t}$	44,79722	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em euros por consumidor	Art.º 109.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{BTN,t}$	10 028	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,BTN,t}$	11,75655	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em euros por consumidor	Art.º 109.º
$\bar{\delta}_{t-2}$	0,75	<i>Spread</i> de 2016, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
$\bar{\delta}_{t-1}$	0,75	<i>Spread</i> de 2017, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
r_t^{AGS}	5,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 111.º
FC_t^{AGS}	12 671	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 111.º
r_t^D	5,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 114.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 568	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$VC_{iAT/MT,t}^D$	0,00452	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 114.º
$VC_{iAT/MT,t}^D$	1,67485	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 114.º
$FC_{BT,t}^D$	4 089	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$VC_{iBT,t}^D$	0,00448	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por KWh	Art.º 114.º
$VC_{iBT,t}^D$	0,01654	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 114.º
r_t^C	5,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 115.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$F_{MT,t}^{AC}$	155	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 115.º
$V_{i,MT,t}^{AC}$	0,20171	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 115.º
$F_{BT,t}^{AC}$	3 143	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 115.º
$V_{i,BT,t}^{AC}$	0,02543	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 115.º
r_t^{MAGS}	5,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 118.º
FC_t^{MAGS}	13 007	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 118.º
r_t^D	5,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 121.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 396	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 121.º
$VC_{i,AT/MT,t}^D$	0,00569	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por kWh	Art.º 121.º
$VC_{i,AT/MT,t}^D$	3,93500	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 121.º
$FC_{BT,t}^D$	6 295	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 121.º
$VC_{i,BT,t}^D$	0,00539	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 121.º
$VC_{i,BT,t}^D$	0,02305	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 121.º

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
r_t^M	5,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 122.º
$F_{MT,t}^M$	230	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 122.º
$V_{MT,t}^M$	0,75662	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 122.º
$F_{BT,t}^M$	2 075	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 122.º
$V_{BT,t}^M$	0,01520	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 122.º
$V_{p,t-2}$	0,01315	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em euros por kWh	Art.º 128.º

Os parâmetros a aplicar para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
X_{CEGs}	1,5%	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de gestão global do sistema, em percentagem	Art.º 92.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 95.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 95.º
X_{SUB}	3,0%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao fator de eficiência, em percentagem, aplicável aos valores unitários do custo de referência das tipologias de investimento em subestações	Art.º 95.º
X_{LIN}	1,5%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao fator de eficiência, em percentagem, aplicável aos valores unitários do custo de referência das tipologias de investimento em linhas	Art.º 95.º

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
X_{CEG}	1,5%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao fator de eficiência, em percentagem, aplicável ao valor de referência da taxa de encargos de estrutura e gestão	Art.º 95.º
$X_{FCE,NT}$	2,0%	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 102.º
$X_{VCE,URD,NT,i}$	2,0%	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 102.º
$X_{VCE,URD,NT,i}$	2,0%	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 102.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado às condições de financiamento da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado à potência instalada, da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado aos quilómetros de rede da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado ao número de clientes da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{C,V,NT,t}$	1,5%	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 109.º
$X_{C,F,NT,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,F,BTE,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,V,BTE,t}$	1,5%	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 109.º
$X_{C,F,BTN,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,v,BTN,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em percentagem	Art.º 109.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
X_{FC}^{AGS}	1,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 111.º
$X_{FC,AT/MT,BT}^D$	3,0%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 114.º
$X_{VC_{ef,nc.,AT/MT,BT}}^D$	3,0%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 114.º
$X_{F_{MT e BT}}^C$	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 115.º
$X_{V_{MT e BT}}^C$	2,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 115.º
X_{FC}^{MAGS}	1,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 118.º
$X_{FC, AT/MT e BT}^M$	3,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 121.º
$X_{V_{C_i, AT/MT e BT}}^M$	3,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 121.º
$X_{F_{MT e BT}}^M$	2,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 122.º
$X_{V_{MT e BT}}^M$	2,50%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 122.º
$\Delta\Gamma_{RI}$	1,5%	Parâmetro que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º
α_{RI}	50%	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 133.º
$\Delta\Gamma_{RI}^A$	1,5%	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes da RAA aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
α_{RI}^A	50%	Parâmetro, a definir pela ERSE, para a partilha entre a empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente na RAA, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 133.º
Δr_{RI}^M	1,5%	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes da RAM aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º
α_{RI}^M	50%	Parâmetro, a definir pela ERSE, para a partilha entre a empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente na RAM, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 133.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$END_{REF\ 2018}$	$0,000134 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2018, expressa em kWh	Art.º 131.º
$END_{REF\ 2019}$	$0,000134 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2019, expressa em kWh	Art.º 131.º
$END_{REF\ 2020}$	$0,000133 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2020, expressa em kWh	Art.º 131.º
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$	Valor de variação da END_{REF} , expressa em kWh	Art.º 131.º
VEND	3,0	Valorização da energia não distribuída, expressa em euros por kWh	Art.º 131.º
$RQS1_{máx}$	4 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º
$RQS1_{mín}$	4 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2018}$	550,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2018, expresso em minutos	Art.º 131.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2019}$	510,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2019, expresso em minutos	Art.º 131.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2020}$	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2020, expresso em minutos	Art.º 131.º
ΔS	30,0	Valor de variação do SAIDI MT 5% _{REF} , expresso em minutos	Art.º 131.º
V SAIDI MT	33 333,33	Valorização do SAIDI MT 5%, expresso em euros por minuto	Art.º 131.º
$RQS2_{máx}$	1 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
RQS2 _{min}	1 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
P _{REF}	7,80%	Valor das perdas de referência (%) no referencial de saída	Art.º 128.º
V _p	€/kWh	Parâmetro de valorização unitária das perdas, a definir anualmente pela ERSE	Art.º 128.º
ΔZ	1,20%	Variação da banda morta (%)	Art.º 128.º
ΔP	4,20%	Variação máxima da banda (%)	Art.º 128.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
I _{REI,max,1}	32 000	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho superior da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
I _{REI,max,2}	25 000	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos para o nível de desempenho intermédio da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
I _{REI,max,3}	0	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos para o nível de desempenho inferior da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
Pact _{min,1}	42%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho superior da RNT	Art.º 139.º
Pact _{min,2}	43,7%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho intermédio da RNT	Art.º 139.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$Pact_{min,3}$	45%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho inferior da RNT	Art.º 139.º
$Pact_{max}$	53%	Parâmetro que limita o valor máximo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, aplicável a todos os níveis de desempenho funcional	Art.º 139.º
$I_{QS\ ref}$	0,96 min	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{QS}	Art.º 139.º
$I_{Disponibilidade\ ref}$	97,50 %	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário $I_{Disponibilidade}$	Art.º 139.º
α	0,78	Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, associado ao cálculo do indicador secundário $I_{Disponibilidade}$	Art.º 139.º
$I_{Interligações\ ref1}$	20%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que limita o valor mínimo do indicador relativo à maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário $I_{Interligações}$	Art.º 139.º
$I_{Interligações\ ref2}$	27%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que limita o valor máximo do indicador relativo à maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário $I_{Interligações}$	Art.º 139.º
$n_{\Delta I_{REI}}$	2	Fator multiplicativo associado à aplicação de penalidades decorrentes de ações de monitorização e fiscalização à aplicação do incentivo I_{REI}	Art.º 140.º

5.2 VALORES MENSAIS 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 2018, totalizam € 46 807 127²⁹.

Quadro 5-1 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2018
Janeiro	3 900 594
Fevereiro	3 900 594
Março	3 900 594
Abril	3 900 594
Maió	3 900 594
Junho	3 900 594
Julho	3 900 594
Agosto	3 900 594
Setembro	3 900 594
Outubro	3 900 594
Novembro	3 900 594
Dezembro	3 900 594
Total	46 807 127

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma dos Açores, em 2018, são apresentados no Quadro 5-2. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2018, o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2017, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2017, e o ajustamento definitivo ao valor dos descontos com a tarifa social apurado para 2016, tendo em conta a previsão efetuada nas tarifas de 2016 e o ajustamento provisório desta previsão efetuado nas tarifas de 2017.

²⁹ Este valor deve ser transferido da REN para a EDA, em duodécimos.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR	
Tarifa social	
Janeiro	112 928
Fevereiro	112 928
Março	112 928
Abril	112 928
Maiο	112 928
Junho	112 928
Julho	112 928
Agosto	112 928
Setembro	112 928
Outubro	112 928
Novembro	112 928
Dezembro	112 928
Total	1 355 137

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 2018 da Região Autónoma da Madeira, que ascendem a € 37 358 723³⁰.

³⁰ Este valor deve ser transferido da REN para a EEM, em duodécimos.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2018
Janeiro	3 113 227
Fevereiro	3 113 227
Março	3 113 227
Abril	3 113 227
Maió	3 113 227
Junho	3 113 227
Julho	3 113 227
Agosto	3 113 227
Setembro	3 113 227
Outubro	3 113 227
Novembro	3 113 227
Dezembro	3 113 227
Total	37 358 723

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma da Madeira, em 2018, são apresentados no Quadro 5-4. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2018, o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2017, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2017, e o ajustamento definitivo ao valor dos descontos com a tarifa social de 2016, tendo em conta a previsão efetuada nas tarifas de 2016, o ajustamento provisório desta previsão por comparação com a melhor estimativa disponível no cálculo das tarifas de 2017 e os descontos efetivamente concedidos em 2016.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM relativas à tarifa Social

Unidade: EUR	
Tarifa social	
Janeiro	78 117
Fevereiro	78 117
Março	78 117
Abril	78 117
Mai	78 117
Junho	78 117
Julho	78 117
Agosto	78 117
Setembro	78 117
Outubro	78 117
Novembro	78 117
Dezembro	78 117
Total	937 410

5.2.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A EDP DISTRIBUIÇÃO

Os custos com a tarifa social em Portugal Continental, em 2018, são apresentados no Quadro 5-5. O montante indicado no quadro abaixo incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2018, bem como o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2017, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2017, e o ajustamento definitivo da tarifa social de 2016, tendo em conta a previsão efetuada nas tarifas de 2016, o correspondente ajustamento provisório efetuada nas tarifas de 2017 e os descontos efetivamente concedidos em 2016.

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

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	9 369 463
Fevereiro	9 369 463
Março	9 369 463
Abril	9 369 463
Maiο	9 369 463
Junho	9 369 463
Julho	9 369 463
Agosto	9 369 463
Setembro	9 369 463
Outubro	9 369 463
Novembro	9 369 463
Dezembro	9 369 463
Total	112 433 558

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 2018, bem como o ajustamento provisório dos financiamentos da tarifa social de 2017 e o ajustamento definitivo dos financiamentos da tarifa social de 2016.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-6 - Transferências entre os centros electroprodutores e a REN relativas ao financiamento da tarifa social

Unidade: EUR

Tarifa Social (valores líquidos a transferir em 2018)							
Centrais com Garantia de Potência		Centrais com CMEC/CAE		Restantes centrais			
EDP Produção	17 542 667	EDP Produção	25 071 011	EDP Produção	43 134 628	Pebble Hydro	294 171
Janeiro	1 461 889	Janeiro	2 089 251	Janeiro	3 594 552	Janeiro	24 514
Fevereiro	1 461 889	Fevereiro	2 089 251	Fevereiro	3 594 552	Fevereiro	24 514
Março	1 461 889	Março	2 089 251	Março	3 594 552	Março	24 514
Abril	1 461 889	Abril	2 089 251	Abril	3 594 552	Abril	24 514
Maio	1 461 889	Maio	2 089 251	Maio	3 594 552	Maio	24 514
Junho	1 461 889	Junho	2 089 251	Junho	3 594 552	Junho	24 514
Julho	1 461 889	Julho	2 089 251	Julho	3 594 552	Julho	24 514
Agosto	1 461 889	Agosto	2 089 251	Agosto	3 594 552	Agosto	24 514
Setembro	1 461 889	Setembro	2 089 251	Setembro	3 594 552	Setembro	24 514
Outubro	1 461 889	Outubro	2 089 251	Outubro	3 594 552	Outubro	24 514
Novembro	1 461 889	Novembro	2 089 251	Novembro	3 594 552	Novembro	24 514
Dezembro	1 461 889	Dezembro	2 089 251	Dezembro	3 594 552	Dezembro	24 514
Hidroelétrica do Guadiana	2 282 475	Turbogás	9 373 930	Hidroelétrica do Guadiana	2 216 854	EH de Alto Tâmega e Barroso	104 704
Janeiro	190 206	Janeiro	781 161	Janeiro	184 738	Janeiro	8 725
Fevereiro	190 206	Fevereiro	781 161	Fevereiro	184 738	Fevereiro	8 725
Março	190 206	Março	781 161	Março	184 738	Março	8 725
Abril	190 206	Abril	781 161	Abril	184 738	Abril	8 725
Maio	190 206	Maio	781 161	Maio	184 738	Maio	8 725
Junho	190 206	Junho	781 161	Junho	184 738	Junho	8 725
Julho	190 206	Julho	781 161	Julho	184 738	Julho	8 725
Agosto	190 206	Agosto	781 161	Agosto	184 738	Agosto	8 725
Setembro	190 206	Setembro	781 161	Setembro	184 738	Setembro	8 725
Outubro	190 206	Outubro	781 161	Outubro	184 738	Outubro	8 725
Novembro	190 206	Novembro	781 161	Novembro	184 738	Novembro	8 725
Dezembro	190 206	Dezembro	781 161	Dezembro	184 738	Dezembro	8 725
Endesa	7 493 327	Tejo Energia	5 451 657	Green Vouga	1 329 131	Município de Ribeira de Pena	93 053
Janeiro	624 444	Janeiro	454 305	Janeiro	110 761	Janeiro	7 754
Fevereiro	624 444	Fevereiro	454 305	Fevereiro	110 761	Fevereiro	7 754
Março	624 444	Março	454 305	Março	110 761	Março	7 754
Abril	624 444	Abril	454 305	Abril	110 761	Abril	7 754
Maio	624 444	Maio	454 305	Maio	110 761	Maio	7 754
Junho	624 444	Junho	454 305	Junho	110 761	Junho	7 754
Julho	624 444	Julho	454 305	Julho	110 761	Julho	7 754
Agosto	624 444	Agosto	454 305	Agosto	110 761	Agosto	7 754
Setembro	624 444	Setembro	454 305	Setembro	110 761	Setembro	7 754
Outubro	624 444	Outubro	454 305	Outubro	110 761	Outubro	7 754
Novembro	624 444	Novembro	454 305	Novembro	110 761	Novembro	7 754
Dezembro	624 444	Dezembro	454 305	Dezembro	110 761	Dezembro	7 754
				Energias Hidroelétricas	162 971	HDR Hidroelétrica	175 525
				Janeiro	13 581	Janeiro	14 627
				Fevereiro	13 581	Fevereiro	14 627
				Março	13 581	Março	14 627
				Abril	13 581	Abril	14 627
				Maio	13 581	Maio	14 627
				Junho	13 581	Junho	14 627
				Julho	13 581	Julho	14 627
				Agosto	13 581	Agosto	14 627
				Setembro	13 581	Setembro	14 627
				Outubro	13 581	Outubro	14 627
				Novembro	13 581	Novembro	14 627
				Dezembro	13 581	Dezembro	14 627
Total Tarifa Social				114 726 105			

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 da garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento referente ao ano de 2017, 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 5-7 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento

Unidade: EUR		Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Garantia de Potência Incentivo ao investimento		Garantia de Potência Incentivo ao investimento		Garantia de Potência Incentivo ao investimento	
Hidroelétrica do Guadiana	2 828 762	EDP Produção	10 971 473	Green Vouga	1 736 103
Janeiro	235 730	Janeiro	914 289	Janeiro	144 675
Fevereiro	235 730	Fevereiro	914 289	Fevereiro	144 675
Março	235 730	Março	914 289	Março	144 675
Abril	235 730	Abril	914 289	Abril	144 675
Maió	235 730	Maió	914 289	Maió	144 675
Junho	235 730	Junho	914 289	Junho	144 675
Julho	235 730	Julho	914 289	Julho	144 675
Agosto	235 730	Agosto	914 289	Agosto	144 675
Setembro	235 730	Setembro	914 289	Setembro	144 675
Outubro	235 730	Outubro	914 289	Outubro	144 675
Novembro	235 730	Novembro	914 289	Novembro	144 675
Dezembro	235 730	Dezembro	914 289	Dezembro	144 675

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 electricidade 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.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Parâmetros para a definição das tarifas

5.3 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA EDP DISTRIBUIÇÃO

5.3.1 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 5-8 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Sustentabilidade mercados	Sobreprovento	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Janeiro	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Fevereiro	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Março	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Abril	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Maio	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Junho	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Julho	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Agosto	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Setembro	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Outubro	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Novembro	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Dezembro	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Total	28 166 669	14 121 615	-3 357 207	38 931 077	-375 344	38 555 733

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

- a) 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.
- b) Montante da parcela de acerto dos CMEC de 2012 titularizada à Tagus, S.A.
- c) 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, à CGD e ao Banco Popular.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Parâmetros para a definição das tarifas

- d) 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, à Caixa Bank e ao Banco Popular;
- e) 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, Santander, Tagus, BPI e BBVA.
- 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, 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 2017. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Banco Popular, BPI, Santander e Tagus;

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

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

Quadro 5-9 - 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	8 287 505
Fevereiro	8 287 505
Março	8 287 505
Abril	8 287 505
Mai	8 287 505
Junho	8 287 505
Julho	8 287 505
Agosto	8 287 505
Setembro	8 287 505
Outubro	8 287 505
Novembro	8 287 505
Dezembro	8 287 505
Total	99 450 065

Quadro 5-10 - 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	2 906 995
Fevereiro	2 906 995
Março	2 906 995
Abril	2 906 995
Mai	2 906 995
Junho	2 906 995
Julho	2 906 995
Agosto	2 906 995
Setembro	2 906 995
Outubro	2 906 995
Novembro	2 906 995
Dezembro	2 906 995
Total	34 883 945

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

**Quadro 5-11 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente à parcela de acerto dos
CMEC de 2012**

Unidade: EUR

Renda anual	
Janeiro	9 752 911
Fevereiro	9 752 911
Março	9 752 911
Abril	9 752 911
Maio	9 752 911
Junho	9 752 911
Julho	9 752 911
Agosto	9 752 911
Setembro	9 752 911
Outubro	9 752 911
Novembro	9 752 911
Dezembro	9 752 911
Total	117 034 932

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

Quadro 5-12 - 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, 2016 e de 2017

		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	
Total		48 933 348	

		Unidade: EUR				Unidade: EUR	
		Renda do sobrecusto da PRE em 2015				Renda do sobrecusto da PRE em 2015	
Janeiro	2 218 105	Janeiro	2 218 105	Janeiro	2 490 617	Janeiro	2 490 617
Fevereiro	2 218 105	Fevereiro	2 218 105	Fevereiro	2 490 617	Fevereiro	2 490 617
Março	2 218 105	Março	2 218 105	Março	2 490 617	Março	2 490 617
Abril	2 218 105	Abril	2 218 105	Abril	2 490 617	Abril	2 490 617
Mai	2 218 105	Mai	2 218 105	Mai	2 490 617	Mai	2 490 617
Junho	2 218 105	Junho	2 218 105	Junho	2 490 617	Junho	2 490 617
Julho	2 218 105	Julho	2 218 105	Julho	2 490 617	Julho	2 490 617
Agosto	2 218 105	Agosto	2 218 105	Agosto	2 490 617	Agosto	2 490 617
Setembro	2 218 105	Setembro	2 218 105	Setembro	2 490 617	Setembro	2 490 617
Outubro	2 218 105	Outubro	2 218 105	Outubro	2 490 617	Outubro	2 490 617
Novembro	2 218 105	Novembro	2 218 105	Novembro	2 490 617	Novembro	2 490 617
Dezembro	2 218 105	Dezembro	2 218 105	Dezembro	2 490 617	Dezembro	2 490 617
Total		26 617 260		Total		29 887 404	

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2015		Renda do sobrecusto da PRE em 2016	
Janeiro	1 557 391	Janeiro	2 160 348
Fevereiro	1 557 391	Fevereiro	2 160 348
Março	1 557 391	Março	2 160 348
Abril	1 557 391	Abril	2 160 348
Mai	1 557 391	Mai	2 160 348
Junho	1 557 391	Junho	2 160 348
Julho	1 557 391	Julho	2 160 348
Agosto	1 557 391	Agosto	2 160 348
Setembro	1 557 391	Setembro	2 160 348
Outubro	1 557 391	Outubro	2 160 348
Novembro	1 557 391	Novembro	2 160 348
Dezembro	1 557 391	Dezembro	2 160 348
Total	18 688 692	Total	25 924 176

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	2 089 107
Fevereiro	2 089 107
Março	2 089 107
Abril	2 089 107
Mai	2 089 107
Junho	2 089 107
Julho	2 089 107
Agosto	2 089 107
Setembro	2 089 107
Outubro	2 089 107
Novembro	2 089 107
Dezembro	2 089 107
Total	25 069 284

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-13 - 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 2014, de 2016 e de 2017

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2014		Renda do sobrecusto da PRE em 2016	
Janeiro	4 610 638	Janeiro	4 278 847
Fevereiro	4 610 638	Fevereiro	4 278 847
Março	4 610 638	Março	4 278 847
Abril	4 610 638	Abril	4 278 847
Maio	4 610 638	Maio	4 278 847
Junho	4 610 638	Junho	4 278 847
Julho	4 610 638	Julho	4 278 847
Agosto	4 610 638	Agosto	4 278 847
Setembro	4 610 638	Setembro	4 278 847
Outubro	4 610 638	Outubro	4 278 847
Novembro	4 610 638	Novembro	4 278 847
Dezembro	4 610 638	Dezembro	4 278 847
Total	55 327 656	Total	51 346 164

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	2 089 108
Fevereiro	2 089 108
Março	2 089 108
Abril	2 089 108
Maio	2 089 108
Junho	2 089 108
Julho	2 089 108
Agosto	2 089 108
Setembro	2 089 108
Outubro	2 089 108
Novembro	2 089 108
Dezembro	2 089 108
Total	25 069 296

Quadro 5-14 - 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 2014, 2016 e 2017

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2014		Renda do sobrecusto da PRE em 2016	
Janeiro	11 332 592	Janeiro	12 972 428
Fevereiro	11 332 592	Fevereiro	12 972 428
Março	11 332 592	Março	12 972 428
Abril	11 332 592	Abril	12 972 428
Maio	11 332 592	Maio	12 972 428
Junho	11 332 592	Junho	12 972 428
Julho	11 332 592	Julho	12 972 428
Agosto	11 332 592	Agosto	12 972 428
Setembro	11 332 592	Setembro	12 972 428
Outubro	11 332 592	Outubro	12 972 428
Novembro	11 332 592	Novembro	12 972 428
Dezembro	11 332 592	Dezembro	12 972 428
Total	135 991 104	Total	155 669 136

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	12 620 933
Fevereiro	12 620 933
Março	12 620 933
Abril	12 620 933
Maio	12 620 933
Junho	12 620 933
Julho	12 620 933
Agosto	12 620 933
Setembro	12 620 933
Outubro	12 620 933
Novembro	12 620 933
Dezembro	12 620 933
Total	151 451 196

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-15 - 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
Total	32 498 700	Total	38 443 584

Quadro 5-16 - 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, 2015 e de 2017

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
Total	34 347 024	Total	21 207 396

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2015		Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	1 342 625	Janeiro	1 025 081
Fevereiro	1 342 625	Fevereiro	1 025 081
Março	1 342 625	Março	1 025 081
Abril	1 342 625	Abril	1 025 081
Mai	1 342 625	Mai	1 025 081
Junho	1 342 625	Junho	1 025 081
Julho	1 342 625	Julho	1 025 081
Agosto	1 342 625	Agosto	1 025 081
Setembro	1 342 625	Setembro	1 025 081
Outubro	1 342 625	Outubro	1 025 081
Novembro	1 342 625	Novembro	1 025 081
Dezembro	1 342 625	Dezembro	1 025 081
Total	16 111 500	Total	12 300 972

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-17 - 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		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2015		Renda do sobrecusto da PRE em 2015	
Janeiro	6 229 566	Janeiro	16 349 508
Fevereiro	6 229 566	Fevereiro	16 349 508
Março	6 229 566	Março	16 349 508
Abril	6 229 566	Abril	16 349 508
Maio	6 229 566	Maio	16 349 508
Junho	6 229 566	Junho	16 349 508
Julho	6 229 566	Julho	16 349 508
Agosto	6 229 566	Agosto	16 349 508
Setembro	6 229 566	Setembro	16 349 508
Outubro	6 229 566	Outubro	16 349 508
Novembro	6 229 566	Novembro	16 349 508
Dezembro	6 229 566	Dezembro	16 349 508
Total	74 754 792	Total	196 194 096

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-18 - Transferências da EDP Distribuição para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016 e de 2017

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2016		Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	2 183 553	Janeiro	1 566 830
Fevereiro	2 183 553	Fevereiro	1 566 830
Março	2 183 553	Março	1 566 830
Abril	2 183 553	Abril	1 566 830
Maio	2 183 553	Maio	1 566 830
Junho	2 183 553	Junho	1 566 830
Julho	2 183 553	Julho	1 566 830
Agosto	2 183 553	Agosto	1 566 830
Setembro	2 183 553	Setembro	1 566 830
Outubro	2 183 553	Outubro	1 566 830
Novembro	2 183 553	Novembro	1 566 830
Dezembro	2 183 553	Dezembro	1 566 830
Total	26 202 636	Total	18 801 960

Quadro 5-19 - Transferências da EDP Distribuição para o BBVA referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2016	
Janeiro	1 657 400
Fevereiro	1 657 400
Março	1 657 400
Abril	1 657 400
Maio	1 657 400
Junho	1 657 400
Julho	1 657 400
Agosto	1 657 400
Setembro	1 657 400
Outubro	1 657 400
Novembro	1 657 400
Dezembro	1 657 400
Total	19 888 800

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.

5.4 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Dando cumprimento ao estipulado no n.º 7 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, no estabelecimento de tarifas para 2009, referente aos montantes de dívida gerada com a aplicação de medidas excecionais, identificam-se os montantes globais ainda em dívida.

Detalham-se ainda 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.

No caso dos montantes se encontrarem titularizados, identificam-se os bancos cessionários e respetivas importâncias.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-20 - Amortização e juros da dívida tarifária

	Unidade: EUR				
	Saldo em dívida em 2017	Juros 2018	Amortização e regularização 2018 ⁽¹⁾	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2018	Saldo em dívida em 2018
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
EDP Serviço Universal	4 276 534 526	101 015 595	1 503 980 566	1 604 996 161	3 653 750 293
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	388 120 448	18 724 871	388 120 448	406 845 319	0
EDP Serviço Universal	95 156 654	4 590 833	95 156 654	99 747 487	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	46 681 212	2 252 135	46 681 212	48 933 348	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	52 781 226	2 546 430	52 781 226	55 327 656	0
Tagus, SA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	129 732 175	6 258 929	129 732 175	135 991 104	0
CGD, S.A.					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	31 002 962	1 495 738	31 002 962	32 498 700	0
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	32 766 218	1 580 806	32 766 218	34 347 024	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	752 324 328	22 671 294	370 578 473	393 249 767	381 745 855
EDP Serviço Universal	18 726 577	564 325	9 224 301	9 788 627	9 502 276
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	50 921 358	1 534 515	25 082 745	26 617 260	25 838 613
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	57 177 456	1 723 043	28 164 361	29 887 404	29 013 094
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	35 753 251	1 077 424	17 611 268	18 688 692	18 141 983
Caixa Bank					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	375 338 027	11 310 811	184 883 285	196 194 096	190 454 742
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	143 013 050	4 309 698	70 445 094	74 754 792	72 567 957
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	40 571 772	1 222 630	19 984 766	21 207 396	20 587 007
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	30 822 837	928 846	15 182 654	16 111 500	15 640 183
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	933 640 024	20 912 603	304 345 410	325 258 013	629 294 614
EDP Serviço Universal	22 342 272	500 445	7 283 073	7 783 517	15 059 200
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	74 414 303	1 666 806	24 257 370	25 924 176	50 156 933
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	110 350 759	2 471 747	35 971 837	38 443 584	74 378 922
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	147 387 095	3 301 324	48 044 840	51 346 164	99 342 255
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	446 841 984	10 008 814	145 660 322	155 669 136	301 181 661
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	75 213 611	1 684 710	24 517 926	26 202 636	50 695 685
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	57 089 999	1 278 759	18 610 041	19 888 800	38 479 958
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	1 320 165 801	24 797 994	320 886 402	345 684 396	999 279 399
EDP Serviço Universal	431 514 307	8 105 565	104 886 124	112 991 688	326 628 184
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	95 739 385	1 798 369	23 270 915	25 069 284	72 468 469
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	46 977 309	882 422	11 418 550	12 300 972	35 558 758
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	71 804 527	1 348 776	17 453 184	18 801 960	54 351 343
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	95 739 430	1 798 369	23 270 927	25 069 296	72 468 504
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	578 390 843	10 864 494	140 586 702	151 451 196	437 804 140
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018 ⁽¹⁾					881 196 333
Tagus, SA	882 283 926	14 284 177	120 049 833	134 334 010	762 234 093
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	653 171 848	10 574 852	88 875 213	99 450 065	564 296 636
Sobrecusto da PRE 2009	229 112 078	3 709 325	31 174 621	34 883 945	197 937 457
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-375 344	0	-375 344	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-375 344		-375 344	0
EDP Distribuição	120 434 709	2 744 105	120 434 709	123 178 814	0
Parcela de acerto de 2012					
EDP Distribuição	6 021 741	122 141	6 021 741	6 143 882	0
Tagus SA	114 412 968	2 621 964	114 412 968	117 034 932	0
Total	4 396 969 235	103 759 700	1 624 415 275	1 728 174 975	3 653 750 293

Nota:

⁽¹⁾ O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2018 é de 894,3 milhões de euros.

5.5 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2016 E 2017

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 2016 e 2017 e respetivos juros.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2016 e 2017 incluídos nos proventos permitidos da REN Trading

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2018	Ajustamento dos proventos relativos a 2016	Juros do ajustamento dos proventos relativos a 2016	Ajustamento provisório calculado em 2016 e incluído nas tarifas de 2017	Juros do ajustamento provisório calculado em 2016 e incluído nas tarifas de 2017	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	Ajustamento do ano de 2016 a recuperar(-) a devolver (+) em 2018	Ajustamento provisório dos proventos relativos a 2017	Juros do ajustamento provisório dos proventos relativos a 2017	Ajustamento provisório do ano de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2018	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2018
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₆) ^x (1+i ₂₀₁₇) ⁻¹]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₇) ⁻¹]	(5)	(6) = (1)+(2)-(3)+(4)+(5)	(7)	(8) = [(7) x (1+i ₂₀₁₇) ⁻¹]	(9) = (7)+(8)	(10) = (5)+(9)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-26 463	-352	-31 403	-192	94	4 874	10 031	61	10 092	14 966
Proventos permitidos à REN Trading	-26 463	-352	-31 403	-192	94	4 874	10 031	61	10 092	14 966

Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2016 e 2017 incluídos nos proventos permitidos da REN

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2018	Ajustamento dos proventos relativos a 2016	Juros do ajustamento dos proventos relativos a 2016	Ajustamento provisório calculado em 2016 e incluído nas tarifas de 2017	Juros do ajustamento provisório calculado em 2016 e incluído nas tarifas de 2017	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	Acerto do CAPEX e intermptibilidade	Total dos ajustamentos de 2016 a recuperar(-) a devolver (+) em 2018	Acerto do CAPEX de 2017 em tarifas de 2018	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2018
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₆) ^x (1+i ₂₀₁₇) ⁻¹]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₇) ⁻¹]	(5)	(6)	(7) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)-(6)	(8)	(9) = (7)+(8)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-49 979	-665	1 115	7		267	-52 033	-233	-52 266
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	-8 110	-108				-8 607	389	-898	-509
Proventos permitidos à REN	-58 089	-772	1 115	7	0	-8 340	-51 644	-1 131	-52 775

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2016 e 2017 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2018	Ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2016 a recuperar(-) a devolver (+) em 2018	Acerto do CAPEX de 2017 em tarifas de 2018	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2018
	(1)	(2) = [(1) x (1+ ₂₀₁₆)x (1+ ₂₀₁₇)-1]	(3)	(4) = (1)+(2)-(3)	(5)	(6)	(7) = (4)+(5)+(6)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-15 138	-201		-15 339			-15 339
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	-1 548	-21	-2 464	896	-10 701	5	-9 800
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	-16 686	-222	-2 464	-14 443	-10 701		-25 140

Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2016 e 2017 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2018	Ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nas tarifas de 2017	Juros do ajustamento provisório calculado em 2016 e incluído nas tarifas de 2017	Ajustamento do ano de 2016 a recuperar(-) a devolver (+) em 2018	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2017	Ajustamento provisório do ano de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2018	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2018
	(1)	(2) = [(1) x (1+ ₂₀₁₆)x (1+ ₂₀₁₇)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+ ₂₀₁₇)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+ ₂₀₁₇)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	-2 476	-33	-79 906	-488	77 885	147 243	899	148 142	226 027
Sobrecusto da PRE	-75 073	-998	-144 209	-880	69 018	170 093	1 038	171 131	240 149
CVEE	65 497	871	64 302	392	1 673	-22 849	-139	-22 989	-21 316
Ajustamento da atividade tarifária	7 100	94			7 194				7 194
Comercialização (C)	1 886	25			1 911				1 911
Proveitos permitidos à EDP SU	-590	-8	-79 906	-488	79 797	147 243	899	148 142	227 939

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-25 - Valor dos ajustamentos de 2016 e 2017 incluídos nos proveitos permitidos da EDA

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2016 a recuperar(-) a devolver (+) em 2018	Acerto do CAPEX de 2017 atualizado para 2018	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2018
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₆)x (1+i ₂₀₁₇)-1]	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	8 949	119	1 444	10 512	260	10 772
Distribuição de Energia Elétrica	-3 019	-40	-1 058	-4 117	364	-3 754
Comercialização de Energia Elétrica	-94	-1	57	-38	159	121
Proveitos permitidos à EDA	5 836	78	443	6 356	782	7 139

Quadro 5-26 - Valor dos ajustamentos de 2016 e 2017 incluídos nos proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2016 a recuperar(-) a devolver (+) em 2018	Acerto do CAPEX de 2017 atualizado para 2018	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2018
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₆)x (1+i ₂₀₁₇)-1]	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	12 060	157	-465	11 752	707	12 459
Distribuição de Energia Elétrica	-6 693	-90	-115	-6 898	292	-6 606
Comercialização de Energia Elétrica	-12	0	19	7	-5	2
Proveitos permitidos à EEM	5 356	67	-561	4 862	994	5 856

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 de 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 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 da quantia mínima a pagar em caso de mora).

Os encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais (feiras, circos e outros eventos com duração limitada) são, nos termos estabelecidos no RRC, atualizados pelos operadores das redes a partir de 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 2018. 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 se tem mantido nos últimos anos e que a empresa propõe que se mantenha para efeitos do ano de 2018.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Preços de serviços regulados

A EDP Serviço Universal, como estabelecido no RRC, apresentou proposta unicamente para o estabelecimento da quantia mínima a pagar em caso de mora, a qual prevê a manutenção dos valores aprovados para 2017.

A EDA e a EEM propõem para 2018 a atualização quase generalizada dos diversos preços em vigor em 2017, por aplicação do deflator implícito do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2017*, da Comissão Europeia, no valor de 1,5%.

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 em AT, MT e 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 2018 são os indicados no Quadro 6-1. Estes preços correspondem a 50% dos custos de realização da respetiva tarefa. A partilha destes custos com o cliente é justificada pela empresa pelo facto da realização de leituras reais ser também do seu interesse. De referir ainda que os custos reportados pela empresa correspondem aos preços contratados com os prestadores de serviços (concurso de empreitada contínua), acrescidos de encargos administrativos e de estrutura da EDP Distribuição, com o valor de 20%.

Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição para 2018

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2017	Preços propostos pela EDP D para 2018	Variação (%)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,58	6,63	0,8%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,79	24,34	-1,8%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,79	24,34	-1,8%

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 144 740 leituras extraordinárias a clientes em BTN durante o ano de 2016 e 78 452 durante o 1.º semestre de 2017, das quais foram faturadas aos clientes respetivamente, 22 130 (15%) e 11 367 (15%). Os valores

globais faturados a clientes em BTN em 2016 e no 1.º semestre de 2017 ascenderam a 140 874 e a 74 646 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 2018, 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 2018

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Tarefa Prestador Serviço	Custo Administrativo	Custo Total
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,05	2,21	13,26
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	40,57	8,11	48,69
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	40,57	8,11	48,69

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Os preços propostos pela EDA para o serviço de leitura extraordinária 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 2018. A taxa de variação mencionada corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2017*, no valor de 1,5%.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Preços de serviços regulados

Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2018

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2017	Preços propostos pela EDA para 2018	Varição (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,51	10,67	1,5%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,04	21,36	1,5%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,30	26,70	1,5%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,40	5,49	1,7%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,04	21,36	1,5%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,30	26,70	1,5%

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 para o serviço de leitura extraordinária 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 2018. A taxa de variação mencionada corresponde à aplicação do deflador do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2017*, no valor de 1,5%.

Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2018

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2017	Preços propostos pela EEM para 2018	Varição (%)
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,51	10,67	1,5%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,04	21,35	1,5%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,30	26,68	1,4%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,24	7,34	1,4%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	19,96	20,25	1,5%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,30	26,68	1,4%

Aos valores indicados no Quadro 6-4 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Preços de serviços regulados

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 2018, a manutenção dos valores da quantia mínima que, recorde-se, 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 2018

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2017	Preços propostos pela EDP Serviço Universal, pela EDA e pela EEM para 2018	Variação (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	0,0%
Mais de 8 dias	1,85	1,85	0,0%

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 2017 são de 106,56 e 48,06 euros, respetivamente, para clientes em BTE e em BTN.

A EDP Distribuição propõe, para 2018, valores de 108,16 e 48,78 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 1,5%, nos termos do Documento de Programa de Estabilidade 2017/2021, publicado pelo Ministério das Finanças em abril de 2017.

A EEM propõe, para 2018, a atualização dos valores deste serviço com base na taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2018, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2017*, da Comissão Europeia, no valor de 1,5%, correspondendo a valores de 108,12 e 48,76 euros, respetivamente, para clientes em BTE e em BTN.

A EDA propõe, para 2018, a atualização dos valores deste serviço com base na taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2018, constante do relatório *European Economic*

Forecast – Spring 2017, da Comissão Europeia, no valor de 1,5%, correspondendo a valores de 108,16 e 48,78 euros, respetivamente, para clientes em BTE e em BTN.

6.1.2.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

REN – REDE ELÉCTRICA 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 2018 são apresentados no Quadro 6-6. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Quadro 6-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EDP Distribuição para 2018

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2017	Preços propostos pela EDP D para 2018	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	91,43	92,09	0,7%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	738,25	743,54	0,7%
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	70,42	70,92	0,7%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	234,80	236,48	0,7%
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	11,11	11,19	0,7%
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	12,40	12,49	0,7%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	32,64	32,88	0,7%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	53,96	54,34	0,7%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	38,47	37,5	-2,5%
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	11,11	11,19	0,7%
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	12,40	12,49	0,7%
	Interrupção / restabelecimento com recurso remoto via EB	3,00	3,00	0,0%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	13,52	13,62	0,7%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	53,96	54,34	0,7%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	26,43	27,75	5,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-6 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Preços de serviços regulados

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 0,7% dos preços a aplicar nos serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica, em função da atualização de preços prevista nas regras estabelecidas nos contratos de empreitada contínua.

As exceções à regra de atualização referida anteriormente são os adicionais para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS, para os quais, no caso da BTE, a EDP Distribuição propõe uma redução de 2,5% e, no caso da BTN, um aumento de 5%, condicionado pela regra de atualização máxima estabelecida no quadro regulatório.

Por último, cabe referir que, em 2017, foi adotado, pela primeira vez, um preço regulado para o serviço de interrupção ou restabelecimento remoto na BTN, no valor de 3 € para cada operação, que a EDP Distribuição propõe que se mantenha para efeitos do ano de 2018.

Na sua proposta, a EDP Distribuição menciona o registo das seguintes quantidades de ordens de serviço realizadas em 2016 e no 1.º semestre de 2017:

- AT: não foi registada nenhuma interrupção ou restabelecimento;
- MT - 2016: 628 interrupções e 472 restabelecimentos; 1.º semestre de 2017: 248 interrupções e 177 restabelecimentos;
- BTE - 2016: 1 555 interrupções e 1 260 restabelecimentos; 1.º semestre de 2017: 722 interrupções e 608 restabelecimentos;
- BTN - 2016: 340 630 interrupções e 262 749 restabelecimentos; 1.º semestre de 2017: 163 643 interrupções e 121 101 restabelecimentos.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O Quadro 6-7 apresenta os valores propostos pela EDA para 2018 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 2018, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2017*, da Comissão Europeia, no valor de 1,5%.

Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EDA para 2018

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2017	Preços propostos pela EDA para 2018	Varição (%)
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	63,12	64,07	1,5%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	210,40	213,56	1,5%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	15,79	16,02	1,5%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	26,30	26,70	1,5%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	31,56	32,04	1,5%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	58,98	59,86	1,5%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	63,12	64,07	1,5%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS Clientes em BTN	21,81	22,14	1,5%
	Clientes em BTE	23,15	23,50	1,5%

Aos valores indicados no Quadro 6-7 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

O Quadro 6-8 apresenta os valores propostos pela EEM para 2018 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 2018, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2017*, da Comissão Europeia, no valor de 1,5%.

Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EEM para 2018

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2017	Preços propostos pela EEM para 2018	Varição (%)
AT e MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	63,12	64,04	1,5%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	210,40	213,47	1,5%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	11,70	11,87	1,5%
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	15,79	16,02	1,5%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	26,27	26,65	1,4%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	31,56	32,02	1,5%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	75,98	77,09	1,5%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	78,91	80,05	1,4%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS			
	Clientes em BTN	21,77	22,09	1,5%
	Clientes em BTE	23,15	23,50	1,5%

Aos valores indicados no Quadro 6-8 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.3 PREÇOS A VIGORAR EM 2018

Os preços dos serviços regulados previstos no RRC são aprovados pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes e comercializadores de último recurso.

Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores das redes, que têm uma natureza individualizada, i.e., 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 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 transparentes. É neste sentido que se promove, no quadro da definição do preço para estes serviços regulados, 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 do deflator do PIB (que agrega outros componentes macroeconómicos não necessariamente alinhados com os serviços em causa).

Integrando no contexto atual para 2018 os resultados obtidos com os trabalhos desenvolvidos desde 2011, a ERSE propõe que os preços dos serviços regulados sejam aprovados tendo 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 2018 (1,5%³¹) 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.

³¹ Fonte: Relatório *European Economic Forecast – Spring 2017*, p.155, da Comissão Europeia.

- 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 justificação apresentada pela EDP Distribuição para a 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 2018, uma vez que beneficia da redução do custo generalizado de prestação de serviços 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 justificações da ERSE para os preços dos serviços regulados 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 se situar no interior das residências dos clientes e ainda sem acesso remoto, 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 2018 para a realização de leituras extraordinárias 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 reconhece 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 aceita a metodologia proposta pela EDP Distribuição, no que concerne à realização de leituras extraordinárias de equipamentos de medição, que considera um aumento de 0,8% do preço de leitura extraordinária no caso dos clientes de BTN, para o horário entre as 08:00h e as 17:00h, beneficiando de reduções de 1,8% nos restantes horários.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Preços de serviços regulados

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 2018

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,63
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,34
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,34

Aos valores constantes do Quadro 6-9 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes em Portugal continental cujas instalações se encontrem integradas 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 2018), os preços em vigor em 2018 resultam de um aumento de 1,5% face aos de 2017.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAA em 2018 são os constantes do Quadro 6-10.

Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2018

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,67
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,36
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,70
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,48
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,36
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,70

Aos valores constantes do Quadro 6-10 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Preços de serviços regulados

Aos clientes da RAA cujas instalações se encontrem integradas 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 coincide com a que adota a ERSE como pressuposto de atualização (taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2018), os preços em vigor em 2018 resultam de um aumento de 1,5% face aos de 2017.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAM em 2018 são os constantes do Quadro 6-11.

Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2018

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,67
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,35
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,69
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,35
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,25
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,69

Aos valores constantes do Quadro 6-11 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes da RAM cujas instalações se encontrem integradas 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 2017, 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 no Quadro 6-12.

Quadro 6-12 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2018 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 de 1,5% em 2018.

Deste modo, os preços para vigorarem em 2018 são os que constam do Quadro 6-13.

Quadro 6-13 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2018 em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Cliente	Preços
BTE	108,16
BTN	48,78

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.

Deste modo, considera-se adequado manter em 2018 os preços em vigor para 2017. Os preços aprovados para vigorarem em 2018 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 2018

Unidade: EUR		
Cliente	Serviços	Preços
MAT	Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo: Interrupção / Restabelecimento	271,45
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação): Interrupção / Restabelecimento	1927,95

Aos valores constantes do Quadro 6-14 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

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 2018 são os que constam do **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, resultando num aumento de 0,7% para todos os preços, em relação a 2017, exceto para os preços relativos ao restabelecimento urgente (que, na BTN, observa um aumento de 5% e na BTE uma diminuição de 2,5%) e à interrupção e restabelecimento remotos na BTN (cujos preços se mantêm).

Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2018 (AT, MT e BT)

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	92,09
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	743,54
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	70,92
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	236,48
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	11,19
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,49
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	32,88
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	54,34
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	37,5
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	11,19
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,49
	Interrupção / restabelecimento com recurso remoto via EB	3,00
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	13,62
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	54,34
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	27,75

Aos valores constantes do Quadro 6-15 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Preços de serviços regulados

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve 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 2017 foram atualizados pelo deflator implícito do consumo privado previsto para 2018 (no valor de 1,5%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2018 são os que constam do Quadro 6-16.

Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2018

Unidade: EUR		
Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	64,07
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	213,56
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	16,02
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	26,70
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	32,04
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	59,86
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	64,07
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS Clientes em BTN	22,14
	Clientes em BTE	23,50

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 deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Preços de serviços regulados

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 2017 foram atualizados pelo deflator implícito do consumo privado previsto para 2018 (no valor de 1,5%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2018 são os que constam do Quadro 6-17.

Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2018

Unidade: EUR		
Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	64,04
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	213,47
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	11,87
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	16,02
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	26,66
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	32,02
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	77,09
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	80,09
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS Clientes em BTN	22,09
	Clientes em BTE	23,50

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 deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

6.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

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).

6.2.1 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

A EDP Distribuição, a EDA e a EEM apresentaram propostas específicas para os valores limites dos custos das investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica.

6.2.1.1 VERIFICAÇÃO DA 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 considerando o desenvolvimento das atividades e custos unitários indicados no Quadro 6-18. A verificação da qualidade da energia elétrica em clientes AT e MT obriga a um período de monitorização de, no mínimo, um mês. Os custos do equipamento sofreram uma atualização de 1,5% 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 de acordo com a EDP Distribuição aos custos internos considerados em projetos de investigação e desenvolvimento, valor que aumentou cerca de 1,6% relativamente ao ano anterior.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Preços de serviços regulados

Quadro 6-18 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em AT e MT para 2018

Unidade: EUR

Atividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Aluguer do equipamento "Power Quality Analyser" (PQA)	1	mês	583,67	583,67
Instalação do "PQA" e análise da instalação cliente	32	h	47,54	1 521,42
Apoio da Direção de Clientes e Redes	4	h	47,54	190,18
Apoio da Direção de Condução	4	h	47,54	190,18
Análise de dados e elaboração do relatório	40	h	47,54	1 901,77
Preparação e apresentação de conclusões	16	h	47,54	760,71
Transportes	600	km	0,36	216,00
Total				5 363,92
Custo total considerando os encargos administrativos (20%)				6 436,70

A EDP Distribuição estima um custo direto de 5 363,92 euros por ação de monitorização, que adicionado da parcela relativa aos encargos administrativos considerados pela empresa conduz a um custo total estimado de aproximadamente 6 436,70 euros. Este valor representa um aumento de 1,4% face ao valor em vigor em 2017 (6 345,41 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.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Preços de serviços regulados

Quadro 6-19 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em BT para 2018

Unidade: EUR

Atividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Amortização do analisador	1	Semana	10,65	10,65
Instalação / Desmontagem do equipamento	3	h	27,01	81,04
Elaboração do relatório	1	h	47,54	47,54
Transportes	80	km	0,36	28,80
Total				168,03
Custo total considerando os encargos administrativos (20%)				201,64

A EDP Distribuição estima um custo direto de 168,03 euros para ações de monitorização em BT, que adicionado da parcela relativa aos encargos administrativos conduz a um custo total estimado de aproximadamente 201,64 euros. Este valor é cerca de 1,2% superior ao que vigora em 2017 para a BTE (199,16 euros).

Para BTE e AT, a EDP Distribuição propõe para 2018 que seja adotado o custo de prestação do serviço, o que corresponde a um aumento de respetivamente 1,2% e 1,4%, relativamente aos valores limite aprovados para 2017. 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 2018 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 2018
BTN	201,64	25,04
BTE	201,64	201,64
MT	6 436,70	2 007,24
AT	6 436,70	6 436,70

No Quadro 6-21 comparam-se os valores limite propostos pela EDP Distribuição para 2018 com os valores em vigor em 2017.

Quadro 6-21 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2018

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2017	Valores limite propostos para 2018
BTN	24,17	25,04
BTE	199,17	201,64
MT	1 911,66	2 007,24
AT	6 345,41	6 436,70

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 2018 a atualização dos valores limite em vigor, baseada na projeção da taxa de variação do deflador do consumo privado, emanado do relatório *European Economic Forecast - Spring 2017*.

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 2017	Valor limite proposto pela EDA para 2018
BTN	23,85	23,65
BTE	199,17	201,43
MT	1 911,66	1 870,11

EEM - 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 2018 a atualização em 1,5% 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 43.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2017	Valor limite proposto pela EEM para 2018
BTN	23,85	24,21
BTE	199,17	202,16
MT	1 911,66	1 940,33

6.2.2 VALORES A VIGORAR EM 2018

6.2.2.1 VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

O Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 29 de novembro, tem 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

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Preços de serviços regulados

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 2017, publicado pela ERSE em dezembro de 2016, 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 2018, de aplicação em Portugal continental, RAA e RAM.

**Quadro 6-24 - Valores limite previstos no artigo 43.º do RQS para 2018
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2017	Custo estimado de prestação do serviço	50% faturação média mensal atualizada	Valores limite propostos pela EDP Distribuição	Valores limite proposto pela ERSE para 2018
BTN	23,85	201,64	23,89	25,04	23,89
BTE	199,17	201,64	628,27	201,64	201,64
MT	1 911,66	6 436,70	2 778,25	2 007,24	2 007,24
AT	6 345,41	6 436,70	82 825,53	6 436,70	6 436,70
MAT	6 345,41	6 436,70	94 361,71	-	6 436,70

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 artigo 43.º 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.

6.2.2.2 VALOR DA COMPENSAÇÃO POR INCUMPRIMENTO DE INDICADORES INDIVIDUAIS DE QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

O artigo 55.º do RQS prevê a publicação pela ERSE, em Diretiva, do valor da compensação a pagar por cada incumprimento de indicador individual de natureza comercial, nos termos do RQS. A ERSE publicou a Diretiva 20/2013, de 22 de novembro, que estabeleceu o valor da compensação em 20 euros, sendo este o valor a vigorar em 2018.

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 2017 e 2018, é apresentada na Figura 7-1 e na Figura 7-2.

Para compreender melhor a variação do preço médio de cada tarifa, em €/kWh, é incluída uma decomposição em efeito consumo e variação tarifária. O efeito consumo resulta da variação no preço médio por aplicação das tarifas de 2017 e atualização dos dados de consumo do ano 2017 para os dados equivalentes do ano 2018. A variação tarifária mede o impacto adicional por atualizar os valores das tarifas por atividade do ano 2017 para o ano 2018, assumindo em ambos os casos os consumos de 2018.

A Figura 7-1 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para as várias tarifas que compõem a tarifa de acesso às redes³², a qual é suportada por todos os consumidores do mercado elétrico, incluindo o mercado liberalizado e o mercado regulado. A figura identifica a vermelho que apenas a tarifa de uso global do sistema sofreu um agravamento de 1,0% do preço médio entre 2017 e 2018, sobretudo devido ao efeito da variação tarifária de 0,7%. As restantes parcelas da tarifa de acesso às redes apresentam descidas, novamente explicadas predominantemente pela variação tarifária subjacente.

A Figura 7-2 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para a tarifa de energia e a tarifa de comercialização, as quais são suportadas apenas pelos consumidores do mercado regulado, uma vez que os consumidores do mercado liberalizado negociam o preço da energia e da comercialização diretamente com os comercializadores de mercado. No caso da tarifa de energia assiste-se a um aumento de 6,5% do preço médio, impulsionado fundamentalmente pelo efeito da variação tarifária. No caso da tarifa de comercialização espera-se um aumento de 33,3% no preço médio entre 2017 e 2018, explicado por um aumento de 3,1% por efeito consumo e um aumento de 30,2% de variação tarifária.

³² Até ao ano 2017 a tarifa de acesso às redes era dada pela soma da tarifa de uso global do sistema, da tarifa de uso da rede de transporte e da tarifa de uso da rede de distribuição. A partir do ano de 2018 o acesso às redes irá igualmente incluir a tarifa OLMC, referente à atividade do operador logístico de mudança de comercializador. Dada esta situação não é apresentada nenhuma variação do preço médio para esta nova tarifa.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Análise do impacto das decisões propostas

Figura 7-1 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes, 2018/2017

	€/kWh	€/kWh	Variação do preço médio	=	Variação tarifária	+	Efeito consumo
	Preço médio 2017	Preço médio 2018					
Tarifa de Uso Global do Sistema	0,0487	0,0493	+1,0%	=	+0,7%	+	+0,3%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	0,0036	0,0033	-9,4%	=	-7,7%	+	-1,7%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	0,0073	0,0066	-8,7%	=	-8,9%	+	+0,2%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0023	0,0018	-19,4%	=	-19,5%	+	+0,1%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0107	0,0086	-19,9%	=	-19,4%	+	-0,5%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0343	0,0314	-8,3%	=	-7,9%	+	-0,4%

Figura 7-2 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de energia e de comercialização, 2018/2017

	€/kWh	€/kWh			
	Preço médio 2017	Preço médio 2018	Variação do preço médio	=	Variação tarifária + Efeito consumo
Tarifa de Energia	0,0595	0,0634	+6,5%	=	+6,4%
Tarifa de Comercialização	5,3698	7,1596	+33,3%	=	+30,2%

7.1.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 2002 E 2018

O Quadro 7-1 apresenta a evolução nas tarifas das atividades reguladas em termos reais e nominais desde o ano 2002.³³

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam em 2018 um valor real inferior face ao ano de 2002, fruto dos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e consequentemente sido partilhados com os consumidores. As tarifas de Comercialização apresentam em 2018 variações acentuadas mas o seu peso na fatura dos clientes é reduzido.

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 a 2018, entre outras situações, a variação reflete a recuperação dos

³³ Os preços médios apresentados até 2018 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.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Análise do impacto das decisões propostas

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.

Quadro 7-1 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100)

Preço médio (ano 2002 = 100)		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia	real	100	96	101	103	97	96	88	123	86	81	103	104	101	99	89	83	87
	nominal	100	100	107	113	110	111	104	148	104	97	123	127	125	125	113	107	114
Uso Rede Transporte	real	100	93	103	104	101	113	144	144	186	178	172	206	222	172	162	192	172
	nominal	100	96	109	114	114	131	170	173	223	214	205	251	274	216	207	249	227
Uso Rede Distribuição AT	real	100	97	77	70	78	72	148	161	161	142	157	164	165	151	148	156	124
	nominal	100	101	82	76	88	84	175	193	194	170	188	200	203	190	189	203	163
Uso Rede Distribuição MT	real	100	96	91	84	89	91	94	98	98	85	95	100	99	87	85	91	72
	nominal	100	99	97	92	101	106	111	117	118	102	114	123	122	109	109	118	95
Uso Rede Distribuição BT	real	100	95	93	88	87	91	98	89	99	91	92	96	95	91	96	90	82
	nominal	100	98	98	97	99	106	115	107	119	110	111	118	117	115	122	117	108
Uso Global do Sistema	real	100	131	138	192	222	268	436	49	473	676	654	638	707	840	903	937	929
	nominal	100	135	146	210	251	312	515	58	569	811	782	780	873	1058	1155	1214	1223
Comercialização em MAT, AT e MT	real	100	285	436	334	267	238	71	219	126	133	141	145	140	448	448	439	182
	nominal	100	295	462	365	301	276	84	262	152	160	169	178	173	564	573	569	239
Comercialização em BTE	real	100	165	254	240	194	195	84	107	69	68	72	79	76	103	452	453	44
	nominal	100	171	269	263	219	227	99	128	83	82	86	96	94	129	578	587	58
Comercialização em BTN	real	100	139	106	87	78	97	107	124	124	106	99	98	98	100	112	110	144
	nominal	100	144	112	95	88	113	127	149	149	128	118	120	120	126	143	143	190

Nota: A Comercialização em MAT, AT e MT deixou de incluir a MAT em 2014.

O Quadro 7-2 resume as variações anuais médias para vários períodos regulatórios do setor elétrico, os quais têm uma duração de três anos.³⁴

Quadro 7-2 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período regulatório

Variação anual média		2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 *
Energia	real	+1,0%	-5,1%	-2,7%	+7,5%	-6,4%	+4,8%
	nominal	+4,0%	-2,6%	-2,2%	+8,5%	-4,8%	+6,4%
Uso Rede Transporte	real	+1,4%	+11,4%	+7,4%	+7,6%	-4,8%	-10,2%
	nominal	+4,5%	+14,3%	+7,9%	+8,6%	-3,2%	-8,8%
Uso Rede Distribuição AT	real	-11,4%	+28,6%	-1,4%	+5,1%	-1,8%	-20,7%
	nominal	-8,7%	+32,0%	-0,9%	+6,1%	-0,1%	-19,5%
Uso Rede Distribuição MT	real	-5,5%	+3,6%	-3,2%	+5,1%	-2,7%	-20,6%
	nominal	-2,7%	+6,3%	-2,7%	+6,1%	-1,1%	-19,4%
Uso Rede Distribuição BT	real	-4,0%	+3,3%	-2,2%	+1,2%	-1,5%	-9,3%
	nominal	-1,1%	+6,0%	-1,7%	+2,1%	+0,1%	-7,9%
Uso Global do Sistema	real	+24,2%	+31,5%	+15,8%	+1,5%	+9,8%	-0,8%
	nominal	+28,0%	+34,9%	+16,3%	+2,5%	+11,6%	+0,7%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	+49,4%	-40,2%	+23,1%	+1,8%	+46,3%	-58,6%
	nominal	+54,0%	-38,7%	+23,7%	+2,8%	+48,7%	-58,0%
Comercialização em BTE	real	+34,0%	-29,7%	-6,5%	+3,5%	+81,4%	-90,2%
	nominal	+38,1%	-27,8%	-6,0%	+4,5%	+84,4%	-90,0%
Comercialização em BTN	real	-4,5%	+7,1%	-0,2%	-2,9%	+4,1%	+31,1%
	nominal	-1,6%	+9,9%	+0,3%	-1,9%	+5,8%	+33,1%

Nota: A Comercialização em MAT, AT e MT deixou de incluir a MAT em 2014.

* A última coluna não corresponde a um período regulatório completo.

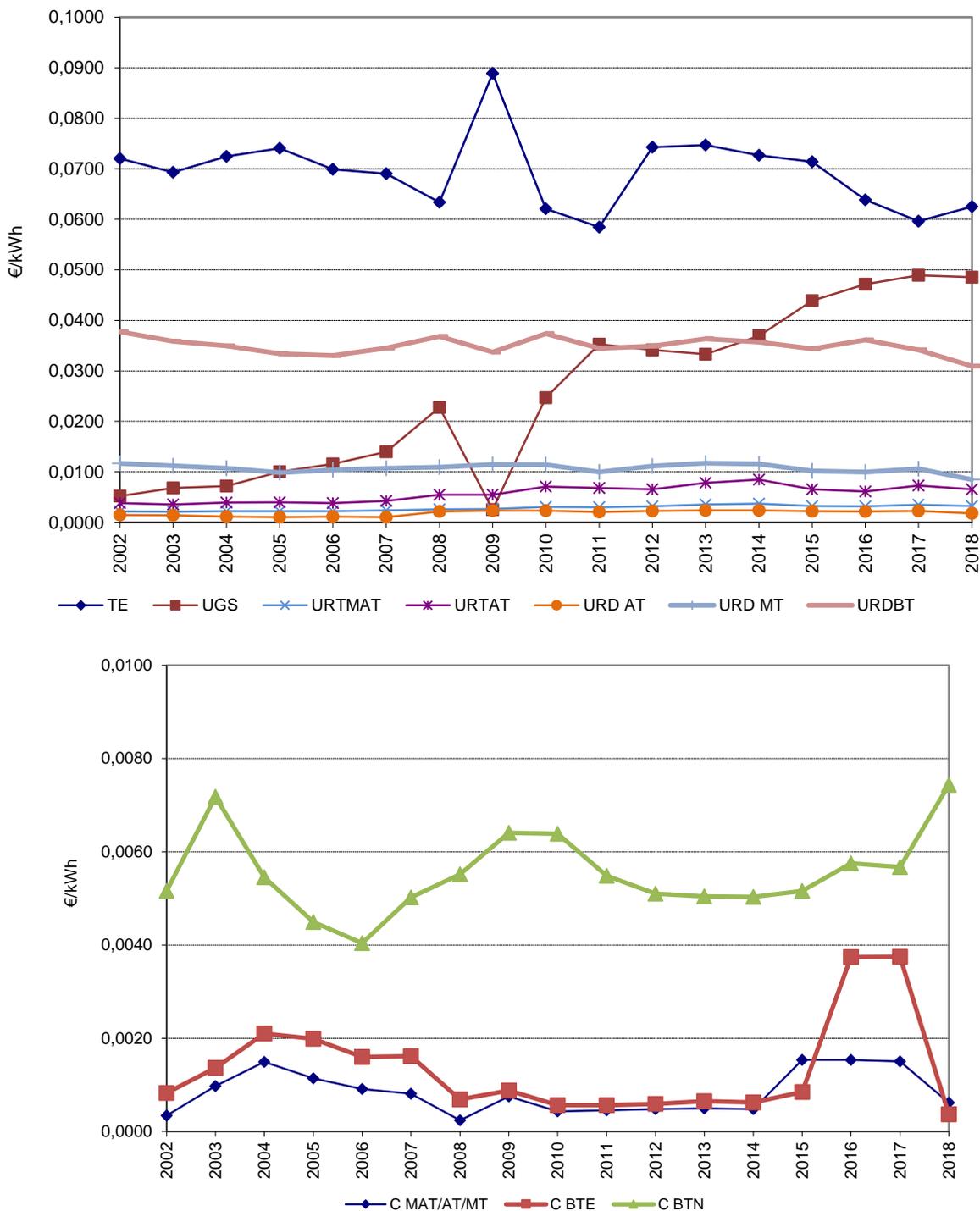
³⁴ Salienta-se que o período regulatório de 2002 a 2005 contou com uma duração de 4 anos.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Análise do impacto das decisões propostas

Na Figura 7-3 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade a preços constantes de 2017.

Figura 7-3 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2017)



Legenda: TE - Tarifa de Energia; UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema; URTMAT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT; URTAT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT; URDAT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT; URDMT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT; URDBT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT; C MAT/AT/MT - Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT; C BTE - Tarifa de Comercialização em BTE; C BTN - Tarifa de Comercialização em BTN.

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 2017 E 2018

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 2017 e 2018. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada do acesso para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

A redução de 4,0% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2017 e 2018, pode ser representado através de três estados (Quadro 7-3 e Figura 7-4). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2016, no cálculo das tarifas de 2017, em que se considerou um preço médio de 0,0828 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2018. Mantendo os preços das tarifas de 2017, a evolução da estrutura de consumos origina um acréscimo de 0,4% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Acesso às Redes previsto para 2018 (0,0794 €/kWh), que corresponde a uma redução tarifária de 4,4% entre 2017 e 2018.

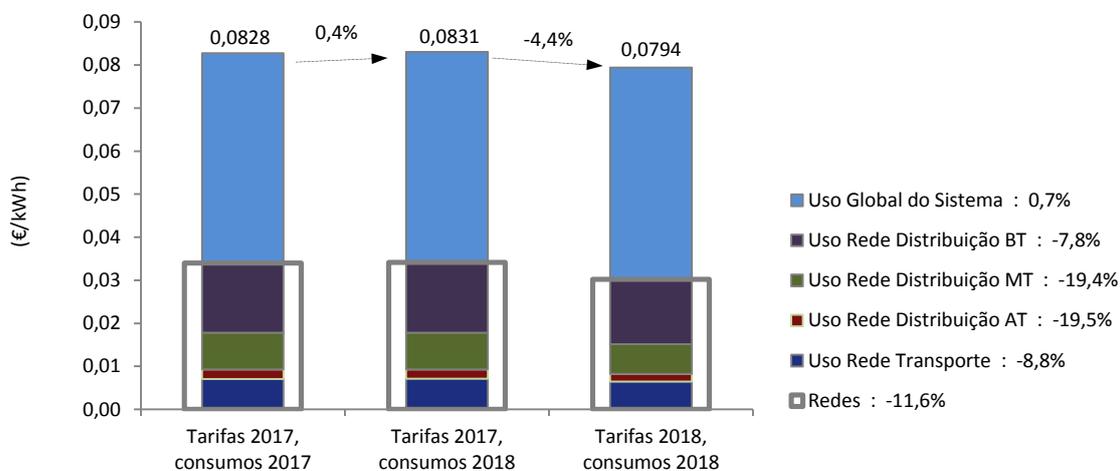
Quadro 7-3 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes

Estado e características	Tarifas 2017, consumo 2017 (1)	Tarifas 2017, consumo 2018 (2)	Tarifas 2018, consumo 2018 (3)
Proveitos (10 ⁶ Euros)	3 744	3 763	3 598
Consumo (GWh)	45 231	45 297	45 297
Preço médio (EUR/kWh)	0,0828	0,0831	0,0794
Varição (%)		(2)/(1) = 0,4%	(3)/(2) = -4,4%

Na Figura 7-4, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade³⁵: -8,8% para o Uso da Rede de Transporte, -19,5% para o Uso da Rede de Distribuição AT, -19,4% para o Uso da Rede de Distribuição MT, -7,8% para o Uso da Rede de Distribuição BT e 0,7% para o Uso Global do Sistema.

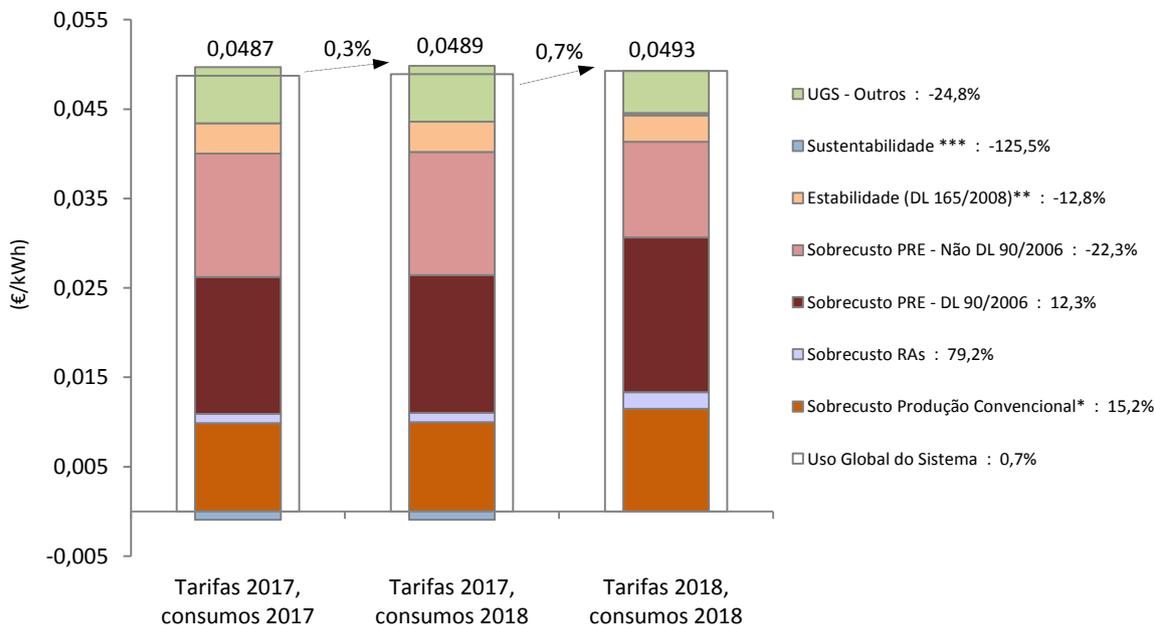
³⁵ Nas figuras apresentadas integra-se no uso da rede de distribuição em 2018 o efeito das tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

Figura 7-4 - 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 desta tarifa, diferenciadas por componente.

Figura 7-5 - 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 do 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 sobrepreito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Análise do impacte das decisões propostas

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade das tarifas de Acesso às Redes, entre 2017 e 2018, para os diferentes níveis de tensão. Regista-se uma variação de -4,4% 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. Verifica-se uma redução de -3,8% em MAT, -2,3% em AT, acréscimos de 3,2% em MT, 3,1% em BTE e uma variação nula em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tipo de custo de interesse económico geral incluído na tarifa de Uso Global do Sistema.

Figura 7-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT

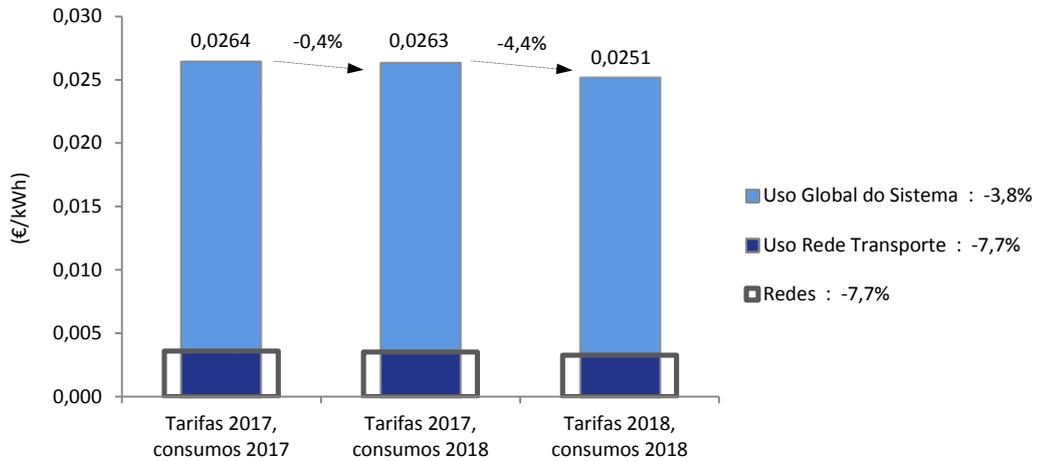


Figura 7-7 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT

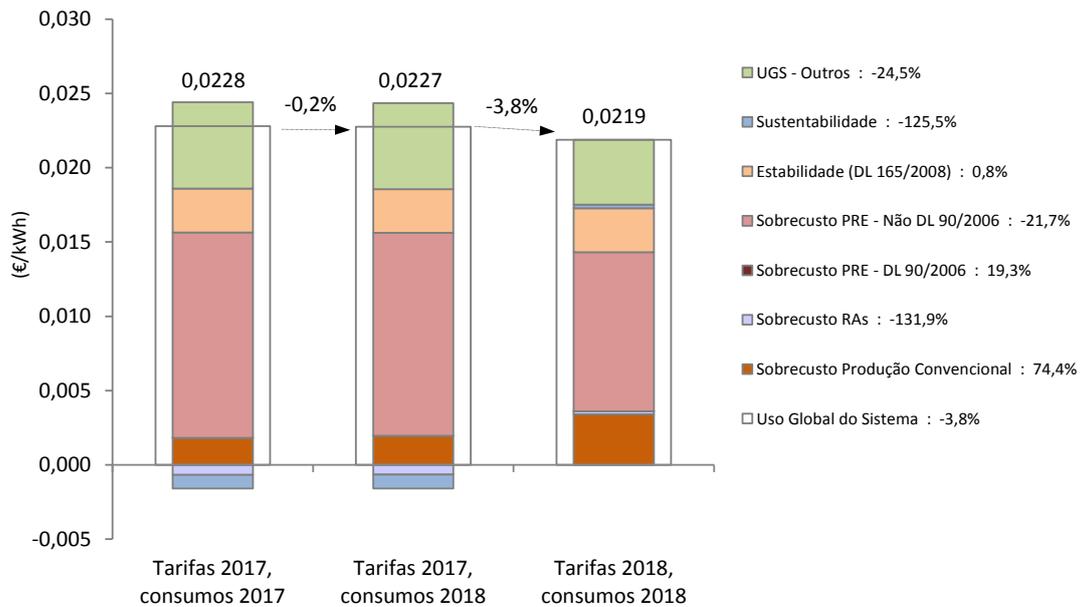


Figura 7-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT

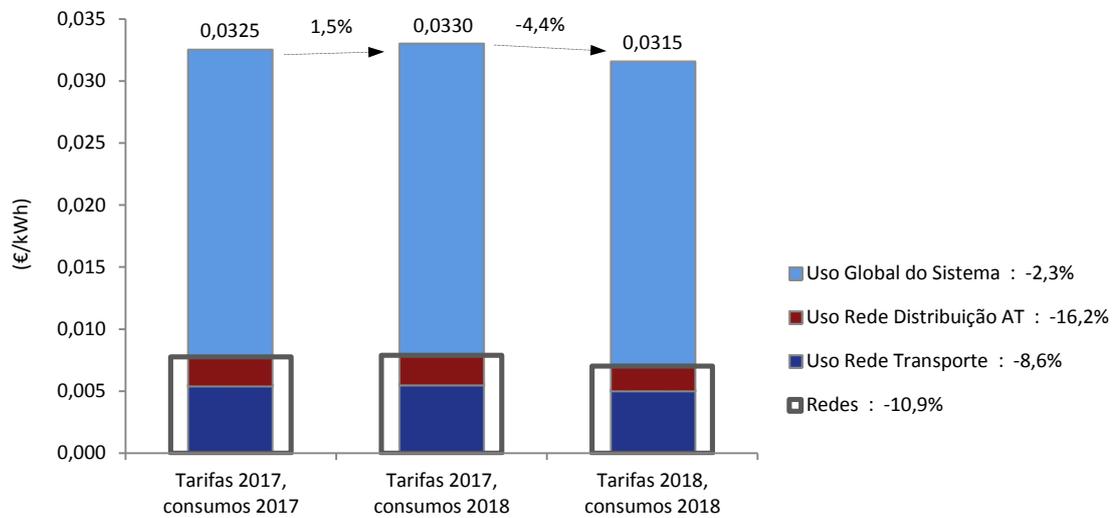


Figura 7-9 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT

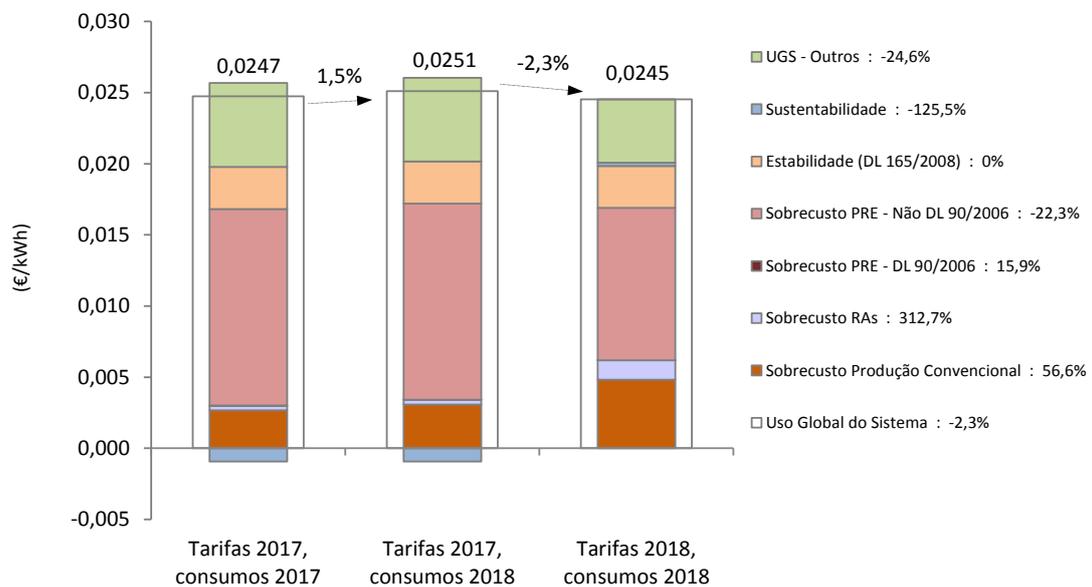


Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT

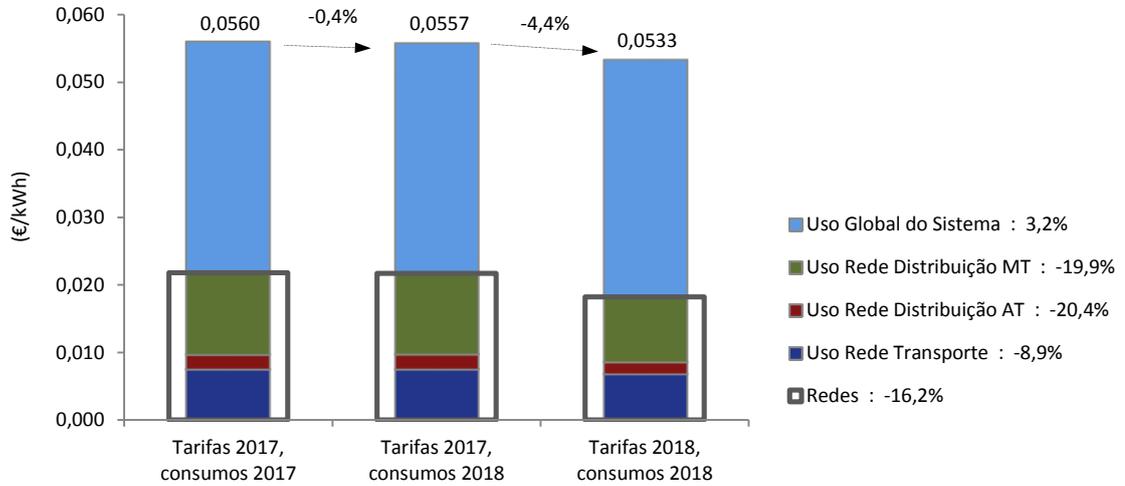


Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT

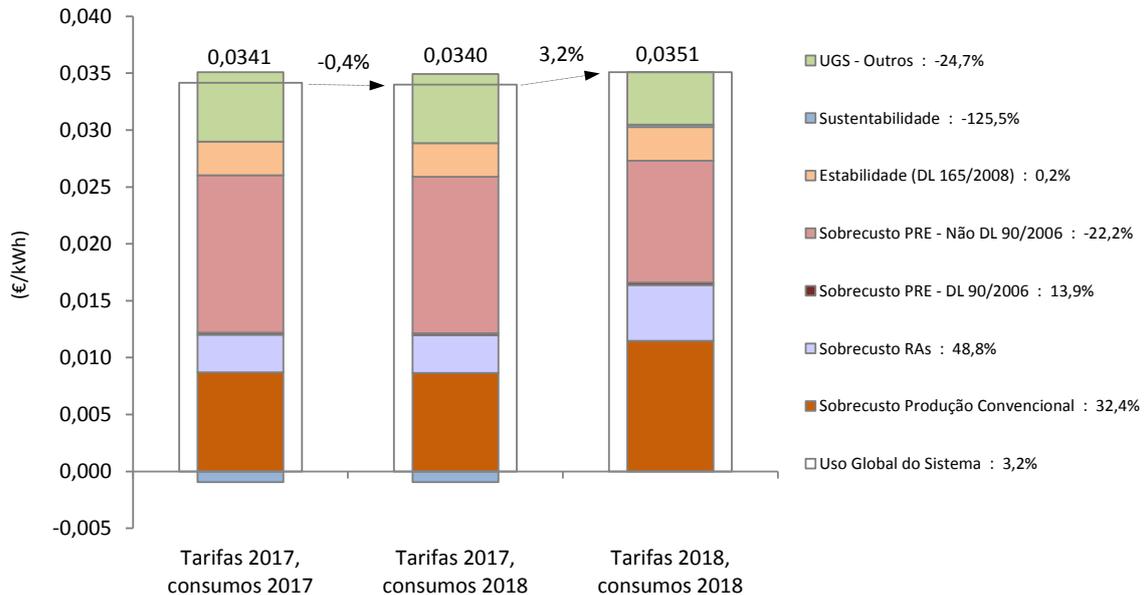


Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE

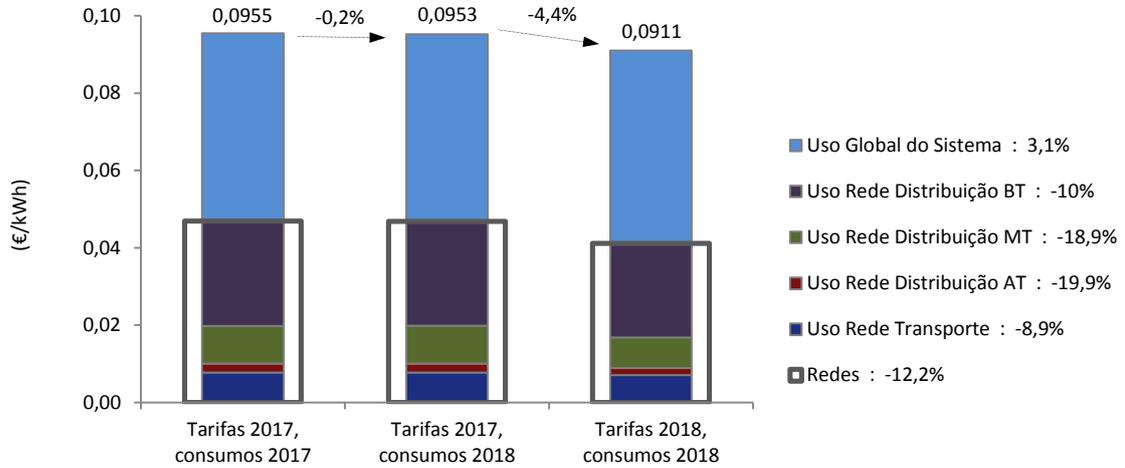


Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE

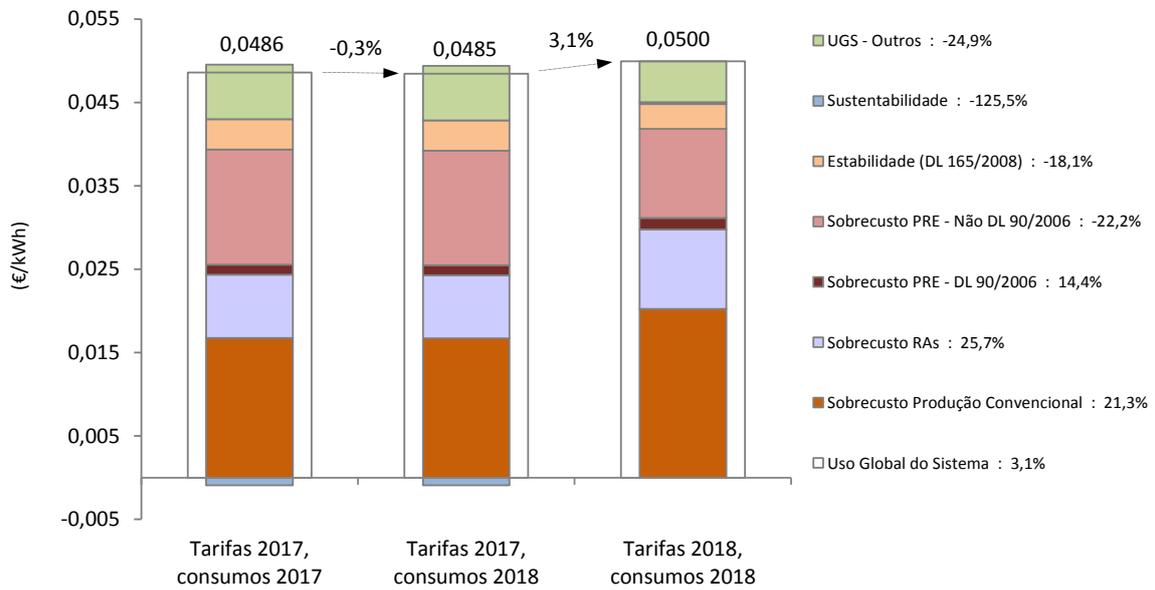


Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN

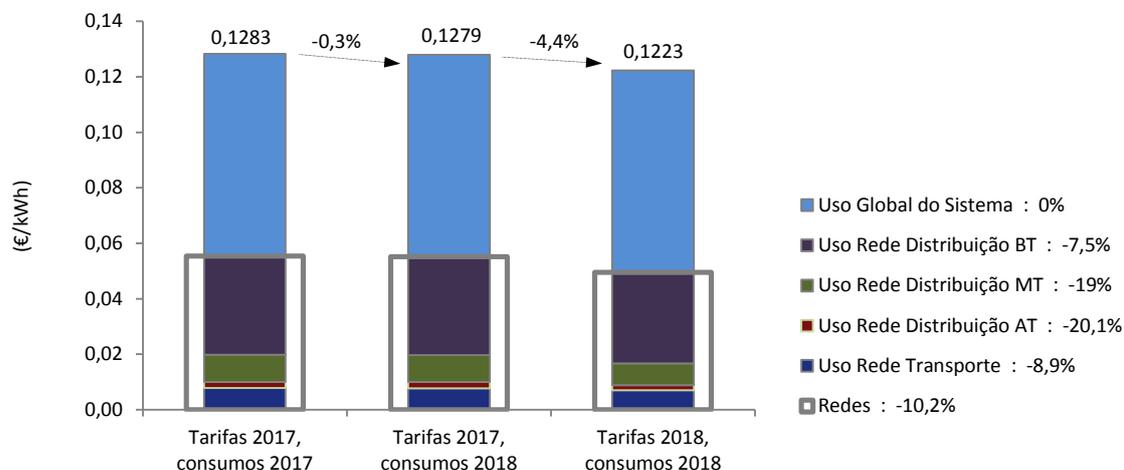
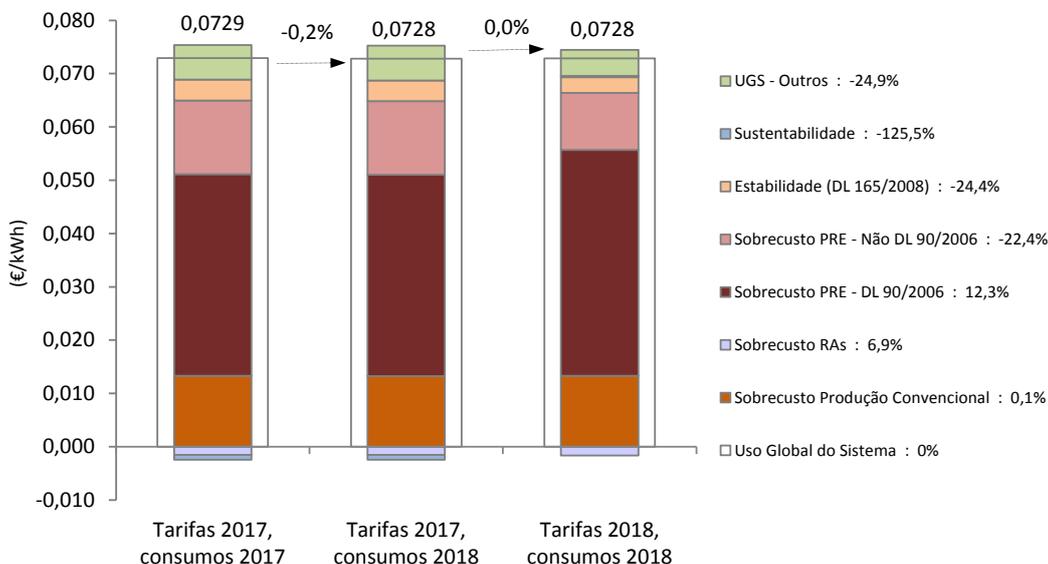


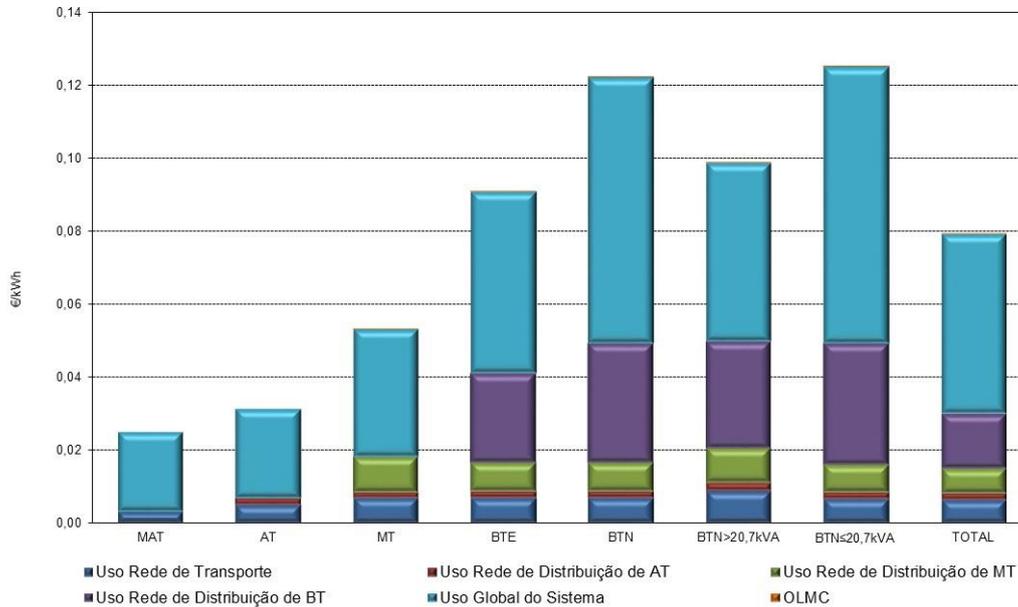
Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN



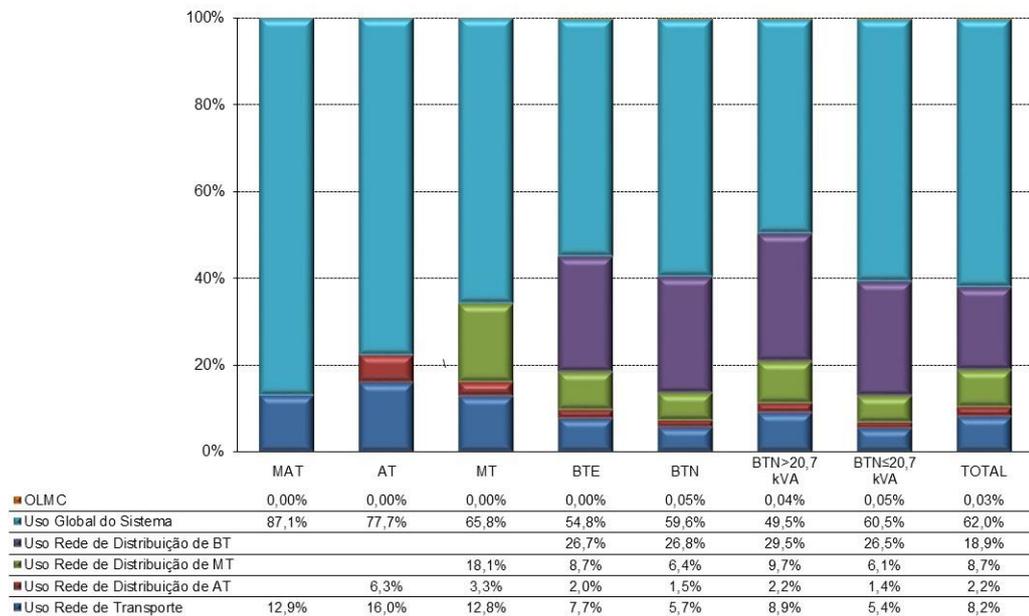
7.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2018

Na Figura 7-16, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2018. Na Figura 7-17 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

**Figura 7-16 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes,
decomposição por atividade**



**Figura 7-17 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes
decomposição por atividade**



*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Análise do impacte das decisões propostas

Na Figura 7-18 e na Figura 7-19, 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, Operação Logística de Mudança de Comercializador 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) o défice tarifário de 2009 gerado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Figura 7-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes

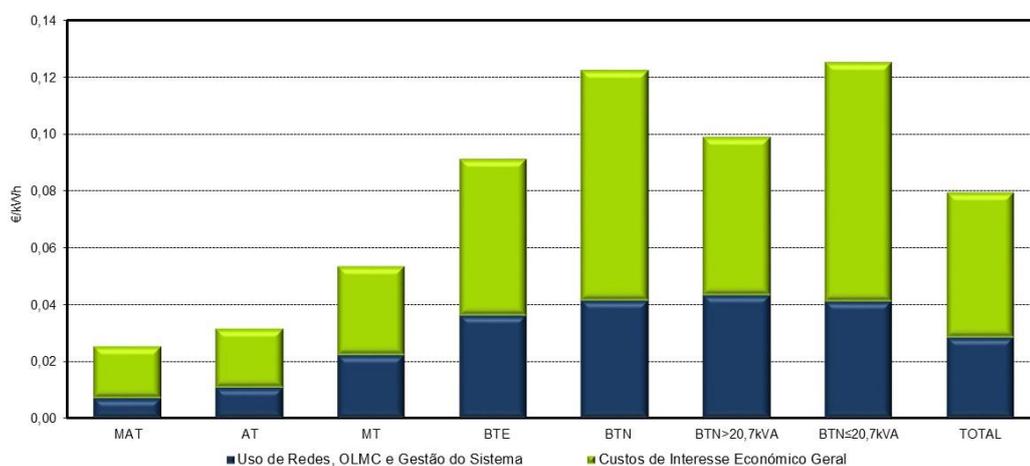
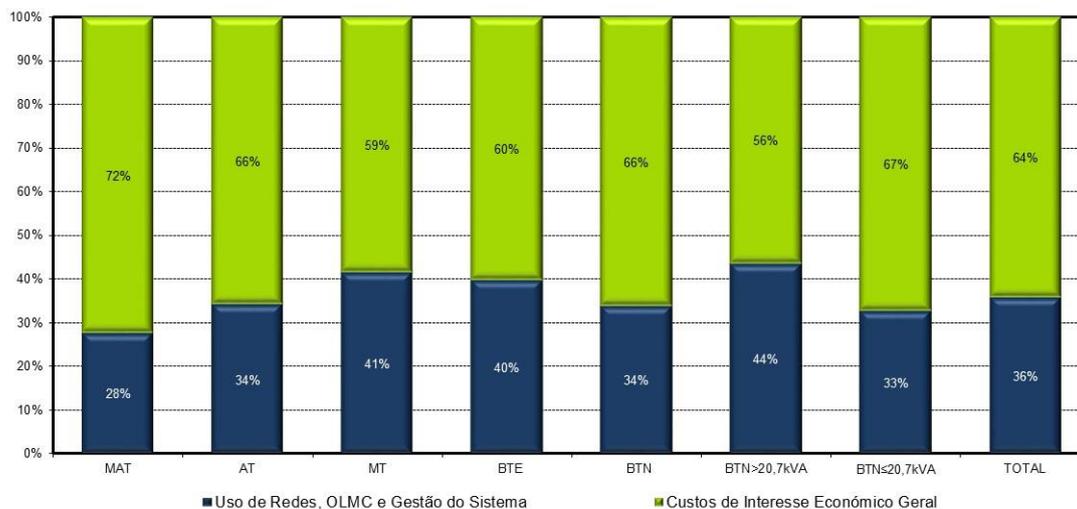


Figura 7-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



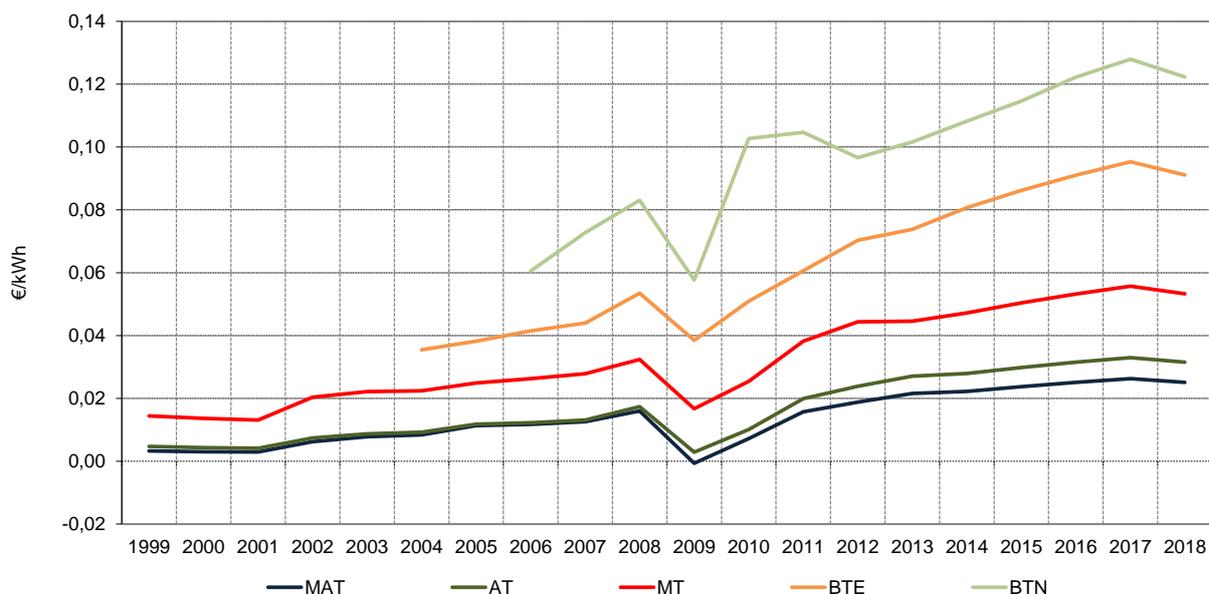
7.2.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 1999 E 2018

A Figura 7-20 e a Figura 7-21 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes, no período compreendido entre 1999 e 2018, por nível de tensão.

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.

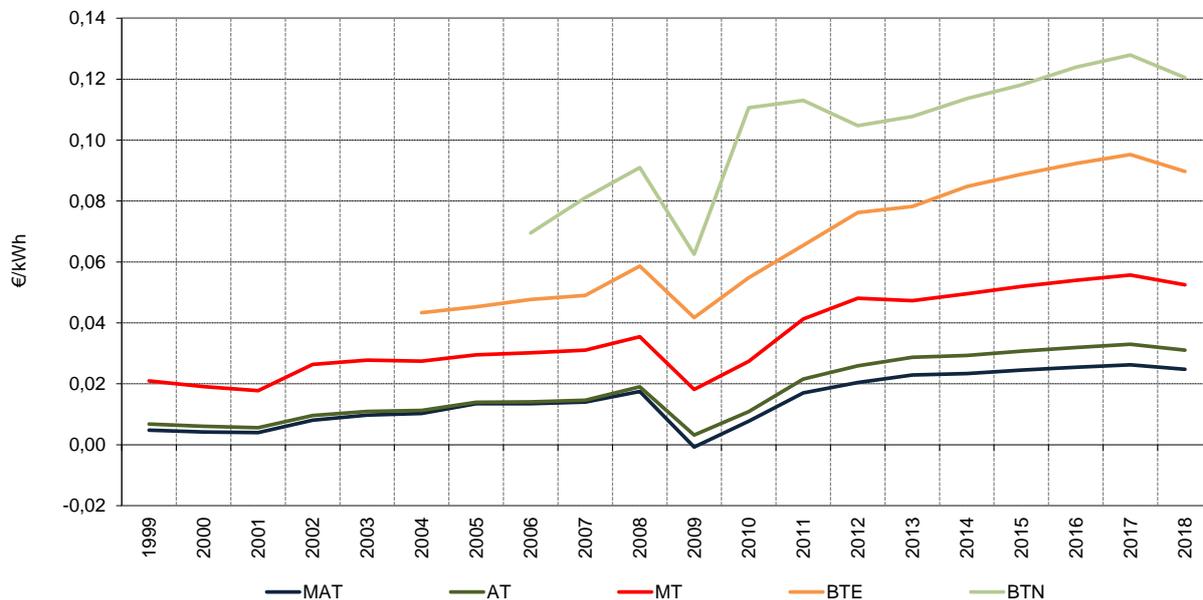
No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 11,2%, 10,5%, 7,1%, 7,0% e 6,0%, respetivamente.

**Figura 7-20 - 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 9,0%, 8,3%, 5,0%, 5,3% e 4,7%, respetivamente, a preços constantes de 2017.

**Figura 7-21 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços constantes de 2017)**



No quadro seguinte apresenta-se a evolução das tarifas de Acesso às Redes, desde 1999.

Quadro 7-4 - 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	2018	Variação média anual	
MAT	real	100	88	83	168	203	214	280	280	292	365	-15	162	354	425	477	486	509	530	547	515	9%
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	652	671	717	757	793	758	11%
AT	real	100	88	82	140	160	165	205	207	214	279	46	159	316	379	420	429	450	468	483	455	8%
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	574	593	633	669	700	669	11%
MT	real	100	91	85	126	133	131	141	144	148	169	87	131	197	229	226	236	248	258	266	250	5%
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	308	326	349	368	385	369	7%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	104	110	113	135	96	126	151	176	180	195	205	213	220	207	5%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	228	243	257	269	257	7%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	100	117	131	90	159	163	151	155	163	170	178	184	173	5%	
	nominal	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	179	189	202	211	202	6%	

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 2017 E 2018

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 2017 e 2018. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Análise do impacte das decisões propostas

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.

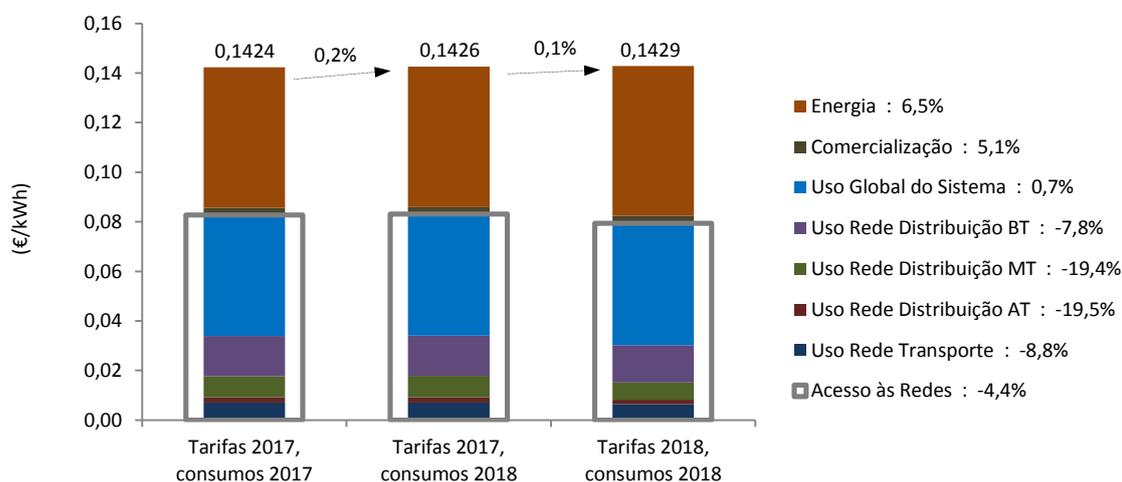
A variação de 0,3% no preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, entre 2017 e 2018, pode ser representada através de três estados (Figura 7-22). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2016, no cálculo das tarifas de 2017, em que se considerou um preço médio de 0,1424 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2018. Mantendo os preços das tarifas de 2017, a evolução da estrutura de consumos origina um acréscimo de 0,2% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais previsto para 2018 (0,1429 €/kWh), que resulta de uma variação tarifária de 0,1%.

Na Figura 7-22, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade³⁶: -8,8% para o Uso da Rede de Transporte, -19,5% para o Uso da Rede de Distribuição de AT, -19,4% para o Uso da Rede de Distribuição de MT, -7,8% para o Uso da Rede de Distribuição de BT, 0,7% para o Uso Global do Sistema, 5,1% para a Comercialização e 6,5% para a Energia.

Figura 7-22 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais



³⁶ Nas figuras apresentadas integra-se no uso da rede de distribuição em 2018 o efeito das tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, entre 2017 e 2018, para os diferentes níveis de tensão. Registam-se variações diferenciadas por nível de tensão: 2,5% em MAT, 1,9% em AT, 0,4% em MT, -2,0% em BTE e 0% em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas das tarifas por atividade regulada.

Figura 7-23 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT

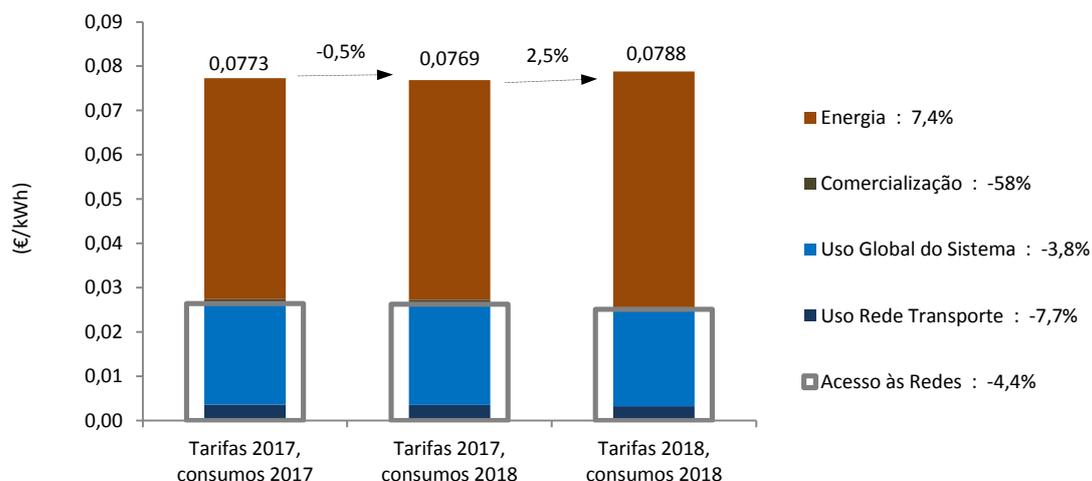


Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em AT

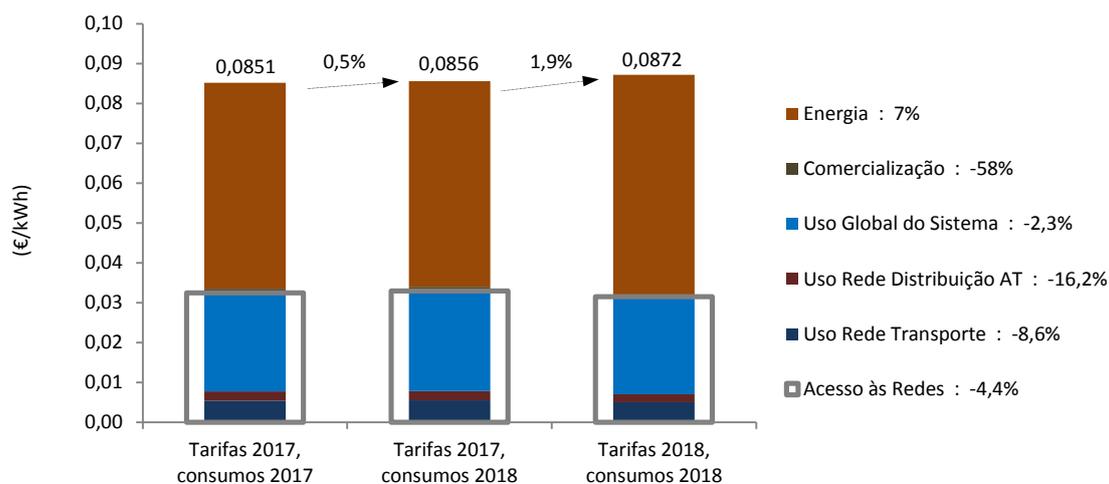


Figura 7-25 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MT

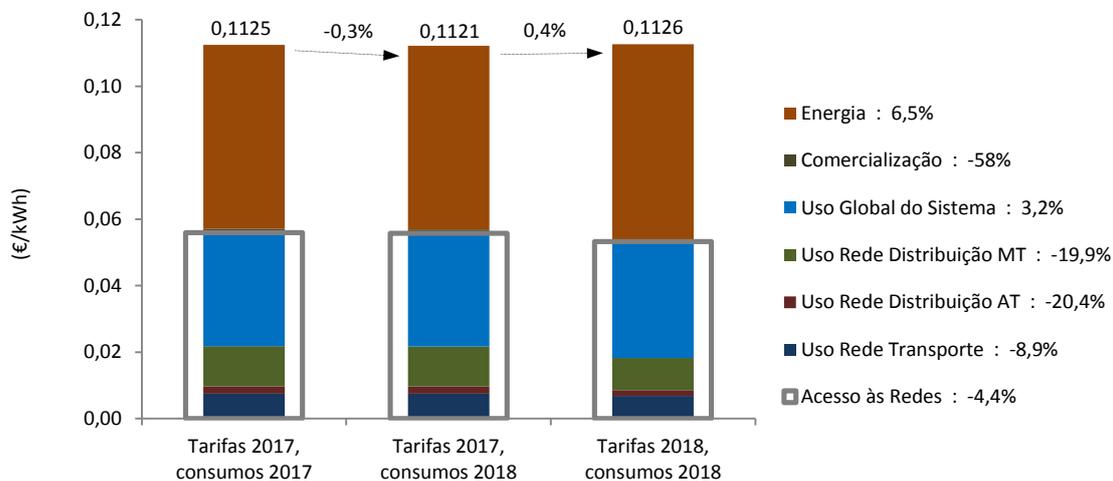


Figura 7-26 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTE

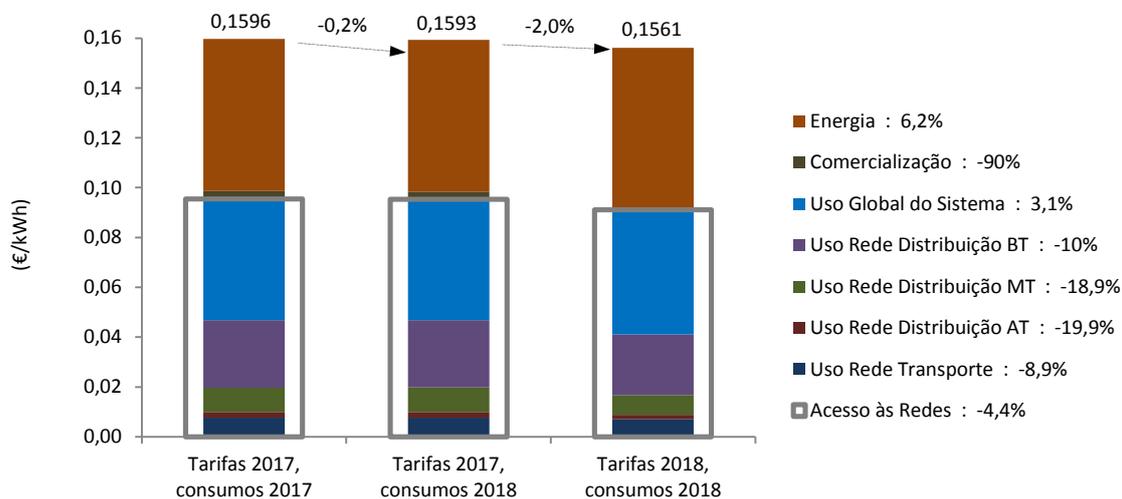
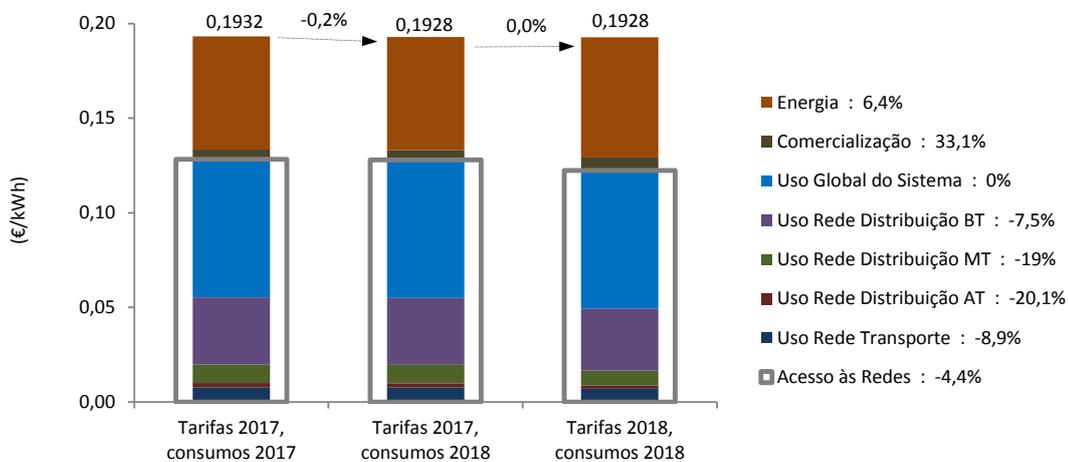


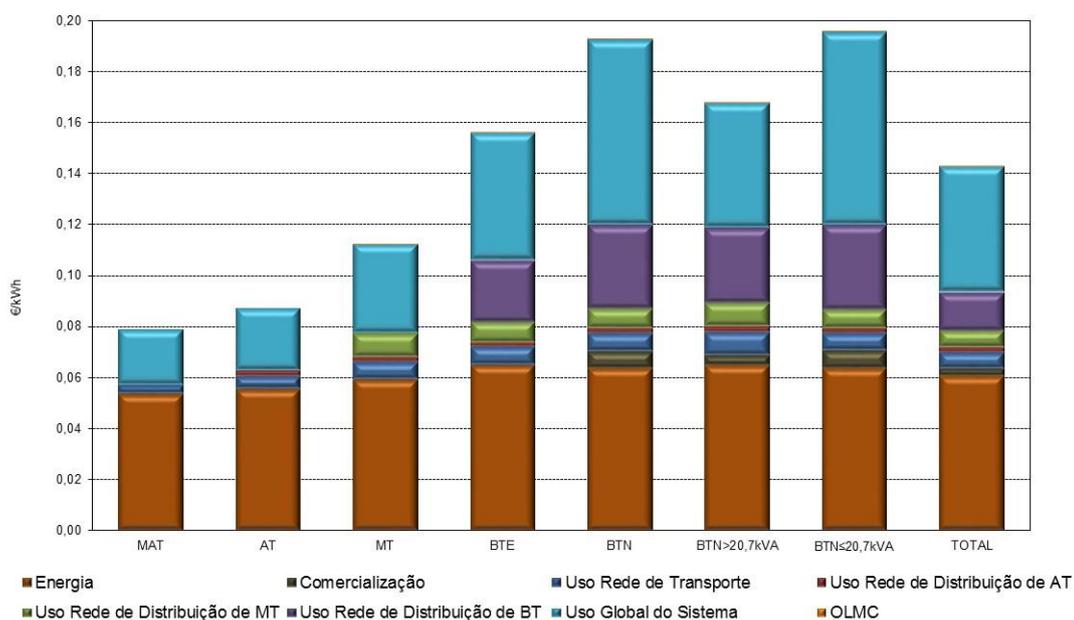
Figura 7-27 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTN



7.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2018

Na Figura 7-28, 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 2018.

Figura 7-28 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade

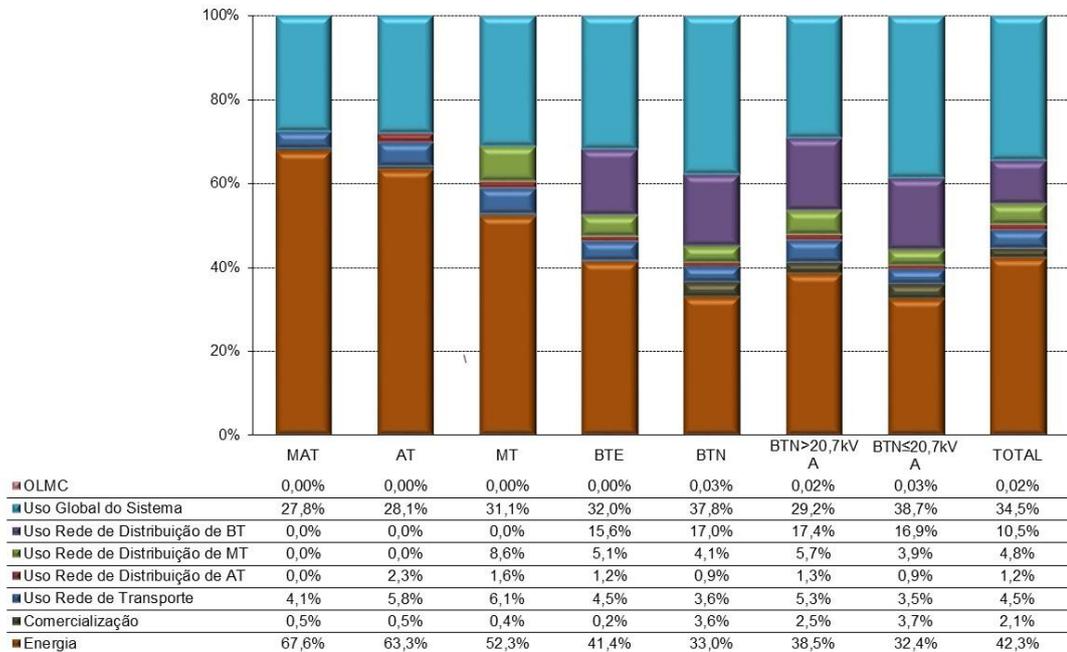


**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

Análise do impacto das decisões propostas

Na Figura 7-29 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

**Figura 7-29 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais
decomposição por atividade**



Na Figura 7-30 e na Figura 7-31, 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, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral.

Figura 7-30 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais

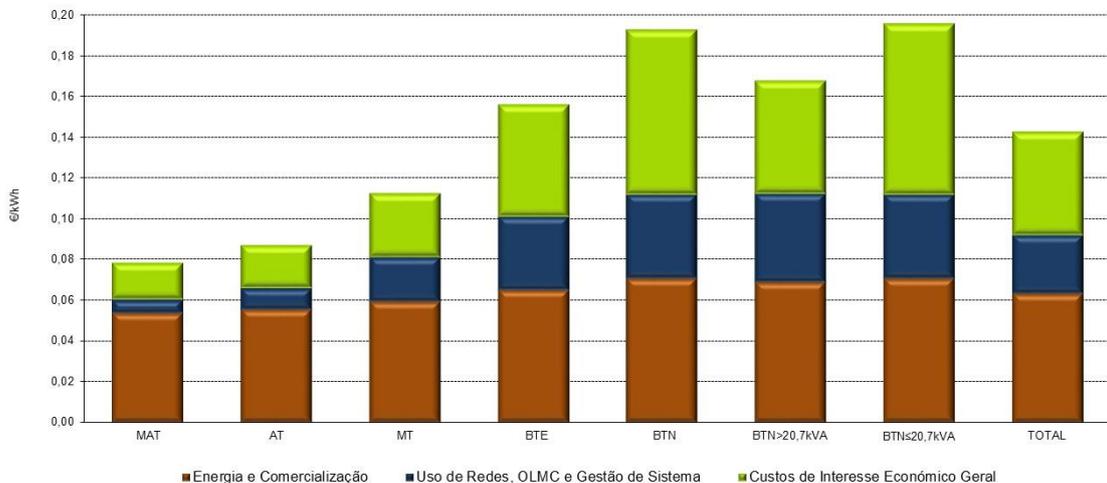
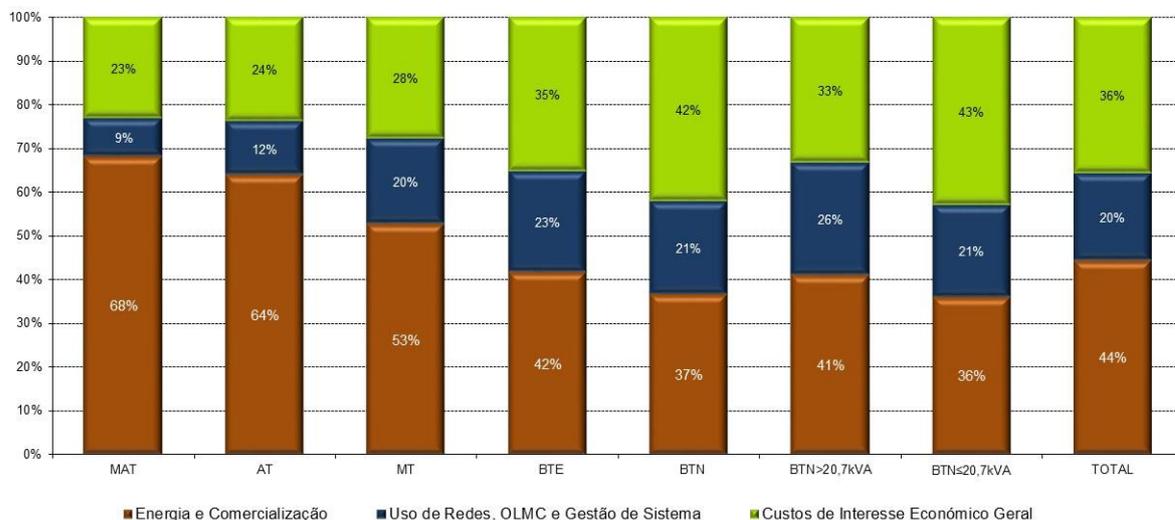


Figura 7-31 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais

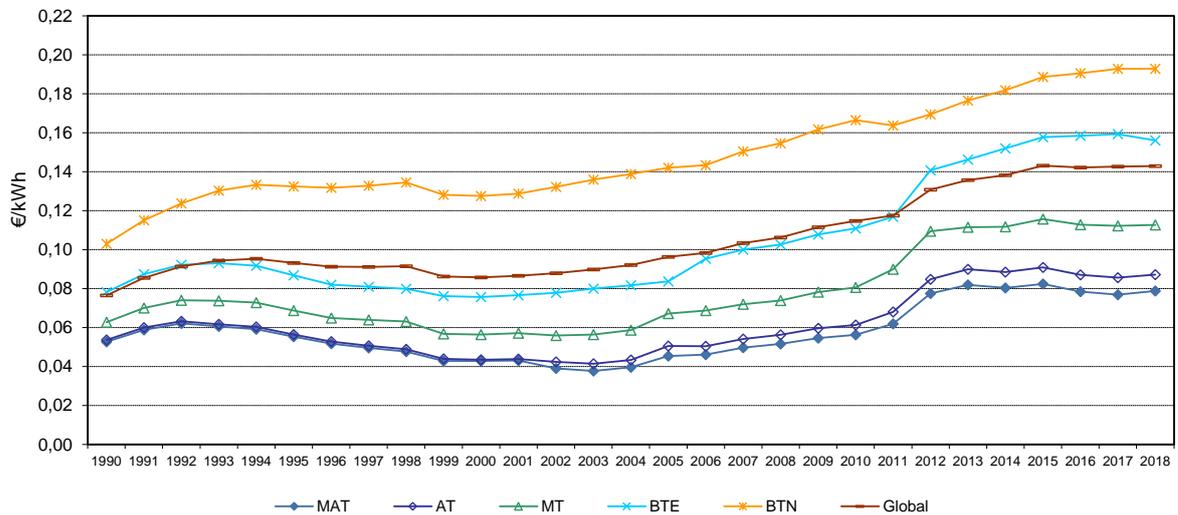


7.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2017

A Figura 7-32 e a Figura 7-33 apresentam a evolução verificada nas tarifas de referência de Venda a Clientes Finais desde 1990 até 2018, 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 2018 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.

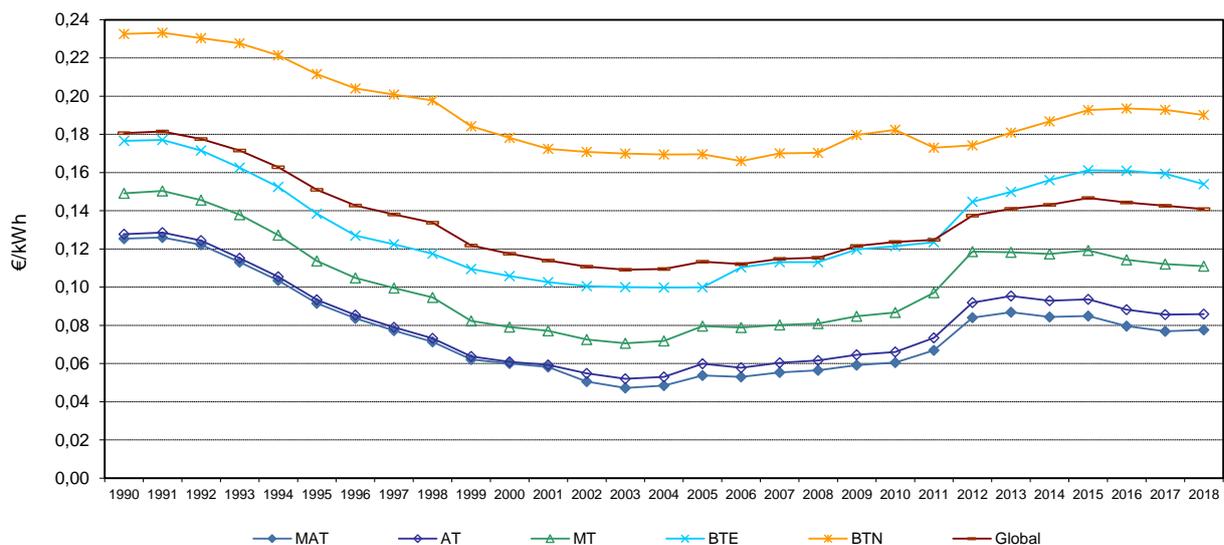
Os preços apresentados até 2010 correspondem aos das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais da comercialização de último recurso. A partir de 2011 inicia-se o processo de extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais para os fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE. Assim no cálculo dos preços médios apresentados a partir de 2011 considera-se a aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais.

Figura 7-32 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2017, o preço médio global registou entre 1990 e 2018 uma redução média anual de 0,9%. Em 2018, o preço médio global é cerca de 78% do verificado em 1990. Em MAT, AT, MT, BTE e BTN, os preços médios em 2018 são cerca de 62%, 67%, 74%, 87% e 82% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-33 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2017)



TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Análise do impacto das decisões propostas

O Quadro 7-5 apresenta a evolução das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998, tendo a ERSE fixado tarifas reguladas pela primeira vez em 1999. É de salientar que se registam valores, em termos reais, para o global e para a BTN muito próximos dos valores de 1998.

Quadro 7-5 - Evolução real e nominal 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	2018
MAT	real	100	87	84	81	71	66	68	75	74	78	79	83	85	94	118	122	118	119	111	108	109
	nominal	100	90	90	90	82	79	83	95	97	104	108	115	118	130	163	172	169	173	165	161	165
AT	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	126	130	127	128	121	117	117
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	139	174	184	181	186	178	175	179
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	103	126	125	124	126	121	119	117
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	143	174	177	177	183	179	178	179
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	105	123	128	133	137	137	136	131
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	146	176	183	190	197	198	199	195
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	88	88	91	94	97	98	98	96
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	122	126	131	135	140	142	143	143
Global	real	100	91	88	85	83	82	82	85	84	86	86	91	93	93	103	105	107	110	108	107	105
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	128	143	148	151	156	155	156	156

O Quadro 7-6 resume as variações anuais médias em cada um dos períodos de regulação do setor elétrico³⁷.

Quadro 7-6 – Variações anuais médias da tarifa de referência de Venda a Clientes Finais, por período regulatório

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 *
MAT	real	-6,6%	-2,0%	+1,7%	+5,8%	+8,0%	-3,1%	+1,0%
	nominal	-3,3%	+1,3%	+4,4%	+6,3%	+9,1%	-1,5%	+2,5%
AT	real	-6,8%	+0,3%	+1,0%	+6,0%	+8,2%	-2,7%	+0,3%
	nominal	-3,5%	+3,6%	+3,6%	+6,5%	+9,2%	-1,1%	+1,9%
MT	real	-6,6%	+0,8%	+0,6%	+6,3%	+6,5%	-1,5%	-1,0%
	nominal	-3,3%	+4,1%	+3,2%	+6,8%	+7,5%	+0,1%	+0,4%
BTE	real	-4,4%	-0,7%	+4,2%	+3,0%	+8,1%	+0,7%	-3,4%
	nominal	-1,4%	+2,2%	+7,0%	+4,4%	+9,1%	+1,6%	-2,0%
BTN	real	-4,5%	-0,4%	+0,2%	+0,5%	+2,6%	+1,1%	-1,4%
	nominal	-1,4%	+2,5%	+2,9%	+1,9%	+3,6%	+2,0%	-0,04%
Global	real	-5,2%	-0,1%	+0,6%	+2,6%	+4,7%	-0,1%	-1,3%
	nominal	-1,8%	+2,7%	+3,3%	+3,4%	+5,6%	+1,1%	+0,1%

* A última coluna não representa um período regulatório completo, mas sim a restante informação disponível.

³⁷ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 que teve uma duração de 4 anos.

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 2017 E 2018

A evolução nominal dos preços médios das tarifas transitórias de venda a clientes finais, entre 2017 e 2018, é apresentada na Figura 7-34 e Figura 7-35.

Para compreender melhor a variação do preço médio de cada tarifa, em €/kWh, é incluída uma decomposição em efeito consumo e variação tarifária. O efeito consumo resulta da variação no preço médio por aplicação das tarifas de 2017 e atualização dos dados de consumo do ano 2017 para os dados equivalentes do ano 2018. A variação tarifária mede o impacto adicional por atualizar os valores das tarifas do ano 2017 para o ano 2018, assumindo em ambos os casos os consumos de 2018.

A Figura 7-34 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições das tarifas transitórias de venda a clientes finais em MT e BTE, as quais são aplicadas aos consumidores do mercado regulado nos respetivos níveis de tensão. A figura identifica ligeiras reduções tarifárias de 0,2% e reduções do preço médio de 0,4% em MT e BTE.

Figura 7-34 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias em MT e BTE

	€/kWh	€/kWh			
	Preço médio 2017	Preço médio 2018	Variação do preço médio	=	Variação tarifária + Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em MT	0,1346	0,1341	-0,4%	=	-0,2% + -0,2%
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTE	0,1723	0,1716	-0,4%	=	-0,2% + -0,2%

A Figura 7-35 apresenta a análise análoga para os clientes em BTN. Para além de apresentar os resultados para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN, apresentam-se ainda os resultados separados pelos consumos de BTN > (> 20,7 kVA) e pelos consumos de BTN ≤ (≤ 20,7 kVA). Verifica-se que a variação tarifária das tarifas transitórias em BTN entre 2017 e 2018 será de -0,2%, a qual resulta de

reduções tarifárias de 0,8% em $BTN >$ e de 0,2% em $BTN \leq$. É de salientar que as variações tarifárias nos três casos analisados são todas negativas e que os aumentos esperados no preço médio são um resultado do efeito consumo.

Figura 7-35 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias em BTN

	€/kWh	€/kWh			
	Preço médio 2017	Preço médio 2018	Variação do preço médio	=	Variação tarifária + Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN	0,1981	0,1991	+0,5%	=	-0,2% + 0,7%
- Tarifa transitória de venda a clientes finais em $BTN > 20,7$ kVA	0,1813	0,1834	+1,2%	=	-0,8% + 2,0%
- Tarifa transitória de venda a clientes finais em $BTN \leq 20,7$ kVA	0,1997	0,2005	+0,4%	=	-0,2% + 0,6%

7.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2017

Na Figura 7-36 e na Figura 7-37 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.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Análise do impacto das decisões propostas

Figura 7-36 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2018

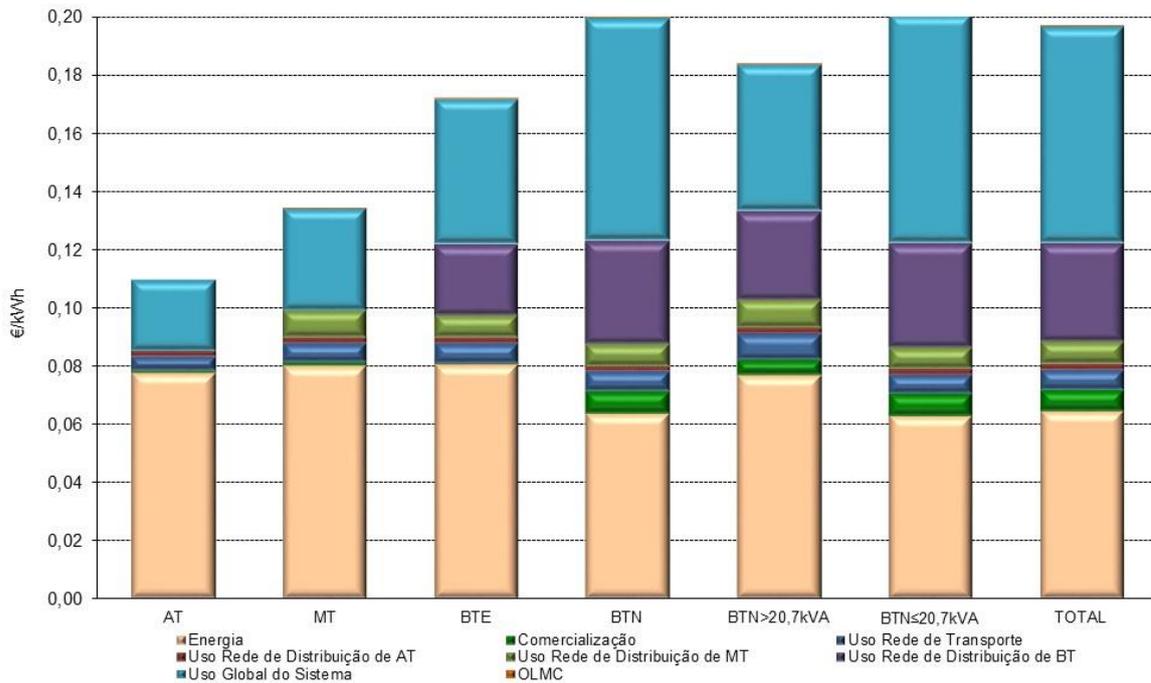
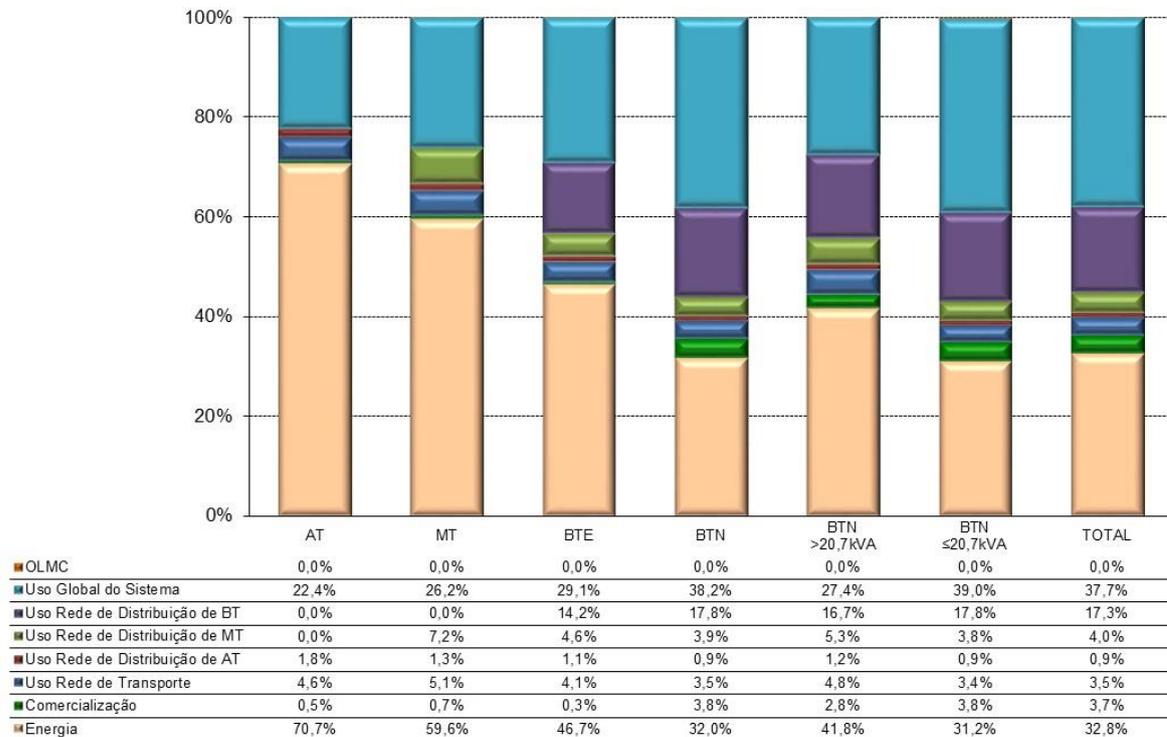


Figura 7-37 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2018



TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Análise do impacte das decisões propostas

Na Figura 7-38 e na Figura 7-39, 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 7-38 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2018, decomposto por parcelas

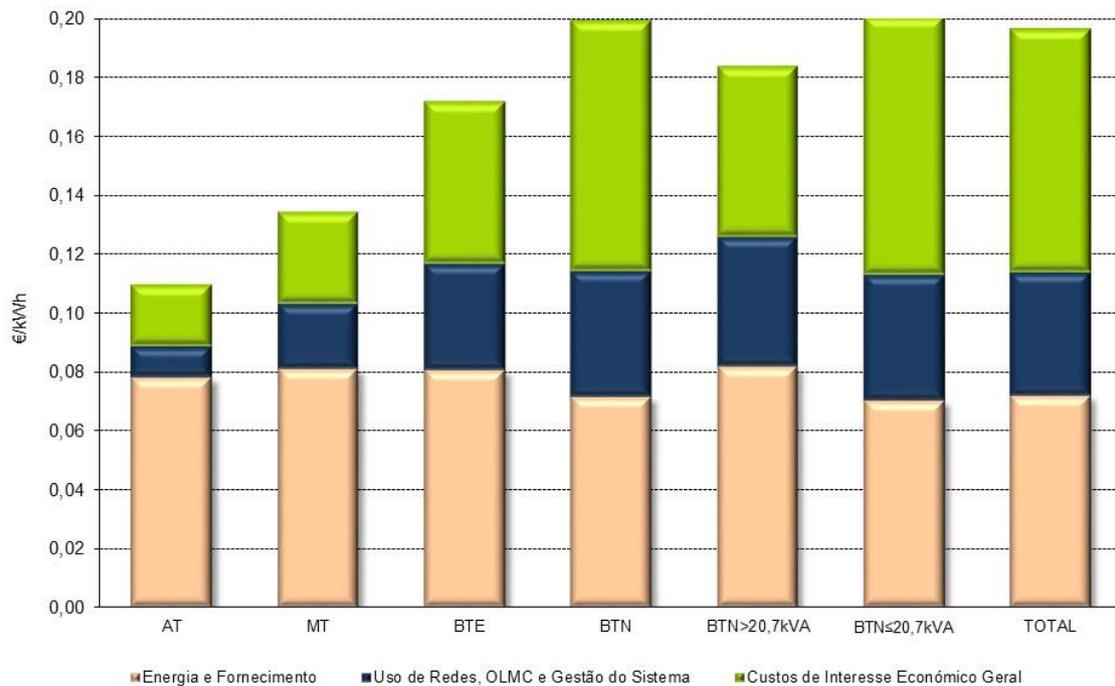
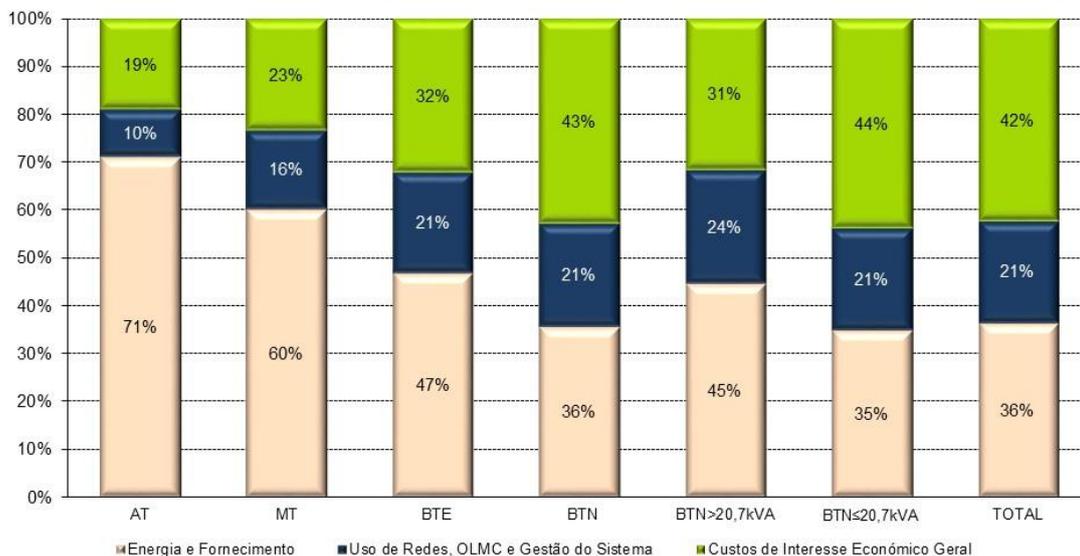


Figura 7-39 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2018, decomposto por parcelas



7.4.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2018

Esta seção apresenta as variações tarifárias nas tarifas de Venda a Clientes Finais do mercado regulado desde 1990 até 2018, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2018.³⁸ No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos regulatórios, os quais tiveram início em 1998.

Tratando-se de uma série de dados longa, ela contém um conjunto de situações que ocorreram nesse horizonte temporal.³⁹ Destaca-se o início da aprovação de tarifas reguladas por uma entidade reguladora independente em 1998 e a liberalização progressiva do mercado elétrico português.

³⁸ A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados 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.

³⁹ 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 excepcionais, 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.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Análise do impacte das decisões propostas

A preços correntes (Figura 7-40), verifica-se uma trajetória crescente nos vários níveis de tensão. Em termos gerais a figura permite ainda fazer duas observações particulares. Em primeiro lugar verifica-se que os consumidores em níveis de tensão inferiores suportam preços médios mais elevados. Esta realidade deve-se, entre outras razões, ao facto de a estrutura tarifária em Portugal alocar os custos das redes elétricas de acordo com a utilização por parte dos consumidores. Isto leva a que cada consumidor apenas participe no pagamento das redes elétricas até ao seu nível de tensão, estando isento de pagar as redes elétricas a jusante. Em segundo lugar observa-se que o valor global é bastante próximo do valor em BTN, o que reflete a preponderância dos consumos em BTN no total de consumidores que ainda estão no mercado regulado.

A preços constantes de 2017 (Figura 7-41), o preço médio global registou desde 1990 até 2018 uma redução média anual de 0,5%. Em 2018, o preço médio global é cerca de 86% do verificado em 1990. Em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2018 são cerca de 70%, 81% e 86% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-40 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)

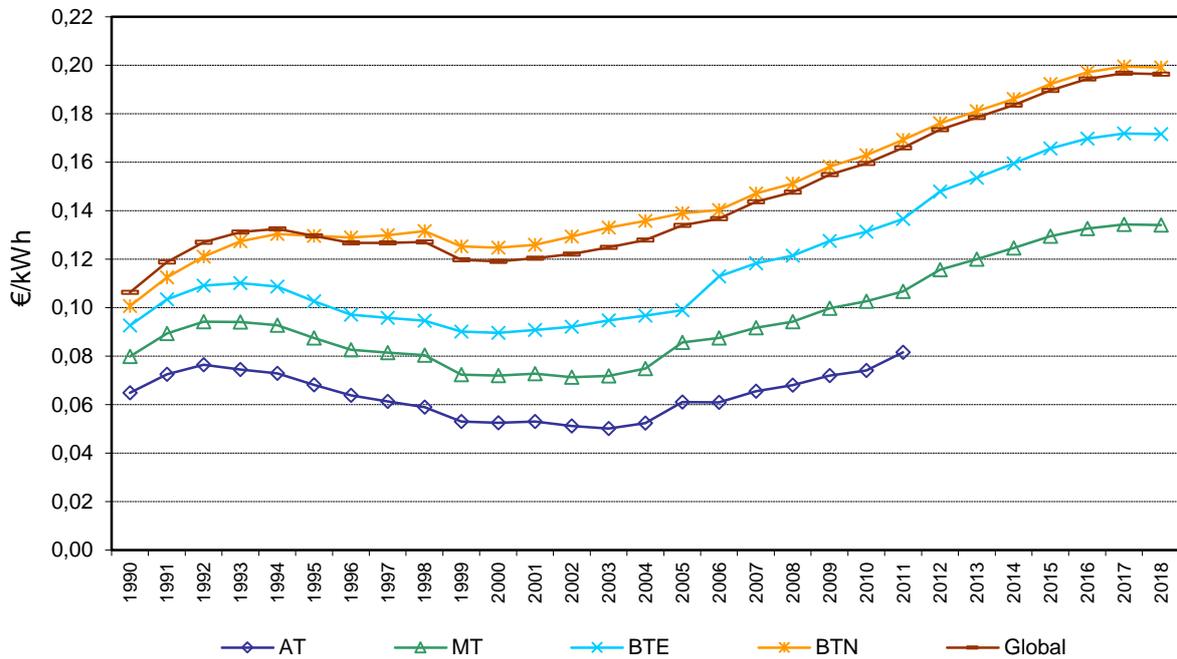
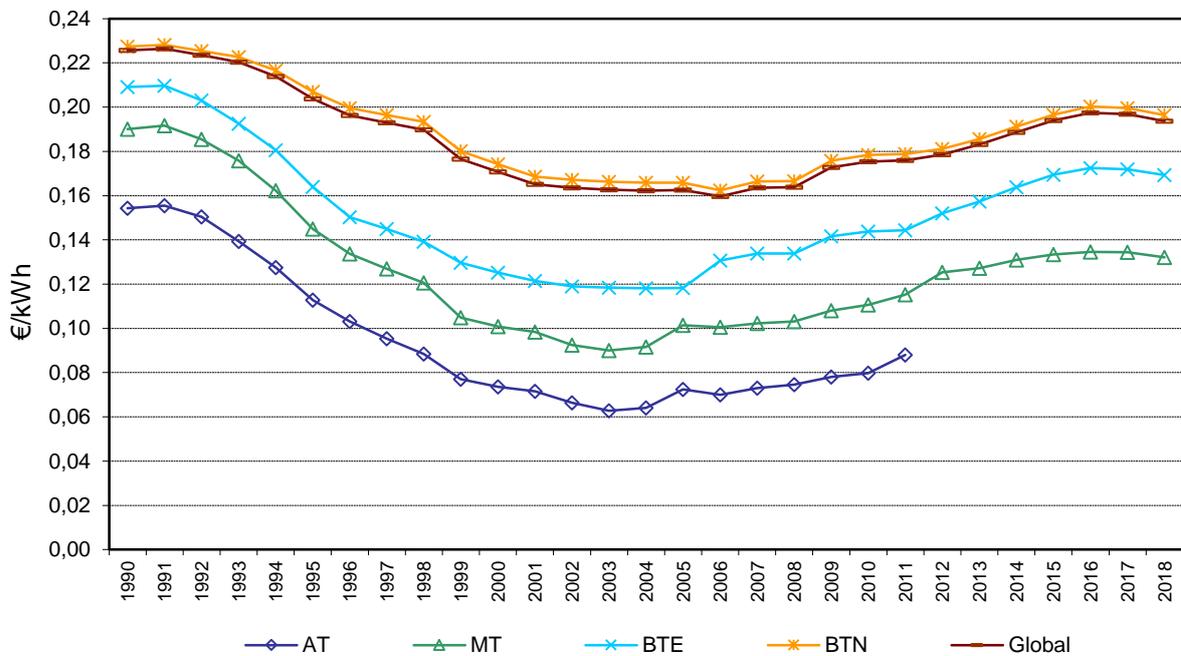


Figura 7-41 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2017)



Nota: Para AT as figuras só incluem dados até 2011 uma vez que o número de consumidores no mercado regulado nesse nível de tensão desceu para um valor que impossibilita a apresentação de preços médios representativos.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Análise do impacto das decisões propostas

O Quadro 7-7 apresenta a evolução na tarifa de venda a clientes finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 1998. O início em 1998 prende-se com o início da regulação independente do setor elétrico em Portugal. É de salientar que em termos reais se registam valores reais para o mercado regulado total e para a BTN em particular muito próximos dos valores de 1998.

Quadro 7-7 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais, ano 1998 = 100

Preço médio		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AT *	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	-	-	-	-	-	-	-
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	138	-	-	-	-	-	-	-
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	96	104	106	109	111	112	111	110
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	144	149	155	161	165	167	167
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	104	109	113	118	122	124	124	122
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	156	162	169	175	180	182	181
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	92	94	96	99	102	104	103	102
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	134	138	142	146	150	152	151
Global	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	93	94	96	99	102	104	104	102
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	131	136	140	144	149	153	155	154

* Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual.

O Quadro 7-8 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico.⁴⁰ Destaca-se que o primeiro período de regulação (1999-2001) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de venda a clientes finais.

Quadro 7-8 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais por período regulatório

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 **
AT *	real	-6,8%	+0,3%	+1,0%	+5,7%	-	-	-
	nominal	-3,5%	+3,6%	+3,6%	+6,2%	-	-	-
MT	real	-6,6%	+0,8%	+0,6%	+3,8%	+4,3%	+0,9%	-1,7%
	nominal	-3,3%	+4,1%	+3,2%	+4,3%	+5,3%	+2,5%	-0,2%
BTE	real	-4,4%	-0,7%	+4,2%	+2,6%	+4,3%	+1,6%	-1,6%
	nominal	-1,4%	+2,2%	+7,0%	+4,0%	+5,3%	+2,5%	-0,2%
BTN	real	-4,5%	-0,4%	+0,2%	+2,4%	+2,2%	+1,4%	-1,6%
	nominal	-1,4%	+2,5%	+2,9%	+3,8%	+3,2%	+2,3%	-0,2%
Global	real	-4,5%	-0,4%	+0,2%	+2,4%	+2,3%	+1,4%	-1,6%
	nominal	-1,8%	+2,7%	+3,3%	+4,0%	+3,4%	+2,4%	-0,2%

* Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual.

** A última coluna não representa um período regulatório completo, mas sim a restante informação disponível.

⁴⁰ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 que teve uma duração de 4 anos em Portugal Continental.

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 2017 E 2018

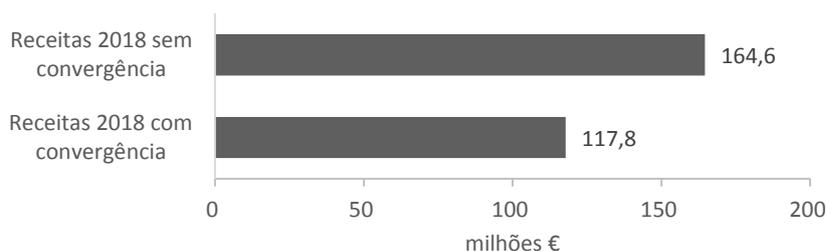
Em 2018, os preços da Tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam no global uma variação tarifária de -0,3%, relativamente a 2017, conforme se ilustra na Figura 7-42.

Figura 7-42 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA, 2018/2017

	€/kWh Preço médio 2017	€/kWh Preço médio 2018	Variação do preço médio	=	Variação tarifária	+	Efeito consumo
Global	0,1599	0,1592	-0,5%	=	-0,3%	+	-0,2%
- MT	0,1203	0,1200	-0,3%	=	-0,6%	+	+0,3%
- BTE	0,1602	0,1566	-2,2%	=	-0,3%	+	-1,9%
- BTN > 20,7 kVA	0,1786	0,1783	-0,1%	=	-0,6%	+	+0,5%
- BTN ≤ 20,7 kVA	0,1887	0,1888	+0,0%	=	-0,2%	+	+0,2%

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência com as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 7-43 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAA em 2018 nas receitas da tarifa de venda a clientes finais. É visível que na ausência do mecanismo de convergência as receitas seriam significativamente mais elevadas em 2018.

Figura 7-43 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAA



Nota: A figura assume a aplicação das tarifas referidas à estrutura de consumos previsto para 2018.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAA. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2018, isso resultaria numa variação tarifária de +39,3% entre 2017 e 2018, o que compara com uma variação tarifária global de -0,3% para a RAA.

7.5.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 1990 E 2018

A Figura 7-44 e a Figura 7-45 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2018, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2018.⁴¹ No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos regulatórios desde 2002.

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.

⁴¹ A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados 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.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

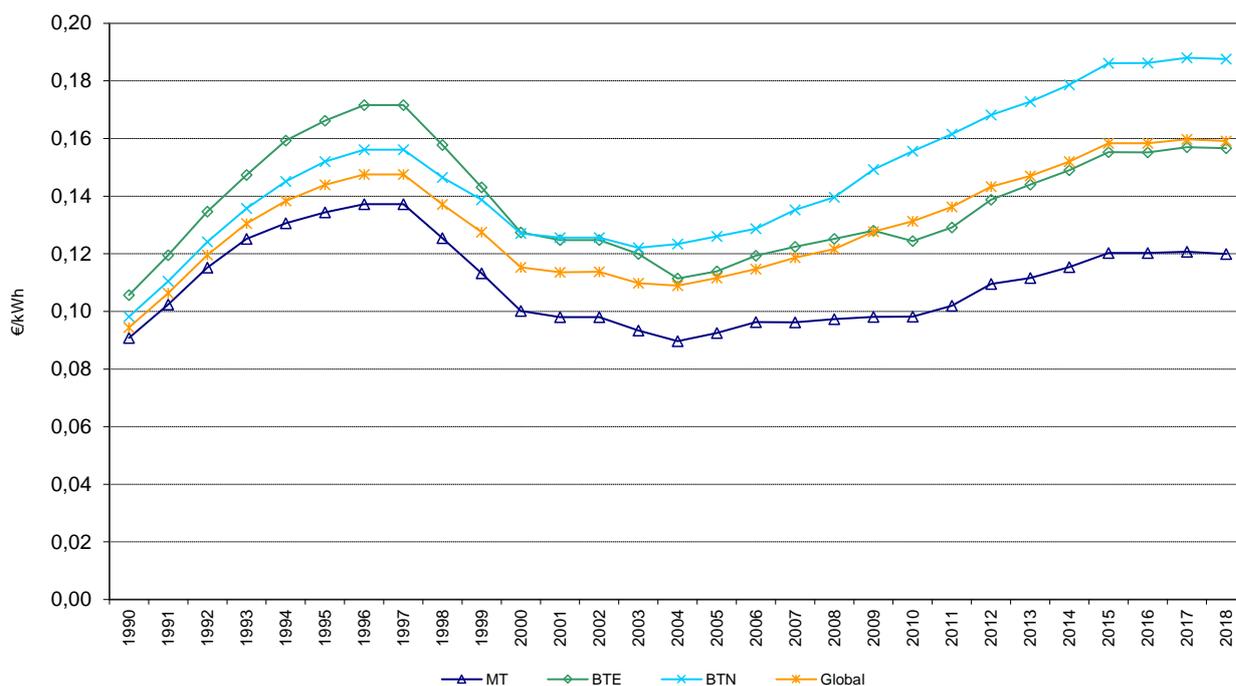
Análise do impacto das decisões propostas

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 (Figura 7-44), no período compreendido entre 1990 e 2018, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,9%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 2,3%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos anuais de 1,4% e de 1,0%, respetivamente.

A preços constantes (Figura 7-45), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2005. Entre 1990 e 2018, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 1,2%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de 0,6%. Ainda em preços constantes os preços médios em MT em 2018 são cerca de 55% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2018 são cerca de 65% e 83% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

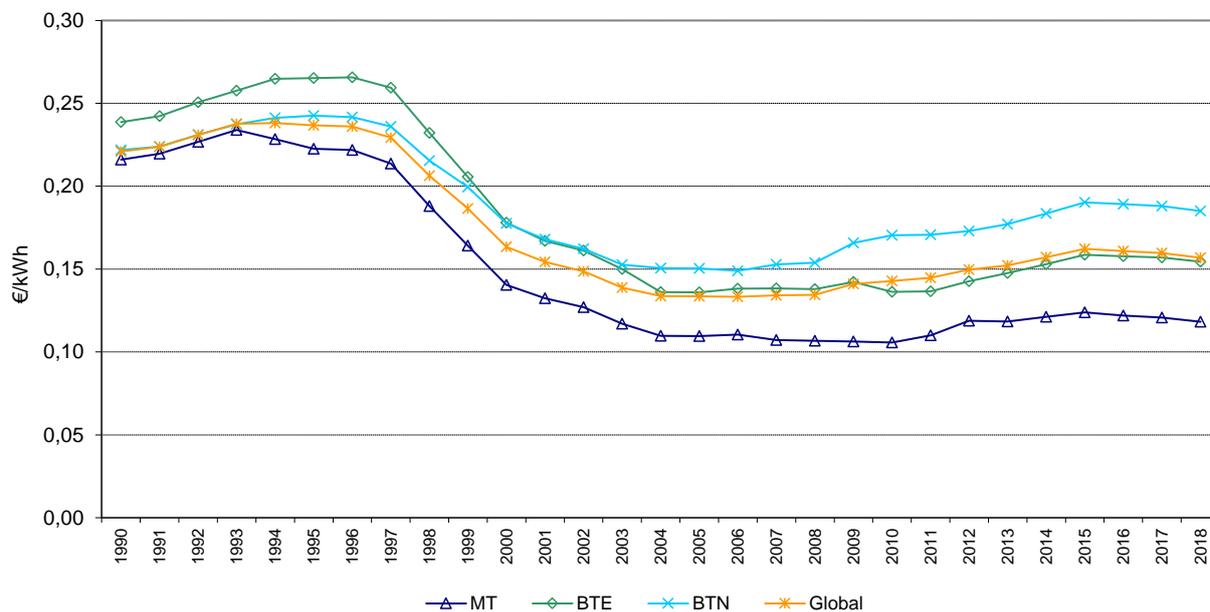
Figura 7-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)



TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Análise do impacto das decisões propostas

Figura 7-45 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2017)



O Quadro 7-9 apresenta a evolução na tarifa de venda a clientes finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002. É de salientar que em termos reais se registam valores reais para MT e BTE inferiores aos valores de 2002.

Quadro 7-9 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAA, ano 2002 = 100

Preço médio		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
MT	real	100	92	86	86	87	84	84	84	83	87	94	93	95	98	96	95	93
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	114	118	123	123	123	122
BTE	real	100	93	84	84	86	86	86	88	85	85	89	92	95	98	98	97	96
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	115	119	124	124	126	126
BTN	real	100	94	93	93	92	94	95	102	105	105	107	109	113	117	117	116	114
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	138	142	148	148	150	149

O Quadro 7-10 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico.⁴² Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por reduções reais no preço médio da tarifa de venda a clientes finais de MT, BTE e BTN.

⁴² Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Análise do impacto das decisões propostas

Quadro 7-10 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAA, por período regulatório

Variação anual média		2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 *
MT	real	-4,8%	-0,9%	+1,0%	+3,3%	-0,1%	-2,1%
	nominal	-1,9%	+1,7%	+1,5%	+4,2%	+1,5%	-0,6%
BTE	real	-5,5%	+0,5%	-0,3%	+3,9%	+0,9%	-1,6%
	nominal	-3,0%	+3,2%	+1,0%	+4,9%	+1,8%	-0,3%
BTN	real	-2,5%	+0,7%	+3,5%	+2,4%	+0,8%	-1,6%
	nominal	+0,1%	+3,5%	+5,0%	+3,4%	+1,7%	-0,2%

* A última coluna não representa um período regulatório completo, mas sim a restante informação disponível.

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 2017 E 2018

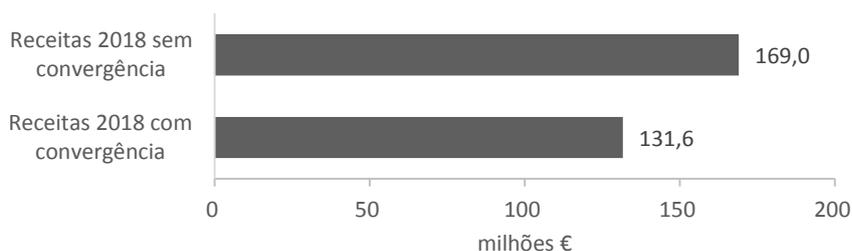
Em 2018, os preços da Tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam no global uma variação tarifária de -0,3%, relativamente a 2017, conforme se ilustra na Figura 7-46.

Figura 7-46 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, 2018/2017

	€/kWh Preço médio 2017	€/kWh Preço médio 2018	Variação do preço médio	=	Variação tarifária	+	Efeito consumo
Global	0,1662	0,1656	-0,4%	=	-0,3%	+	-0,1%
- MT	0,1157	0,1152	-0,4%	=	-0,6%	+	+0,2%
- BTE	0,1651	0,1643	-0,5%	=	-0,4%	+	-0,1%
- BTN > 20,7 kVA	0,1724	0,1725	+0,1%	=	-0,4%	+	+0,5%
- BTN ≤ 20,7 kVA	0,1939	0,1935	-0,2%	=	-0,2%	+	+0,0%

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência com as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 7-47 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAM em 2018 nas receitas da tarifa de venda a clientes finais. É visível que na ausência do mecanismo de convergência as receitas seriam significativamente mais elevadas em 2018.

Figura 7-47 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAM



Nota: A figura assume a aplicação das tarifas referidas à estrutura de consumos previsto para 2018.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAM. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2018, isso resultaria numa variação tarifária de +28,0% entre 2017 e 2018, o que compara com uma variação tarifária global de -0,3% para a RAM.

7.6.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 1990 E 2018

A Figura 7-48 e a Figura 7-49 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2018, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2018.⁴³ No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos regulatórios desde 2002.

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 da Madeira com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional da Madeira.

⁴³ A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados 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.

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.

A preços correntes (Figura 7-48), no período compreendido entre 1990 e 2018, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,5%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 1,6%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de 1,3% e de 1,1% ao ano, respetivamente.

A preços constantes (Figura 7-49), entre 1990 e 2018, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 1,5%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de 1,3%. Ainda em preços constantes os preços médios em MT em 2018 são cerca de 57% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2018 são cerca de 62% e 68% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços correntes)

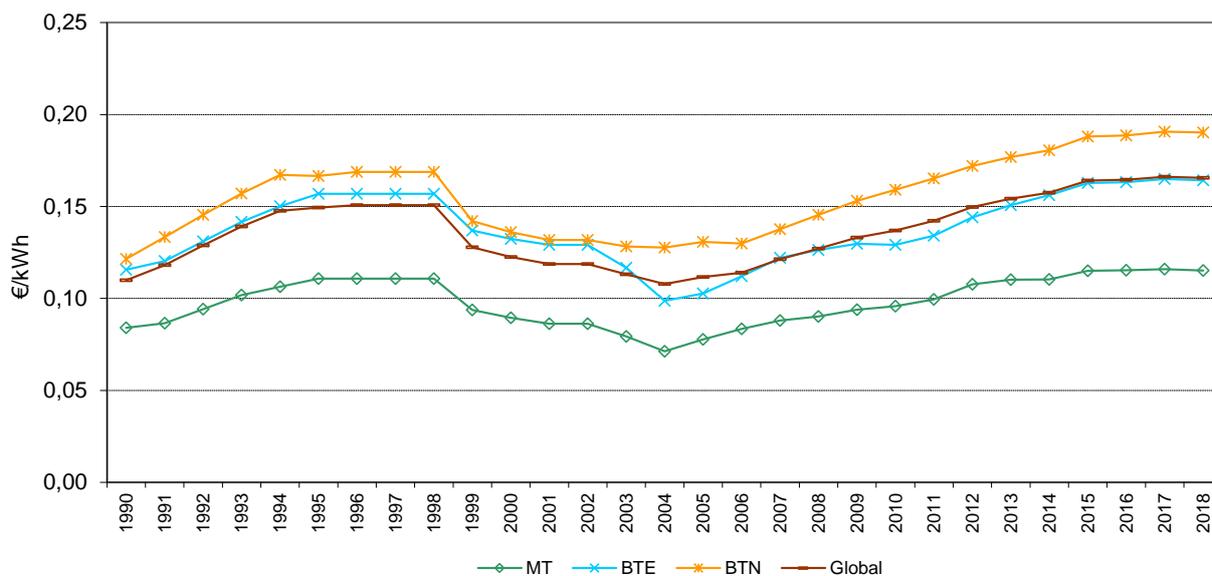
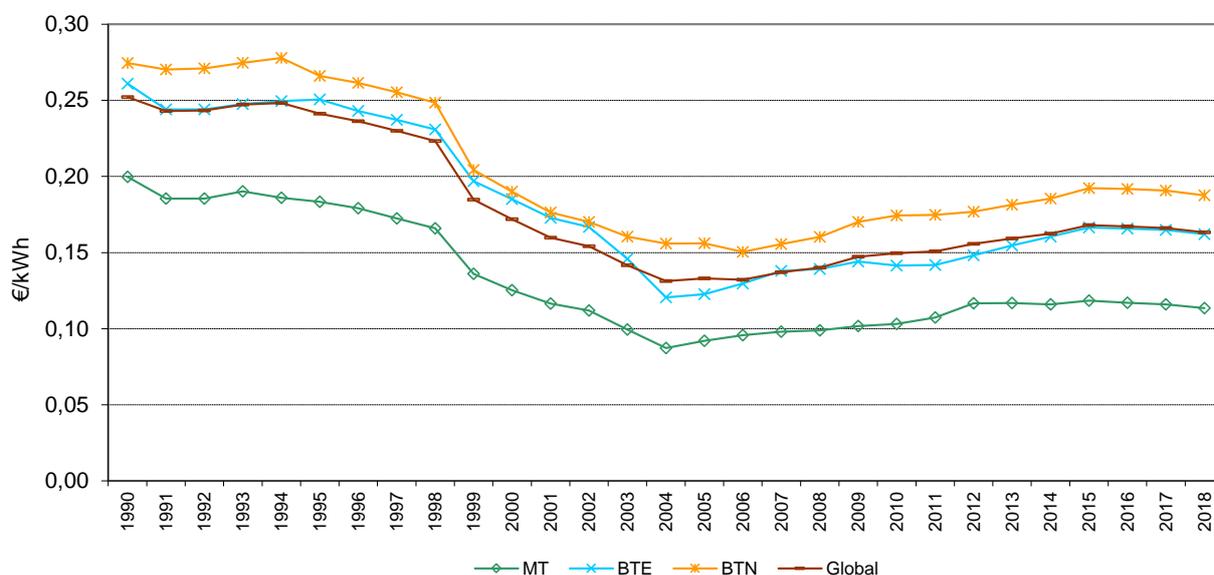


Figura 7-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços constantes de 2017)



O Quadro 7-11 apresenta a evolução na tarifa de venda a clientes finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002. É de salientar que em termos reais se registam valores reais para MT e BTE próximos dos valores de 2002.

Quadro 7-11 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAM, ano 2002 = 100

Preço médio	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
MT	real	100	89	78	82	86	88	88	91	92	96	104	104	104	106	105	104	102
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	128	128	133	134	134	134
BTE	real	100	87	72	74	78	83	83	86	85	85	89	93	96	100	99	99	97
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	117	121	126	126	128	127
BTN	real	100	94	92	92	88	91	94	100	102	103	104	107	109	113	113	112	110
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	134	137	143	143	145	144

O Quadro 7-12 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico.⁴⁴ Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de venda a clientes finais de MT, BTE e BTN.

⁴⁴ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Análise do impacto das decisões propostas

Quadro 7-12 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAM, por período regulatório

Variação anual média		2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 *
MT	real	-6,3%	+2,4%	+2,8%	+2,6%	-0,0%	-2,0%
	nominal	-3,4%	+5,1%	+3,3%	+3,5%	+1,6%	-0,6%
BTE	real	-9,8%	+4,3%	+0,6%	+4,2%	+0,9%	-1,8%
	nominal	-7,3%	+7,1%	+2,0%	+5,2%	+1,8%	-0,4%
BTN	real	-2,8%	+0,9%	+2,9%	+2,0%	+0,9%	-1,6%
	nominal	-0,3%	+3,6%	+4,4%	+3,0%	+1,8%	-0,2%

* A última coluna não representa um período regulatório completo, mas sim a restante informação disponível.

7.7 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

Na Figura 7-50 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 2017 e 2018. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2018. Assim, a evolução entre 2017 e 2018 corresponde à variação tarifária em cada região.

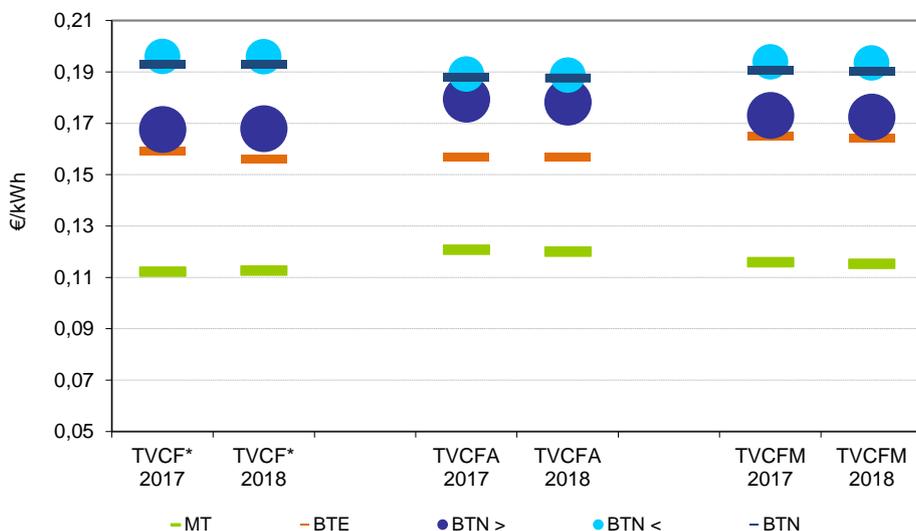
Importa referir que os preços médios de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, apresentados nas figuras supracitadas, resultam da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2017 e 2018 à estrutura de consumos do Continente e de cada Região Autónoma.

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 7-51 e na Figura 7-52.

Adotam-se para Portugal Continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de acesso com os preços de energia e comercialização.

Figura 7-50 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM



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 7-51 e na Figura 7-52 apresentam-se os desvios percentuais, por tipo de fornecimento, dos preços médios que resultam da aplicação das tarifas de venda a clientes finais na RAA e na RAM face aos preços médios que resultam da aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental às quantidades fornecidas em cada Região Autónoma.

Figura 7-51 - Desvio dos preços médios das TVCF na RAA face às TVCF em Portugal continental

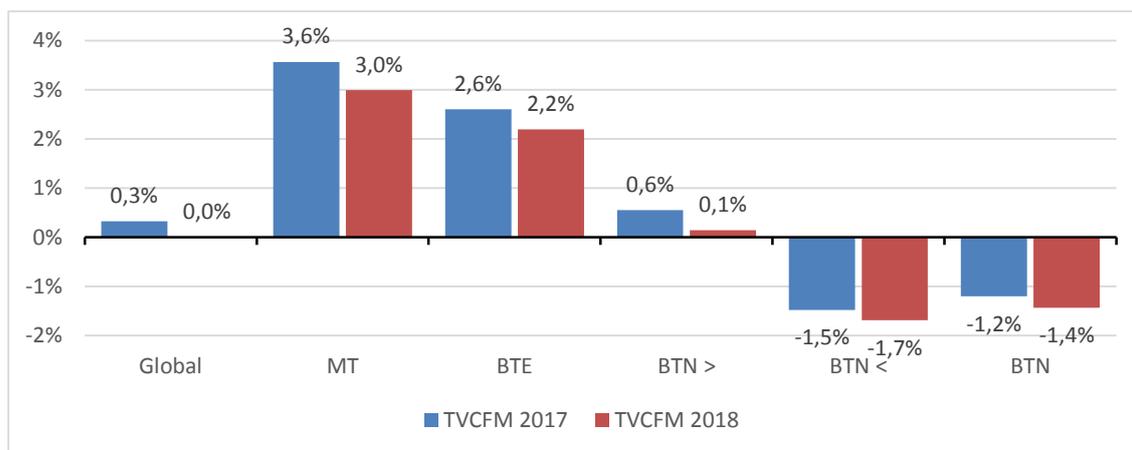
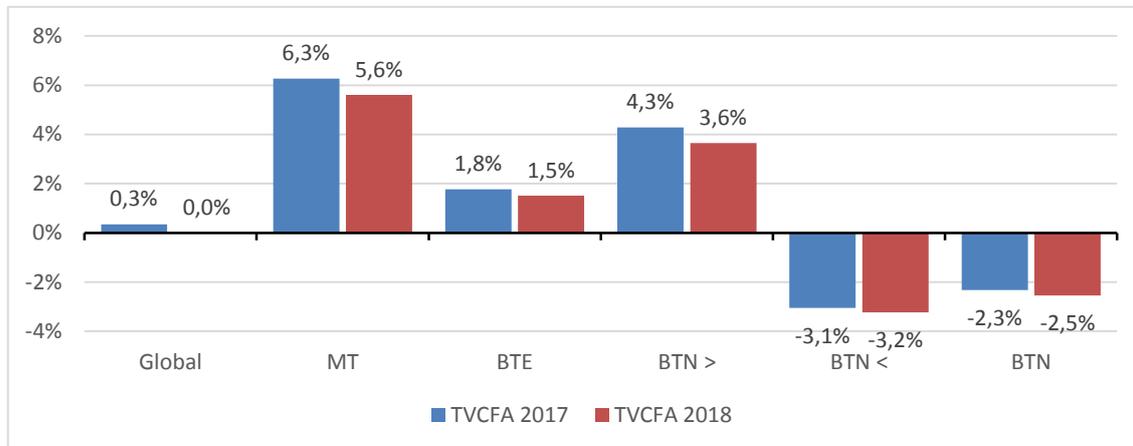


Figura 7-52 - Desvio dos preços médios das TVCF na RAM face às TVCF em Portugal continental



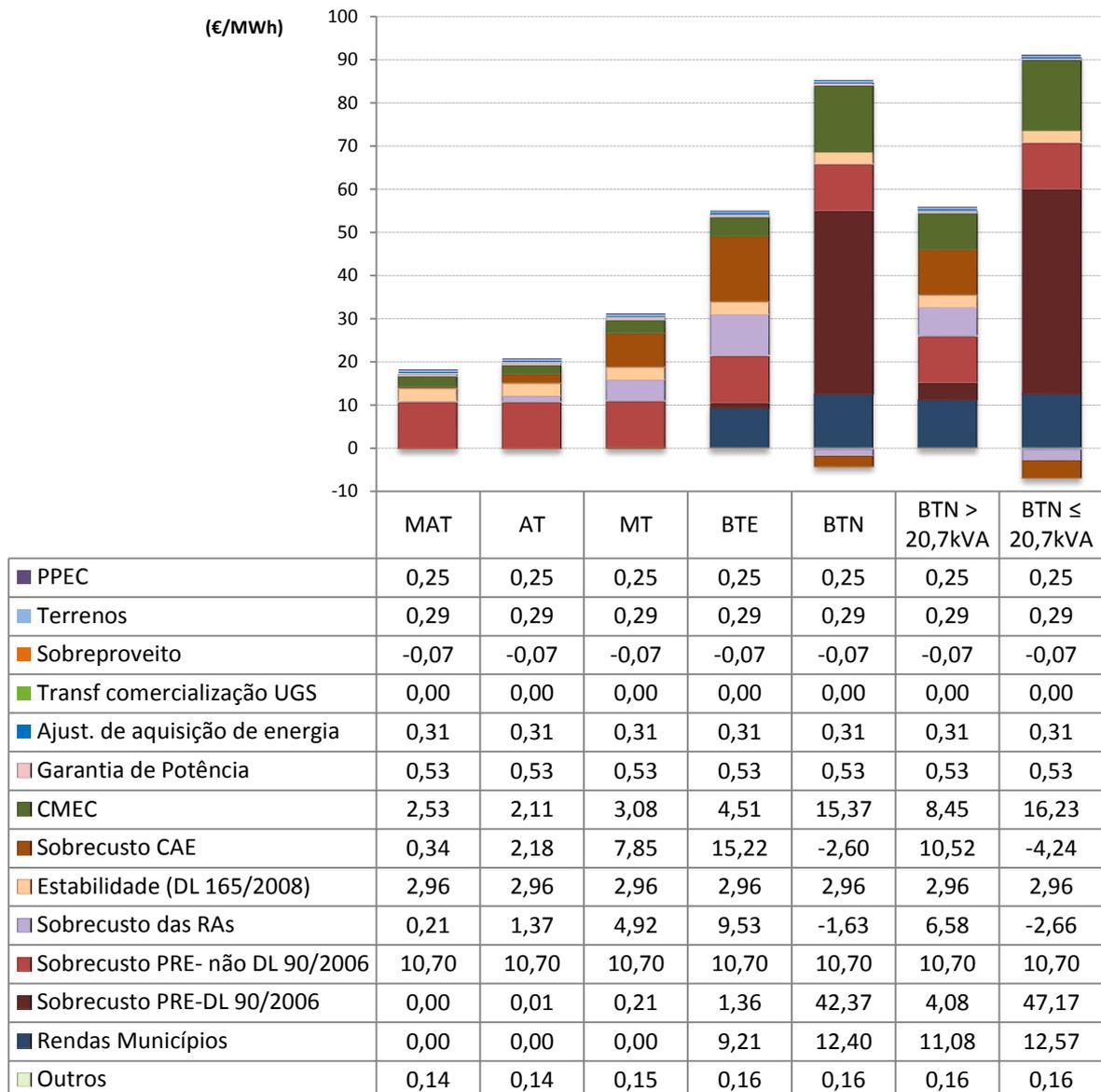
Desde 2002, ano em que as atribuições de regulação da ERSE passaram a incluir as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a uniformidade tarifária tem vindo a ser implementada de forma gradual. Presentemente, encontra-se assegurada a convergência em preço médio, o mecanismo de convergência tarifária 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 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL, EM 2018

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 7-53 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2018, destacam-se as seguintes parcelas: os sobrecustos da produção em regime especial, os encargos com os CMEC, o sobrecusto dos CAE, os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, as anuidades dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008 e as rendas pagas aos Municípios.

Figura 7-53 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2018, 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;

Sobreprovento – Sobreprovento 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;

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Análise do impacto das decisões propostas

Estabilidade (DL 165/2008) – Pagamento anual resultante do 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;

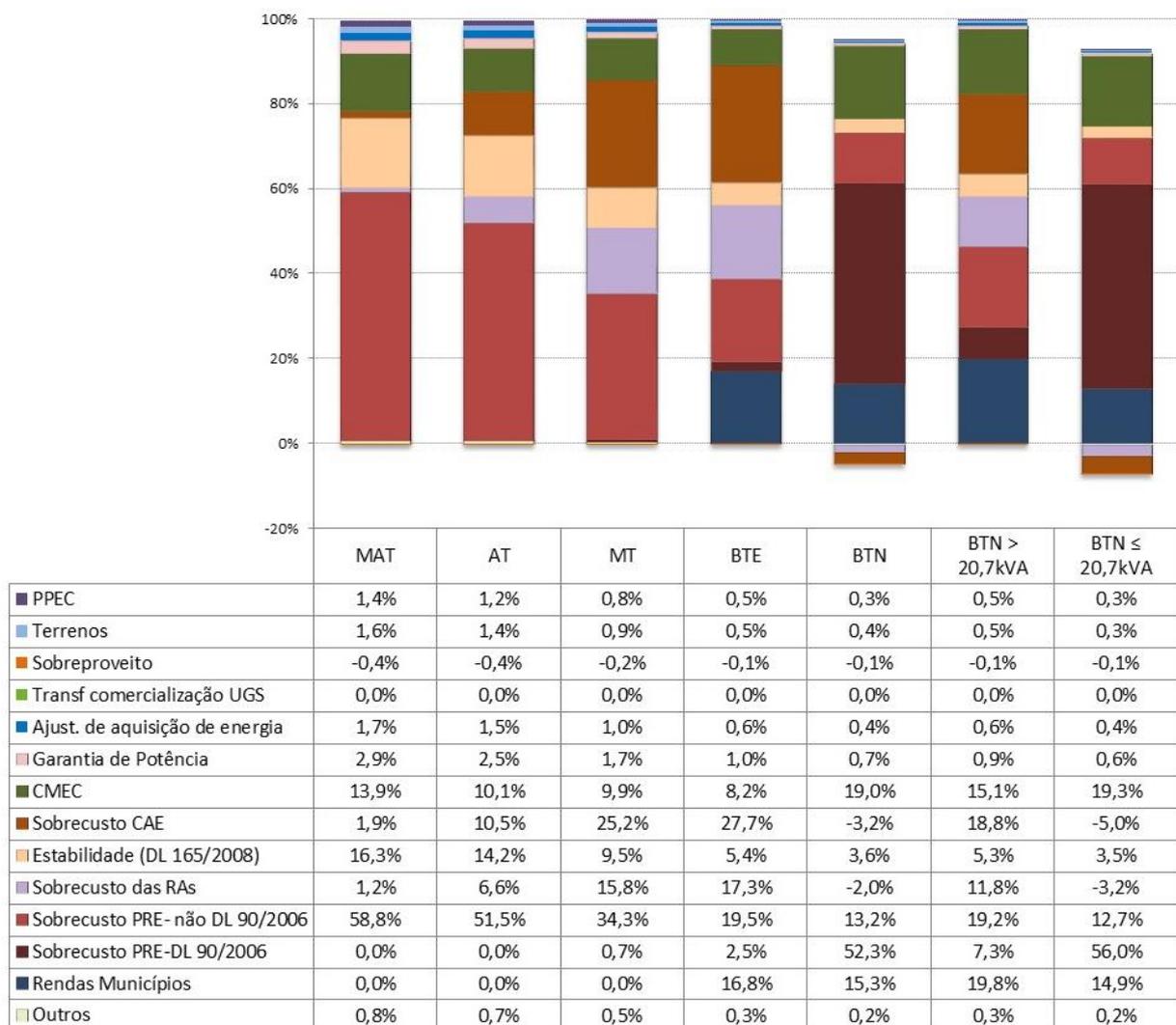
Sobrecusto PRE-não DL 90/2006 – Diferencial de custo da cogeração, da microprodução e da miniprodução;

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 7-54, apresenta-se a estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão.

Figura 7-54 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2018

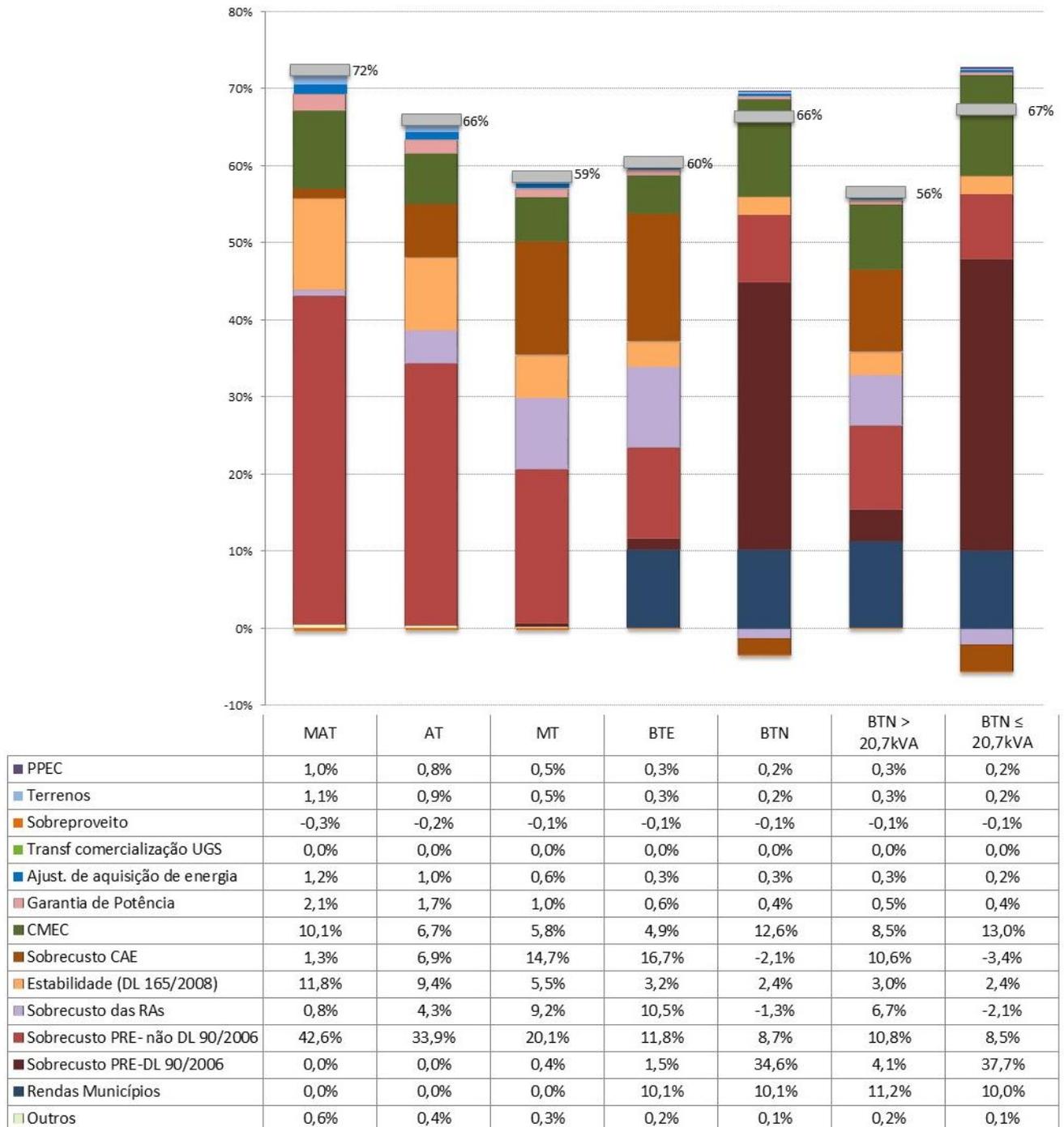


TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Análise do impacto das decisões propostas

Na Figura 7-55 e na Figura 7-56, 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 7-55 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes

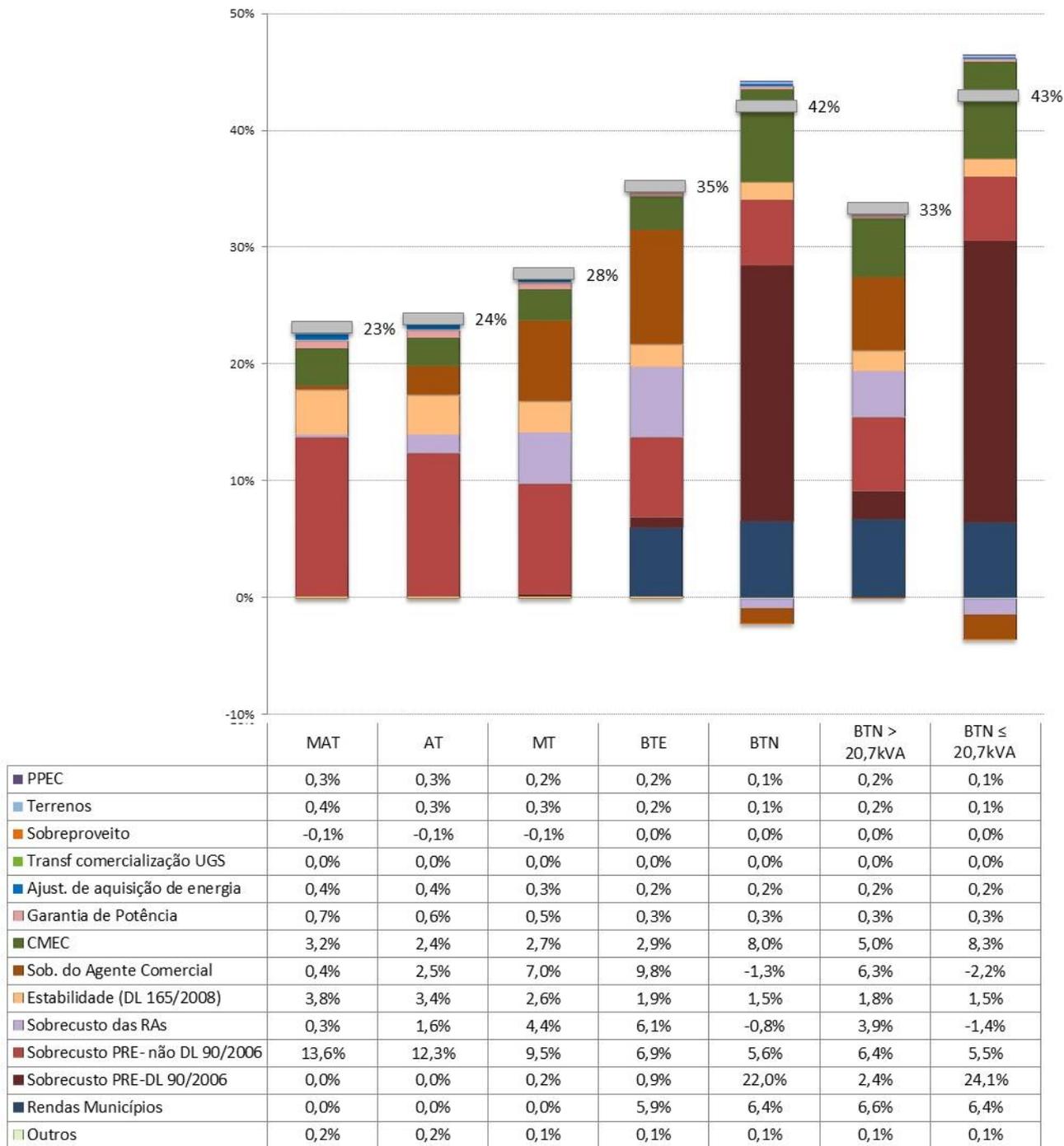


*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Análise do impacto das decisões propostas

Nos preços pagos em 2018 pelos clientes, estima-se que os CIEG apresentem um peso entre 23% em MAT e 43% em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA.

Figura 7-56 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes



ANEXOS

ANEXO I
PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Anexo I

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

O cálculo de tarifas de eletricidade para 2018 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
<u>Lei n.º 42/2016</u> – Diário da República n.º 248/2016, Série I de 2016-12-28	Orçamento do Estado para 2017
<u>Diretiva n.º 1/2017</u> – Diário da República n.º 2/2017, Série II de 2017-01-03	Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017
<u>Portaria n.º 10/2017</u> – Diário da República n.º 6/2017, Série I de 2017-01-09	Atualiza o valor da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO (índice 2)
<u>Portaria n.º 20/2017</u> – Diário da República n.º 8/2017, Série I de 2017-01-11	Define a tarifa de referência aplicável durante o corrente ano 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
<u>Diretiva n.º 2/2017</u> – Diário da República n.º 9/2017, Série II de 2017-01-12	Perfis de perdas, perfis de consumo, perfis de produção e perfis para instalações de autoconsumo aplicáveis em 2017
<u>Portaria n.º 39/2017</u> - Diário da República n.º 19/2017, Série I de 2017-01-26	Altera o prazo para a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade aos clientes finais com consumos em baixa tensão normal, previsto na Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, dando execução do disposto na alínea a) do n.º 1 do artigo 171.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro.
<u>Portaria n.º 41/2017</u> – Diário da República n.º 20/2017, Série I de 2017-01-27	Estabelece o regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Anexo I

<p><u>Diretiva n.º 3/2017</u> – Diário da República n.º 20/2017, Série II de 2017-01-27</p>	<p>Formação do preço da banda de regulação secundária</p>
<p><u>Portaria n.º 69/2017</u> – Diário da República n.º 69/2017, Série I de 2017-02-16</p>	<p>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</p>
<p><u>Portaria n.º 40/2017</u> – Diário da República n.º 35/2017, Série II de 2017-02-17</p>	<p>Autoriza o Fundo Ambiental a efetuar a repartição de encargos relativos à 1.ª Fase do Programa de Apoio à Mobilidade Elétrica na Administração Pública</p>
<p><u>Despacho 1823-A/2017</u> – Diário da República n.º 43/2017, 1.º Suplemento, Série II de 2017-03-01</p>	<p>Convoca o leilão e respetivos termos e estabelece a remuneração da reserva de segurança prestada ao Sistema Elétrico Nacional através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado</p>
<p><u>Decreto Legislativo Regional n.º 5/2017/M</u> - Diário da República n.º 44/2017, Série I de 2017-03-02</p>	<p>Adapta à Região Autónoma da Madeira o Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, na redação republicada pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho, que regula a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica e procede ao estabelecimento de uma rede de mobilidade elétrica</p>
<p><u>Decreto-Lei n.º 25/2017</u> – Diário da República n.º 45/2017, Série I de 2017-03-03</p>	<p>Estabelece as normas de execução do Orçamento do Estado para 2017</p>
<p><u>Resolução da Assembleia Legislativa da Região Autónoma dos Açores n.º 6/2017/A</u> - Diário da República n.º 49/2017, Série I de 2017-03-09</p>	<p>Regulamentação do processo automático de atribuição da tarifa social de fornecimento de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores.</p>

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Anexo I

<p><u>Despacho n.º 2078-B/2017</u> – Diário da República n.º 50/2017, 1.º Suplemento, Série II de 2017-03-10</p>	<p>Aprova os termos gerais do contrato do serviço de disponibilidade, as minutas dos mesmos e a informação administrativa e técnica do leilão do regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado relativo ao ano de 2017</p>
<p><u>Despacho n.º 2275-A/2017</u> - Diário da República n.º 53/2017, 2º Suplemento, Série II de 2017-03-15</p>	<p>Fixa o montante da reserva de segurança necessária à garantia de abastecimento do SEN para o ano de 2018</p>
<p><u>Decreto-Lei n.º 38/2017</u> – Diário da República n.º 65/2017, Série I de 2017-03-31</p>	<p>Aprova o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador de eletricidade e gás</p>
<p><u>Diretiva n.º 4/2017</u> – Diário da República n.º 81/2017, Série II de 2017-04-26</p>	<p>Inscrição em Áreas de Balanço das Unidades Físicas relativas aos aproveitamentos hidroelétricos de Terragido e Palhal</p>
<p><u>Diretiva n.º 5/2017</u> – Diário da República n.º 81/2017, Série II de 2017-04-26</p>	<p>Entidade operacionalizadora do leilão de reserva de segurança do Sistema Elétrico Nacional</p>
<p><u>Lei n.º 12/2017</u> – Diário da República n.º 84/2017, Série I de 2017-05-02</p>	<p>Primeira alteração à lei-quadro das entidades reguladoras e à Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto, que a aprova</p>
<p><u>Lei n.º 31/2017</u> – Diário da República n.º 105/2017, Série I de 2017-05-31</p>	<p>Aprova os princípios e regras gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público para atribuição, por contrato, de concessões destinadas ao exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade de baixa tensão</p>
<p><u>Resolução do Conselho de Ministros n.º 72/2017</u> – Diário da República n.º 108/2017, Série I de 2017-06-05</p>	<p>Determina novos prazos para a celebração dos contratos de concessão no âmbito do aproveitamento hidroelétrico de Fridão, e prorroga as medidas preventivas que incidem sobre determinadas áreas dos municípios por ele abrangidos</p>

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Anexo I

<p><u>Decreto-Lei n.º 64/2017</u> - Diário da República n.º 113/2017, Série I de 2017-06-12</p>	<p>Aprova o regime para novas centrais de biomassa florestal.</p>
<p><u>Resolução da Assembleia da República n.º 158/2017</u> – Diário da República n.º 139/2017, Série I de 2017-07-20</p>	<p>Recomenda ao Governo que faça refletir o montante do ajustamento final dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual nas tarifas de eletricidade do ano 2018 e seguintes e que elimine as rendas excessivas</p>
<p><u>Diretiva n.º 8/2017</u> – Diário da República n.º 147/2017, Série II de 2017-08-01</p>	<p>Entidades habilitadas a integrar a unidade de desvio de comercialização nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema</p>
<p><u>Declaração de Retificação n.º 20/2017</u> - Diário da República n.º 149/2017, Série I de 2017-08-03</p>	<p>Retifica o Decreto-Lei n.º 64/2017, de 12 de junho, da Economia, que aprova o regime para novas centrais de biomassa florestal, publicado no Diário da República, 1.ª série, n.º 113, de 12 de junho de 2017.</p>
<p><u>Despacho n.º 7087/2017</u> – Diário da República n.º 156/2017, Série II de 2017-08-14</p>	<p>Determina que nos procedimentos para autorização do sobre-equipamento de centros eletroprodutores deve a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), antes de concluída a instrução, consultar a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) sobre os impactos para a tarifa da autorização relativa ao sobre-equipamento em causa</p>
<p><u>Diretiva n.º 11/2017</u> – Diário da República n.º 161/2017, Série II de 2017-08-22</p>	<p>Aprova a alteração ao Procedimento n.º 9 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do setor elétrico relativo a medições da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações dos clientes</p>
<p><u>Diretiva n.º 12/2017</u> – Diário da República n.º 162/2017, Série II de 2017-08-23</p>	<p>Aprova a alteração da alínea b) do n.º 7 da Diretiva da ERSE n.º 20/2013, de 22 de novembro, relativa aos limiares para classificação de um incidente, como Incidente de Grande Impacto, na Região Autónoma dos Açores</p>
<p><u>Despacho n.º 7557-A/2017</u> – Diário da República n.º 164/2017, 1.º Suplemento, Série II de 2017-08-25</p>	<p>Determina que é revogado o conteúdo integral do Despacho n.º 11566-A/2015, de 3 de outubro</p>

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Anexo I

<p><u>Lei n.º 105/2017</u> – Diário da República n.º 167/2017, Série I de 2017-08-30</p>	<p>Consagra a livre opção dos consumidores domésticos de eletricidade pelo regime de tarifas reguladas, procedendo à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março</p>
<p><u>Despacho n.º 7875/2017</u> – Diário da República n.º 173/2017, Série II de 2017-09-07</p>	<p>Declara, a invalidade das normas do artigo 35.º-B da Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto, introduzido pela Portaria n.º 133/2015, de 15 de maio</p>
<p><u>Despacho n.º 8004-A/2017</u> – Diário da República n.º 177/2017, 1.º Suplemento, Série II de 2017-09-13</p>	<p>Declara a nulidade parcial do Despacho n.º 11566-A/2013, de 3 de outubro, em relação às decisões contidas nos seus n.ºs 11 e 12</p>
<p><u>Despacho n.º 9081-C/2017</u> – Diário da República n.º 198/2017, 1.º Suplemento, Série II de 2017-10-13</p>	<p>Determina o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de eletricidade, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2018</p>
<p><u>Despacho n.º 9371/2017</u> – Diário da República n.º 205/2017, Série II de 2017-10-24</p>	<p>Declara a nulidade parcial do Despacho n.º 11566-A/2015, de 3 de outubro, do Secretário de Estado da Energia (Diário da República, 2.ª série, n.º 202, de 15 de outubro de 2015)</p>
<p><u>Portaria n.º 348/2017</u> – Diário da República n.º 219/2017, Série I de 2017-11-14</p>	<p>Estabelece o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, nos termos do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, e pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto de 2017</p>
<p><u>Despacho n.º 9955/2017</u> – Diário da República n.º 222/2017, Série II de 2017-11-17</p>	<p>Determina, com efeitos a 24 de agosto de 2017, que os valores dos parâmetros Pem_{ts}^{UE} e λ_{it} sejam os constantes no presente despacho</p>
<p><u>Regulamento ERSE n.º 1/2017</u> – de 23 de novembro de 2017</p>	<p>Primeira Alteração ao Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico</p>
<p><u>Regulamento ERSE n.º 2/2017</u> – de 23 de novembro de 2017</p>	<p>Regulamento Tarifário do setor elétrico</p>

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Anexo I

<u>Regulamento ERSE n.º 3/2017</u> – de 23 de novembro de 2017	Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural
<u>Regulamento ERSE n.º 4/2017</u> – de 23 de novembro de 2017	Primeira alteração ao Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico
<u>Regulamento ERSE n.º 5/2017</u> – de 23 de novembro de 2017	Primeira Alteração ao Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico
Resolução da Assembleia Legislativa da Região Autónoma da Madeira n.º 25/2017/M - Diário da República n.º 228/2017, Série I de 2017-11-27	Proposta de lei à Assembleia da República - Terceira alteração do Decreto -Lei n.º 138 -A/2010, de 28 de dezembro, que cria a tarifa social de fornecimento de energia elétrica
<u>Despacho do Secretário de Estado da Energia, de 2017-11-27</u>	Estabelece, para efeitos da remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos do ano 2018, os respetivos valores dos parâmetros
<u>Portaria n.º 364-A/2017</u> – Diário da República n.º 232/2017, 1.º Suplemento, Série I de 2017-12-04	Procede à 4.ª alteração da Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, alterada pelas Portarias n.os 97/2015, de 30 de março, 39/2017, de 26 de janeiro e 144/2017, de 24 de abril, que procede à aprovação das datas previstas no n.º 1 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na redação do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro e Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro

**ANEXO II
SIGLAS**

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Anexo II

SIGLAS	DEFINIÇÕES
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.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Anexo II

SIGLAS	DEFINIÇÕES
EDP Distribuição	EDP Distribuição - Energia, S.A.
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

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Anexo II

SIGLAS	DEFINIÇÕES
ONI	ONI SGPS, S.A.
PAR	Plano de Apoio à Reestruturação
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

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Anexo II

SIGLAS	DEFINIÇÕES
RT	Regulamento Tarifário
SCAE	Sobrecusto CAE
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 III
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Anexo III

- Parâmetros de regulação para o período 2018-2021
- Proveitos permitidos e ajustamentos para 2017 das empresas reguladas do setor elétrico
- Estrutura tarifária do setor elétrico em 2018
- Introdução de ciclo semanal nos fornecimentos em BTN das Regiões Autónomas
- Caracterização da procura de energia elétrica em 2018
- Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do setor elétrico

ANEXO IV
PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO
À PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS
EM 2018 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Anexo IV

ANEXO V
COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO
À PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2018 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, no dia 13 de outubro de 2017, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020” e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2017.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, da ERSE aprova até 15 de dezembro de 2017 as tarifas e preços de energia elétrica para 2018 e os parâmetros para o período de regulação 2018-2020.

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 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020” e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT da ERSE e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

No presente documento apresentam-se as respostas da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT da ERSE.

I

GENERALIDADE

I A - COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

Na comunicação dos impactos tarifários a ERSE apresentou, este ano, informação sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, aplicáveis aos consumidores fornecidos pelos comercializadores de último recurso, sobre as tarifas sociais de venda a clientes finais, aplicáveis aos consumidores vulneráveis em Baixa Tensão Normal (BTN), e sobre as tarifas de acesso às redes, aplicáveis a todos os consumidores.

Adicionalmente, devido ao elevado peso que os custos de política energética e interesse económico geral (CIEGs) assumem hoje nas tarifas de acesso às redes, considerou relevante fornecer informação sobre a variação das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes. Assim, foi destacada a variação da tarifa de uso global do sistema (fundamentalmente condicionada pelos CIEGs) e a variação das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE).

No que concerne à variação das tarifas transitórias de venda a clientes finais referida no comunicado, esta é uma variação média para Portugal, integrando as regiões autónomas. Em qualquer uma destas regiões a variação tarifária na BTN é também de -0,2%.

I B - Evolução dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG)

A ERSE regista os comentários do CT em relação à evolução dos custos de interesse económico geral (CIEG). Tal como referido em ocasiões anteriores, a evolução dos CIEG está fora das competências da ERSE, dependendo das decisões tomadas pelo Governo no quadro da política energética nacional. Ainda assim, importa referir que todos os aspetos associados a esta evolução para a sustentabilidade do setor são acompanhados de perto pelo Regulador, sendo que as potenciais consequências associadas às obrigações relativas ao pagamento desses custos pelo SEN são divulgadas pela ERSE nos documentos e *fora* adequados.

Relativamente à trajetória futura esperada dos CIEG, a ERSE remete para o Governo a eventual divulgação de informação adicional sobre estes temas.

I C - Interruptibilidade

A ERSE desconhece alterações para além daquelas implementadas pela Portaria nº 268-A/2016, ao abrigo da qual a ERSE tomou conhecimento e participou em testes de verificação da disponibilidade das instalações que prestam o serviço de interruptibilidade. Destes testes resultaram incumprimento por parte de algumas instalações não tendo, contudo, o impacto económico sido muito significativos.

Atendendo a este enquadramento, a ERSE reviu ligeiramente em baixa o valor da interruptibilidade e terá em consideração no cálculo tarifário os impactos provenientes das alterações ao regime da interruptibilidade assim que sejam concretizadas.

I D - Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE)

A ERSE acolhe positivamente a proposta do CT para que sejam envidadas junto das autoridades competentes as diligências necessárias para garantir as transferências do Fundo de Sustentabilidade do Sistema Elétrico (FSSSE) para o Setor Elétrico Nacional (SEN) reforçando, no entanto, que tais diligências tem sido realizadas de forma persistente e sem resultados. De todo o modo, a ERSE continuará a desenvolver, dentro das suas atribuições, as ações necessárias para assegurar que sejam transferidas do FSSSE os montantes devidos ao SEN, em especial serão solicitadas às autoridades competentes esclarecimentos relativos à aplicação da CESE e às transferências do FSSSE.

Todavia, esta posição não pode condicionar a devida prudência tarifária, pelo que as previsões de recebimento por parte do SEN das verbas do FSSSE não poderão alhear-se do facto das transferências do FSSSE para o SEN observadas até à data serem residuais, face aos montantes em questão.

Nesse sentido, a opção pela não inclusão nas tarifas para 2018 de verbas do FSSSE constitui uma abordagem prudente. Esta abordagem em nada altera a interpretação da ERSE de que o SEN é atualmente credor do FSSSE, nem altera as suas legítimas expectativas quanto às futuras transferências de montantes de CESE desse fundo para o SEN, que serão posteriormente consideradas para efeitos tarifários no cálculo dos ajustamentos finais. Dito do outro modo, qualquer montante transferido do FSSSE para o SEN será, naturalmente, deduzido, acrescido de juros, às tarifas calculadas no ano seguinte ao da transferência.

I E - DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

Nada a referir

I F - IMPLEMENTAÇÃO DO NOVO PERÍODO REGULATÓRIO

No que respeita à tarifa social, a ERSE genericamente concorda com o princípio que os descontos devem incidir sobre a componente da potência contratada pois isso constituiu um mecanismo de fomento à utilização eficiente de energia.

Não obstante o exposto, a alteração que a ERSE propôs no âmbito da revisão regulamentar visa também dar resposta a outra necessidade. Em concreto visa proteger os consumidores vulneráveis relativamente a variações tarifárias muito acentuadas, de resto, em linha com os princípios tarifários previstos no artigo 61.º, n.º 1, al. e) e f) do Decreto-lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro. Esta alteração teve por objetivo mitigar as variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de venda a clientes finais e nas tarifas sociais de acesso às redes. Este mecanismo já é aplicável no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso.

Assim sendo, no cálculo da tarifa social os descontos incidem fundamentalmente na componente de potência contratada e adicionalmente são mitigados os acréscimos observados em cada um dos preços, quer das tarifas sociais de acesso às redes, quer das tarifas sociais de venda a clientes finais.

I G - RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT DA ERSE

Nos trabalhos que antecedem um novo período regulatório, a ERSE procede à avaliação do desempenho das empresas reguladas. Esta prática foi seguida para a preparação do período regulatório que se inicia em 2018, abrangendo um período de 3 períodos regulatório completos (2006-2008, 2009-2011, 2012-2014) e dos dois primeiros anos do período regulatório 2015-2017 (anos de 2015 e 2016). Assim, é possível aferir ao longo de 11 anos a evolução das atividades reguladas do Setor Elétrico. As conclusões

extraídas desta análise prévia são tidas em conta pela ERSE na definição das metodologias regulatórias e dos parâmetros a aplicar às empresas no novo período regulatório.

II

ESPECIALIDADE

II A - ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Para além das alterações à estrutura tarifária já introduzidas na atual proposta, e reconhecidas no ponto II.A do capítulo da Especialidade do Parecer do Conselho Tarifário, a ERSE prepara-se para dar início à realização dos projetos-piloto relativos ao aperfeiçoamento da estrutura tarifária e à introdução de tarifas dinâmicas. A ERSE prevê, em breve, aprovar uma deliberação sobre os projetos-piloto a realizar em Portugal Continental de forma a poder iniciar os mesmos na primeira metade de 2018. A deliberação relativa aos projetos-piloto a realizar nas regiões autónomas irá ocorrer já em 2018. No entanto, realça-se que a informação recolhida no âmbito dos projetos-piloto permitiu, desde já, estabelecer um ciclo semanal em BTN nas Regiões Autónomas, conforme identificado em Pareceres anteriores do Conselho Tarifário.

Sublinha-se que os projetos-piloto mencionados visam melhorar a aderência da atual estrutura tarifária à estrutura de custos do setor elétrico, de forma a incentivar uma utilização mais eficiente por parte dos consumidores. Em particular, o projeto-piloto que testa a introdução de uma tarifa dinâmica no acesso às redes em Portugal Continental visa melhorar a identificação dos períodos críticos em termos de utilização das redes elétricas, ao definir esses períodos com uma antecedência de poucos dias, o que permite ter melhor informação sobre o consumo expectável e a produção intermitente das energias renováveis em determinado momento.

II B – ADITIVIDADE TARIFÁRIA

A variação das tarifas de Acesso às Redes depende, por um lado, das variações das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE) e por outro lado, da variação da tarifa de uso global do sistema, fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética e interesse económico geral (CIEGs).

As variações tarifárias no acesso às redes são muito diversas em resultado dos efeitos da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de Uso Global do Sistema. As disposições estabelecidas nessa Portaria impõem a alocação dos CIEG a determinadas variáveis de faturação, situação que impacta diretamente nas variações observadas pelos vários termos tarifários que compõem as tarifas de acesso às redes, condicionando a estrutura tarifária e sujeitando-a a alterações de um ano para o outro.

Em contrapartida, na determinação das tarifas transitórias de venda a clientes finais, as variações por termo tarifário são mitigadas no quadro da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, de modo a acautelarem-se os interesses dos consumidores no que respeita a impactes tarifários muito diferenciados por cliente. Esta mitigação de variações é efetuada por termo tarifário, sendo que, por tipo de fornecimento ou nível de tensão, se assegura a igualdade de preços médios entre as tarifas transitórias e as tarifas de referência ou aditivas que representam a melhor expectativa para os preços no mercado retalhista.

Assim sendo, a incoerência referida pelo CT de tarifas transitórias de venda a clientes finais com valores de potência contratada inferiores às tarifas de acesso às redes é consequência, por um lado, das variações acentuadas por termo tarifário observadas nas tarifas de acesso às redes que não estão sujeitas a qualquer limitação e, por outro lado, da necessidade de limitar estas mesmas variações tarifárias por termo tarifário nas tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Com o objetivo de eliminar esta incoerência, a ERSE efetuou as seguintes alterações à sua proposta de tarifas, que permitem mitigar a variação no preço de potência contratada no acesso às redes de BTN:

- g) o valor do sobrecusto com os contratos de aquisição de energia (CAE) distribuído de forma diretamente proporcional à potência contratada passa de 15% deste sobrecusto para 0%, ao abrigo do disposto nos n.º 8 e n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012;
- h) o novo custo incremental de potência contratada da rede de distribuição de BT, será introduzido em dois anos, ou seja, nas tarifas de 2018 será considerado 85% do valor deste custo incremental.

Com estas alterações a referida incoerência entre as tarifas de acesso às redes e as tarifas transitórias de venda a clientes finais deixa de se verificar para os escalões entre 4,6 kVA e 13,8 kVA, permanecendo apenas nos escalões de 17,25 kVA e 20,7 kVA.

II C - VARIAÇÕES TARIFÁRIAS E AJUSTAMENTOS

No processo de cálculo de tarifas para cada ano, ao efetuar as suas previsões a ERSE tem a preocupação de avaliar a evolução das principais determinantes legislativas, económicas, técnicas e ambientais que possam ter impacto na evolução dos proveitos permitidos das empresas reguladas.

Contudo, os fatores exógenos à atuação regulatória, tais como o nível de procura, as condições climatéricas ou ainda a evolução do preço dos combustíveis, impactam de forma significativa nos resultados reais obtidos pelas empresas reguladas, em especial nas atividades não diretamente reguladas. Estes fatores são, de um modo geral, bastante voláteis e sujeitos a condicionantes conjunturais, não previsíveis, pelo que quaisquer previsões quanto à sua evolução, por mais rigorosas e fundamentadas como procuram ser as previsões da ERSE, inserem sempre um grau de incerteza elevado que se reflete

por inerência nos ajustamentos aos proveitos que lhes foram permitidos dois anos antes com base em valores previsionais.

II D - SOBRECUSTOS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A preocupação levantada pelo CT da ERSE quanto à necessidade de explicitar os valores referentes a ajustamentos tarifários das empresas das RA já se encontra, atualmente, respondida nos documentos que acompanham as propostas tarifárias. Em concreto, no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2018”, de outubro de 2017, são apresentados os motivos para as variações de proveitos ocorridas ao nível das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Por exemplo, no ponto 4.6.5, do referido documento refere-se *“Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2018 é superior ao verificado nos dois anos anteriores, 2016 e 2017. Esta evolução reflete, em parte, o impacte do aumento dos preços dos combustíveis na Região Autónoma dos Açores, e a inclusão no ajustamento aos proveitos de 2016 dos custos das rendas de concessão, que não estavam previstos aquando do cálculo das tarifas de 2016.”*, e no ponto 4.7.4 do mesmo documento, refere-se *“O efeito verificado na atividade de DEE deve-se à aceitação dos valores relativos aos direitos de passagem devidos pela EEM aos municípios da RAM, no ano de 2016, os quais não se encontravam contemplados nas tarifas desse ano.”* De igual forma, os quadros de ajustamentos e de proveitos de cada atividade permitem verificar em detalhe as causas dos acréscimos ou reduções de proveitos por cada um dos agregados de custos, uma vez que no caso dos quadros dos ajustamentos do ano encontram-se, também, os valores de tarifas desse ano, e nos quadros de proveitos permitidos, encontram-se os proveitos permitidos do ano anterior. Assim, é sempre possível aferir a evolução de cada agregado de custos.

Sempre que necessário a ERSE enfatizará nos seus documentos, os motivos e os valores referentes à variação de proveitos em cada atividade.

II E – CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2018

A ERSE considera que as previsões de evolução do consumo referido à emissão constantes da proposta tarifária, respetivamente 49 563 GWh em 2017 (+0,6%) e 50 136 GWh em 2018 (+1,2%), se mantêm consistentes com a informação mais recente conhecida até à data, designadamente as projeções de indicadores macroeconómicos e o contexto legislativo.

Os valores de procura estabelecidos pela ERSE para 2018 comparativamente com as previsões das empresas de junho de 2017, apresentavam valores superiores.

Entretanto as revisões em alta das previsões mais recentes da REN, quer para 2017, quer para 2018, vêm demonstrar que os valores propostos pela ERSE e considerados na proposta tarifária submetida a parecer

do Conselho Tarifário são adequados. Assim sendo na decisão final mantêm-se os valores de procura para 2017 e 2018.

II F - PREVISÕES PARA O CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTOS DOS CLIENTES

As previsões do custo médio de aquisição do CUR para fornecimentos dos clientes relativas ao ano de 2018 e a estimativa para o corrente ano de 2017 apresentados no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico” da proposta de tarifas de 15 de outubro de 2017 tiveram por base os preços que se verificavam nos mercados de futuro para entregas em 2018, no período que antecedeu a publicação do referido documento. Todavia, as condições relativas à definição dos preços da eletricidade sofreram alterações consideráveis entre a proposta de tarifas apresentada ao CT da ERSE a 15 de outubro e a definição dos valores finais a publicar nos documentos de 15 de dezembro de 2017.

A seca extrema que tem caracterizado o ano de 2017 e que continuou durante os meses de outubro e novembro a assolar a Península Ibérica, conjuntamente com o aumento dos preços nos mercados grossistas dos combustíveis designadamente do carvão e do petróleo, têm justificado um aumento dos preços da eletricidade, não apenas de mercado *spot*, como também no mercado de futuros, designadamente para as entregas no próximo ano. Desta forma, tendo em consideração estas alterações de circunstâncias e tomando boa nota dos comentários do CT relativamente ao preço médio de aquisição do CUR para fornecimentos dos clientes, a ERSE decidiu rever em alta estes preços tanto nas suas estimativas para 2017, como nas previsões para 2018.

II G – MERCADO LIBERALIZADO (ML)

A ERSE utiliza, na formulação das estimativas quanto aos consumos e ao número de consumidores reportado ao mercado livre, a melhor informação disponível à data da sua publicitação.

A proposta de tarifas e preços para 2018 incorporou a informação existente sobre o ritmo de *switching* entre mercado regulado e mercado livre, bem como a possibilidade concedida pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, de os clientes com contratos de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado poderem optar pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, e eventual regresso ao comercializador de último recurso, nas situações previstas na Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro.

Neste sentido, as previsões para 2018 apontam, como se pode verificar nas Figuras 2-6 e 2-7, para uma estagnação dos valores relativos quer em número de clientes quer em consumo anual no mercado livre.

II H - TARIFAS DE ACESSO PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

No cálculo das tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica é garantida a inexistência de subsídio cruzada com as restantes tarifas, bem como a recuperação dos custos com a utilização da infraestrutura de redes.

As tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica são tarifas com estrutura bi-horária e tri-horária, apenas com preços de energia e, conseqüentemente, sem preços de potência contratada, na medida em que a carga a satisfazer – veículos automóveis – varia no tempo e no espaço. Esta variação espacial obriga a variabilizar os conceitos de potência contratada convertendo-os em preços de energia. Nesta variabilização – conversão dos preços de potência contratada em preços de energia – assegura-se a neutralidade em termos de pagamentos.

É possível verificar que os preços de energia das tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica são superiores aos preços de energia das tarifas de acesso às redes das opções tarifárias bi-horárias e tri-horárias em BTN, correspondendo o diferencial à recuperação dos custos de potência contratada.

A explicação aqui apresentada será acrescentada ao ponto 4.8 do documento de “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2018 e Parâmetros para o período de regulação 2018-2020”.

II I - TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM PORTUGAL CONTINENTAL

Conforme já referido a variação das tarifas de acesso às redes depende, por um lado, das variações das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE) e, por outro lado, da variação da tarifa de uso global do sistema fundamentalmente condicionada pelos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).

No quadro seguinte é possível verificar que os acréscimos observados nas tarifas de acesso às redes nos últimos 5 anos são fundamentalmente condicionados por acréscimos na tarifa de uso global do sistema, onde são recuperados os CIEG. É também possível verificar que as tarifas de uso das redes reguladas pela ERSE se reduzem no período analisado, situação que contribuiu para mitigar os acréscimos das tarifas de acesso às redes. A ERSE concorda com a necessidade de manter controlado o valor dos CIEG e, embora a evolução destes custos esteja fora do âmbito do controlo direto da ERSE, analisando a sua evolução é possível verificar que tem vindo a diminuir.

Tarifas	2014	2015	2016	2017	2018	Varição média anual 2018/2014
Acesso às Redes	6,3%	6,3%	6,2%	4,7%	-4,4%	3,1%
Uso Global do Sistema	11,9%	21,2%	9,2%	5,2%	0,7%	8,8%
Uso de Redes	1,3%	-8,6%	2,3%	3,9%	-11,6%	-3,7%

II J - COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO (CUR)

A ERSE entende a preocupação levantada pelo CT quanto às incertezas associadas ao processo de *phasing out* da atividade de comercialização e quanto aos seus potenciais impactes, por um lado no equilíbrio económico-financeiro desta atividade e, por outro, na equidade de condições entre o mercado livre e o mercado dito regulado.

No que diz respeito ao primeiro ponto, esta preocupação materializou-se na inclusão, pela primeira vez no anterior período regulatório, de uma componente de custos não controláveis na atividade de comercialização da EDP, SU. Esta parcela é incluída de forma previsional, sendo a necessidade da sua inclusão em definitivo avaliada aquando do cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos, após a análise aos resultados da empresa e a avaliação do impacte dos custos não controláveis na sua capacidade em gerar rendimentos suficientes para desenvolver a atividade de comercialização de último recurso.

Em particular, a inclusão, de uma parcela de custos não controláveis no montante de 1,5 milhões de euros nas tarifas de 2016 resultou de previsões quanto à existência de um nível de custos não controláveis nesse ano e no seu conseqüente impacte nos resultados da empresa, que não se confirmaram. Assim, considerou-se a não-aceitação, em sede de ajustamento definitivo, desse montante.

No entretanto desde a apresentação da proposta tarifária, foram reponderadas as condições da atividade de comercialização para o próximo período regulatório de modo a melhor garantir a equidade de condições do mercado livre e do mercado regulado, refletindo a recente revisão do quadro legislativo da atividade de comercialização que culminou com a publicação da Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro.

Desse exercício destaca-se, entre outros, o facto dos proveitos desta atividade passarem a ser integralmente recuperados ao nível da tarifa de comercialização, tendo-se, conseqüentemente, anulado o montante do diferencial da atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperado através da tarifa de UGS.

II K - OPERADORES DA REDE EXCLUSIVAMENTE EM BT

Na sequência da recente revisão do Regulamento Tarifário, são aprovadas tarifas de acesso às redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT. Estas tarifas são determinadas a partir das tarifas de acesso às redes aplicáveis aos clientes em MT, deduzindo a tarifa de Uso Global do Sistema em MT (que integra CIEG alocados em MT) e adicionando a tarifa de Uso Global do Sistema em BT (devidamente convertida para o nível de tensão em MT por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas em BT).

Os preços apresentados são calculados incorporando 20% da diferença entre a tarifa de uso global do sistema em BTE e a tarifa do uso global de sistema em MT. Esta situação permite reduzir a subsídição cruzada em vigor de 100% desta diferença, para 80%. A eliminação desta subsídição cruzada deverá ser efetuada acautelando impactes tarifários anuais, conforme a ERSE discutiu no âmbito da revisão regulamentar. Este gradualismo é expressamente referido no documento da Proposta de tarifas de energia elétrica para 2018.

Importa também referir que os artigos 205.º e 206.º do Regulamento Tarifário aprovam ainda um conjunto de situações e procedimentos de salvaguarda do equilíbrio económico-financeiro das concessões de distribuição, em particular no que respeita às concessões de BT. Estas disposições serão adotadas nas situações em que se verificarem desajustes nas tarifas anteriormente referidas.

II L - TARIFA SOCIAL

No cumprimento da legislação em vigor, a ERSE, no âmbito do cálculo das tarifas do Setor Elétrico para 2018 procedeu à aplicação do disposto no Despacho n.º 9371/2017, de 24 de outubro, do Senhor Secretário de Estado da Energia. Neste sentido, foram deduzidos os montantes correspondentes à tarifa social atribuíveis aos centros electroprodutores abrangidos pelo diploma.

II M - PREÇOS DOS OUTROS SERVIÇOS

A ERSE regista o sentido global de concordância do Conselho Tarifário com os principais aspetos da proposta de preços dos serviços regulados que, em boa parte, se fundamentou também em considerações do próprio Conselho em exercícios anteriores.

II N - QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE reconhece a pertinência de haver uma publicação atempada do Relatório da Qualidade de Serviço o que, no presente ano, foi objetivamente prejudicado pelo processo de revisão regulamentar que, neste domínio, operou uma fusão regulamentar entre os setores elétrico e do gás natural e em que a disponibilização de informação é um aspeto de realce.

III

PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO REGULATÓRIO

III A - Metodologia de cálculo do custo de capital médio ponderado (CCMP)

Nada a referir

III B - Remuneração do Capital das Entidades Reguladas no Período Regulatório 2018-2020

3.1. - Determinação do prémio de risco de mercado

O prémio de risco de mercado reflete a previsão de uma realidade que ainda se perspetiva com algum risco, havendo ainda uma perceção de incerteza quanto à evolução das condições económicas e financeiras dos próximos anos, apesar da mais recente estabilidade. É também de realçar dois aspetos relevantes neste ponto em particular:

- O prémio de risco país tem por base o diferencial para a taxa de juro sem risco, que no presente momento também se encontra em valores mínimos, estando este nível dependente da manutenção da atual política monetária do BCE;
- As alterações da conjuntura económica e financeira que possam ter reflexo nas taxas de juro de referência estão acomodadas no mecanismo de indexação do CCMP, sendo estas condições reavaliadas no final do período regulatório.

Assim, a consideração de um período de 5 anos com contextos opostos, para o cálculo do prémio de risco, para além de ser coerente com as práticas da ERSE do passado, assegura igualmente alguma estabilidade na definição deste parâmetro face às incertezas que lhe são atualmente inerentes.

No entanto, a ERSE acomoda a preocupação expressa pelo CT ajustando em baixa os valores máximos e mínimos do mecanismo de indexação do CCMP.

3.2. - Prémio de risco da dívida

A determinação do prémio de risco da dívida teve em conta a avaliação dos custos de financiamento reais das empresas com atividades reguladas. Importa sublinhar que o CCMP é aplicado na remuneração não apenas de ativos que entrarão em exploração no próximo período regulatório, como, sobretudo, em ativos entrados em exploração há vários anos e cujo custo médio de financiamento reflete a atual estrutura de capital das empresas.

A redução das taxas de juro de referência pode não ter reflexo imediato nos custos médio de financiamento das empresas, dependendo da estrutura da dívida entre taxa fixa e taxa variável, sendo que a redução dos custos de financiamento para as empresas que têm uma estrutura de financiamento com maior peso de taxa fixa não observam uma redução tão diretamente correlacionada com a descida das *yields*. Desta forma, empresas com uma estrutura de financiamento com maior peso de taxa fixa, não observam uma redução tão imediata, podendo registar um alargamento do *spread* entre o custo médio de financiamento e as taxas de referência. A calibração do prémio de risco para o próximo período regulatório teve, deste modo, em consideração a análise e avaliação de desempenho dos custos médios de financiamento reais

das empresas reguladas, bem como do *spread* definido no anterior período regulatório, sendo de destacar que a manutenção do prémio de risco da dívida de 2%, igual ao do anterior período regulatório, resultaria num custo do capital alheio de 3%, abaixo dos custos médio de financiamento em 2016 de todas as empresas com atividades reguladas, com exceção da EDA. Na definição do prémio de risco para o período regulatório que se iniciará em 2021 a avaliação dos custos médios de financiamento reais face ao definido em sede de parâmetros para os anos de 2017 a 2019 serão tidos em conta.

III C - Parâmetros para a atividade de transporte de energia elétrica e gestão global do sistema da REN

C.1. - Proveitos permitidos do ORT

A definição das metas de eficiência a aplicar aos custos operacionais é premente nas metodologias regulatórias por incentivos aplicados às atividades reguladas. A avaliação do desempenho das empresas e o contexto nacional e do setor elétrico são relevantes na definição das metas de eficiência, pelo que a ERSE toma boa nota da recomendação do CT, tendo como objetivo para o próximo período regulatório uma avaliação do impacte da idade dos ativos do ORT nas condições de exploração da rede de transporte de energia elétrica.

C.2. - Incentivos na atividade de transporte

O CT considera positiva a introdução do mecanismo de incentivo à racionalização económica do investimento, uma vez que permite simultaneamente o adiamento do investimento e garantir um bom desempenho operacional da RNT. No entanto, este órgão *“recomenda que a calibração do nível de incentivo garanta um tratamento equilibrado entre o risco do ORT e o benefício económico para o sistema”*.

Dando resposta a esta recomendação foram alterados alguns aspetos apresentados inicialmente na proposta submetida ao CT de mecanismo de incentivo à racionalização económica do investimento, designadamente na formulação do indicador de desempenho funcional e respetivos parâmetros.

Em seguida apresentam-se os principais aspetos que foram alterados no mecanismo proposto:

- Indicador de desempenho funcional (indicador RDF)

O indicador RDF inicialmente calculado através do produto dos indicadores secundários passa a ser determinado através da média ponderada dos indicadores secundários.

- Indicador relativo à maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário (Einterligações)

A fórmula de cálculo de " $I_{\text{Interligações}}$ ", que inicialmente tinha em conta o menor dos dois valores que resultavam do cálculo das capacidades de importação ou de exportação, passa a considerar somente os valores da importação.

- Parâmetro que limita o valor máximo do indicador $I_{\text{Interligações}}$

O valor máximo da referência para o indicador $I_{\text{Interligações}}$, que inicialmente assumia o valor de 30%, passa a ser 27%.

III D - PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A autonomização da figura do OLMC numa única entidade que desempenha as funções para os setores elétrico e do gás natural surgiu por aplicação do disposto no Decreto-Lei nº. 38/2017, de 31 de março. A atividade de OLMC era até 2017 desenvolvida pela EDP D, no que se refere ao setor elétrico, e pela REN Gasodutos, no que se refere ao setor do gás natural. Com a transferência das incumbências de OLMC para a ADENE, a ERSE, em cumprimento da legislação vigente, teve a preocupação de assegurar que a atividade de OLMC não resultasse num agravamento de custos para os consumidores de energia, nos termos do estabelecido no Decreto-Lei nº. 38/2017, de 31 de março.

Assim, no caso particular do setor elétrico os proveitos permitidos alocados ao OLMC foram compensados por uma diminuição no mesmo sentido nos proveitos permitidos da atividade de *switching* da EDP D, incorporados na base de custos da atividade de distribuição em alta e média tensão, de modo a refletir o impacto da transferência de competências da EDP D para a ADENE e garantir que a criação desta atividade não gerasse quaisquer custos acrescidos para os clientes do setor elétrico. Para assegurar a estabilidade tarifária associada a esta atividade, a ERSE implementou um mecanismo de alisamento de custos que permitiu repartir ao longo dos três anos do período regulatório 2018-2020 os custos previstos com a atividade de OLMC do setor elétrico. Assim, o maior esforço inicial do OLMC em termos de recursos, associado ao arranque da sua atividade, foi repartido ao longo de três anos.

A atividade regulatória da ERSE abrange a fixação dos proveitos permitidos da atividade de OLMC, assim como a definição da tarifa respetiva, com vista a recuperar esses proveitos, que é paga pelos consumidores de eletricidade no âmbito do disposto na regulamentação em vigor, nomeadamente do Regulamento Tarifário. Neste contexto, a atividade do OLMC será monitorizada de modo a não permitir quaisquer subsidiasões cruzadas entre a atividade regulada do OLMC e as restantes atividades desenvolvidas pela ADENE, assim como garantir que os rendimentos suplementares obtidos pelo OLMC fora da aplicação da tarifa regulada sejam devolvidos ao SEN, através da sua dedução aos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas.

Refira-se também que a aplicação de uma meta de eficiência superior ao nível mínimo exigido de 1,5% (que corresponde ao fator mínimo de eficiência tecnológica), que internalizasse, por exemplo, eventuais

ganhos acrescidos de escala, seria atualmente contraproducente, visto que o OLMC ainda não iniciou a sua atividade e, conseqüentemente, o seu desempenho não pode ser avaliado.

No que se refere à remuneração do CAPEX, a ERSE acolheu a sugestão do CT da ERSE e reviu em baixa a taxa de remuneração da atividade de OLMC da ADENE, tendo em conta as particularidades desta entidade, nomeadamente a ausência de dívida e a sua natureza associativa sem fins lucrativos. Esta revisão resultou num ganho direto para os clientes do SEN, visto que não implicou qualquer alteração em sentido contrário do nível de proveitos permitidos da atividade de *switching* da EDP D.

III E - Parâmetros para a atividade de distribuição de energia elétrica da EDP Distribuição

E.1 - Fator de eficiência para o período de regulação 2018-2020

As metas definidas para os custos da atividade de distribuição de energia elétrica para o próximo período regulatório resultam do cruzamento das conclusões da avaliação do desempenho desta atividade e da auditoria efetuada às operações intragrupo da EDP Distribuição. Deste modo, foram revistas a meta de eficiência e a base de custos da atividade de distribuição de energia elétrica, por forma a permitir uma partilha mais equitativa entre os clientes e a empresa dos resultados que esta empresa tem vindo a alcançar em termos de desempenho económico.

A meta de eficiência de 2% proposta procura garantir a manutenção do esforço da EDP D, no sentido de diminuir os custos suportada no progresso tecnológico e de incrementar o seu nível de eficiência relativo. A diminuição de 2,5% para 2% desta meta reflete, assim, os resultados obtidos no último período regulatório, assim como o facto de continuar a existir margem para melhorias neste indicador face a empresas comparáveis, sendo esses resultados observáveis no estudo de *benchmarking* apresentado no documento "Parâmetros de regulação para o período de 2018-2020".

Esta conclusão é reforçada pela auditoria acima referida, que justifica igualmente a necessidade de a empresa partilhar de forma mais efetiva o esforço de diminuição de custos com os clientes. Esta última necessidade materializou-se na correção em baixa da base de custos para o novo período regulatório.

E.2 - Mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes

Os projetos que se vierem a candidatar ao incentivo ao investimento em redes inteligentes serão analisados individualmente pela ERSE e, tal como referido no documento "Parâmetros de regulação para o período de 2018-2020", deverão demonstrar em que medida se enquadram no conceito de rede inteligente e quais os benefícios que trazem para os clientes, designadamente através de novo conhecimento desenvolvido por via de mais informação útil que passará a estar acessível aos agentes do setor elétrico.

Adicionalmente, os projetos candidatos devem concretizar alguns objetivos pré-definidos, entre os quais se encontram os contributos, referidos pelo CT, para a eficiência energética e para a disponibilização de informação aos consumidores, em particular aos mais vulneráveis. Assim sendo, na avaliação dos projetos candidatos, a ERSE analisará a informação prestada pelos operadores sobre os benefícios que o investimento em causa proporciona nesses dois vetores.

No que diz respeito à identificação e valorização de benefícios associados a cada um dos objetivos que os projetos em rede inteligente devem concretizar, a ERSE pretende trabalhar em conjunto com os operadores das redes no sentido de clarificar métricas a utilizar.

III F - PARÂMETROS PARA AS ATIVIDADES REGULADAS DAS RA

F.1 – GASTOS COM PESSOAL

Tendo em conta os comentários do CT relativamente à fixação dos parâmetros da EDA e da EEM para o período regulatório com início em janeiro de 2018, a ERSE procedeu à reavaliação dos cálculos que havia efetuado para a determinação das bases de custos da EDA e da EEM, em particular no que se refere à rubrica de gastos com pessoal.

Esta reavaliação foi concretizada após a ponderação de dois fatores. Por um lado, é previsível que no ano de 2018 ocorram acréscimos com os gastos com pessoal por reposição aos colaboradores de salários e outras regalias salariais que haviam estado suspensas entre os anos de 2011 e 2016, em conformidade com a legislação vigente àquelas datas. Por outro lado, sendo estas empresas sujeitas a regulação económica que procura emular situações de ótimo económico⁴⁵, não se pode deixar de considerar que esses custos são, em parte, controláveis pelas empresas.

Nesse contexto, a ERSE reconheceu parcialmente os acréscimos salariais espectáveis para 2018, internalizando-os nas bases de custos de cada atividade.

F.2 – FATORES DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Para a fixação das bases de custos das atividades reguladas da EDA e da EEM, a ERSE tem em conta o desempenho das duas empresas em cada uma das atividades reguladas. Neste sentido é feito anualmente uma análise de desempenho que é aprofundada no ano que antecede a fixação de parâmetros para cada período regulatório.

⁴⁵ O que se pode observar, por exemplo, no facto da taxa de remuneração dos ativos não refletirem o risco de atividades sem fim lucrativos, o que se materializaria na consideração de taxas de remuneração em linha com os custos de financiamento, mas o custo de capital de atividades geridas num contexto de maximização da eficiência económica.

Face às particularidades de cada uma das regiões insulares, RAA e RAM, não é de todo fácil encontrar outras realidades similares que permitam efetuar uma análise alargada de *benchmarking*. Nessa ausência a ERSE optou por efetuar para as atividades de AGS e de DEE um *benchmarking* mais restrito, apenas entre a EDA e a EEM e, adicionalmente, ao nível da atividade de DEE foi efetuada uma análise num âmbito mais alargado em que se avaliou o desempenho da EDA e a EEM, através de uma metodologia de DEA, numa amostra de 29 empresas.

Na interpretação dos resultados desse trabalho, a ERSE teve em consideração as particularidades em que a EDA e a EEM desenvolvem as suas atividades, não tendo aplicado, de forma direta, os resultados das análises efetuadas, designadamente do *benchmarking* alargado à EDA e à EEM.

III G - CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

A heterogeneidade das empresas comercializadoras é ponderada nos processos de definição anual dos custos de referência para a atividade de comercialização. Nesse sentido, o estudo que define os custos de referência da atividade de comercialização que consta do documento “Parâmetros de Regulação para o Período 2018-2020” apresenta os custos de referência por diferentes categorias de empresas, considerando como fator diferenciador do nível de eficiência a dimensão de cada comercializador. Os custos de referência da atividade de comercialização são assim determinados para diferentes níveis de dimensão dos comercializadores.

Nesse exercício e para o caso particular do CUR, aquando da apresentação da proposta tarifária para 2018 já tinham sido contemplados os possíveis efeitos decorrentes da publicação da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, designadamente através da revisão em alta do número de potenciais clientes no próximo período regulatório, face aos valores previstos pela própria empresa. Nesse sentido, as previsões para 2018 apontam, como foi referido no ponto II G, para uma certa estagnação dos valores relativos face aos últimos dados à disposição à data, designadamente em termos de número de clientes no mercado livre.

IV

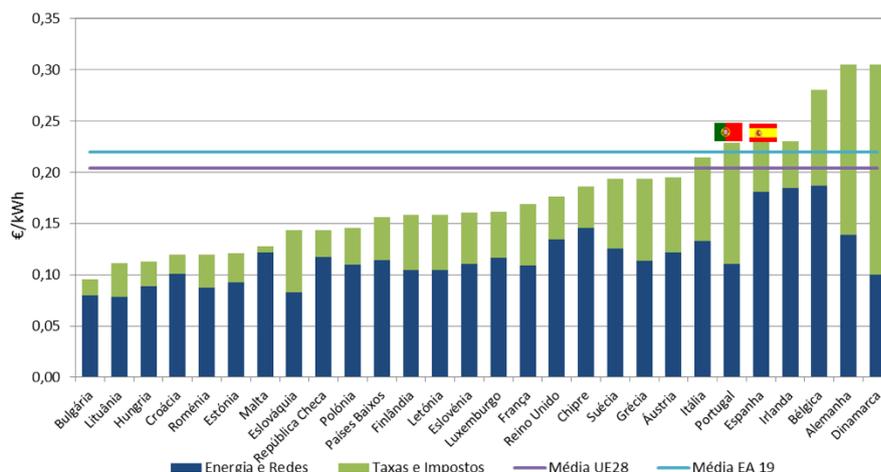
RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

IV A - TAXA DE IVA NA FATURA DE ELETRICIDADE

Na figura seguinte comparam-se os preços finais pagos pelo consumidor doméstico mais representativo em Portugal e bem como na generalidade dos países da União Europeia - consumidor Dc, com consumos anuais compreendidos entre 2500 kWh e 5000 kWh. Verifica-se que os preços em Portugal são superiores aos preços médios da Zona Euro e inferiores aos praticados em Espanha.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

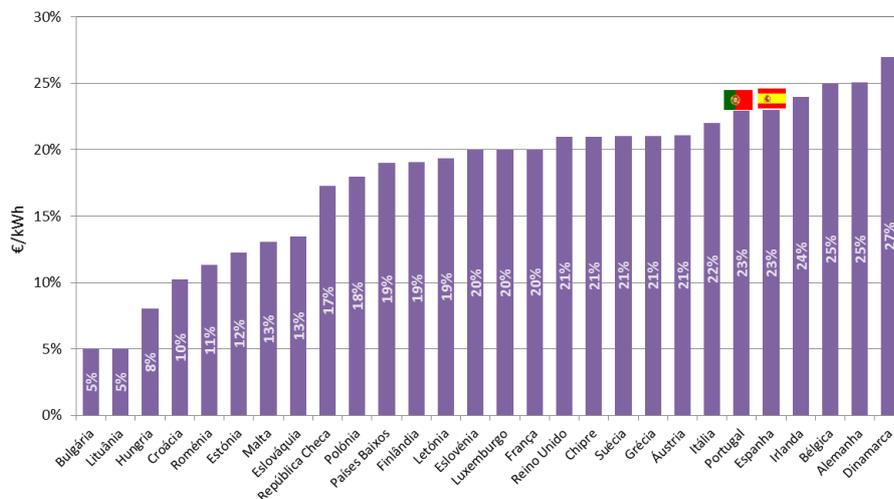
Anexo V



Nesta figura apresenta-se também a desagregação dos preços finais pagos por este consumidor Dc nas componentes de (i) Energia e Redes e (ii) Taxas e Impostos. Verifica-se que a componente (ii) Taxas e Impostos, que integra o IVA, outras taxas como o imposto especial de consumo e bem como os custos de política energética ou de interesse económico geral (CIEG), é das mais elevadas a nível europeu, sendo apenas ultrapassada pela Dinamarca e Alemanha.

Importa referir que a classificação dos CIEG na rúbrica (ii) Taxas e Impostos é imposta pelo Regulamento 2016/1952 do parlamento europeu e do conselho, de 26 de outubro de 2016, que aprova a nova metodologia de reporte de preços de eletricidade e de gás natural do EUROSTAT.

A incidência do IVA de 23% representa um contributo importante para o resultado apresentado na figura anterior. Na figura seguinte apresenta-se o peso do IVA na fatura dos consumidores para os vários países da União Europeia para o consumidor doméstico Dc, sendo possível verificar que o IVA em Portugal é dos mais elevados a nível Europeu.



IV B - EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A recomendação do CT de a tónica regulatória se centrar na promoção de boas práticas, e na eliminação de barreiras à adoção de equipamentos, técnicas e processos eficientes tem sido seguida pela ERSE, nomeadamente através do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC), que tem como objetivo prioritário apoiar financeiramente iniciativas que promovam a eficiência e redução do consumo de eletricidade nos diferentes segmentos de consumidores.

A aprovação das regras do referido plano e as alterações às mesmas têm sido sempre precedidas de consultas públicas alargadas e/ou consultas ao Conselho Tarifário. Nessas consultas têm-se considerado fundamental fornecer informação sobre os impactos tarifários.

A ERSE prevê em 2018 promover uma consulta pública sobre alterações às regras do PPEC.

IV C - SALDOS DE GERÊNCIA DA ERSE

Nos termos previstos nos Estatutos da ERSE (redação dada pelo DL nº 84/2013, de 25 de junho) e da Lei-Quadro das Entidades Reguladoras, quando se verificarem saldos de gerência, devem os mesmos reverter a favor dos clientes de eletricidade e gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas nas tarifas de acesso às redes.

A ERSE está plenamente ciente que a devolução dos saldos de gerência acumulados e que se encontram depositados numa conta do IGCP teria um impacto positivo nas tarifas. A ERSE tem formalmente reiterado essa necessidade nas várias insistências que tem desenvolvido junto dos Departamentos Ministeriais competentes, no sentido da entrega dos saldos de gerência aos consumidores, que o financiaram por intermédio das tarifas e que têm agora a expectativa, e o respaldo legal, de ver restituído tal valor por intermédio das mesmas, o que até ao presente não foi possível concretizar.

A ERSE continuará a desenvolver junta das instâncias competentes todos os esforços no sentido de obter a restituição devida aos consumidores.

IV D - ESTUDOS SOBRE IMPACTES DO PREÇO MÉDIO DE MERCADO

Pese embora a ERSE ter já efetuado proposta para os termos de referência do estudo previsto nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, não foi a mesma ainda objeto de aprovação ou diferimento nos termos da legislação.

No que respeita à fixação de parâmetros que decorrem do próprio estudo, a ERSE remeteu ao CT o estudo síntese que foi efetuado para a proposta de valores desses parâmetros para o ano de 2017, estando pendente de elaboração o estudo para os parâmetros relativos ao ano de 2018, o qual, nos termos do Despacho n. 9955/2017, de 17 de novembro, do senhor Secretário de Estado da Energia, deverá

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2018
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020*

Anexo V

incorporar o que decorra da redação final do Orçamento do Estado para 2018, que, apesar de votado, ainda não se encontra publicado.

Por outro lado, no âmbito dos documentos que acompanham a proposta de Tarifas e Preços, a ERSE incluiu toda a informação que permite efetuar a calculatória da aplicação do regime do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, mesmo quanto a parâmetros que não integram o estudo que a ERSE deva efetuar e se encontram previstos na Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho, que alterou a Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro.