

**TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2015
E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2015-2017**

Dezembro 2014

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	Alterações Regulamentares em 2015	2
0.2	Evolução das tarifas para a energia elétrica em 2015 e dos preços dos serviços regulados	5
0.3	Principais determinantes da variação dos proveitos	11
0.3.1	Pressupostos Financeiros	11
0.3.2	Custos de aprovisionamento de energia do Comercializador de último recurso	12
0.3.3	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados	13
0.3.3.1	Medidas de sustentabilidade e outros ajustamentos aos custos de energia	16
0.3.3.2	Diferencial de custo de Produção em Regime Especial	17
0.3.3.3	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual	18
0.3.3.4	Diferencial de custo das centrais com CAE	19
0.3.3.5	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas	19
0.3.4	Amortizações e juros da dívida tarifária	20
0.3.5	Procura de energia elétrica	21
0.3.6	Proveitos por atividade em 2015	23
0.4	Parâmetros para o período de regulação 2015-2017	24
1	INTRODUÇÃO	33
2	ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL	35
2.1	Economia mundial	35
2.2	Economia portuguesa	37
2.3	Enquadramento setorial	42
3	PROVEITOS PERMITIDOS	47
3.1	Proveitos permitidos a recuperar em 2015	55
3.2	Proveitos de energia e comercialização	59
3.3	Proveitos da UGS	72
3.3.1	Custos de gestão do sistema	74
3.3.2	Interruptibilidade	74
3.3.3	Taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico	74
3.3.4	Custos com garantia de potência	75
3.3.5	Custos com a concessionária da Zona Piloto	75
3.3.6	Mecanismo da Correção de Hidraulicidade	76
3.3.7	Desconto por aplicação da tarifa social	77
3.3.8	Diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN e o sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória	78
3.3.9	Custos com a PRE	79
3.3.10	Custos de interesse económico geral e estabilidade tarifária	82
3.3.11	Evolução do diferencial de custo da PRE	87

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017*

	Índices
3.3.12 Proveitos a recuperar	90
3.4 Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica	91
3.5 Proveitos do comercializador de último recurso	93
3.6 Análises complementares	96
4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2015.....	100
4.1 Tarifas	100
4.2 Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT	105
4.2.1 Tarifa de Uso Global do Sistema	105
4.2.2 Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	106
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.....	106
4.2.2.2 Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	107
4.3 Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição	108
4.3.1 Tarifa de Uso Global do Sistema	109
4.3.2 Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	115
4.3.3 Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	117
4.4 Tarifas por atividade do Comercializador de último recurso	121
4.4.1 Tarifa de Energia.....	121
4.4.2 Tarifas de Comercialização.....	122
4.5 Tarifas de Acesso às Redes	123
4.6 Tarifas de Acesso às Redes da Mobilidade Elétrica.....	125
4.7 Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	126
4.8 Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	131
4.8.1 Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2015.....	133
4.9 Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	134
4.9.1 Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2015.....	136
4.10 Tarifa Social	138
4.10.1 Tarifa social de Acesso às Redes a vigorar em 2015.....	140
4.10.2 Tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorarem em 2015	140
5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS.....	143
5.1 Parâmetros a vigorar em 2015.....	143
5.2 Valores mensais a transferir pela REN	150
5.2.1 Transferências para a Região Autónoma dos Açores	150
5.2.2 Transferências para a Região Autónoma da Madeira	152
5.2.3 Transferências para os Centros Eletroprodutores	154
5.2.4 Transferências para a EDP Distribuição	156
5.2.5 Transferências para a EDP Serviço Universal ao abrigo do Decreto-Lei n.º 74/2013 ...	156
5.3 Transferências para a REN	156

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017*

Índices

5.4	Valores mensais a transferir pela EDP Distribuição	157
5.4.1	Transferências para o comercializador de último recurso	157
5.4.2	Transferências para as entidades cessionárias do défice tarifário de 2006 e 2007 do continente, suportado pela EDP Serviço Universal	159
5.4.3	Transferências para a Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, S.A.	159
5.4.4	Transferências para as entidades cessionárias referente ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial	160
5.4.5	Transferência para o Banco Comercial Português, S.A.	162
5.5	Amortização e juros da dívida tarifária	162
5.6	Ajustamentos tarifários de 2013 e 2014	164
6	PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS	169
6.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais	169
6.1.1	Enquadramento regulamentar	169
6.1.2	Propostas das empresas	169
6.1.2.1	Preços de leitura extraordinária	170
6.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora	172
6.1.2.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	172
6.1.2.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	173
6.1.3	Preços a vigorar em 2015	178
6.1.3.1	Preços de leitura extraordinária	180
6.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora	182
6.1.3.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	183
6.1.3.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	183
6.2	Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço	189
6.2.1	Enquadramento regulamentar	189
6.2.2	Propostas das empresas	189
6.2.2.1	Verificação da qualidade da energia elétrica	189
6.2.3	Valores a vigorar em 2015	193
6.2.3.1	Verificação da qualidade da energia elétrica	193
6.2.3.2	Valor da compensação por incumprimento de indicadores individuais de qualidade de serviço comercial	195
7	ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS	197
7.1	Impacte no preço médio das tarifas por atividade	197
7.1.1	Evolução do preço médio das tarifas por atividade entre 2014 e 2015	197
7.1.2	Evolução das tarifas por atividade entre 1999 e 2015	202
7.2	Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes	205
7.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes entre 2014 e 2015	205
7.2.2	Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2015	212
7.2.3	Evolução das tarifas de Acesso às Redes entre 1999 e 2015	215
7.3	Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	217
7.3.1	Evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais entre 2014 e 2015	217

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017*

Índices

		Índices
	7.3.2 Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais em 2015	220
7.4	Impacte no preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso	223
7.4.1	Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais entre 2014 e 2015.....	223
7.4.2	Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2015	226
7.4.3	Evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2015	230
7.5	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	232
7.5.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 2014 e 2015.....	232
7.5.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 1990 e 2015.....	235
7.6	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	238
7.6.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 2014 e 2015.....	238
7.6.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 1990 e 2015	241
7.7	Análise da Convergência Tarifária	243
7.8	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, em 2015	246
7.8.1	Análise dos custos	246
7.8.2	Impactes tarifários dos custos de interesse económico geral em 2015	251
	ANEXOS	257
	ANEXO I SIGLAS	259
	ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	265
	ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017”	269
	ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017”	323

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999.....	14
Figura 0-2 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	16
Figura 0-3 - Diferencial de custo por tecnologia de PRE por unidade produzida.....	18
Figura 0-4 - Metodologia de indexação na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	26
Figura 0-5 - Metodologia de indexação nas atividades de Transporte de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema.....	27
Figura 2-1 - Crescimento real do PIB.....	35
Figura 2-2 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 semana e 12 meses.....	36
Figura 2-3 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB.....	37
Figura 2-4 - Crescimento das exportações portuguesas de bens.....	38
Figura 2-5 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e segundo trimestre de 2014.....	39
Figura 2-6 - Economia Portuguesa: PIB e indicador coincidente de atividade do Banco de Portugal entre 1997 e segundo trimestre de 2014.....	40
Figura 2-7 - Inflação em Portugal.....	41
Figura 2-8 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2013 e previsões para 2014 e 2015.....	42
Figura 2-9 - Evolução preço Brent (EUR/bbl) entre 1992 e 2014.....	43
Figura 2-10 - PIB e consumo de energia elétrica referido à emissão.....	44
Figura 2-11 - Intensidade energética em Portugal continental.....	45
Figura 3-1 - Proveitos do setor elétrico.....	55
Figura 3-2 - Estrutura dos proveitos por setor por atividade.....	56
Figura 3-3 - Proveitos de energia e comercialização do CUR.....	59
Figura 3-4 - Energia e número de clientes.....	60
Figura 3-5 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema.....	60
Figura 3-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal.....	61
Figura 3-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha.....	62
Figura 3-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha.....	63
Figura 3-9 - Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros.....	64
Figura 3-10 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	65
Figura 3-11 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	66
Figura 3-12 - Energia transacionada por tecnologia.....	67
Figura 3-13 - Satisfação do consumo referido à emissão.....	67
Figura 3-14 - Evolução preço <i>Brent</i> (EUR/bbl) entre 1992 e 2014.....	68
Figura 3-15 - Preço dos futuros de petróleo Brent para entrega em dezembro de 2015.....	69

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017*

	Índices
Figura 3-16 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t).....	70
Figura 3-17 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t) base 100 2008.....	70
Figura 3-18 - Diferencial da atividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em NT, BTE e BTN	72
Figura 3-19 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS	73
Figura 3-20 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente.....	73
Figura 3-21 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia	84
Figura 3-22 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS	85
Figura 3-23 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	86
Figura 3-24 - Evolução do diferencial de custo PRE (valores previstos para tarifas).....	88
Figura 3-25 - Evolução do diferencial de custo PRE (valores ocorridos)	89
Figura 3-26 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial.....	90
Figura 3-27 - Proveitos a recuperar	91
Figura 3-28 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição	92
Figura 3-29 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente	92
Figura 3-30 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais.....	94
Figura 3-31 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis.....	94
Figura 3-32 - Fornecimentos do CUR	95
Figura 3-33 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF.....	96
Figura 3-34 - Decomposição da variação nos proveitos unitários	96
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2015 da RAA	132
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2015 da RAM	135
Figura 7-1 - Preço médio da tarifa transitória de Energia 2015/2014	198
Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema 2015/2014	199
Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT 2015/2014	199
Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT 2015/2014	200
Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT 2015/2014.....	200
Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT 2015/2014	201
Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT 2015/2014.....	201
Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN 2015/2014	202
Figura 7-9 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2014).....	204
Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes.....	206
Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema.....	206
Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT	208
Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT	208
Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT	209

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017*

Índices

Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT	209
Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT	210
Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT	210
Figura 7-18 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE.....	211
Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE....	211
Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN	212
Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN ...	212
Figura 7-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2015, decomposto por atividade	213
Figura 7-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2015	213
Figura 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2015 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral.....	214
Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2015 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral	215
Figura 7-26 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	216
Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2014)	216
Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais	218
Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT	218
Figura 7-30 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT	219
Figura 7-31 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT.....	219
Figura 7-32 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE.....	220
Figura 7-33 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN.....	220
Figura 7-34 - Preço médio de referência de venda a clientes finais em 2015, decomposto por atividade	221
Figura 7-35 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2015	221
Figura 7-36 - Preço médio de referência de venda a clientes finais em 2015 nas componentes de Energia e Comercialização, de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral	222
Figura 7-37 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2015 nas componentes de Energia e Comercialização, de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral.....	222
Figura 7-38 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MT 2015/2014	223
Figura 7-39 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTE 2015/2014.....	224
Figura 7-40 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN 2015/2014	225
Figura 7-41 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA) 2015/2014	226

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017*

Índices

Figura 7-42 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN ($\leq 20,7$ kVA) 2015/2014	226
Figura 7-43 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2015	227
Figura 7-44 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2015.....	228
Figura 7-45 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2015, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral.....	229
Figura 7-46 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2014, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral	229
Figura 7-47 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes).....	231
Figura 7-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2014)	231
Figura 7-49 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA	233
Figura 7-50 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA	234
Figura 7-51 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA	234
Figura 7-52 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ($> 20,7$ kVA) na RAA ..	235
Figura 7-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA) na RAA ..	235
Figura 7-54 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)	236
Figura 7-55 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2014).....	237
Figura 7-56 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM.....	238
Figura 7-57 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM.....	239
Figura 7-58 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM.....	240
Figura 7-59 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ($> 20,7$ kVA) na RAM ..	240
Figura 7-60 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA) na RAM ..	241
Figura 7-61 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes).....	242
Figura 7-62 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2014).....	243
Figura 7-63 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2014 e 2015	244
Figura 7-64 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos	245
Figura 7-65 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAM e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos	245
Figura 7-66 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999 ..	250
Figura 7-67 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2015, decomposto por componente	252

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017*

	Índices
Figura 7-68 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2015.....	253
Figura 7-69 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes	254
Figura 7-70 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes	255

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, em BTN.....	6
Quadro 0-2 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, em AT, MT e BTE.....	7
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores, em BTN.....	7
Quadro 0-4 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores, em BTE e MT.....	7
Quadro 0-5 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira, em BTN.....	8
Quadro 0-6 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira, em BTE e MT.....	8
Quadro 0-7 - Impacte nas variações tarifárias globais da convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira	8
Quadro 0-8 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental.....	9
Quadro 0-9 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental	9
Quadro 0-10 - Pressupostos financeiros.....	12
Quadro 0-11 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes para 2014 e para 2015	13
Quadro 0-12 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2015	15
Quadro 0-13 - Ajustamentos de 2013 e 2014 a repercutir em tarifas de 2015.....	17
Quadro 0-14 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2014 e 2015.....	19
Quadro 0-15 - Amortização e juros da dívida tarifária	21
Quadro 0-16 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas.....	22
Quadro 0-17 - Proveitos a recuperar em Portugal continental em 2015	23
Quadro 0-18 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas, em 2015.....	24
Quadro 0-19 - Parâmetros a aplicar no mecanismo de custos de referência.....	28
Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico	48
Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I).....	49
Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II).....	50
Quadro 3-4 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II).....	51
Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental	57
Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	58
Quadro 3-7 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes para 2014 e para 2015	71
Quadro 3-8 - Remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico	75

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017*

Índices

Quadro 3-9 - Tarifa social a pagar pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário.....	78
Quadro 3-10 - Alisamento do sobrecusto da PRE previsto para 2015.....	80
Quadro 3-11 - Impacte do diferimento do valor dos sobrecustos com a aquisição de energia a PRE de 2012 a 2015 nos proveitos permitidos de 2015.....	80
Quadro 3-12 - Ajustamentos de 2013 e 2014 a repercutir em tarifas de 2015.....	83
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas.....	101
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.....	105
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.....	106
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.....	106
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.....	107
Quadro 4-6 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2015.....	107
Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....	108
Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....	108
Quadro 4-9 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	109
Quadro 4-10 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	110
Quadro 4-11 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento.....	112
Quadro 4-12 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema.....	113
Quadro 4-13 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	114
Quadro 4-14 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	114
Quadro 4-15 - Desagregação do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema.....	115
Quadro 4-16 – Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral ($V_{Cieg,t}$), em 2015.....	115
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.....	116
Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.....	116
Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	117
Quadro 4-20 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2015.....	118
Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.....	118

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017*

Índices

Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	119
Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	119
Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	120
Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	120
Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	120
Quadro 4-27 - Preços da tarifa transitória de Energia	121
Quadro 4-28 - Preços da tarifa transitória de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	122
Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Comercialização	122
Quadro 4-30 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2015.....	123
Quadro 4-31 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica a vigorarem em 2015.....	126
Quadro 4-32 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2015.....	128
Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2015	133
Quadro 4-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2015.....	136
Quadro 4-35 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2015	140
Quadro 4-36 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2015 em Portugal continental.....	140
Quadro 4-37 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2015 na Região Autónoma dos Açores	141
Quadro 4-38 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2015 na Região Autónoma da Madeira	142
Quadro 5-1 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	151
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA.....	151
Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EDA.....	152
Quadro 5-4 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	153
Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EEM	153
Quadro 5-6 - Transferências da REN para a EEM	154
Quadro 5-7 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à tarifa social.....	155
Quadro 5-8 - Transferências da REN para a EDP Distribuição referente à tarifa social	156
Quadro 5-9 - Transferências no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN para REN	157
Quadro 5-10 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal.....	158
Quadro 5-11 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	159
Quadro 5-12 - 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	159

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017*

Índices

Quadro 5-13 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009	160
Quadro 5-14 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português referente a uma parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012 e 2014	160
Quadro 5-15 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Santander Totta referente a duas parcelas do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012 e de 2013	161
Quadro 5-16 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente a uma parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012 e de 2013	161
Quadro 5-17 - Transferências da EDP Distribuição para o BCP referente ao ajustamento anual dos CMEC de 2011	162
Quadro 5-18 - Amortização e juros da dívida tarifária	163
Quadro 5-19 - Valor dos ajustamentos de 2013 e 2014 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading.....	165
Quadro 5-20 - Valor dos ajustamentos de 2013 e 2014 incluídos nos proveitos permitidos da REN	165
Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2013 e 2014 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição	166
Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2013 e 2014 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal.....	166
Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2013 e 2014 incluídos nos proveitos permitidos da EDA	167
Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2012 incluídos nos proveitos permitidos da EEM.....	167
Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição para 2015.....	170
Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2015	171
Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDA para 2015.....	171
Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EEM para 2015	172
Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da EDP Serviço Universal, da EEM e da EDA para 2015	172
Quadro 6-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDP Distribuição para 2015.....	174
Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDA para 2015.....	176
Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EEM para 2015	177
Quadro 6-9 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para o 1.º trimestre de 2015	180
Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2015	181
Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2015	182
Quadro 6-12 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2015 em Portugal continental, na RAA e na RAM.....	183
Quadro 6-13 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2015 em Portugal continental, na RAA e na RAM	183

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017*

Índices

Quadro 6-14 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT para 2015	184
Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para o 1.º trimestre de 2015 (AT, MT e BT)	185
Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2015	186
Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2015.....	188
Quadro 6-18 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em AT e MT para 2015.....	190
Quadro 6-19 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em BT para 2015	191
Quadro 6-20 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição (monitorização da qualidade da onda de tensão).....	192
Quadro 6-21 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2015.....	192
Quadro 6-22 - Valor limite previsto no artigo 43.º do RQS – Proposta da EDA	193
Quadro 6-23 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM.....	193
Quadro 6-24 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2015 em Portugal continental, RAA e RAM (monitorização da onda de tensão)	195
Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade.....	203
Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes	205
Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão.....	217
Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN 2015/2011.....	225
Quadro 7-5 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão	232
Quadro 7-6 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA.....	232
Quadro 7-7 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão	237
Quadro 7-8 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM	238
Quadro 7-9 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão	243
Quadro 7-10 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2015.....	249
Quadro 7-11 - Peso dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2015.....	251

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e Parâmetros para o período de regulação 2015-2017” fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2015. Este documento integra os seguintes anexos: (i) “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, (ii) “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2015”, (iii) “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2015”, (iv) “Caracterização da procura de energia elétrica em 2015” e (v) “Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”.

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 2015 e Parâmetros para o período de regulação 2015-2017”. O Conselho Tarifário emitiu parecer a 17 de novembro. Os documentos que justificam a decisão final da ERSE são 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 2015 são as seguintes: (i) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes e pagas por todos os comercializadores de energia elétrica pelo uso das redes de transporte e de distribuição e pelo uso global do sistema, (ii) tarifas de Venda a Clientes Finais transitórias aplicáveis em Portugal continental pelos comercializadores de último recurso, (iii) tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis nas regiões autónomas pelos comercializadores de último recurso, (iv) tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes às entregas a clientes vulneráveis e pagas por todos os comercializadores de energia elétrica pelo uso das redes de transporte e de distribuição e pelo uso global do sistema, (v) tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes vulneráveis e (vi) tarifas por Atividade Regulada (Uso Global do Sistema, Uso da rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT, Energia e Comercialização). Todos os consumidores de Portugal continental podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica optando pelo mercado regulado ou pelo mercado liberalizado. No mercado regulado os preços praticados correspondem às tarifas de Venda a Clientes Finais aprovadas pela ERSE, calculadas somando as tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização. No mercado liberalizado os preços de fornecimento são negociados entre os consumidores e os comercializadores de energia elétrica, sendo que estes têm que internalizar nos preços praticados as tarifas reguladas de Acesso às Redes.

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

0.1 ALTERAÇÕES REGULAMENTARES EM 2015

O cálculo de tarifas de energia elétrica para 2015 considera diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

- Diretiva n.º 1/2014, de 3 de janeiro, altera os artigos 75.º, 76.º e 87.º e adita os artigos 117-A.º e 117-B.º do Regulamento Tarifário.
- Diretiva n.º 2/2014, de 6 de janeiro, aprova o conjunto de incentivos económicos à gestão otimizada dos centros electroprodutores detentores de CAE não cessado, neles se incluindo o incentivo à gestão dos custos associados às emissões de CO₂ desses centros electroprodutores e os incentivos a aplicar na gestão dos custos associados às emissões de CO₂ dos centros electroprodutores situados na RAA e na RAM.
- Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro, estabelece os procedimentos das receitas geradas pelos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, incluindo o plano anual de utilização das receitas e o modo de articulação do Fundo Português de Carbono (FPC) com outros organismos na alocação e utilização dessas receitas, bem como os montantes a deduzir à tarifa de Uso Global do Sistema Elétrico.
- Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro, procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 75/2012, de 26 de março, e 256/2012, de 29 de novembro, no sentido de alterar a forma de fixação do período de aplicação das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade aos clientes finais com consumos em alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE).
- Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, fixa em 31 de dezembro de 2014 a data de extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE.
- Despacho n.º 1873/2014, de 6 de fevereiro, estende o período de aplicação temporal do disposto no Despacho n.º 12955-A/2013, de 10 de outubro.
- Diretiva n.º 7/2014, de 10 de fevereiro, define os parâmetros no âmbito da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, que na redação da Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril, estabelece a metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial, sujeitos a repercussão quinquenal e define os valores de determinados fatores a aplicar para efeitos do alisamento quinquenal.
- Decreto-Lei n.º 32/2014, de 28 de fevereiro, procede ao diferimento da repercussão nas tarifas de energia elétrica de 2014 do montante não repercutido do ajustamento anual da compensação devida pela cessação antecipada nos contratos de aquisição de energia.

- Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, criou o Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE), determinando que as verbas desse fundo deverão ser alocadas de acordo com a seguinte ordem de prioridade: (i) cobertura de encargos decorrentes do financiamento de políticas do setor energético de cariz social e ambiental, de medidas relacionadas com a eficiência energética no montante correspondente a dois terços da receita gerada com a aplicação da contribuição, até ao limite máximo de EUR 100 000,00; e (ii) cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN, no montante remanescente.
- Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho, introduz alterações ao Regime Jurídico da Mobilidade Elétrica, no sentido de melhorar o modelo adotado, de forma a garantir condições de sustentabilidade da atividade dos agentes de mobilidade elétrica e estimular a procura, incentivar a integração com os sistemas de energia e mobilidade, no âmbito de uma visão para a mobilidade inteligente, bem como, promover a diversidade de combustíveis alternativos do setor dos transportes em Portugal, e a expansão da rede de mobilidade elétrica às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- Decreto-Lei n.º 94/2014 de 24 de junho, estabelece a disciplina aplicável à potência adicional e à energia adicional, ao sobreequipamento e à energia do sobreequipamento de centros electroprodutores eólicos cuja energia elétrica seja remunerada por um regime de remuneração garantida.
- Portaria n.º 500/2014, de 26 de junho, estabelece a metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar ao diferimento da repercussão nas tarifas de energia elétrica de 2014 do montante não repercutido do ajustamento anual da compensação devida pela cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia, referente ao ano de 2012
- Despacho n.º 9480/2014, de 22 de julho (Gabinete do Secretário de Estado da Energia), que fixa os valores para efeitos da remuneração do diferimento da repercussão nas tarifas de energia elétrica de 2014 do montante não repercutido do ajustamento anual da compensação devida pela cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia, referente ao ano de 2012.
- Despacho n.º 12597-A/2014, de 14 de outubro (Gabinete do Secretário de Estado da Energia), que vem determinar a distribuição por nível de tensão ou tipo de fornecimento do montante disponível do valor do equilíbrio económico-financeiro e respetivos proveitos financeiros resultantes da transmissão pela entidade concessionária da RNT dos direitos de utilização do domínio público hídrico a favor das empresas titulares dos centros electroprodutores.
- Despacho n.º 12597-B/2014, de 14 de outubro (Gabinete do Secretário de Estado da Energia), que vem determinar a distribuição por nível de tensão ou tipo de fornecimento do produto da contribuição extraordinária sobre o setor energético que seja alocado à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN.

- Portaria n.º 212-A/2014, de 14 de outubro, procede à primeira alteração da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterando a forma de repercussão dos sobrecustos com os CAE e determinando a percentagem de alocação dos sobrecustos com a convergência tarifária e dos sobrecustos com os CAE, por nível de tensão ou tipo de fornecimento.
- Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, aprova o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, designadas por «Unidades de Produção para Autoconsumo» (UPAC) e aprova, ainda, o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, designadas por «Unidades de Pequena Produção» (UPP).
- Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, procede à alteração do Decreto-Lei n.º 138-A/2010 no sentido de alargar os critérios de elegibilidade que permitem a atribuição da tarifa social de fornecimento de energia elétrica a clientes finais considerados economicamente vulneráveis e ao Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, que cria e estabelece as condições para atribuição do apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE).
- Portaria n.º 251-B/2014, de 28 novembro, procede à segunda alteração à 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 aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional.
- Despacho n.º 14451-A/2014, de 28 de novembro (Gabinete do Secretário de Estado da Energia), aprova a taxa de remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial para o ano de 2015.
- Despacho n.º 14451-B/2014, de 28 de novembro (Gabinete do Secretário de Estado da Energia), procede à segunda alteração à Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro.
- Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro, aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico.

Foram igualmente integradas no cálculo das tarifas de energia elétrica para 2015 as disposições conhecidas do projeto de diploma que altera o período para a extinção do regime transitório de fornecimento de eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT, BTE e BTN com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA cuja publicação se aguarda.

As medidas legislativas acima mencionadas tiveram reflexo na última revisão regulamentar, cujo objetivo primordial foi a adaptação do Regulamento Tarifário ao quadro jurídico vigente.

0.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2015 E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES INTRODUZIDAS NAS TARIFAS

A proposta de tarifas de energia elétrica para 2015 integra um conjunto de alterações que decorrem por um lado da revisão dos regulamentos do setor elétrico que se encontra atualmente em curso e por outro lado de decisões legislativas aprovadas pelo Governo, a saber:

- A extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias, na tarifa de acesso às redes, para os níveis de potência inferiores a 3,45 kVA, englobando assim a totalidade dos escalões de potência definidos para a BTN. Esta extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias é também disponibilizada nas tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais em Portugal continental e nas Regiões Autónomas. Tratando-se da introdução de novas opções tarifárias estabelece-se que a alteração dos equipamentos de medida deverá ser concretizada por um plano específico a apresentar pelo operador de rede à ERSE. O plano a apresentar à ERSE deverá integrar a ponderação do interesse em instalar novos equipamentos de medida nas situações concretas de cada tipologia de cliente.
- O alargamento da abrangência da tarifa social de eletricidade aprovado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro. A tarifa social passa a ser aplicável 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. Adicionalmente a tarifa social passa a ser determinada tomando em consideração o desconto aprovado pelo Governo.
- Os consumidores de energia elétrica em MAT, AT e MT podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional, em Portugal Continental. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira os consumidores de energia elétrica em MT podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo diário e o ciclo diário opcional. A alteração referida deverá ser solicitada ao operador de rede de distribuição pelo cliente ou pelo seu comercializador, mediante autorização prévia, produzindo efeitos no período de faturação.

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

O processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN), consagrado pelo Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, tem subjacente o seguinte calendário de extinção: (i) a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA; (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA. A partir das datas referidas aplicam-se as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aos clientes que não exerçam o direito de escolha de um fornecedor de energia elétrica em regime de mercado.

Assim, a partir de 1 de janeiro de 2013, as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE para Portugal continental passaram a ter um carácter transitório, sendo suscetíveis de revisão, de acordo com o referido Decreto-Lei.

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

Em 2015 estas tarifas aplicam-se aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, dado já não existirem fornecimentos do comercializador de último recurso neste nível de tensão.

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

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

	Variação 2015/2014
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	1,2%
Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN	3,3%
Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em BTN	-14,0%

Nota: Considera-se que 80% dos clientes em Tarifa Social são fornecidos pelo Comercializador de Último Recurso

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

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

	Variação 2015/2014
Tarifas Transitórias	3,9%
Venda a Clientes Finais em AT	3,9%
Venda a Clientes Finais em MT	3,9%
Venda a Clientes Finais em BTE	3,9%

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

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

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Variação 2015/2014
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	2,3%
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	4,2%
Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em BTN	-13,7%

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Variação 2015/2014
Clientes finais em MT	4,2%
Clientes finais em BTE	4,2%

No Quadro 0-5 e no Quadro 0-6 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Variação 2015/2014
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	1,8%
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	4,2%
Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em BTN	-15,3%

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Variação 2015/2014
Clientes finais em MT	4,2%
Clientes finais em BTE	4,2%

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. O mecanismo de convergência tarifária irá assegurar a progressiva convergência nos preços das diferentes variáveis de faturação.

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 2015 com as tarifas que seria necessário publicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas. Ou seja, caso não existissem pagamentos entre os consumidores do Continente e os consumidores dos Açores e da Madeira, seria necessário que as tarifas das Regiões Autónomas assegurassem a cobertura dos custos em cada área geográfica.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Região Autónoma dos Açores	50,5%	4,2%
Região Autónoma da Madeira	33,7%	4,2%

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 (Quadro 0-8), em Portugal continental, é diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento.

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

	Variação 2015/2014
Tarifas de Acesso às Redes	6,3%
Acesso às Redes em MAT	6,8%
Acesso às Redes em AT	6,8%
Acesso às Redes em MT	6,8%
Acesso às Redes em BTE	6,8%
Acesso às Redes em BTN	6,0%

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

TARIFAS POR ATIVIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL

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

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

	Variação 2015/2014
Tarifa de Energia	0,1%
Tarifa de Uso Global do Sistema	21,2%
Tarifas de Uso de Redes	
Uso da Rede de Transporte	-21,2%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-6,5%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-10,2%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-1,9%
Tarifas de Comercialização	5,4%

Da análise do quadro anterior verifica-se que a variação tarifária global de 3,3%, para a BTN, é o resultado de:

- uma variação da componente de energia de 0,1%, continuando a manter-se elevado o nível de preços de energia no mercado de energia elétrica;
- uma variação de -1,9% das tarifas de Uso das Redes de Distribuição em BT justificadas pela aplicação de ganhos de eficiência, que permitem compensar a diminuição da procura observada nos últimos anos;
- um acréscimo de 21,2% da tarifa de Uso Global do Sistema justificado, em parte,
 - pela repercussão dos sobrecustos da PRE do ano e dos ajustamentos dos dois anos anteriores num período alargado de 5 anos nos termos do artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho;
 - pelo crescimento da amortização dos sobrecustos da PRE de anos anteriores resultantes do mecanismo de alisamento.

PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

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

A análise das propostas dos operadores para o exercício de 2015 seguiu a recomendação do Conselho Tarifário constante do seu Parecer ao documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2011” que refere a necessidade dos preços fixados para a prestação de alguns serviços regulados apresentarem uma maior aderência aos custos reais. Nesse sentido, o exercício que a ERSE efetuou procurou, sempre que tal não sucedesse já, enquadrar o referido ajustamento entre os preços e os custos de cada uma das atividades ou serviços para as quais se define um preço regulado.

A proposta da ERSE para os preços dos serviços regulados em 2015 conduz, assim, aos seguintes resultados:

- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas não sofrem alterações.
- Na fundamentação dos custos de desenvolvimento das tarefas associadas, é requerido que os operadores fundamentem a valorização dos custos administrativos, os quais, para Portugal continental seguem, na proposta do operador de rede de distribuição, uma indexação ao custo imputável ao prestador de serviço.

- Uma parte importante dos preços sofre reduções de 0,2%, registando-se aumentos que não excedem 1,1%, valor do deflator implícito no consumo privado, que se propõe ser uniformemente o critério de atualização, visto ser o indicador regulamentarmente consagrado para a ligação de instalações eventuais,
- Os preços aplicáveis a instalações em BTN que ainda não reflitam totalmente os custos sofrem aumentos que, em alguns casos, atingem os 5% em 2015, de modo a assegurar uma gradual aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços.

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.

Ainda no âmbito deste regulamento, na presente proposta faz-se referência a que são aplicáveis nas situações de incumprimento de indicadores individuais de qualidade de serviço comercial, o valor constante da Diretiva n.º 20/2013, nos termos do próprio RQS.

0.3 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DOS PROVEITOS

A determinação das tarifas para 2015 tem em consideração os valores dos custos e investimentos ocorridos em 2013, estimados para 2014 e os previstos para 2015, enviados pelas empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, bem como os parâmetros de regulação estabelecidos em 2014 para o período de regulação 2015-2017. Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2015.

Com o objetivo de justificar a evolução das tarifas em Portugal, apresentam-se neste ponto as principais determinantes.

0.3.1 PRESSUPOSTOS FINANCEIROS

Os pressupostos financeiros que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia elétrica e serviços regulados para 2015, são os seguintes:

Quadro 0-10 - Pressupostos financeiros

	2015
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2013, para cálculo dos ajustamentos de 2013	0,54%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2013 e de 2014	0,50%
<i>Spread</i> no ano 2013 para cálculo dos ajustamentos de 2013	1,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2014 para cálculo dos ajustamentos de 2013 e dos ajustamentos de 2014	1,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2014, para cálculo das rendas dos défices tarifários acrescida de <i>spread</i>	0,71%
<i>Spread</i> dos défices de 2006 e 2007	0,50 p.p.
<i>Spread</i> para a dívida ao abrigo do DL n.º165/2008 titularizada	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 2014	4,82%
Taxa provisória para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2015	4,82%
Taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2013	4,40%

0.3.2 CUSTOS DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2015, plasmadas no mercado de futuro de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o custo médio de aquisição para o próximo ano deverá ser mais elevado do que o estimado para 2014, que se situa em torno dos 46 €/MWh.

Quadro 0-11 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR¹ para fornecimento dos clientes para 2014 e para 2015

	2014		2015
	Tarifas 2014	Estimativa 2014 (valores reais até Setembro)	Tarifas 2015
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR	59,0	45,9	55,4
Índice de produtividade hidroelétrica	1,0	1,3	1,0

Fonte: ERSE

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2015 em Portugal é cerca de 55,45 €/MWh.

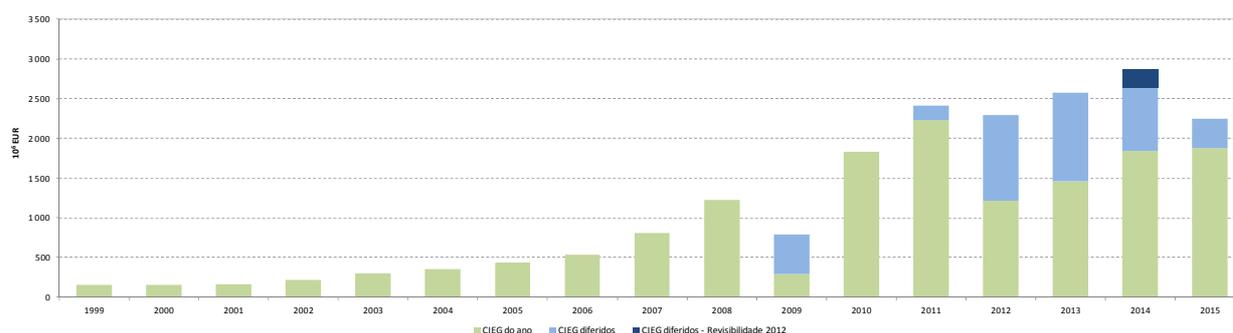
0.3.3 CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

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

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

¹ 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.

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



O valor com os custos de política energética e de interesse económico geral apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2015 atingem 2,25 mil milhões de euros. O total de custos de política energética, de estabilidade, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de 2015 é de cerca de 1,9 mil milhões de euros². Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os consumidores de energia elétrica.

O Quadro 0-12 apresenta as várias parcelas de custos que compõem os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas de energia elétrica.

² Custos de política energética e de interesse económico geral (2 252 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (52 milhões de euros) + Alisamento do sobrecusto da PRE (-376 milhões de euros).

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Sumário Executivo

Quadro 0-12 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2015

Unidade: 10⁹ EUR

	2014	2015	Varição 2014/2015
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 876 483	2 252 198	-21,7%
Diferencial de custo da PRE	1 749 062	1 601 955	-8,4%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	474 718	236 222	-50,2%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	163 549	34 761	-78,7%
Rendas de concessão da distribuição em BT	256 893	257 503	0,2%
Diferencial de custo da RAA e da RAM	158 637	87 151	-45,1%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 565	19 561	0,0%
Diferencial de custo das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 240	19 236	0,0%
Custos de natureza ambiental	2 939	3 333	13,4%
Terrenos das centrais	13 386	13 167	-1,6%
Custos com a garantia de potência	2 640	0	-100,0%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	0	-100,0%
ERSE	5 113	5 630	10,1%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	344	382	11,2%
Autoridade da Concorrência	406	356	-12,4%
Tarifa social	-1 510	-27 059	1691,8%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	-799 069	-376 298	-52,9%
Diferimento CMEC 2012	-240 869		-100,0%
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	1 836 544	1 875 900	2,1%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	137 100	137 604	0,4%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	101 929	101 871	-0,1%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	35 171	35 733	1,6%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-285 181	-108 523	-61,9%
Diferencial extinção TVCF	21 996	26 372	19,9%
Sobreproveito	-9 041	-3 494	-61,3%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-135 126	51 958	-138,5%
Total CIEG e Sustentabilidade recuperados nas tarifas do ano	1 701 418	1 927 859	13,3%

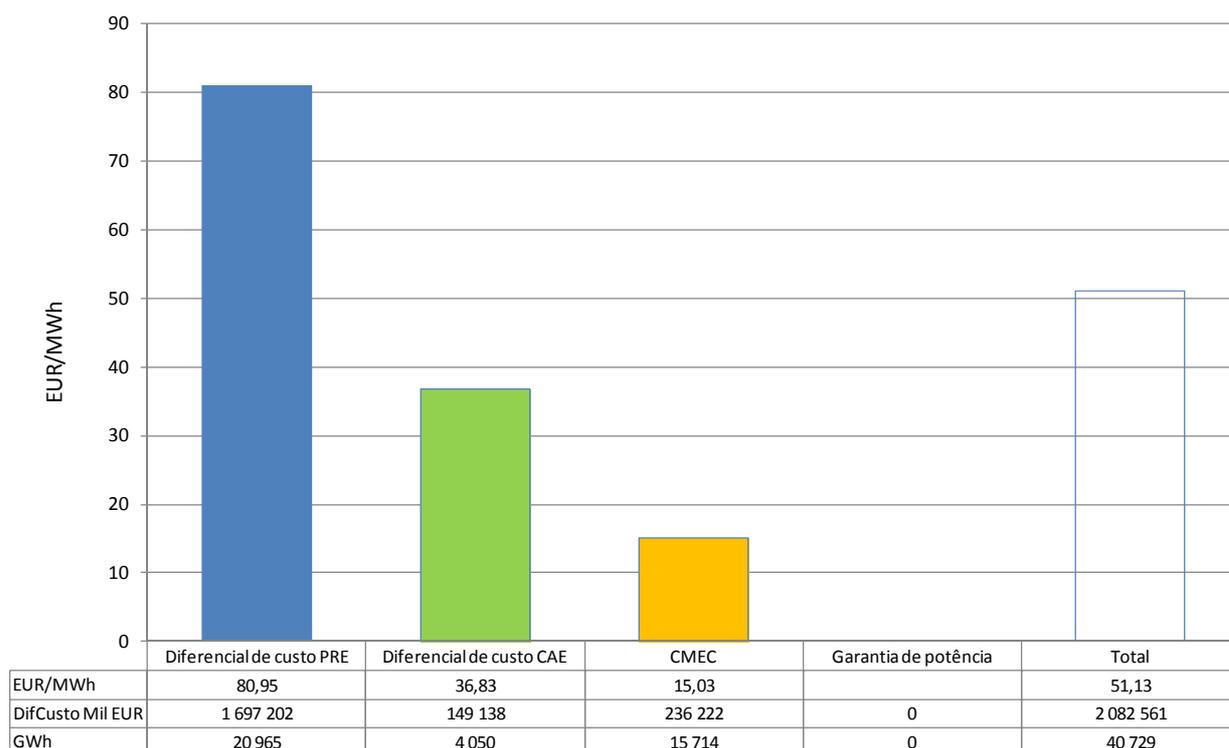
Na Figura 0-2 apresentam-se os custos de CIEG associados à produção em regime especial (PRE), aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e ao incentivo à garantia de potência estabelecido pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, por unidade prevista produzir em 2015 pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos.

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

- i) Os efeitos do diferimento com a aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho;

- ii) As medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor, nomeadamente, a dedução aos montantes de proveitos permitidos do valor das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa;
- iii) O mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013.

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



Nota: Estes valores incluem os ajustamentos dos anos anteriores

0.3.3.1 MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E OUTROS AJUSTAMENTOS AOS CUSTOS DE ENERGIA

Os ajustamentos aos custos de energia são efetuados, a título provisório, ao fim de um ano e a título definitivo, ao fim de dois anos. Assim, as tarifas para 2015 incluem o ajustamento definitivo referente ao ano de 2013 dos custos com a produção de energia elétrica em regime ordinário e do sobrecusto com a aquisição a produtores em regime especial e os ajustamentos provisórios destas duas componentes referentes ao ano de 2014. Atualmente, todos os ajustamentos relativos a custos de energia são repartidos por todos os consumidores através das tarifas de Uso Global do Sistema aplicadas pelos operadores da rede de transporte e de distribuição.

Consideram-se os custos com produção de energia: (i) as aquisições no mercado organizado pelo comercializador de último recurso (CUR); (ii) o sobrecusto com a aquisição de energia elétrica aos

produtores cujos contratos de aquisição de energia elétrica não cessaram (Sobrecusto CAE); o sobrecusto aos Produtores em Regime Especial; e (iv) os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Os desvios decorrentes de aquisições no mercado organizado pelo comercializador de último recurso são recuperados através da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição enquanto parcela de sustentabilidade.

O Quadro 0-13 sintetiza os ajustamentos de 2013 e 2014 a refletir nas tarifas de 2015.

Quadro 0-13 - Ajustamentos de 2013 e 2014 a repercutir em tarifas de 2015

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento 2013	Ajustamento 2014	Total
Tarifa de energia	108	-217	-109
Tarifa UGS	-11	-200	-211
CMEC+SCAE	132	56	188
SPRE	-143	-256	-399
Ajustamento total	98	-417	-320

0.3.3.2 DIFERENCIAL DE CUSTO DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

As metas 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.

Esta produção é remunerada através de uma tarifa de compra garantida administrativamente, sendo a sua aquisição imposta ao comercializador de último recurso.

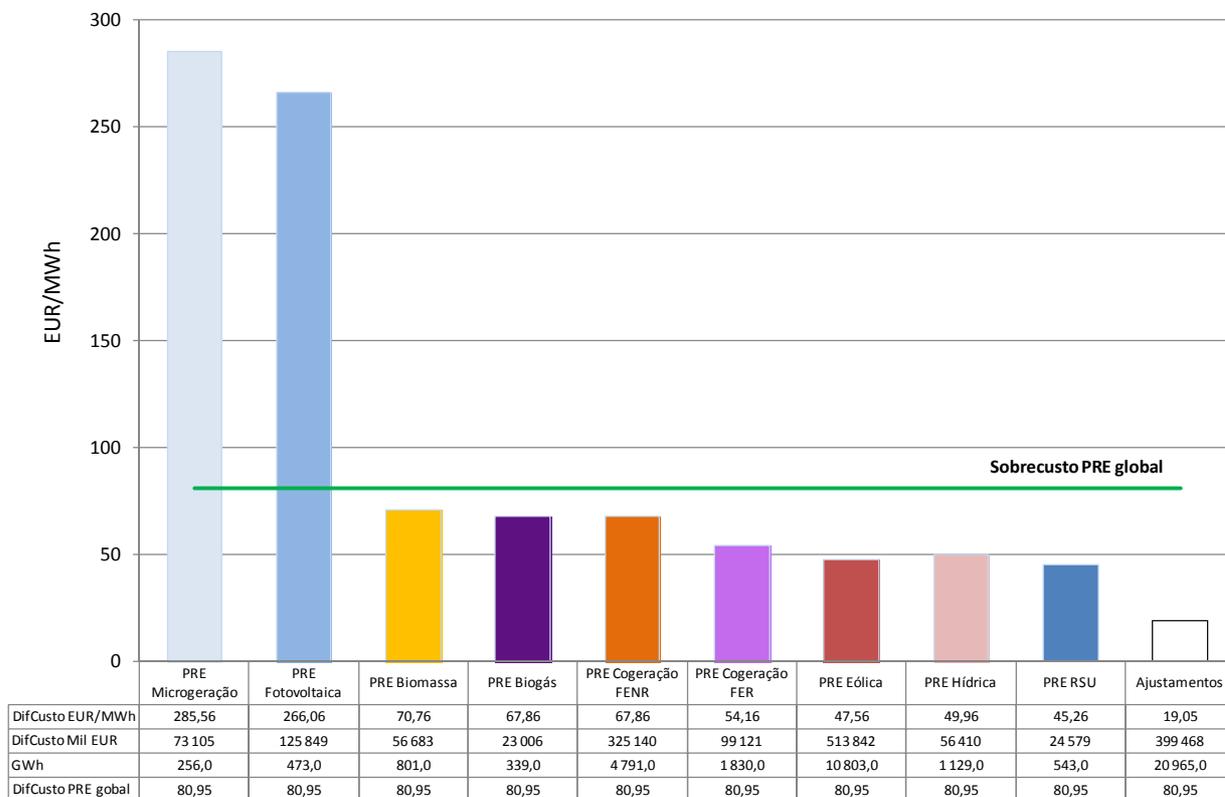
A repercussão nos proveitos permitidos destes pagamentos é determinada face à referência do preço da energia transacionada no mercado organizado e recuperada pela tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os consumidores, independentemente do seu fornecedor.

Ilustra-se na figura seguinte os sobrecustos unitários de cada tecnologia de PRE, os quais incorporam os ajustamentos efetuados em 2015, relativos aos anos de 2013 e 2014. Para esta análise não foi considerado:

- Diferimento do diferencial de custo da PRE determinado pelo mecanismo de alisamento quinquenal;
- Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor, nomeadamente, a dedução das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa que revertem para o SEN;

- Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013.

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



0.3.3.3 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

O valor dos CMEC considerado nas tarifas de 2015 ascende a 236,2 milhões de euros e é composto pelas seguintes parcelas:

- Parcela fixa no montante de 67,7 milhões de euros que inclui a renda anual de 67,5 milhões de euros, calculada à taxa de 4,72%³ e o remanescente do ajustamento da parcela fixa de 2013 no montante de 0,2 milhões de euros;
- Parcela de acerto que recupera: (i) os desvios de faturação de 2013 e de 2014 no montante de 279 euros e 0,2 milhões de euros, respetivamente; (ii) a segunda parcela do ajustamento da parcela de acerto de 2011, acrescida dos juros devidos ao diferimento desta parcela nos proveitos permitidos de 2013, no montante de 82,6 milhões de euros; (iii) os juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 a recuperar em 2015 no montante de 18,8 milhões de euros

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

e (iv) o remanescente do ajustamento da parcela de acerto dos CMEC de 2013⁴ no montante 17,3 milhões de euros;

- Parcela de alisamento no total de 32,8 milhões de euros relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de faturação em 2013 no montante de -2 milhões de euros, (ii) estimativa da revisibilidade de 2014 no montante de 41,4 milhões de euros e estimativa da correção de hidraulicidade de 2014 no montante de -6,7 milhões de euros;
- Saldo remanescente da correção de hidraulicidade, no montante de 16,8 milhões de euros.

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 85 milhões de euros⁵, serão entregues mensalmente pela REN à EDP Produção em função da potência contratada faturada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004.

0.3.3.4 DIFERENCIAL DE CUSTO DAS CENTRAIS COM CAE

Prevê-se que o valor do sobrecusto para 2015, de 128 585 milhares de euros, seja menor do que o verificado em 2013⁶, 170 671 milhares de euros. Esta evolução deve-se essencialmente ao aumento das receitas bastante superior ao acréscimo dos custos, sobretudo por via do aumento da receita unitária ao nível da Tejo Energia.

0.3.3.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Os custos com a convergência tarifária suportados, quer pelos clientes do Continente, quer pelos clientes das Regiões Autónomas apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 0-14 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2014 e 2015

Unidade: 10³ EUR

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2015	50 359	36 792	87 151
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2014	81 214	77 423	158 637

⁴ Para o ano de 2013, o valor total dos ajustamentos dos CMEC foi de cerca de 135 milhões de euros, sem juros, conforme Despacho da Secretaria de Estado da Energia n.º 35/SEEnergia/2014, de 12 de dezembro.

⁵ Neste montante não é considerado o valor relativo à parcela do ajustamento da parcela de acerto dos CMEC de 2011 diferido em Tarifas de 2013, uma vez que a mesma já foi transferida para a EDP Produção em 2013, nem os juros a recuperar em 2015 relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 devidos à EDP Distribuição, calculados nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2014 e da Portaria n.º 500/2014.

⁶ Sem ajustamentos e incentivos.

0.3.4 AMORTIZAÇÕES E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 0-15 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2015, que de seguida são descritos:

- Os défices tarifários de BT referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respetivos encargos financeiros, serão recuperados em 10 anuidades, com início em 2008 e término em 2017 conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro. O saldo em dívida em 2015, referente a estes défices, é de 38,7 milhões de euros. Estes défices foram titularizados ao BCP e à CGD;
- O diferimento resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A 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 2012. O saldo em dívida em 2015, referente a este diferimento é de 266,1 milhões de euros. Parte do valor em dívida acrescido dos respetivos juros, foi titularizado ao BCP, ao Santander e à Tagus;
- O diferimento resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A 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 2013. O saldo em dívida em 2015, referente a este diferimento é de 673,6 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizado ao Santander e à Tagus;
- O diferimento resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A 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 2014. O saldo em dívida em 2015, referente a este diferimento é de 1 196,9 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizado ao BCP;
- O diferimento, num montante de 1 511,2 milhões de euros, resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A 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 2015;
- 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 ser recuperado num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010 e até 2024. O saldo em dívida em 2015, referente a estes défices, é de 1 114,8 milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e no dia 3 de dezembro de 2009 respetivamente;

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Sumário Executivo

- O diferimento da parcela de acerto de 2012 do CMEC, num montante de 240,9 milhões de euros.

Quadro 0-15 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2014	Juros 2015	Amortização 2015	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2015	Saldo em dívida em 2015
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)-(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	36 541 955	258 352	12 094 939	12 353 291	24 447 016
Convergência tarifária de 2006	12 883 742	91 088	4 264 360	4 355 448	8 619 381
Convergência tarifária de 2007	23 658 213	167 264	7 830 578	7 997 842	15 827 635
EEM (BCP e CGD)	20 360 463	143 948	6 739 064	6 883 012	13 621 400
Convergência tarifária de 2006	4 710 150	33 301	1 559 002	1 592 303	3 151 148
Convergência tarifária de 2007	15 650 313	110 648	5 180 062	5 290 709	10 470 251
EDP Serviço Universal	4 316 829 380	186 289 823	1 026 726 994	1 213 016 817	4 801 253 341
BCP e CGD	57 862 962	409 091	19 151 931	19 561 022	38 711 031
Défice de BT de 2006	41 943 527	296 541	13 882 793	14 179 334	28 060 734
Continente	40 307 704	284 975	13 341 356	13 626 331	26 966 348
Regiões Autónomas	1 635 823	11 565	541 437	553 003	1 094 386
Défice de BTn de 2007	15 919 435	112 550	5 269 138	5 381 688	10 650 297
Continente	15 297 808	108 156	5 063 387	5 171 542	10 234 421
Regiões Autónomas	621 627	4 395	205 751	210 146	415 876
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	516 450 078	32 639 645	250 315 082	282 954 727	266 134 995
EDP Serviço Universal	12 134 352	766 891	5 881 326	6 648 217	6 253 026
BCP	182 330 581	11 523 293	88 372 713	99 896 006	93 957 868
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Santander	79 299 066	5 011 701	38 434 987	43 446 688	40 864 078
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Tagus, SA	242 686 079	15 337 760	117 626 056	132 963 816	125 060 023
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	982 689 781	57 445 112	309 139 740	366 584 853	673 550 041
EDP Serviço Universal	319 387 130	18 670 419	100 474 490	119 144 908	218 912 640
Santander	106 382 060	6 218 778	33 466 230	39 685 008	72 915 830
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013					
Tagus, SA	566 920 591	32 555 916	175 199 020	207 754 936	381 721 571
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	1 533 877 825	69 885 493	336 959 826	406 845 319	1 196 917 999
EDP Serviço Universal	1 359 652 884	61 480 011	296 431 960	357 911 971	1 063 220 923
BCP	174 224 941	8 405 482	40 527 865	48 933 348	133 697 076
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015 ⁽¹⁾					1 511 150 955
Tagus, SA (*)	1 225 948 735	26 443 714	111 160 415	137 604 129	1 114 788 320
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	907 593 551	19 576 793	82 294 204	101 870 997	825 299 346
Sobrecusto da PRE 2009	318 355 184	6 866 921	28 866 211	35 733 132	289 488 974
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-533 232	0	-533 232	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-533 232	0	-533 232	0
EDP Distribuição	315 781 787	26 527 021	74 912 368	101 439 390	240 869 418
BCP	74 912 368	7 678 518	74 912 368	82 590 886	0
Parcela de acerto de 2011					
EDP Distribuição	240 869 418	18 848 503	18 848 503	18 848 503	240 869 418
Parcela de acerto de 2012					
Total	4 689 513 585	213 219 145	1 120 473 365	1 333 692 509	5 080 191 175

⁽¹⁾ O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2015 é de 1 705 milhões de euros. Em 2015 serão amortizados 193,8 milhões de euros relativos a este montante.

0.3.5 PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

As previsões de evolução da procura de energia elétrica adotadas pela ERSE para 2015 têm como base a informação das previsões enviadas pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos por nível de tensão, às quotas de consumo do mercado liberalizado, ao nível de perdas nas redes, bem como a análise realizada pela ERSE aos dados mais recentes do consumo de energia elétrica, às tendências do

mercado liberalizado e aos indicadores sociais e económicos com impacto na procura de energia elétrica.

No Quadro 0-16 apresentam-se os fornecimentos por nível de tensão considerados em tarifas de 2015 e a sua variação face aos valores do cálculo tarifário do ano anterior, constatando-se um acréscimo de 0,2% na previsão da procura de energia elétrica para o total dos fornecimentos do CUR e dos comercializadores em mercado.

Quadro 0-16 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2014	Tarifas 2015	$\Delta\%$ T2015 / T2014
Fornecimentos CUR + ML	44 533	44 617	0,2%
MAT	2 192	2 148	-2,0%
AT	6 395	7 032	10,0%
MT	13 636	13 978	2,5%
BTE	3 304	3 335	1,0%
BTN	19 006	18 124	-4,6%

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa apontam para uma recuperação da atividade económica em 2014, embora existam riscos de abrandamento da atividade no segundo semestre. As previsões de crescimento para 2015 são mais otimistas, em linha com o projetado para a área do euro. Numa análise setorial, verifica-se que o desempenho positivo de alguns setores da indústria nacional deverá manter-se e confirma-se a estabilização das exportações num nível elevado, que se prevê possa contribuir para a manutenção ou mesmo acréscimo do consumo de energia elétrica.

Por outro lado, a procura interna também deverá recuperar em 2014 e 2015, embora o reflexo nos consumos domésticos de eletricidade não deva ser notório, por existirem fatores estruturais, como sejam a promoção da eficiência no consumo e a elevada carga fiscal sobre a eletricidade para o consumidor final, que manterão a pressão para a descida do consumo neste segmento.

Neste contexto, o consumo referido à emissão estimado pela ERSE para o ano de 2014 considera uma subida de 0,5% face ao ocorrido no ano de 2013, justificado pelo crescimento nos níveis de tensão mais elevados (MAT e AT). Para 2015, a ERSE assumiu que a tendência de crescimento se manterá ou acentuar-se-á, prevendo um crescimento de 0,8% para 49,8TWh, consumo que se situa ligeiramente acima das últimas previsões feitas pelas empresas reguladas. Importa contudo referir que, apesar dos sinais mais recentes serem positivos quanto à recuperação do consumo de energia elétrica, a conjuntura social ainda aparenta ser desfavorável e persistem alguns dos fatores de incerteza, que caracterizaram os últimos anos, e que poderão alterar as tendências referidas.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Sumário Executivo

No que respeita à evolução da liberalização do mercado retalhista em Portugal Continental, assinala-se a continuidade do ritmo elevado de transição de clientes para mercado nos meses já decorridos de 2014, que se deverá manter durante o ano de 2015.

Relativamente à Região Autónoma dos Açores, as estimativas para 2014 consideram um decréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago em 2014 e 2015, respetivamente de -0,5% e -1,1%. Estas previsões acentuam a forte queda do consumo verificada desde 2010, que se associam ao reflexo que a crise económica do país teve nesta região autónoma.

No que diz respeito à Região Autónoma da Madeira, prevê-se uma retoma do consumo de energia elétrica a partir de 2014, acentuando-se a tendência de subida em 2015. Esta previsão está em linha a previsão de retoma da economia regional para esse período, que havia sido fortemente afetada pela conjuntura económica desfavorável a nível nacional em 2012 e 2013.

0.3.6 PROVEITOS POR ATIVIDADE EM 2015

O Quadro 0-17 sintetiza os proveitos a recuperar em 2015, por atividade, em Portugal continental.

Quadro 0-17 - Proveitos a recuperar em Portugal continental em 2015

Unidade: 10⁶ EUR

Tarifas 2015	Proveitos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2015, previstos em 2014 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2015 (6) = (3) - (4) + (5)
REN Trading	149 138		0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (C/EEAC)	149 138	-149 138 (GGS)	0			0
REN	420 621		569 759	0	0	569 759
Gestão Global do Sistema (GGS)	161 112	149 138 (C/VEEAC)	310 250			310 250
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	259 509		259 509			259 509
EDP Distribuição	3 468 523	-569 759	2 898 764	85 646	-27 059	2 786 058
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 172 987		1 172 987			1 172 987
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 295 536	-569 759 (GGS + TEE)	1 725 777	85 646		1 640 131
Tarifa Social					-27 059	-27 059
EDP Serviço Universal (CUR)	2 067 744	-1 802 497	265 247	-85 646	0	350 893
Compra e Venda de Energia Eléctrica	1 440 094	-1 225 657	214 437	-108 523		322 960
Compra e Venda de Energia Eléctrica FRE (C/VEE FRE)	1 225 657	-1 225 657 (Sobrecusto da FRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (C/VEE FC)	214 437		214 437	-108 523		322 960
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	576 840	-576 840 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	50 810		50 810	26 372		24 438
Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória				-3 494		3 494
			3 733 769	0	-27 059	3 706 710

O Quadro 0-18 sintetiza os proveitos permitidos em 2015, por atividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-18 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas, em 2015

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos por atividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2015 (3) = (1) - (2)
EDA	163 772	50 359	113 413
Actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	124 953	37 241	87 712
Actividade de Distribuição de Energia Elétrica	31 527	7 921	23 605
Actividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 293	5 197	2 095
EEM	166 946	36 792	130 154
Actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	122 774	23 629	99 145
Actividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 118	10 344	28 774
Actividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 054	2 819	2 235
Total nas Regiões Autónomas	330 718	87 151	243 568

0.4 PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

No início do novo período de regulação 2015 a 2017, a ERSE procede à revisão das metodologias de regulação e à definição dos parâmetros de regulação a aplicar a cada uma das atividades reguladas com impacto direto nos custos de exploração e de investimento reconhecidos. Os parâmetros definidos são: o custo de capital, as bases de custo para 2015, os indutores de custo e as metas de eficiência a aplicar em 2016 e 2017. Uma análise mais detalhada deste tema encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”. A definição dos parâmetros diretamente associados aos custos de exploração (OPEX⁷) das atividades reguladas e aos custos de referência da atividade de comercialização beneficiou, pela primeira vez, do trabalho desenvolvido no âmbito de um protocolo de cooperação estabelecido entre a ERSE e a Faculdade de Economia da Universidade do Porto.

CUSTO DE CAPITAL

A definição do custo de capital no anterior período regulatório foi determinada num ambiente de incerteza e instabilidade financeira em que o regulador ponderou um conjunto de vetores de decisão, nomeadamente a introdução de um mecanismo de indexação deste parâmetro. Na definição do custo de capital, o regulador tem em conta não só a garantia do equilíbrio económico e financeiro das empresas quando geridas de forma eficiente, como também a estabilidade regulatória e o controlo do risco para os consumidores e para as empresas.

⁷ Operational Expenditure, que de modo geral correspondem aos custos de exploração

Tendo em conta a continuação da existência dos riscos e da incerteza na economia portuguesa e europeia, as alterações face ao anterior período não são muito significativas, sendo as mais relevantes as seguintes:

1. Alteração do indexante para determinação do custo de capital das atividades reguladas durante o período regulatório 2015-2017, passando a utilizar-se as *yields* das OTs a 10 anos (em substituição dos CDS⁸). Mantém-se, assim, a indexação do valor do custo de capital base à evolução dos mercados.
2. Considerou-se um beta da dívida igual a zero tendo-se considerado, no entanto, um beta do capital próprio ajustado⁹.

Para o ano de 2015, a ERSE aplicará um custo de capital nominal, antes de impostos, de 6,40% para remunerar o ativo da atividade de Gestão Global do Sistema e o ativo valorizado a custos reais da atividade de Transporte de Energia Elétrica. Para os ativos valorizados a custos de referência da atividade de Transporte de Energia Elétrica é adicionado um *spread* de 0,75 pontos percentuais, perfazendo um custo de capital nominal, antes de impostos de 7,15%.

Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, a ERSE aplicará um custo de capital nominal, antes de impostos, de 6,75%¹⁰. Para os ativos em redes inteligentes considera-se a remuneração do ativo regulado (RoR) adicionado de um prémio de 1,0 pontos percentuais.

Nas Regiões Autónomas, e à semelhança dos períodos regulatórios anteriores, a ERSE mantém a mesma metodologia de equiparação do custo de capital a aplicar a cada uma das atividades das empresas insulares com as atividades equivalentes do Continente. Deste modo, à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema será aplicada o custo de capital das atividades de Gestão Global do Sistema e de Transporte de Energia Elétrica do Continente e para as atividades de Distribuição de Energia Elétrica e de Comercialização de Energia Elétrica, o custo de capital da atividade de Distribuição de Energia Elétrica do Continente.

Atendendo a que o custo de capital deve ser “*forward-looking*”, foi dada continuidade ao implementado no período regulatório anterior, e também para o setor do gás, desenvolvendo-se um mecanismo de indexação que permite refletir a evolução da conjuntura económica e financeira futura, e deste modo compensar os riscos dos capitais próprio e alheio. No presente período regulatório, 2015-2017, optou-se pela indexação do custo do capital às OT em vez dos CDS.

⁸ *Credit Default Swaps*

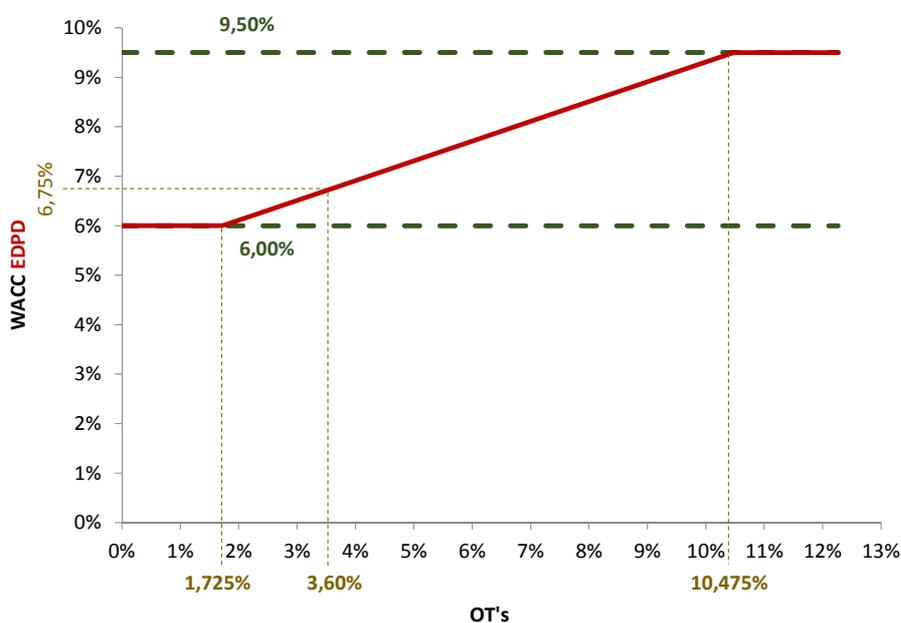
⁹ $\text{Beta ajustado} = (2/3 * \text{Raw Beta} + 1/3 * 1)$

¹⁰ Taxa igualmente aplicada à atividade de Comercialização de Energia Elétrica exercida pela EDP SU.

A atualização do RoR far-se-á com base na evolução das cotações médias diárias das OT da República Portuguesa a 10 anos publicadas pelo Banco de Portugal durante o período compreendido entre o mês de outubro do ano anterior, até ao mês de setembro do ano de aplicação das tarifas. Também a par do definido para o anterior período regulatório, e do que existe no gás, o mecanismo apresenta um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*).

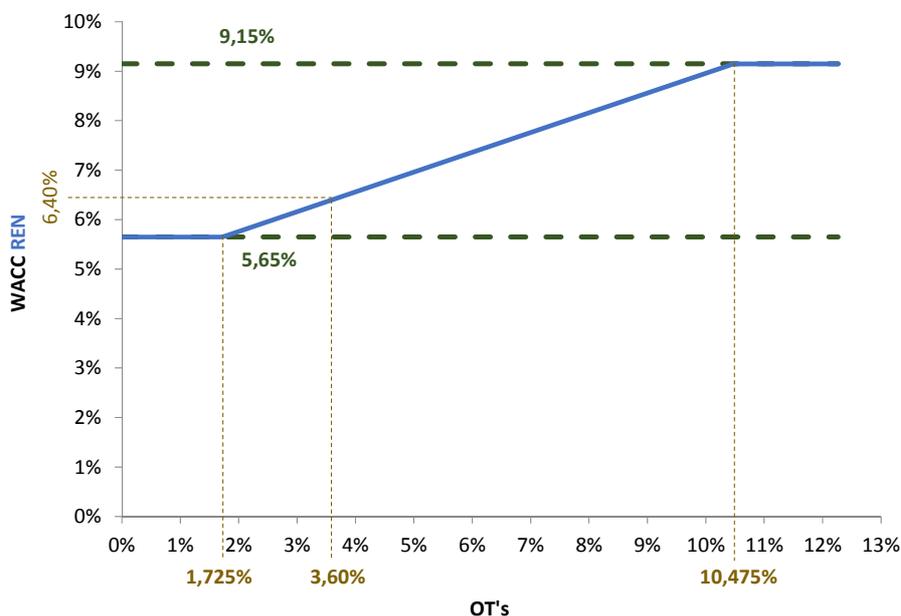
As figuras seguintes esquematizam a metodologia de indexação da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e das atividades de Transporte de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema do Continente.

Figura 0-4 - Metodologia de indexação na atividade de Distribuição de Energia Elétrica



Fontes: ERSE, Banco de Portugal, Reuters

Figura 0-5 - Metodologia de indexação nas atividades de Transporte de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema



Fontes: ERSE, Banco de Portugal, Reuters

ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Na atividade de Transporte de Energia Elétrica, com o objetivo de promover um comportamento mais eficiente por parte do operador da rede de transporte, foi implementado, no período regulatório de 2009-2011, um modelo de regulação assente num sistema de incentivos que se prolongou no período regulatório de 2012-2014. Após avaliação do desempenho do operador da rede de transporte ao longo desses dois períodos regulatórios, a ERSE entendeu manter a mesma forma de regulação, ao nível do OPEX, num modelo assente em custos incrementais. O objetivo é o de conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho, dando-lhe mais liberdade e maior responsabilidade de atuação.

A definição do nível de eficiência a aplicar à atividade de Transporte de Energia Elétrica assentou na análise de desempenho da empresa face às metas de eficiência exigidas e num estudo de *Benchmarking* efetuado entre 2012 e 2013 para um conjunto de 21 Operadores da Rede de Transporte Europeus, designado por “E3GRID2012 – European TSO Benchmarking Study” publicado em julho de 2013¹¹.

As análises efetuadas permitiram concluir que: (i) nos anos de 2012 e de 2013, a REN cumpriu a meta de eficiência estabelecida, reduzindo substancialmente a sua base de custos, (ii) o estudo de

¹¹ Este estudo foi efetuado pela Frontier, Consentec e Sumicsid. A versão pública pode ser visualizada em: <https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=11518>

benchmarking conduzido pelo projeto E3GRID2012 confirma a melhoria da eficiência relativa da REN comparativamente com o estudo anterior conduzido no âmbito do projeto E3GRID2009. Assim:

- Reavaliou-se a base de custos para 2015, considerando como referência a média dos custos reais auditados de 2012 e de 2013. Na transposição dos custos de 2012/2013 para 2015 considerou-se a eficiência definida para o período de regulação 2012-2014;
- Mantiveram-se os indutores de custos utilizados nos períodos regulatórios anteriores, (i) variação dos quilómetros de rede e (ii) variação do número de painéis em subestações, por se considerar que os mesmos refletem adequadamente o nível de atividade da empresa;
- Reviu-se em baixa o nível de eficiência para níveis próximos dos considerados para o progresso tecnológico, 1,5%.

No que diz respeito ao mecanismo de valorização dos investimentos na rede de transporte, o Quadro 0-19 apresenta os parâmetros a aplicar no período de regulação 2015-2017.

Quadro 0-19 - Parâmetros a aplicar no mecanismo de custos de referência

	2014	2015	2016	2017
Parâmetro que delimita as zonas de eficiência dos investimentos (α)	10%	10%	10%	10%
Prémio na taxa de remuneração de ativos em fim de vida útil (r_{fms})	1,50%	0,75%	0,75%	0,75%
Fator de eficiência para custos de referência em subestações (X_{SUB})	1,50%	3,00%	3,00%	3,00%
Fator de eficiência para custos de referência em linhas (X_{LIN})	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
Taxa referente aos custos de estrutura e gestão de referência (r_{CEG})	9,46% ^[1]	7,22%	Depende do investimento do ano a custos diretos e do XCEG	
Fator de eficiência para custos de estrutura e gestão de referência (X_{CEG})			2,00%	2,00%

Além da definição destes parâmetros, resumem-se de seguida as principais alterações introduzidas no mecanismo de custos de referência:

- Aplicação de metas de eficiência diferentes sobre os custos de referência das tipologias de investimento em subestações e em linhas;
- Alteração da fórmula de cálculo do valor do ativo aceite em obras com rácio $C_{ref}/C_{real} > 1 + \alpha$;
- Remoção da condição de atipicidade nas obras em subestações anteriores a 2006
- Introdução de fator de eficiência nos custos de estrutura e gestão implícitos no mecanismo;
- Retificação da fórmula de atualização dos encargos financeiros;
- Possibilidade de introdução de novas tipologias no início de cada período regulatório, após proposta da empresa e decisão da ERSE.

No que diz respeito ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil, face aos seus elevados benefícios, a ERSE optou por mantê-lo em vigor para Linhas e Transformadores de potência totalmente amortizados aumentando o parâmetro do incentivo de 50% para 85%.

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Na atividade de distribuição de energia elétrica manteve-se a regulação do tipo *price cap* aplicada ao OPEX e custos aceites ao nível do CAPEX. Reavaliou-se a base de custos para 2015, considerando-se os custos reais e auditados de 2013. Na transposição dos custos de 2013 para 2015 considerou-se a eficiência definida para o período de regulação 2012-2014.

Para além da análise de desempenho da empresa face às metas de eficiência exigidas para o período regulatório, para a definição do nível de eficiência, foi efetuado um *benchmarking*.

Das diferentes análises efetuadas conclui-se que: (i) a EDP Distribuição tem vindo a reduzir os seus custos, (ii) os custos reais têm-se aproximado dos custos aceites pelo regulador, (iii) os resultados dos estudos de *benchmarking* revelam que a empresa está muito próxima do nível de eficiência e (iv) o valor mínimo de eficiência poderá situar-se entre 1,3%, relativamente ao progresso tecnológico decorrente da análise da empresa, e 2,6%, equivalente à mediana da amostra considerada. Face ao exposto considera-se uma meta de eficiência de 2,5%.

Relativamente aos indutores, manteve-se como indutores de custo a energia distribuída e o número de clientes, eliminou-se a energia injetada na rede e introduziu-se a extensão de rede. Este último indutor será aplicado apenas na rede AT/MT em substituição do número de clientes. Assim, a componente fixa representa um peso de 20%, a energia distribuída representa 40%, o número de clientes representa 40% da base de custos da rede BT e os km de rede representam 40% da base de custos da rede AT/MT.

ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE E NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Na atividade de comercialização de energia elétrica manteve-se uma regulação por incentivos ao nível do OPEX, procurando-se harmonizar as metodologias regulatórias entre as três empresas comercializadoras.

No que respeita à EDP SU, mantém-se uma regulação por *price-cap*. Relativamente às RAs, para além de se manter uma regulação por *price-cap* ao nível do OPEX, continua-se a aplicar uma metodologia regulatória de custos aceites ao nível do CAPEX.

A harmonização na metodologia de cálculo do OPEX na atividade de comercialização consubstanciou-se na uniformização das rubricas elegíveis para apuramento da base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência, bem como no alinhamento dos valores aceites pela ERSE com os custos de referência

definidos para a atividade comercialização de energia elétrica Assim, reavaliou-se a base de custos controláveis para 2015, considerando-se os custos reais e auditados de 2013 para as três empresas. Na transposição dos custos de 2013 para 2015 consideraram-se os parâmetros definidos o período de regulação 2012-2014.

Foi reavaliada a repartição entre componente fixa e componente variável da base de custos controláveis. No caso da EDP SU aplica-se agora uma ponderação de 25% aos custos fixos e 75% aos custos variáveis, por forma a promover o progressivo escalonamento da sua estrutura de custos. Nas RAs a repartição manteve-se inalterada, repartindo-se equitativamente as componentes fixa e variável.

A harmonização nas práticas regulatórias passou também por uma uniformização dos indutores de custos definidos, sendo aplicado como *driver* de atividade das três empresas o número médio de clientes, considerado como o indicador mais indicado e auditável.

Por fim, reavaliaram-se as metas de eficiência a aplicar, tendo em conta o desempenho das empresas ao longo dos últimos anos. As conclusões obtidas culminaram com a proposta de uma meta de eficiência de 3,5% para a atividade de CEE desenvolvida pelas três empresas, pese embora explicada por razões distintas entre Continente e RAs.

ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA E DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Nas Regiões Autónomas foram definidos os parâmetros para as atividades reguladas, Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE).

Após avaliação do desempenho da EDA e da EEM, a ERSE decidiu manter, ao nível das atividades de AGS e de DEE, as formas de regulação, assentes em *revenue cap* para a AGS e em *price cap*, para a DEE e neste caso, mantiveram-se os indutores de custos, (i) número médio de clientes e (ii) energia distribuída.

As bases de custo para o período regulatório 2015-2017, nas atividade de AGS e de DEE tiveram como referência a média dos custos reais auditados de 2012 e de 2013, atualizados para 2015 com o nível de eficiência definida para o período de regulação 2012-2014.

A análise do desempenho das duas empresas ao nível de cada atividade permitiram proceder à fixação dos fatores de eficiência a aplicar no período regulatório 2015-2017:

- EDA
- a) AGS - De modo a garantir o esforço da empresa de diminuição dos custos que têm vindo a crescer e tendo em conta que a base de custos foi revista para a média dos valores reais de 2012 e 2013,

aumentou-se o grau de exigência não deixando de ter em conta as condicionantes as especificidades da região. Deste modo a meta de eficiência é fixada em 3,5%;

- b) DEE – Para permitir que a empresa tenha incentivo em diminuir os seus custos, podendo beneficiar dos ganhos daí resultantes, decidiu-se diminuir, ligeiramente, a meta de eficiência de cerca de 2,48% para 2%.
- EEM
- c) AGS - De modo a incentivar a empresa à diminuição dos custos tendo em conta que a base de custos foi revista em baixa, a ERSE reduz o fator de eficiência a aplicar no período regulatório 2015-2017 para 2%.
- d) DEE – A base de custos para o período regulatório 2015-2017 foi ajustada, ligeiramente em alta, em função da média dos custos reais de 2012 e de 2013 acrescida dos custos com a frota automóvel, que anteriormente era aceites fora do mecanismo de *price cap*. Face ao desempenho da empresa importa deixar alguma margem para o próximo período regulatório. No entanto, observou-se que continua a existir um diferencial importante entre os valores alcançados pela empresa e os valores objetivos da ERSE. Assim, reviu-se em baixa o valor da meta de eficiência, não podendo deixar de continuar a impor metas exigente, ao passar de 5% para 4%

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 2015 e Parâmetros para o período de regulação 2015-2017”. O presente documento foi complementado por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dele 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 2015.

As tarifas para 2015 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento n.º 511/2014 de 15 de dezembro, que aprova o Regulamento Tarifário.

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 2015, têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2013, previstos para 2014 e estimados para 2015, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

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

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2015.

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 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

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 2015. 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 2015.

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

No capítulo 6 são apresentados os preços dos serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço para vigorarem em 2015.

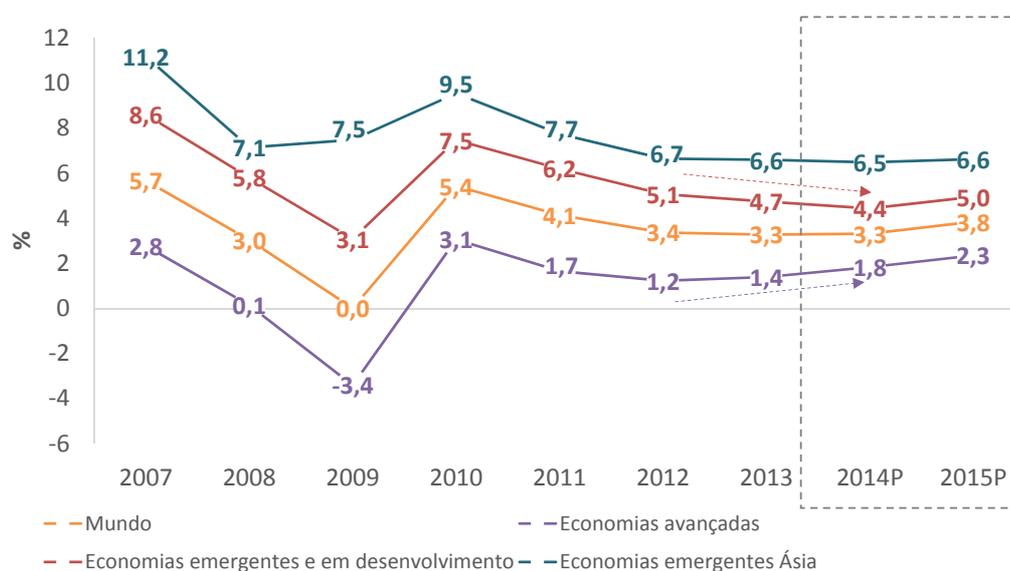
Por último, no capítulo 7 é feita uma análise do impacte das principais decisões tomadas.

2 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL

2.1 ECONOMIA MUNDIAL

O ano de 2013 caracterizou-se por um crescimento do PIB mundial de 3,3%, ligeiramente inferior a 2012 (3,4%)¹². Esta desaceleração marginal da atividade mundial foi consequência do abrandamento verificado nas economias emergentes e em desenvolvimento (4,7% em 2013, face a um crescimento de 5,1% no ano anterior), tendo as economias avançadas contribuído de forma positiva para que essa desaceleração não fosse mais acentuada, com um crescimento de 1,4% em 2013 por comparação com um crescimento de 1,2% em 2012.

Figura 2-1 - Crescimento real do PIB



Fonte:FMI

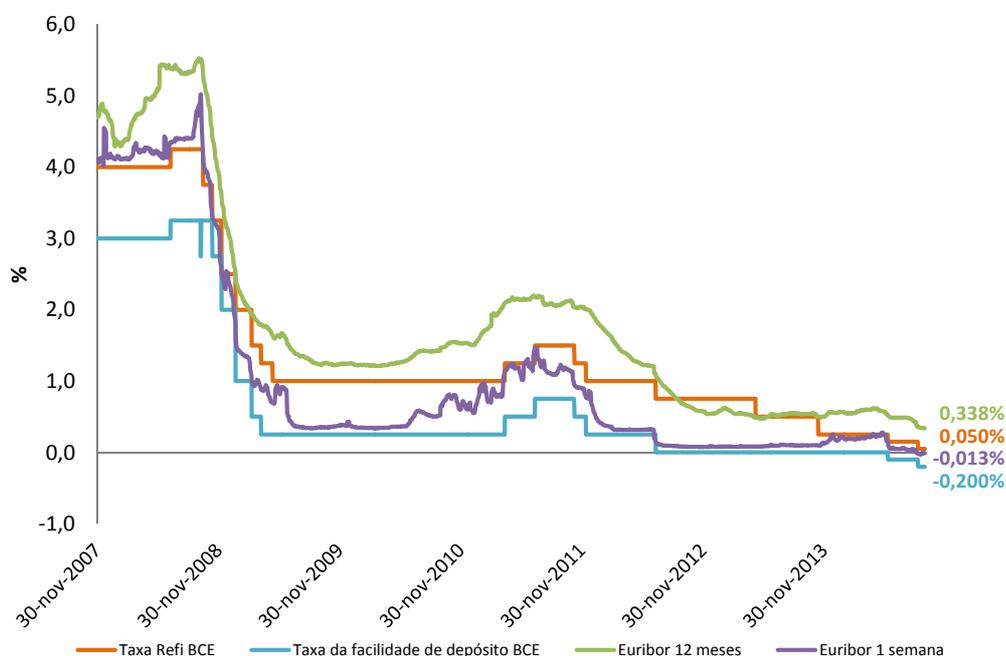
Para o corrente ano, o FMI prevê uma estabilização do crescimento do PIB mundial em 3,3%, à qual está subjacente uma diminuição do diferencial entre as taxas de crescimento das economias avançadas e das economias emergentes e em desenvolvimento (ver Figura 2-1). Contudo, esse movimento de convergência tem implícita uma divergência crescente entre EUA e Zona Euro. A revisão das previsões do FMI para o corrente ano vieram reforçar este cenário de divergência crescente entre a conjuntura e o *outlook* dos EUA e a Zona Euro. As previsões do crescimento real do PIB para 2014 foram revistas em alta para os EUA, para 2,2% (0,5 p.p.¹³ acima da previsão de julho de 2014), apesar do FMI considerar

¹² FMI, “*World economic Outlook*”, outubro/2014.

¹³ Pontos percentuais

que o crescimento dos EUA na primeira metade do ano foi menor do que o esperado por efeito de uma acentuada queda do crescimento das exportações. Para a Zona Euro, o FMI reviu as previsões em baixa, para 0,8% (-0,3 p.p. em relação à previsão de julho de 2014). Esta divergência de *outlook* entre EUA e área de Euro, conjugada com uma possível alteração da política monetária do Fed e com uma política monetária mais restritiva antes do esperado em 2015, poderá contribuir para uma tendência de apreciação do Dólar face ao Euro. Adicionalmente, a economia da área do Euro continuará a estar condicionada por riscos geopolíticos e pressões desinflacionistas, enquadrada num cenário de taxas de juro historicamente baixas, tendo algumas taxas registado níveis atípicos, com valores negativos (ver figura *infra*).

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



Fonte: Reuters

Para 2015, tendo por referência as mais recentes previsões do FMI de outubro de 2014, a evolução da economia mundial deverá acelerar para 3,8%. Esta tendência decorre tanto da evolução prevista para as economias avançadas, 2,3%, como da evolução prevista para as economias emergentes e em desenvolvimento, de 5,0%. Continuará, no entanto, a divergência entre a área do Euro e os EUA, para os quais se espera um crescimento do PIB de 1,3% e de 3,1%, respetivamente. Esta divergência crescente entre EUA e Zona Euro também se encontra espelhada nas expectativas sobre política monetária. Embora se espere que a taxa de juro de referência do Fed se mantenha próximo de zero por um prolongado período de tempo, existem expectativas quando a um possível aumento da taxa de *fed funds* no final de 2015, o que iria acentuar a tendência de depreciação do Euro face ao Dólar.

As economias com previsão de crescimento mais sólido em 2015, segundo o mesmo organismo, no grupo de economias desenvolvidas, serão o Canadá (2,5%), a Noruega (1,9%), a Suécia (2,7%) e o Reino Unido (2,7%). Em relação às economias emergentes e em desenvolvimento, os países para os quais se prevê um crescimento mais robusto em 2015 são os países da Ásia emergente e em desenvolvimento (6,6%), dos quais se destaca a China (7,1%). O FMI considera, todavia, este crescimento moderado, assinalando que a economia chinesa se encontra em transição para um crescimento mais sustentado, depois de ter observado taxas de crescimento bastante elevadas nos últimos anos (2010: 10,4%, 2011: 9,3% e 2013: 7,7%).

2.2 ECONOMIA PORTUGUESA

Em 2013, a atividade económica portuguesa, ainda condicionada pelo Programa de Assistência Económica e Financeira, contraiu-se de forma menos expressiva do que no ano anterior, com uma quebra do PIB de -1,4% (-3,3% em 2012). Como se pode observar na Figura 2-3.

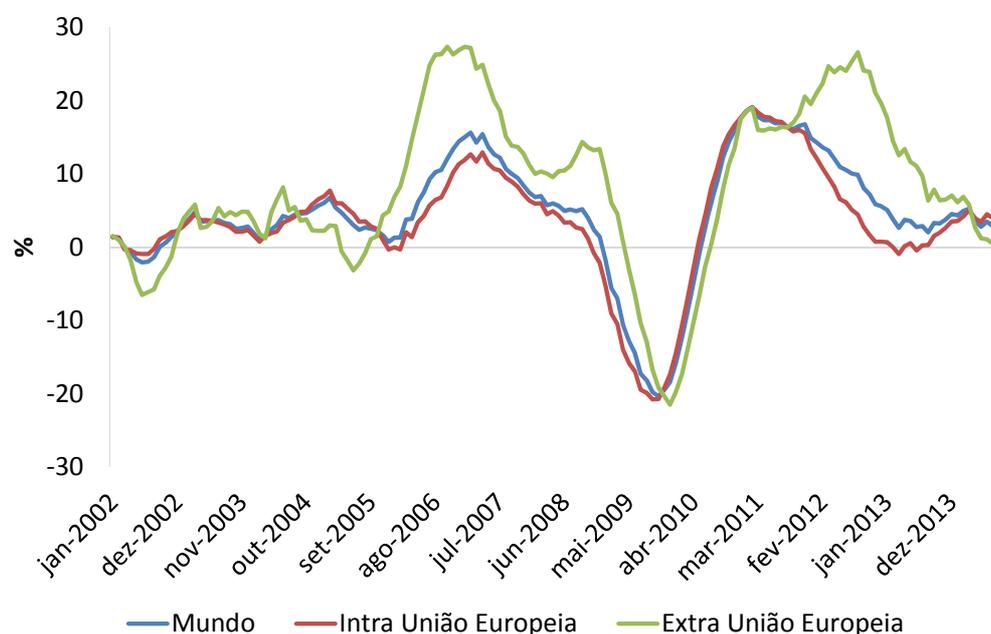
Figura 2-3 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



Fonte: ERSE, INE e Banco de Portugal (previsões)

Para esta contração da economia em 2013 contribuiu, de forma muito significativa, a diminuição da procura interna, em particular a queda do investimento de 6,6%. A contrariar este andamento, contribuindo para anular esta quebra na procura interna (com um contributo de 2,4 p.p), as exportações portuguesas registaram um crescimento de 6,4% em 2013. Este crescimento das exportações em 2013 foi suportado pelas exportações com destino à União Europeia (UE), tendo as exportações com destino aos países Extra-UE observado uma brusca desaceleração desde meados de 2012 (ver figura *infra*).

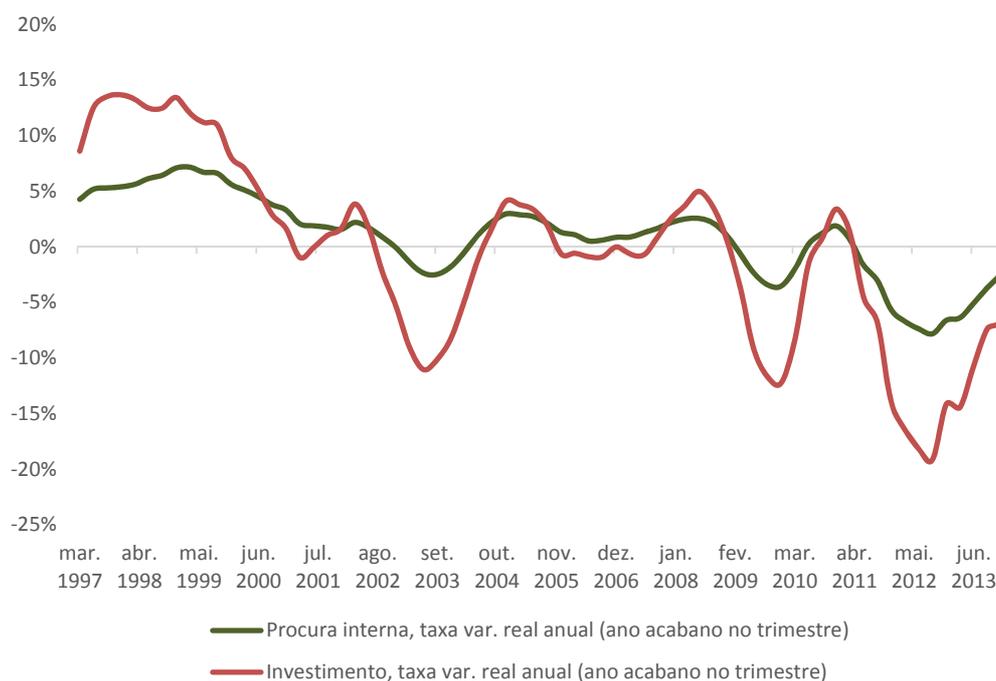
Figura 2-4 - Crescimento das exportações portuguesas de bens



Fonte: INE

Em 2014, a economia portuguesa ficou marcada pelo fim do Programa de Assistência Económica e Financeira em maio de 2014, com a recuperação do acesso aos mercados de financiamento. O Banco de Portugal (BdP) e o FMI reviram em baixo as previsões para o crescimento de Portugal para o conjunto do ano de 2014 (ver Figura 2-8) para 0,9% e 1,0%, respetivamente (-0,2 pontos percentuais em ambos os casos). Na previsão do Banco de Portugal está implícita uma ligeira recuperação da atividade no segundo semestre de 2014 sustentada na procura interna, com revisões em alta do crescimento do consumo privado, com um crescimento previsto para o conjunto do ano de 1,9% (a anterior previsão do BdP, em julho de 2014, era de 1,4%) e do investimento, com uma revisão da previsão dos anteriores 0,8% para uma previsão atual de 1,6%. Na Figura 2-5 podemos observar a evolução da procura interna e do investimento, onde se salienta a recuperação da procura interna, suportada numa recuperação do investimento neste primeiro semestre de 2014.

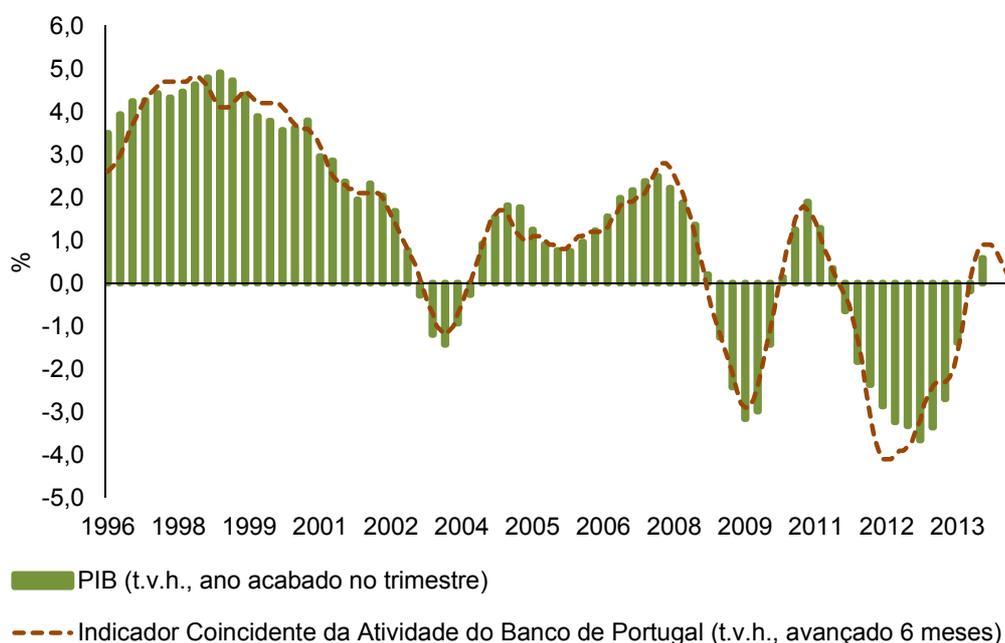
Figura 2-5 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e segundo trimestre de 2014



Fonte: ERSE, INE

No entanto, para o segundo semestre de 2014, alguns indicadores mais recentes revelam sinais em sentido contrário ao registo mais positivo da primeira metade do ano, com riscos negativos para o crescimento da economia portuguesa para este segundo semestre. A atividade e a confiança revelam alguns sinais de moderação nesta segunda metade do ano, em função do arrefecimento da atividade na área do Euro e da instabilidade no sector financeiro doméstico. Este risco de abrandamento da economia portuguesa é reforçado pelo indicador coincidente de atividade do Banco de Portugal que indicia, com um *lead* de 6 meses, uma possível quebra para os dois trimestres finais do corrente ano (ver figura *infra*). Para este abrandamento também está a contribuir a desaceleração do crescimento das exportações, como referido anteriormente (ver Figura 2-4). No entanto, existem sinais positivos para este indicador. Neste cenário de arrefecimento da área do Euro e de desaceleração das exportações, dois dos principais parceiros de Portugal em termos de comércio internacional, Espanha e Alemanha, apresentam, segundo as previsões do FMI, crescimentos acima da área euro, quer em 2014, quer em 2015. Neste contexto torna-se ainda mais relevante o facto, referido anteriormente, relativamente à importância crescente do contributo das exportações portuguesas para países da União Europeia, tendo em conta que, na heterogeneidade prevista para o crescimento das economias dos Estados Membros, estes dois parceiros são países com crescimentos acima do conjunto da área do Euro, podendo sustentar o crescimento previsto das exportações portuguesas.

Figura 2-6 - Economia Portuguesa: PIB e indicador coincidente de atividade do Banco de Portugal entre 1997 e segundo trimestre de 2014

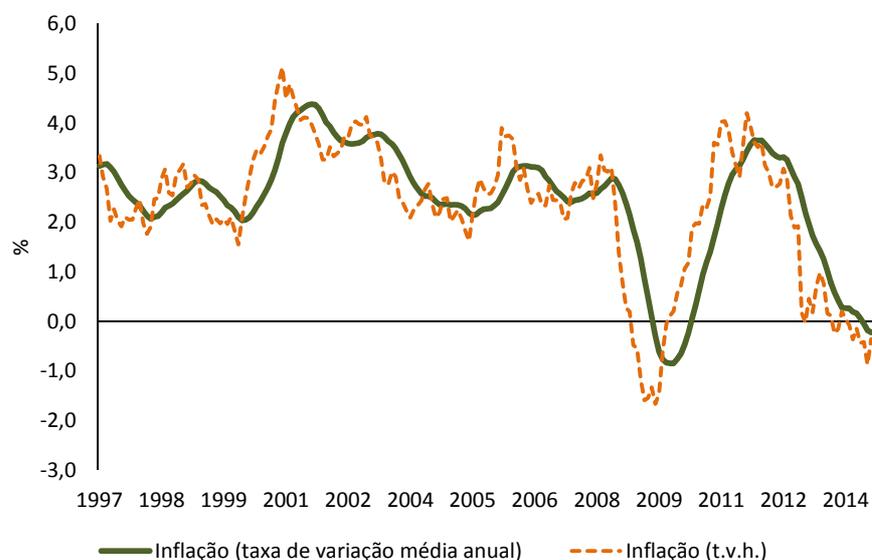


Fonte: ESRE, INE

As previsões para a economia portuguesa para 2015, tanto do Banco de Portugal, como do FMI são de recuperação, com um crescimento previsto de 1,5%, acima do conjunto de países da área do Euro. Esta recuperação tem subjacente uma previsão, segundo o Banco de Portugal, de um crescimento robusto das exportações, de 6,1% e do investimento, de 3,7%, como se pode observar na Figura 2-8.

A evolução da economia portuguesa para 2015 irá estar condicionada, de forma acentuada, por alguns riscos mais específicos do mercado europeu. Neste aspeto é importante destacar que a evolução da economia europeia irá estar condicionada, entre outros fatores, pelos riscos geopolíticos e incerteza gerada pela crise na Ucrânia, pelo impacto do embargo lançado por Moscovo contra alguns produtos europeus e pelas pressões deflacionistas na Zona Euro (a inflação homóloga na área do Euro diminuiu de 0,4% para apenas 0,3% em setembro, o nível mais baixo desde outubro de 2009). Convém salientar, relativamente a este último indicador, que as previsões da inflação para Portugal, segundo o Banco de Portugal (Figura 2-8), irá ser de 1,0% em 2015, depois de uma estagnação de preços prevista para o corrente ano, tendo já registado valores negativos no início do segundo semestre de 2014 (ver Figura 2-7), confirmando as pressões deflacionistas existentes também para a economia portuguesa.

Figura 2-7 - Inflação em Portugal



Fonte: ERSE, INE

Neste contexto, a economia portuguesa irá ver o seu crescimento em 2015 condicionado pelo fraco crescimento da área do Euro, com base num crescimento bastante heterogéneo entre os Estados-Membros, pelos riscos geopolíticos, continuando condicionada, à semelhança dos anos anteriores, à necessidade de consolidação orçamental, num ano de eleições legislativas. Um risco adicional que poderá condicionar a economia portuguesa é o de possível restrição do crédito à economia, por via da instabilidade financeira do setor, num contexto de taxas de juro muito baixas e pressões deflacionistas. Neste cenário, em conjugação com o elevado nível de endividamento dos países e um fraco crescimento (nominal) das economias, o ano de 2015 irá revelar-se um enorme desafio para os agentes económicos.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Enquadramento macroeconómico e setorial

Figura 2-8 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2013 e previsões para 2014 e 2015

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

	2013	2014 ^P	2015 ^P	2014 - Previsões					2015 - Previsões				
	INE e Banco de Portugal	Média das previsões	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	Comissão Europeia	OCDE	Ministério das Finanças	Banco de Portugal	FMI	Comissão Europeia	OCDE	Ministério das Finanças
PIB	-1,4	1,1	1,5	0,9	1,0	1,2	1,1	1,2	1,5	1,5	1,5	1,4	1,5
Consumo privado	-1,4	0,9	1,0	1,9	n.d.	0,7	0,4	0,7	1,5	n.d.	0,8	0,7	0,8
Consumo público	-2,0	-1,5	-1,6	-0,7	n.d.	-1,6	-2,0	-1,6	-1,4	n.d.	-1,5	-2,1	-1,5
Investimento	-6,6	2,9	3,5	1,6	n.d.	3,3	3,3	3,3	3,7	n.d.	3,8	2,8	3,8
Exportações	6,4	4,8	5,6	3,7	4,3	5,7	4,5	5,7	6,1	5,6	5,7	5,1	5,7
Importações	3,6	4,4	4,1	6,4	4,3	4,1	3,3	4,1	4,8	4,2	4,2	3,1	4,2
Inflação*	0,4	0,1	0,9	0,0	0,0	0,4	-0,3	0,4	1,0	1,1	1,1	0,4	1,1
Deflador do PIB	2,3	0,8	1,0	n.d.	0,7	0,7	1,1	0,7	n.d.	0,9	1,1	1,1	0,9
Balança de Bens e Serviços (% PIB)	1,7	1,1	2,2	1,6	n.d.	n.d.	0,6	n.d.	3,0	n.d.	n.d.	1,3	n.d.
Balança Corrente e de Capital (% do PIB)	2,5	3,2	4,2	2,2	n.d.	2,7	n.d.	4,7	4,0	n.d.	3,1	n.d.	5,4
Desemprego (% população ativa)	16,2	15,0	14,5	n.d.	14,2	15,4	15,1	15,4	n.d.	13,5	14,8	14,8	14,8

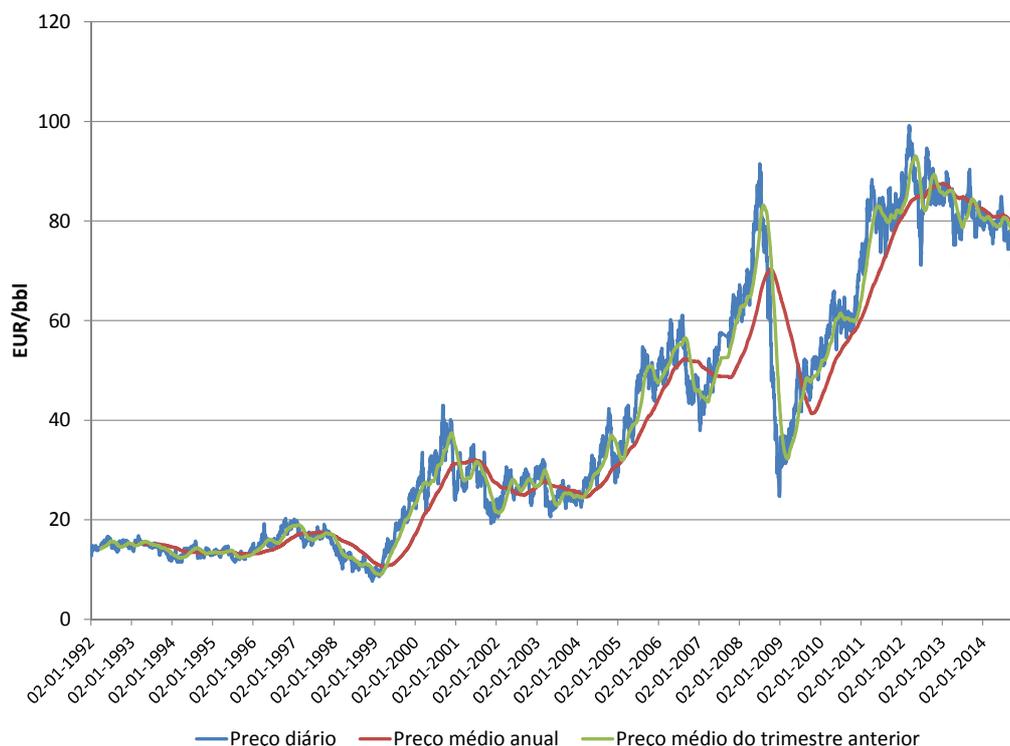
Notas: (*) Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC), exceto Ministério das Finanças (IPC); P - Previsões

Fontes: Banco de Portugal - Boletim Económico Outubro de 2014 (projeções para 2014), Boletim Económico Junho de 2014 (projeções para 2015); FMI - World Economic Outlook, outubro/2014; Comissão Europeia - Previsões económicas Primavera 2014, maio/2014; OCDE - Economic Outlook N. 95, maio/2014; Ministério das Finanças - "Documento de Estratégia Orçamental – 2014-2018", abril/2014

2.3 ENQUADRAMENTO SETORIAL

A desaceleração da atividade mundial, em especial o abrandamento verificado nas economias emergentes e em desenvolvimento, com especial relevo para o significativo arrefecimento da economia chinesa, tem contribuído para a evolução mais recente do preço do petróleo. O preço do *Brent*, depois de um período de estabilidade, entre agosto de 2012 e julho de 2014, em torno dos 80€/bbl, observou uma tendência de descida, tendo cotado nos 54 €/bbl, no início de dezembro de 2014 (ver figura *infra*). Contudo, os riscos geopolíticos existentes atualmente (Ucrânia, Rússia, Síria e Iraque) poderão constituir um fator de risco e podendo contribuir para uma possível inversão desta tendência de descida verificada recentemente.

Figura 2-9 - Evolução preço Brent (EUR/bbl) entre 1992 e 2014

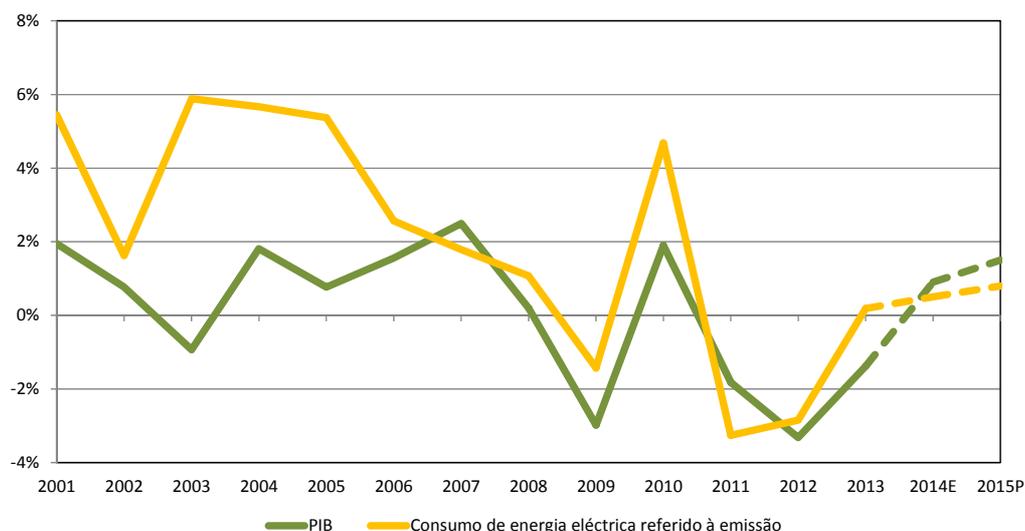


Fonte: ERSE, Reuters

Em termos de consumo de energia elétrica, podemos observar na Figura 2-10 a taxa de crescimento consumo de energia elétrica referido à emissão¹⁴, e a taxa de crescimento real do PIB entre 2001 e 2015.

¹⁴ A série do consumo referido à emissão não inclui a correção dos efeitos relacionados com a temperatura e dias úteis.

Figura 2-10 - PIB e consumo de energia eléctrica referido à emissão

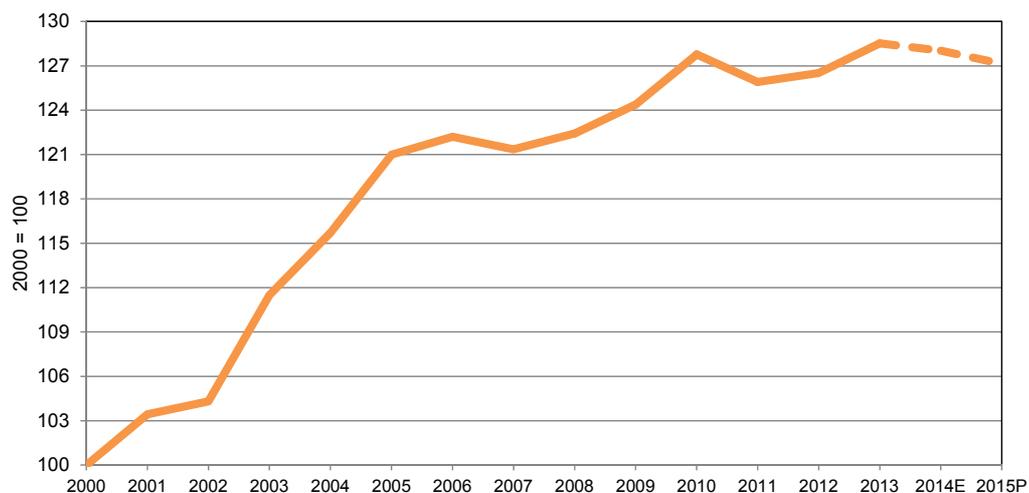


Fonte: ERSE, INE, REN, Banco de Portugal

Destaca-se da observação da figura anterior que a correlação entre o crescimento destas duas variáveis acentuou-se fortemente a partir do ano de 2007. Em 2012, a quebra no PIB (-3,3%) foi mais expressiva do que a sentida no consumo de energia eléctrica (-2,9%). Para 2015, é expectável uma recuperação da economia com um crescimento em torno de 1,5% enquanto que para o consumo referido à emissão é expectável um crescimento muito mais moderado, de 0,8%

A intensidade energética é um indicador que permite estabelecer a comparação entre o andamento da economia e o andamento do consumo de energia eléctrica. A Figura 2-11 apresenta a evolução da intensidade energética para Portugal continental entre 2000 e 2015, calculada tendo por base o consumo de energia eléctrica referido à emissão e o produto interno bruto, a preços constantes.

Figura 2-11 - Intensidade energética em Portugal continental



Fonte: ERSE, INE, REN, Banco de Portugal

Pela análise da figura verifica-se que a intensidade energética tem apresentado uma tendência crescente, com oscilações mais acentuadas nos últimos anos. Após uma forte subida entre 2002 e 2005 tem-se vindo a assistir, nos anos mais recentes, ao desacelerar do ritmo de crescimento do indicador, o que indicia um menor consumo de energia elétrica por unidade de riqueza produzida no país, prevendo-se mesmo crescimentos negativos em 2014 e 2015, de -0,4% e -0,7%, respetivamente.

3 PROVEITOS PERMITIDOS

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

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

No documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2015” definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2015 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 2013 para todas as atividades e o ano de 2014 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 2015. Adicionalmente, para 2014 e para todas as atividades analisa-se o acerto provisório do CAPEX.

Relativamente a 2013, 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 2013. Determinam-se e analisam-se as diferenças entre valores reais e os provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada atividade.

No que se refere a 2014, 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.

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

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2015-2017	Recuperação dos proveitos
REN Trading, SA Agente Comercial	Compra e Venda de Energia Eléctrica 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.	Mecanismo de otimização da gestão dos CAE	Taxa de remuneração do ativo - 6,4% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Uso Global de Sistema do ORT
REN, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte Operador da rede de transporte (ORT)	Gestão Global do Sistema	Remuneração dos ativos em exploração e custos aceites em base anual ambos ajustáveis ao fim de 2 anos com base em valores reais.	Custos com gestão do sistema Custos de interesse geral: a) Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas; b) Sobrecusto do Agente Comercial; c) Custos com a remuneração e amortização dos terrenos afetos a aproveitamentos hidroelétricos; d) Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; e) Custos de gestão do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental; f) ERSE, AdC; g) Custos com mecanismo de garantia de potência		Taxa de remuneração do ativo - 6,4% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Uso Global do Sistema do ORT
	Transporte de Energia Eléctrica	Limite máximo aos custos de exploração e custos de referência adaptados ao nível de atividade da empresa. Remuneração dos ativos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos tendo em conta o nível da atividade da empresa (km de rede e n.º de painéis) e os investimentos efetivamente ocorridos.	Custos de exploração e de investimento. Custos associados com a captação e gestão de subsídios comunitários. <i>Custos pass through:</i> Custos com as tarifas transfronteiriças. Proveitos associados ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha. Custos com a limpeza de florestas.	Incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos investimentos a integrar na rede. Incentivo à extensão da vida útil do equipamento. Incentivo ao aumento de disponibilidade da capacidade dos elementos da RNT. Incentivo à Promoção do Desempenho Ambiental.	Taxa de remuneração do ativo - 6,4% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Custos de referência - Taxa de remuneração do activo - 6,4% + 0,75% 85% da amortização final Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2012-2014	Recuperação dos proveitos
EDP Distribuição, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição em AT/MT Operador de rede de distribuição (ORD)	Distribuição de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price-cap</i> ao nível dos custos de exploração. Remuneração dos activos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos de exploração e de investimento. Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental. Incentivo à redução de perdas. Incentivo à melhoria da qualidade de serviço. Incentivo aos investimentos em rede inteligente. Limitação ao investimento excessivo em BT.	Taxa de remuneração do ativo - 6,75% Metodologia de indexação aos OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5% ao ano.	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Custos de gestão do sistema: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de UGS ao ORT Custos de interesse económico geral: a) Diferencial de custos com aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE); b) Custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC); c) Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo do DL 165/2008, de 21 de Agosto; d) Ajustamentos positivos ou negativos no âmbito da sustentabilidade de mercados; e) Rendas dos défices tarifários ao abrigo do DL 237-B/2006; f) Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT e BTE. g) Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória. h) Tarifa social.			Tarifa de Uso Global do Sistema do ORD
		Custos de transporte: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de URT ao ORT.			Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORD

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2015-2017	Recuperação dos proveitos
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 - 6,75% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Energia
	Comercialização	Regulação por <i>Price cap</i> Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis Ajustamento ao fim de 2 anos tendo em conta eventuais desvios do nível de atividade com base em custos reais.			Fator de eficiência de parâmetros de 3,5% ao ano.	Tarifa de Comercialização
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição	<i>Pass through</i> dos custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição.				

Tarifa de Venda a Clientes Finais

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2012-2014	Recuperação dos proveitos
EDA, SA Entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA)	Aquisição de Energia e Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores não vinculados da RAA. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração	Incentivo à promoção do desempenho ambiental. Incentivo à aquisição eficiente de combustível. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO ₂ .	Taxa de remuneração do ativo - 6,4% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,5% ao ano.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.		Incentivo à promoção do desempenho ambiental.	Taxa de remuneração do ativo - 6,75% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,0% ao ano.	
	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.			Taxa de remuneração do ativo - 6,75% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,5%.	
EEM, SA Entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM)	Aquisição de energia e gestão global do sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores do sistema público da RAM e a produtores não vinculados. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração	Incentivo à promoção do desempenho ambiental. Incentivo à aquisição eficiente de combustível. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO ₂ .	Taxa de remuneração do ativo - 6,4% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,0% ao ano.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.		Incentivo à promoção do desempenho ambiental.	Taxa de remuneração do ativo - 6,75% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 4,0% ao ano.	
	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.			Taxa de remuneração do ativo - 6,75% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,5%.	

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS COM IMPACTE NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O cálculo de tarifas de energia elétrica para 2015 considera diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

- Diretiva n.º 1/2014, de 3 de janeiro, altera os artigos 75.º, 76.º e 87.º e adita os artigos 117-A.º e 117-B.º do Regulamento Tarifário.
- Diretiva n.º 2/2014, de 6 de janeiro, aprova o conjunto de incentivos económicos à gestão otimizada dos centros electroprodutores detentores de CAE não cessado, neles se incluindo o incentivo à gestão dos custos associados às emissões de CO₂ desses centros electroprodutores e os incentivos a aplicar na gestão dos custos associados às emissões de CO₂ dos centros electroprodutores situados na RAA e na RAM.
- Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro, estabelece os procedimentos das receitas geradas pelos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, incluindo o plano anual de utilização das receitas e o modo de articulação do Fundo Português de Carbono (FPC) com outros organismos na alocação e utilização dessas receitas, bem como os montantes a deduzir à tarifa de Uso Global do Sistema Elétrico.
- Decreto-Lei 13/2014, de 22 de janeiro, procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 75/2012, de 26 de março, e 256/2012, de 29 de novembro, no sentido de alterar a forma de fixação do período de aplicação das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade aos clientes finais com consumos em alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE).
- Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, fixa em 31 de dezembro de 2014 a data de extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE.
- Despacho n.º 1873/2014, de 22 de janeiro, que estende o período de aplicação temporal do disposto no Despacho 12 955-A/2013, de 10 de outubro.
- Diretiva n.º 7/2014, de 10 de fevereiro, define os parâmetros no âmbito da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, que na redação da Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril, estabelece a metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial, sujeitos a repercussão quinquenal e define os valores de determinados fatores a aplicar para efeitos do alisamento quinquenal.
- Decreto - Lei n.º 32/2014, de 28 de fevereiro, procede ao diferimento da repercussão nas tarifas de energia elétrica de 2014 do montante não repercutido do ajustamento anual da compensação devida pela cessação antecipada nos contratos de aquisição de energia.

- Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, criou o Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE), determinando que as verbas desse fundo deverão ser alocadas de acordo com a seguinte ordem de prioridade: (i) cobertura de encargos decorrentes do financiamento de políticas do setor energético de cariz social e ambiental, de medidas relacionadas com a eficiência energética no montante correspondente a dois terços da receita gerada com a aplicação da contribuição, até ao limite máximo de EUR 100 000,00; e (ii) cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN, no montante remanescente.
- Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho: – introduz alterações ao Regime Jurídico da Mobilidade Elétrica, no sentido de melhorar o modelo adotado, de forma a garantir condições de sustentabilidade da atividade dos agentes de mobilidade elétrica e estimular a procura, incentivar a integração com os sistemas de energia e mobilidade, no âmbito de uma visão para a mobilidade inteligente, bem como, promover a diversidade de combustíveis alternativos do setor dos transportes em Portugal, e a expansão da rede de mobilidade elétrica às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- Decreto-Lei n.º 94/2014 de 24 de junho - estabelece a disciplina aplicável à potência adicional e à energia adicional, ao sobreequipamento e à energia do sobreequipamento de centros electroprodutores eólicos cuja energia elétrica seja remunerada por um regime de remuneração garantida.
- Portaria n.º 500/2014, de 26 de junho, estabelece a metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar ao diferimento da repercussão nas tarifas de energia elétrica de 2014 do montante não repercutido do ajustamento anual da compensação devida pela cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia, referente ao ano de 2012
- Despacho n.º 9480/2014, de 22 de julho (Gabinete do Secretário de Estado da Energia) que fixa os valores para efeitos da remuneração do diferimento da repercussão nas tarifas de energia elétrica de 2014 do montante não repercutido do ajustamento anual da compensação devida pela cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia, referente ao ano de 2012.
- Despacho n.º 12597-A/2014, de 14 de outubro (Gabinete do Secretário de Estado da Energia) - que vem determinar a distribuição por nível de tensão ou tipo de fornecimento do montante disponível do valor do equilíbrio económico-financeiro e respetivos proveitos financeiros resultantes da transmissão pela entidade concessionária da RNT dos direitos de utilização do domínio público hídrico a favor das empresas titulares dos centros electroprodutores.
- Despacho n.º 12597-B/2014, de 14 de outubro (Gabinete do Secretário de Estado da Energia) - que vem determinar a distribuição por nível de tensão ou tipo de fornecimento do produto da contribuição extraordinária sobre o setor energético que seja alocado à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Proveitos permitidos

- Portaria n.º 212-A/2014, de 14 de outubro - procede à primeira alteração da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterando a forma de repercussão dos sobrecustos com os CAE e determinando a percentagem de alocação dos sobrecustos com a convergência tarifária e dos sobrecustos com os CAE, por nível de tensão ou tipo de fornecimento.
- Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro: – aprova o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, designadas por «Unidades de Produção para Autoconsumo» (UPAC). e aprova, ainda, o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, designadas por «Unidades de Pequena Produção» (UPP).
- Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro: – procede à alteração do Decreto-Lei n.º 138-A/2010 no sentido de alargar os critérios de elegibilidade que permitem a atribuição da tarifa social de fornecimento de energia elétrica a clientes finais considerados economicamente vulneráveis e ao Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, que cria e estabelece as condições para atribuição do apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE):
- Portaria n.º 251-B/2014, de 28 novembro – procede à segunda alteração à 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 aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional.
- Despacho n.º 14451-A/2014, de 28 de novembro, (Gabinete do Secretário de Estado da Energia) aprova a taxa de remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial para o ano de 2015.
- Despacho n.º 14451-B/2014, de 28 de novembro, (Gabinete do Secretário de Estado da Energia) procede à segunda alteração à Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro.
- Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro, aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico.

Foram igualmente integradas no cálculo das tarifas de energia elétrica para 2015 as disposições conhecidas do projeto de diploma que altera o período para a extinção do regime transitório de fornecimento de eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT, BTE e BTN com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA cuja publicação se aguarda.

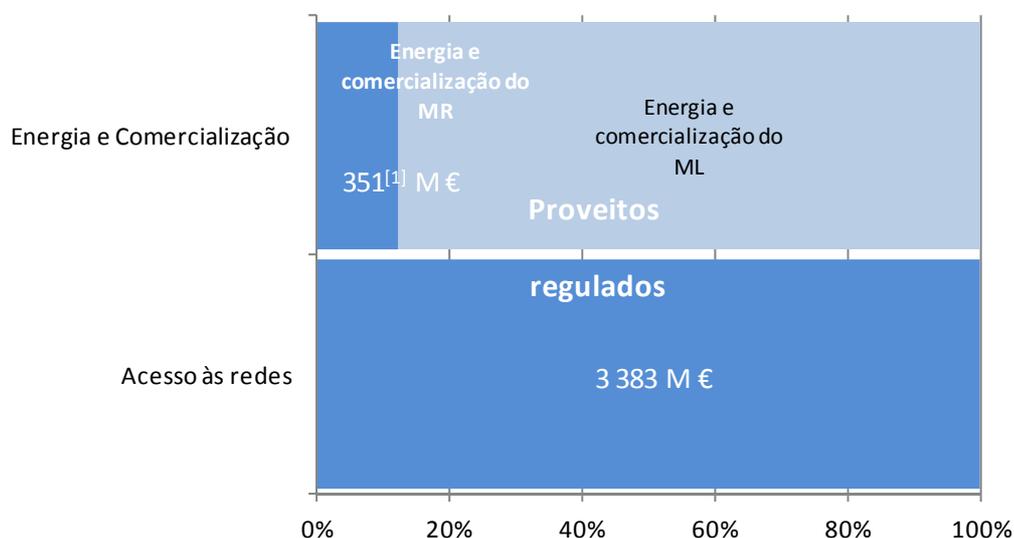
As medidas legislativas acima mencionadas tiveram reflexo na última revisão regulamentar, cujo objetivo primordial foi a adaptação do Regulamento Tarifário ao quadro jurídico vigente.

3.1 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2015

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

Na Figura 3-1 apresenta-se o montante de proveitos regulados no setor elétrico em Portugal continental e o seu peso relativo nos proveitos totais do setor¹⁵, no montante de 6 224¹⁶ milhões de euros.

Figura 3-1 - Proveitos do setor elétrico



Nota: O valor de 351M€ inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias, no valor de 3,5 M€

Importa, no entanto, referir que os custos de energia no mercado regulado são determinados de acordo com o mercado grossista e que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso refere-se aos custos de interesse económico geral e medidas de política energética e ambiental, na sua quase totalidade determinados no âmbito da legislação em vigor.

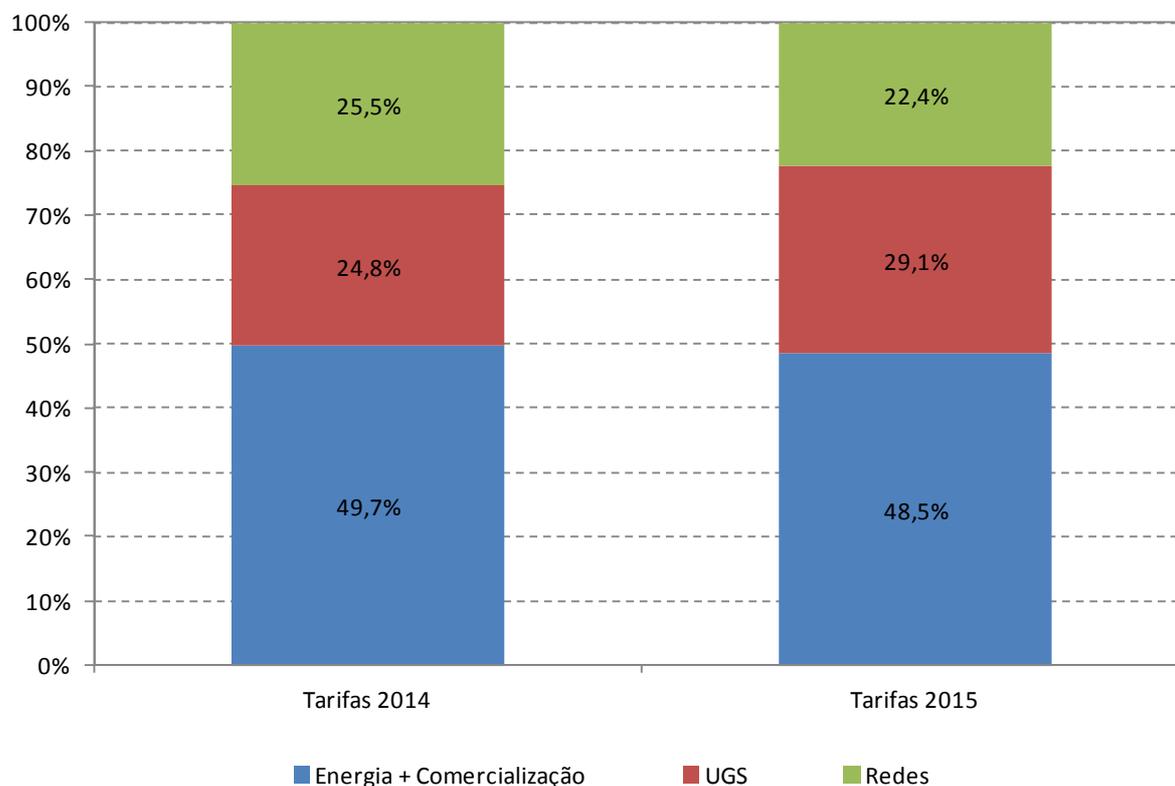
Assim, os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas de Acesso podem ser divididos em duas categorias: redes e Uso Global do Sistema (UGS). Na parcela de redes incluem-se os proveitos com a atividade de Transporte de Energia Elétrica e com a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Na UGS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

¹⁵ 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.

¹⁶ Este valor inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias no montante de 3,4 milhões de euros.

bem como os custos com a atividade de Gestão Global do Sistema. A Figura 3-2 permite comparar a variação da estrutura dos proveitos por atividade, no setor elétrico, de tarifas 2014 para tarifas 2015.

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



Da análise da figura, verifica-se que o peso da energia e da comercialização diminuiu 1,2 p.p. A UGS aumentou 4,3 p.p., sendo a sua justificação explicitada neste capítulo através da Figura 3-20.

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 2014 e 2015.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Proveitos permitidos

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

	Unidade: 10 ³ EUR		
	Tarifas 2014	Tarifas 2015	Variação de proveitos Tarifas 2015/Tarifas 2014
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Gestão Global do Sistema			
Proveitos permitidos do ORT	451 228	310 250	
Custos gestão do sistema	80 708	175 225	
Custos de interesse geral	367 879	135 025	
Custos com garantia de potência	2 640	0	
Custos a recuperar pelo ORD	1 408 203	1 685 130	
Sustentabilidade de mercados e coexistência	-285 181	-108 523	
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	21 996	26 372	
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	-9 041	-3 494	
Proveitos a recuperar com a UGS	1 587 205	1 909 734	20,3%
Transporte de energia elétrica			
Proveitos permitidos do ORT	370 688	259 509	
Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN	5 213	40 647	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	375 901	300 157	-20,2%
Distribuição de energia elétrica			
Total dos proveitos em AT/MT	503 619	448 163	
Total dos proveitos em BT	750 228	724 824	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 253 847	1 172 987	-6,4%
Comercialização regulada			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	230	239	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	231	148	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	42 389	24 051	
Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização	42 850	24 438	-43,0%
Aquisição em mercado+OMP+Cesur	-483 820	-813 787	
Aquisição aos PRE (exclui sobrecusto)	1 151 514	1 121 403	
Custos com serviços do sistema	37 957	11 271	
Custos de funcionamento	4 556	4 074	
Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia	710 207	322 960	-54,5%
Proveitos a recuperar com as tarifas	3 970 009	3 730 275	-6,0%
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	9 041	3 494	
Tarifa Social	-1 510	-27 059	
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	3 977 540	3 706 710	-6,8%

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

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 2014	Tarifas 2015	Variação de proveitos T2014/T2013
	(2)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	143 839	124 953	-13,1%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 822	31 527	-20,8%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 947	7 293	5,0%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores	190 608	163 772	-14,1%

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2014	Tarifas 2015	Variação de proveitos T2014/T2013
	(2)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	154 236	122 774	-20,4%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	42 806	39 118	-8,6%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 157	5 054	-2,0%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira	202 198	166 946	-17,4%

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

Nos pontos seguintes analisam-se os efeitos destas componentes na variação dos proveitos permitidos de 2014 para 2015, por atividade, para o Continente.

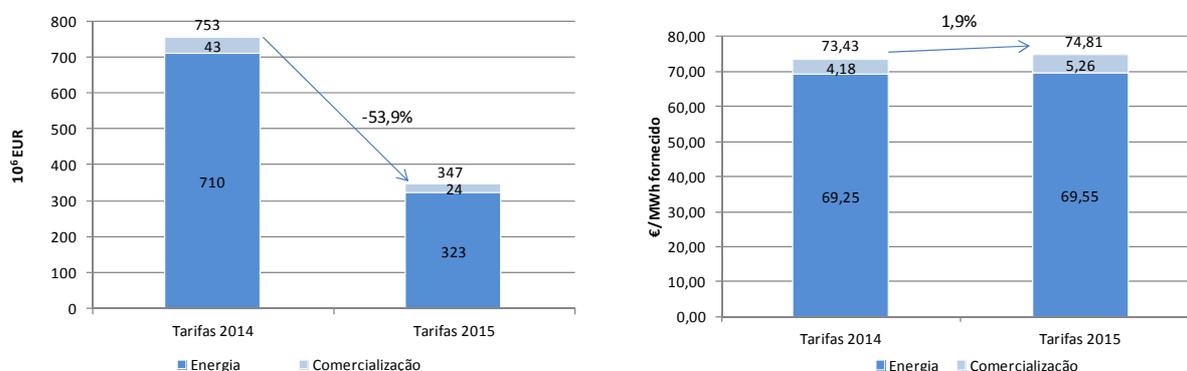
Relativamente às Regiões Autónomas, o diferencial entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais nas respetivas regiões é pago por todos os consumidores do setor elétrico através das tarifas de Uso Global do Sistema. O impacto da variação nos proveitos permitidos das Regiões Autónomas é analisado através da variação do sobrecusto das Regiões Autónomas.

3.2 PROVEITOS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO

Os proveitos a recuperar pela tarifa de energia e de comercialização do CUR apresentam um decréscimo de 2014 para 2015. Esta situação resulta essencialmente do efeito da extinção de tarifas para clientes com consumos em MAT, AT, MT e BTE. O aumento do valor unitário dos proveitos decorre, por um lado, do aumento dos preços do mercado de energia elétrica e, por outro lado, da alteração da estrutura de fornecimento do CUR resultante da extinção destas tarifas.

O impacto referido pode ser verificado pela análise das figuras seguintes¹⁷.

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



¹⁷ Os proveitos unitários apresentados refletem, nomeadamente, as perdas nas redes. Não está incluído o sobreproveito resultante da aplicação da tarifa transitória.

Figura 3-4 - Energia e número de clientes

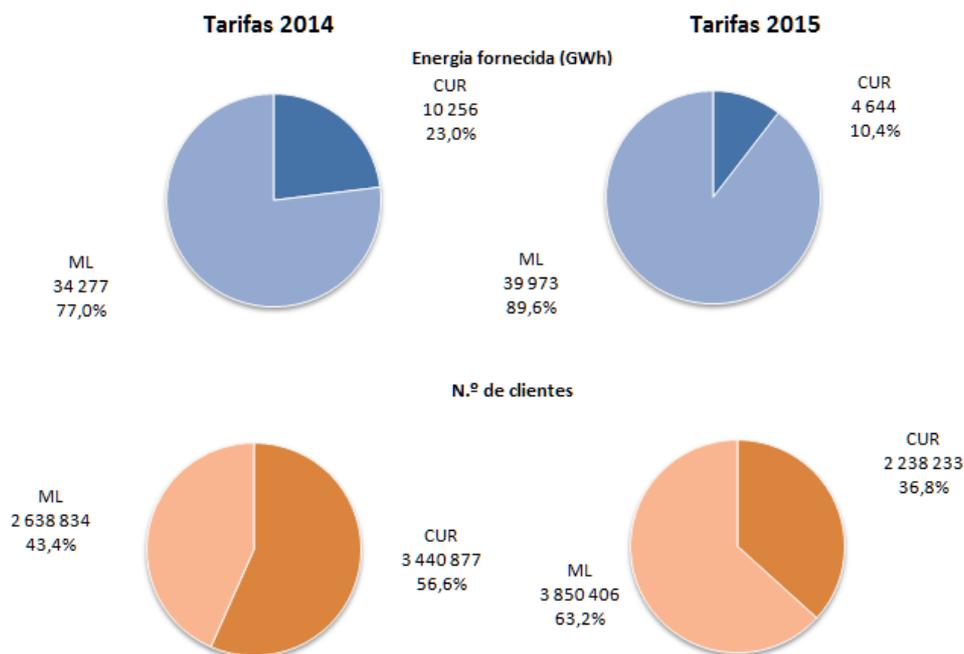
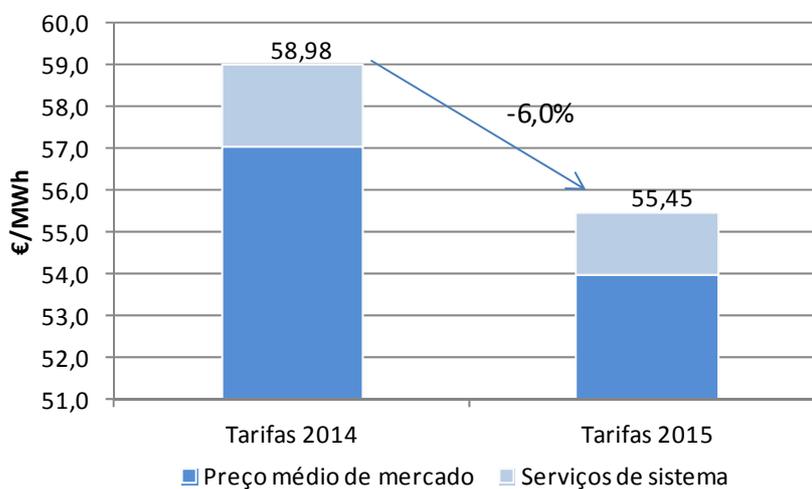


Figura 3-5 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema

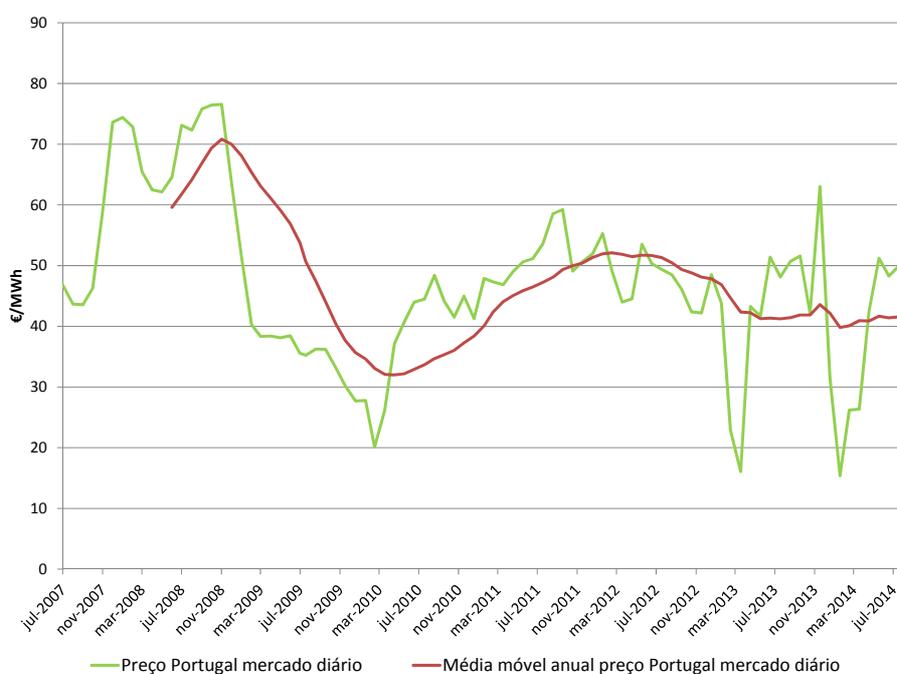


EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE ENERGIA

EVOLUÇÃO DOS PREÇOS EM PORTUGAL E ESPANHA

O preço da energia elétrica no mercado diário¹⁸ da OMEL para Portugal tem evoluído de uma forma descontínua. Registou-se uma diminuição acentuada entre novembro de 2008 (76,7 €/MWh) e março de 2010 (cerca de 20 €/MWh), tendo voltado a crescer até março de 2012. A partir de março de 2013, registou-se uma relativa estabilidade em termos de média anual ligeiramente acima dos 40 €/MWh. O preço médio entre janeiro e setembro de 2014 fixou-se em 38,9 €/MWh. No entanto, esta relativa estabilidade de média anual assentou numa grande volatilidade do preço médio mensal, como se pode ver na figura infra.

Figura 3-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal

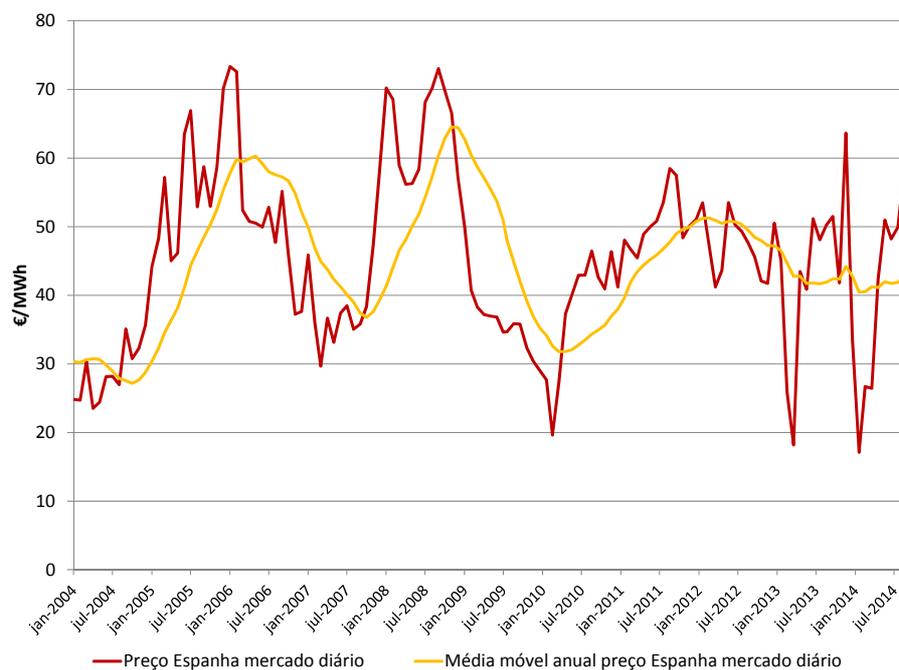


Fonte: OMEL

No caso do mercado espanhol, e para um maior período de análise, observa-se uma tendência semelhante.

¹⁸ Média aritmética mensal dos preços horários do mercado diário.

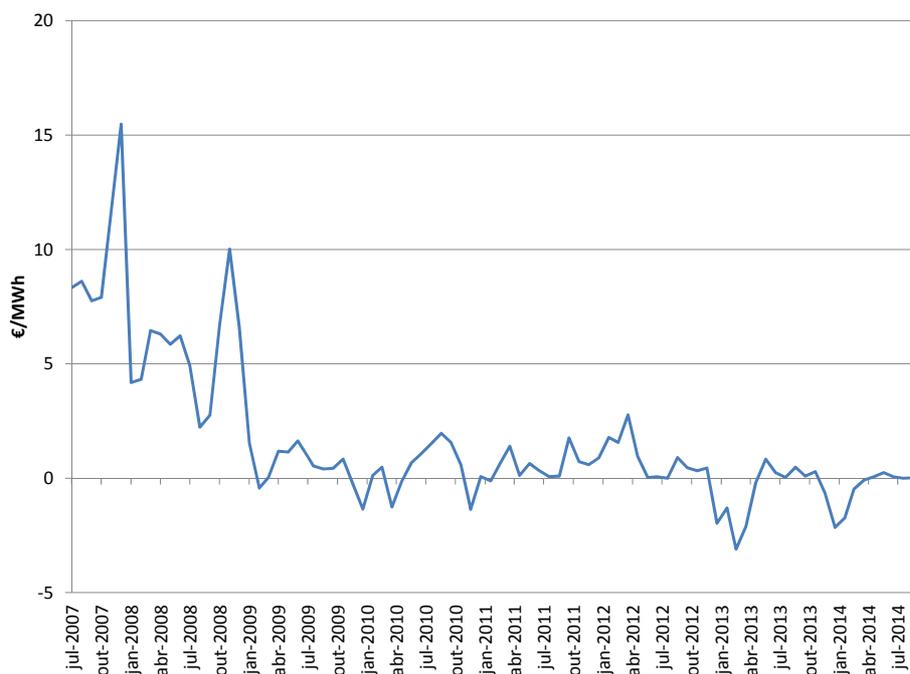
Figura 3-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha



Fonte: OMEL

Sublinhe-se que o diferencial de preços entre Portugal e Espanha tem vindo a diminuir desde o arranque do MIBEL em julho de 2007, sendo que os períodos em que a diferença é nula são cada vez mais frequentes e de maior duração.

Figura -3-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha

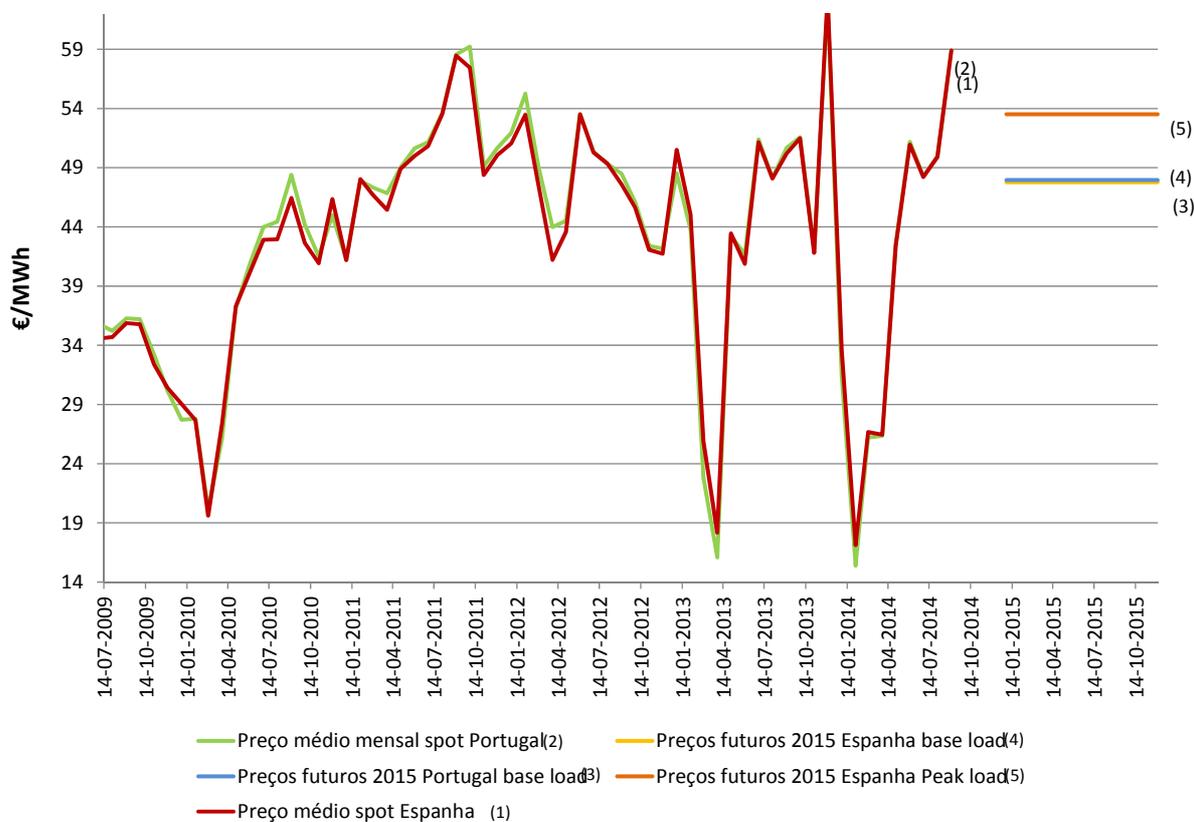


Fonte: OMEL

Face à atual integração dos mercados, cuja tendência deverá intensificar-se, constata-se que os preços de energia elétrica em Portugal estão fortemente dependentes das condições de mercado em Espanha. Com a implementação, em Espanha de um conjunto de medidas que visam diminuir o *deficit* tarifário, alteraram-se as condições de mercado, uma vez que essas medidas materializaram-se na aplicação de impostos que incidem tanto sobre as receitas dos produtores de energia elétrica, como sobre a produção de energia elétrica de origem nuclear ou hídrica bem como, ainda, da aplicação de taxas sobre combustíveis de origem fósseis.

Em termos de previsões para 2015, os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2015 apontam para a diminuição dos valores do preço de energia face aos valores registados em agosto de 2014 em cerca de 11 €/MWh, para 47,9 €/MWh, no que diz respeito a contratos *base load* e uma diminuição de cerca 5 €/MWh, para 53,5 €/MWh para contratos *peak load*.

Figura 3-9 - Evolução do preço spot e dos mercados de futuros



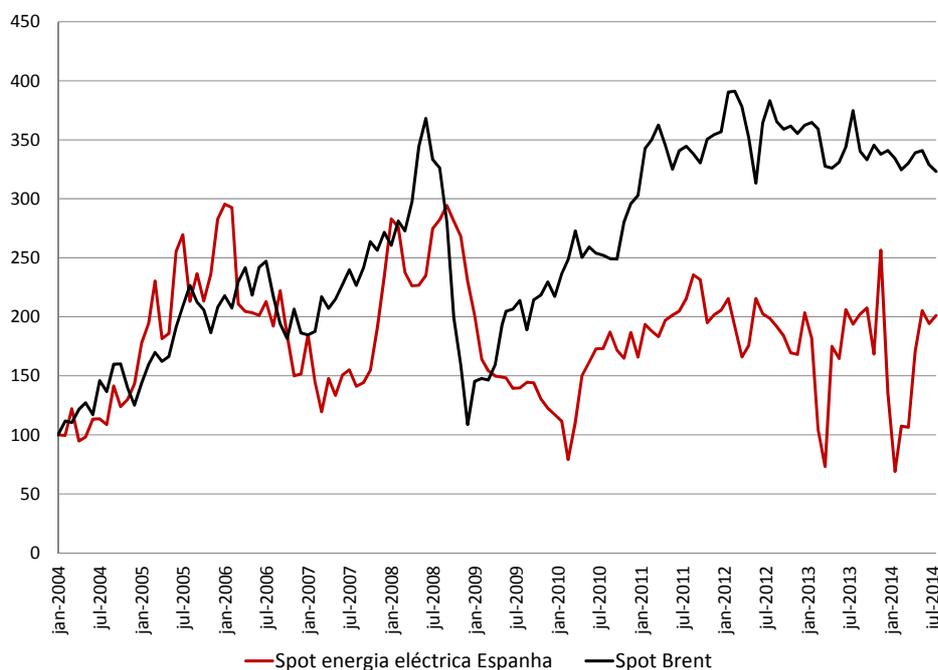
Fonte: OMIP

De seguida, efetua-se uma análise aos fatores que justificam a evolução do preço de energia elétrica.

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, como é perceptível na Figura 3-10, principalmente até 2009. Desde então, verifica-se um distanciamento entre a evolução dos preços de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e a evolução do preço do petróleo.

Figura 3-10 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e Brent (euros) base 100 2004



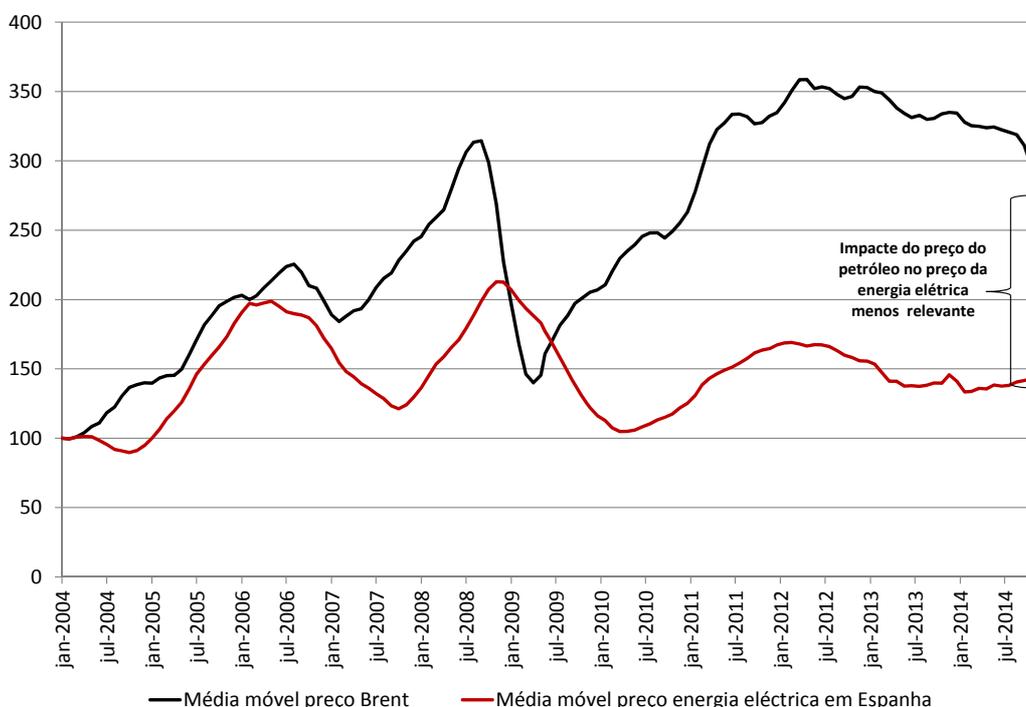
Fonte: OMEL

A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica observada até 2009 decorreu principalmente do facto das centrais que marcam o preço marginal no mercado grossista serem centrais de ciclo combinado a gás natural. Estas centrais, têm de um modo geral, subjacentes contratos de aquisição de gás natural cujo preço está indexado ao preço do petróleo ou ao dos seus derivados com um desfasamento entre um e dois trimestres.

De forma a anular eventuais efeitos decorrentes da sazonalidade nos preços e internalizar o efeito decorrente do desfasamento entre o preço do petróleo e o preço do gás natural, na Figura 3-11 comparam-se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004¹⁹, e do preço do petróleo desfasado em dois trimestres.

¹⁹ A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

Figura 3-11 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e Brent (euros) base 100 2004



Fonte: OMEL e Reuters

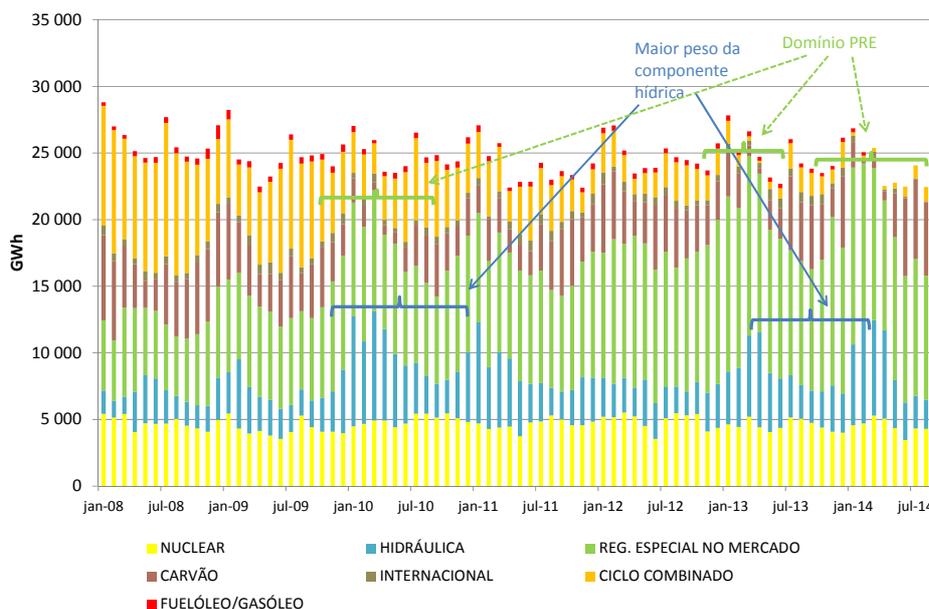
A observação da Figura 3-11 reforça a conclusão de que o impacto do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica diminuiu até 2012.

Observa-se igualmente que a amplitude do aumento do preço do petróleo tem-se refletido de forma menos acentuada no aumento do preço da energia elétrica.

De modo a poder-se entender-se melhor os motivos para este desfasamento é analisado o *mix* tecnológico de produção que, para além dos custos dos combustíveis, influencia a 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, em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis.

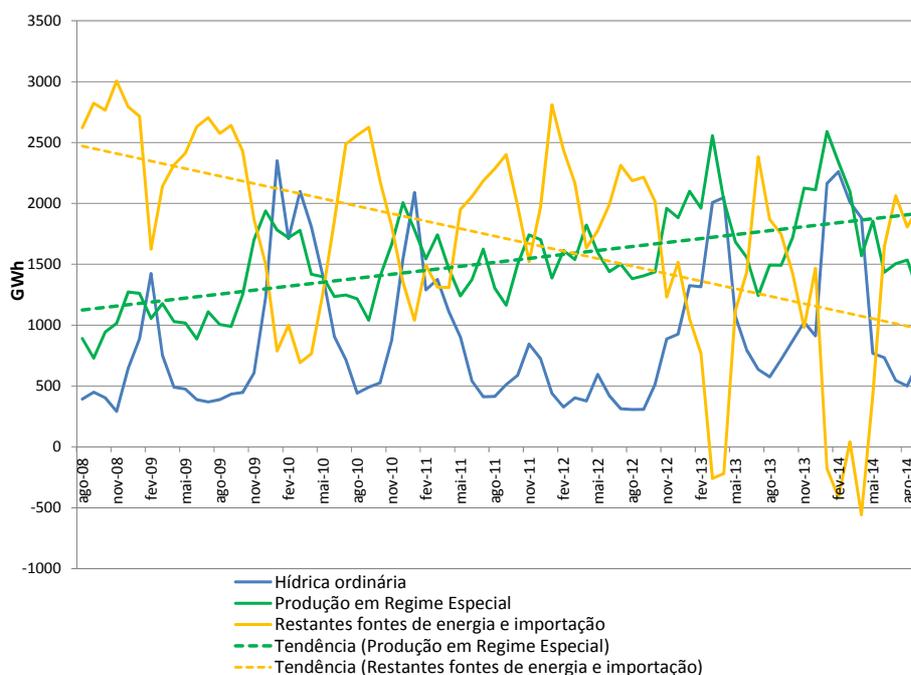
Figura 3-12 - Energia transacionada por tecnologia



Fonte: OMIE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 3-13 que o peso no consumo da produção em regime especial tem vindo a aumentar, enquanto o das centrais hídricas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas.

Figura 3-13 - Satisfação do consumo referido à emissão



Fonte: REN

O maior diferencial entre o preço de energia elétrica e o preço do petróleo e, conseqüentemente, o preço do gás natural, reflete, assim, a maior dificuldade de colocação da energia elétrica produzida pelas centrais de ciclo combinado em mercado. Este cenário é agravado devido à:

- Queda do consumo de energia elétrica;
- A contribuição da entrada em funcionamento de novos projetos de produção em regime especial.

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 diminuição do consumo de energia elétrica verificada nos últimos anos, estão a conduzir a uma diminuição da procura residual de energia elétrica em mercado, levando, em consequência, à diminuição ou à estagnação do seu preço, pese embora o aumento do preço do petróleo observável na Figura 3-14 que ocorreu até final de 2012. No entanto, a partir de 2013, observou-se uma descida do preço do petróleo com possíveis consequências nos preços da energia.

Figura 3-14 - Evolução preço Brent (EUR/bbl) entre 1992 e 2014

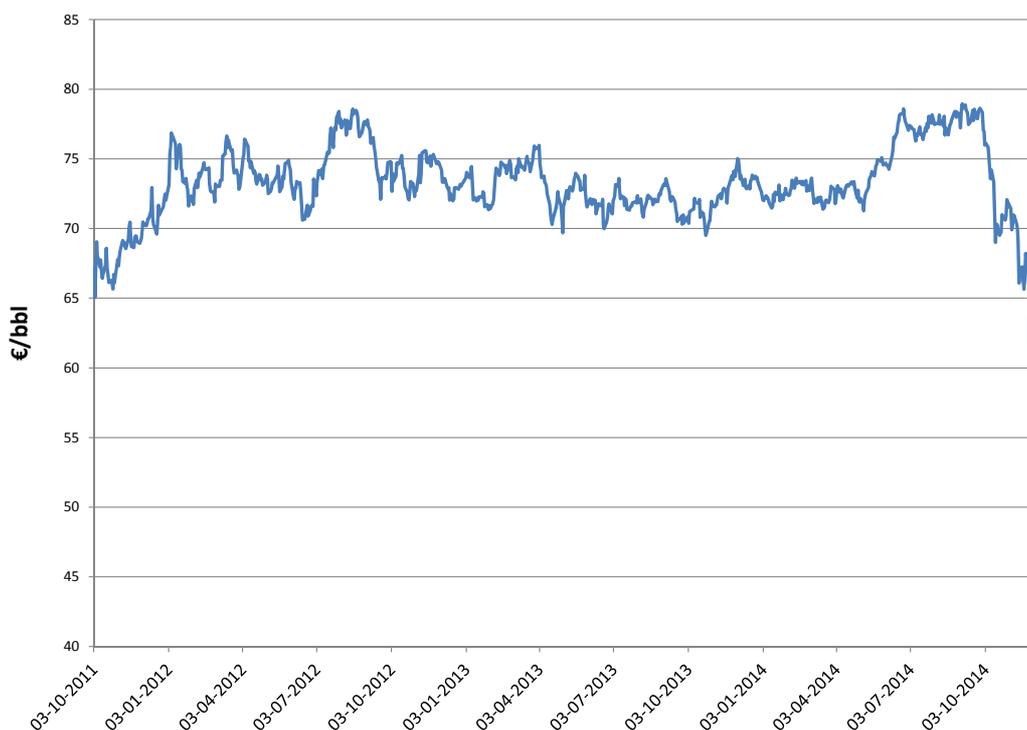


Fonte: Reuters

No que diz respeito aos mercados de futuros, os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram, durante um prolongado período de tempo, desde setembro de 2012 até início de junho de

2014, um intervalo de variação de preços entre os 70 €/bbl e os 75 €/bbl, apenas ultrapassado marginalmente em alguns momentos desse período de forma pontual. Após uma súbita tendência ascendente, em junho de 2014, os preços para entrega no final de 2015, com dados disponíveis à data, apontam para valores em torno dos 58 €/bbl.

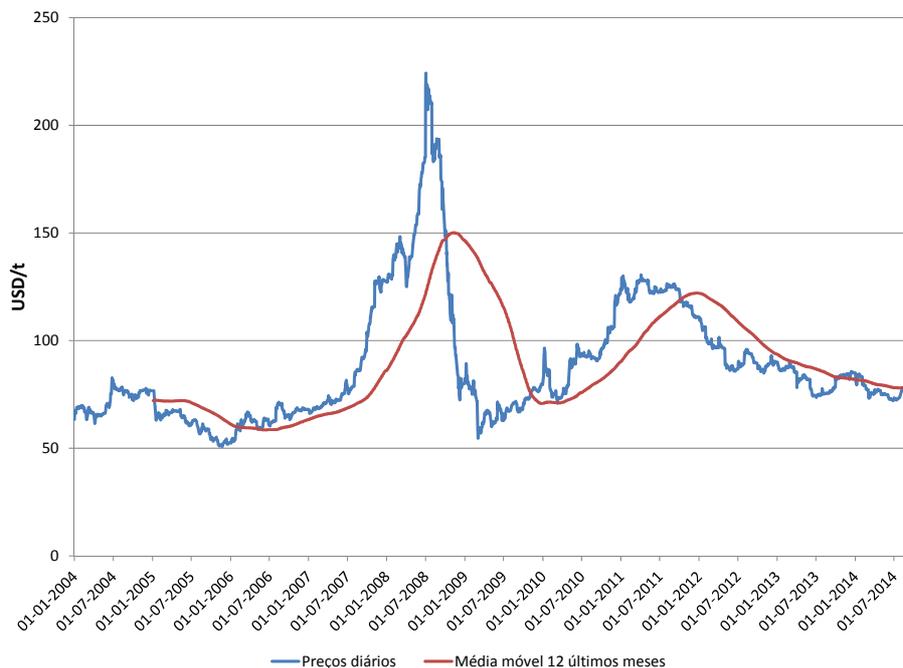
Figura 3-15 - Preço dos futuros de petróleo Brent para entrega em dezembro de 2015



Fonte: Reuters (dados 20014/12/09)

No caso do carvão, o gráfico seguinte mostra que o seu preço tem diminuído desde janeiro de 2011, tornando as centrais a carvão mais competitivas face às centrais de ciclo combinado a gás natural. A evolução do preço do carvão, comparativamente com o dos restantes combustíveis, constitui mais um fator justificativo para o desacoplamento entre o preço da energia elétrica e o preço do petróleo.

Figura 3-16 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t)



Fonte: Reuters

Figura 3-17 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t) base 100 2008



PREVISÕES

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2015, plasmadas no mercado de futuro de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o custo médio de aquisição para o próximo ano deverá ser mais elevado do que o estimado para 2014, que se situa em torno dos 46 €/MWh²⁰.

Quadro 3-7 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR²¹ para fornecimento dos clientes para 2014 e para 2015

	2014		2015
	Tarifas 2014	Estimativa 2014 (valores reais até Setembro)	Tarifas 2015
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR	59,0	45,9	55,4
Índice de produtividade hidroelétrica	1,0	1,3	1,0

Fonte: ERSE

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2015 em Portugal é cerca de 55,45 €/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.

EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE COMERCIALIZAÇÃO

Os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa de comercialização são transitoriamente calculados com base no nível tarifário do ano anterior afetado de um fator de atualização. Posteriormente, esse

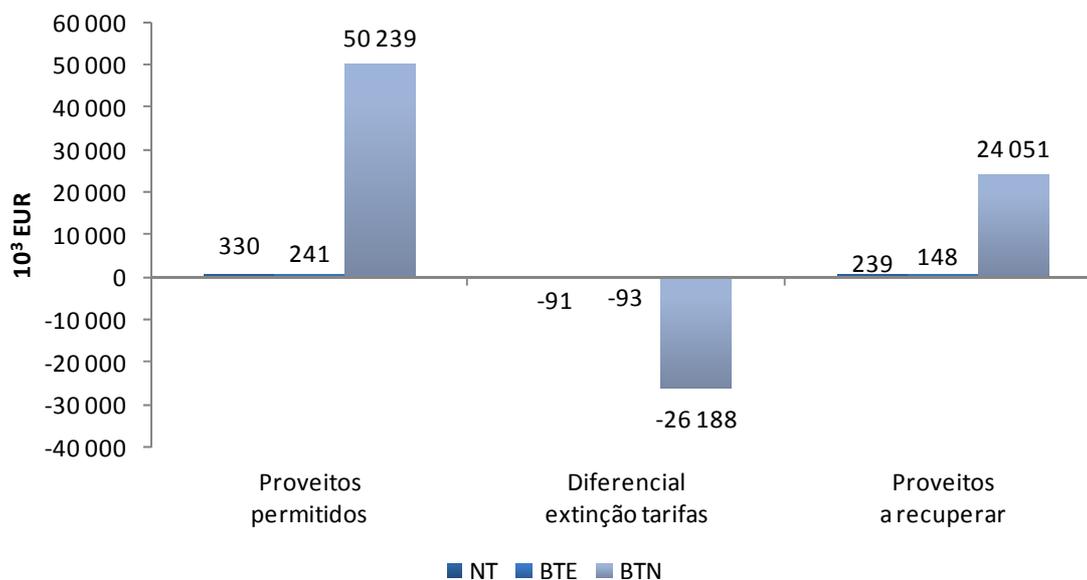
²⁰ Inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado. Este preço é inferior ao preço previsto nas tarifas de 2014 para 2014, em grande parte como consequência de condições de hidraulicidade mais favoráveis e da ligeira diminuição do preço do petróleo, que se verificou em 2014.

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

valor é comparado com o valor dos proveitos permitidos, sendo a diferença transferida para a UGS. O valor deste diferencial, por nível de tensão, é apresentado de seguida.

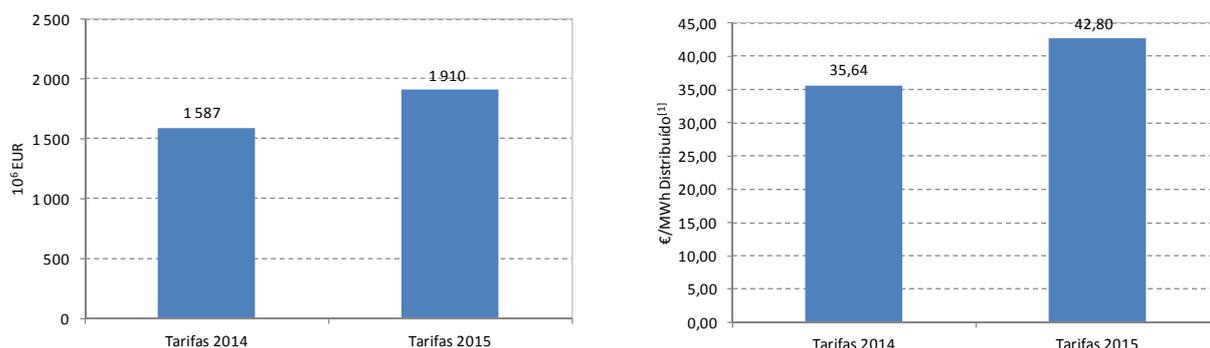
Figura 3-18 - Diferencial da atividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em NT, BTE e BTN



3.3 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam um aumento de cerca de 323 milhões de euros (Figura 3-19).

Figura 3-19 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS



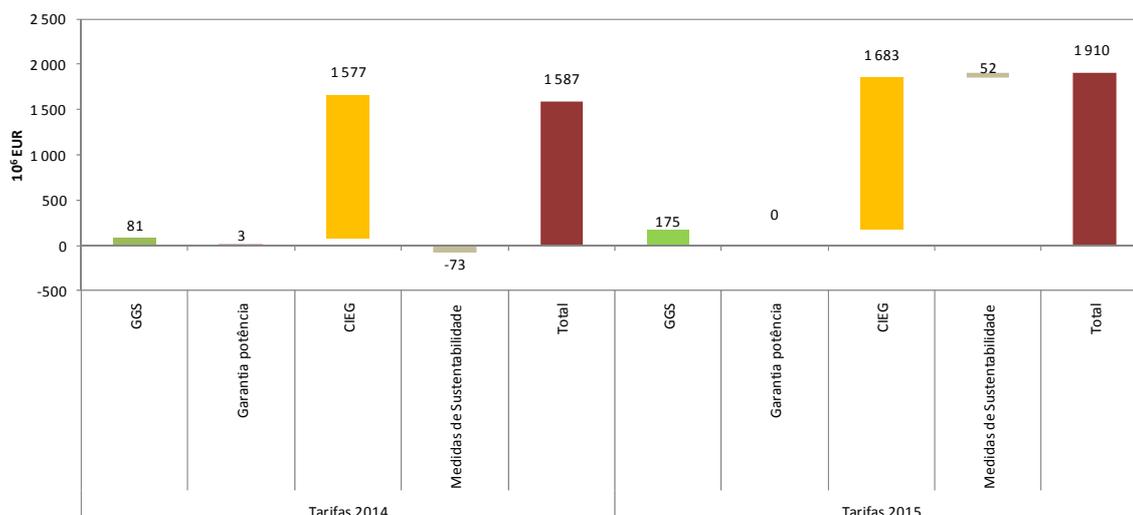
Nota: ^[1] Energia distribuída à saída da rede de distribuição

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma de várias componentes: (i) custos com a gestão do sistema; (ii) Custos com a garantia de potência; (iii) custos de interesse económico geral; (iv) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo de medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária e (v) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo do Decreto-Lei n.º165/2008, de 21 de agosto.

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

A Figura 3-20 permite analisar a evolução destas componentes de 2014 para 2015 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS.

Figura 3-20 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente



Nota: A parcela de CIEG inclui ajustamentos de anos anteriores.

3.3.1 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Os custos de gestão do sistema aumentaram significativamente (117%), relativamente aos valores aceites para tarifas 2014. Para esta variação contribuiu o aumento dos ajustamentos referentes a anos anteriores que passaram de 27 milhões de euros a devolver à tarifa em 2014, para 71 milhões de euros a recuperar pela empresa em 2015.

3.3.2 INTERRUPTIBILIDADE

Para o ano de 2015 foi considerado um montante previsional de 78,7 milhões de euros, relativo aos custos com o serviço de interruptibilidade prestado pelas instalações de consumo ao abrigo da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, alterada pela Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, e pela Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho. Este montante decompõe-se nas seguintes parcelas:

- 22,5 milhões de euros, correspondente à estimativa para o custo com o serviço de interruptibilidade prestado no ano de 2014, por instalações abastecidas em Muito Alta Tensão e que tenham uma potência média anual superior a 50 MW. A este valor acrescem 755 milhares de euros de encargos financeiros, determinados por aplicação da taxa definida no número 2 do artigo 12.º-A da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, com a redação dada pela Portaria n.º 215-A/2013.
- 56,3 milhões de euros, correspondente à previsão para os custos com o serviço de interruptibilidade em 2015, a prestar pelas instalações de consumo não abrangidas pelo número 5 do artigo 2.º da Portaria n.º 1308/2010, com a redação dada pela Portaria n.º 215-A/2013.

3.3.3 TAXA DE REMUNERAÇÃO DOS TERRENOS DE DOMÍNIO PÚBLICO HÍDRICO

A Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 542/2010, de 21 de julho. A partir de 2014, a taxa a aplicar deixou de ser calculada com base na taxa *mid-swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causal e passou a ser determinada em função da classificação atribuída ao desempenho da entidade concessionária da RNT, conforme previstos no artigo 6.º da Portaria n.º 301-A/2013.

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Proveitos permitidos

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

	1999 a 2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Parcela associada aos terrenos de domínio público hídrico													
Remuneração dos terrenos		24 076	19 848	16 611	14 609	8 659	10 054	-1 331	12 728	9 460	8 054	157	268
Taxa de remuneração	6,50%	5,50%	4,80%	4,27%	3,90%	2,40%	2,90%	-0,40%	3,99%	3,09%	2,75%	0,06%	0,10%
		SWAP	SWAP	SWAP	SWAP/IPC _{Set}	IPC _{Set}	IPC _{Set}	IPC _{Set}	MID-SWAP	MID-SWAP	MID-SWAP	Portaria nº 301-A/2013	Portaria nº 301-A/2013

Unidade: 10³ EUR

3.3.4 CUSTOS COM GARANTIA DE POTÊNCIA

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

Quanto à primeira modalidade, a portaria refere que apenas produzirá efeitos a partir do início do ano civil seguinte ao da data de cessação do Programa de Assistência Financeira a Portugal, ou seja em 2015. Uma vez que, com o presente quadro legislativo, os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência são pagos pela entidade responsável pela gestão técnica global do SEN no ano civil seguinte àquele a que se reportam²³, os pagamentos do incentivo à disponibilidade dos centros termoelétricos serão incorporados apenas nos proveitos permitidos do ano 2016.

Neste contexto legal, no cálculo dos proveitos de 2015 deverá incluir-se na atividade de Gestão Global do Sistema o montante respeitante ao incentivo ao investimento dos centros hídricos respeitante ao ano de 2014, acrescido de juros. De acordo com informação prestada pela DGEG, na presente data nenhum centro electroprodutor ou grupo gerador hídrico foi objeto de reconhecimento de elegibilidade. Assim, no cálculo tarifário para 2015 não foi considerado qualquer montante associado aos incentivos à garantia de potência.

3.3.5 CUSTOS COM A CONCESSIONÁRIA DA ZONA PILOTO

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

²³ Acrescidos de juros calculados à taxa de juro EURIBOR a 12 meses (média dos valores diários entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano a que o incentivo se reporta) adicionada de um spread, conforme previsto no Regulamento Tarifário.

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

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

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

Para tarifas de 2015 o montante considerado em proveitos é de 382 milhares de euros.

3.3.6 MECANISMO DA CORREÇÃO DE HIDRAULICIDADE

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

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

O montante a ser recuperado pela tarifa de uso global do sistema deve corresponder ao diferencial de correção de hidraulicidade de 2013, cujo montante, conforme Despacho da Secretaria de Estado da Energia n.º 34/SEEnergia/2014, de 11 de dezembro, corresponde a 16 799 milhares de euros.

No entanto, e uma vez que, segundo o Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, o saldo da conta deve estar entre os níveis de referência, o valor para 2015 não pode ultrapassar o montante de 10 142 milhares de euros. Desta forma, a estimativa de correção de hidraulicidade para t-1 a considerar em tarifas de 2015 correspondente a 9 meses do ano, foi de -6 657 milhares de euros.

3.3.7 DESCONTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

O valor do desconto por aplicação da tarifa social tem sido determinado pela ERSE tendo em conta o limite máximo da tarifa social a clientes finais dos comercializadores de último recurso, fixado anualmente através de despacho do membro responsável pela área da energia. No entanto, ocorreu recentemente uma alteração ao Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, que criou a tarifa social. Desta alteração, o valor do desconto relativo à tarifa social passa a ser determinado através de despacho do membro do Governo responsável pela Energia. Numa disposição transitória do diploma que altera o referido Decreto-Lei, foi definido que o desconto da tarifa social para 2015 é de 20%.

Os custos com a tarifa social de são de 27 057 milhares de euros para o Continente, de 1 629 milhares de euros para a Região Autónoma dos Açores e de 2 157 milhares de euros para a Região Autónoma da Madeira, perfazendo um total de 30 845 milhares de euros. A repartição do financiamento é conforme apresentado no quadro seguinte:

Quadro 3-9 - Tarifa social a pagar pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário

	Tarifa Social 2015		
	Potência para repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	10 ³ EUR
EDP Produção	8 288,5	73,3%	22 618,6
Centrais com CMEC	4 368,7	38,7%	11 922,0
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	3 919,7	34,7%	10 696,6
Endesa	845,0	7,5%	2 306,1
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	845,0	7,5%	2 306,1
Tejo Energia	615,2	5,4%	1 678,8
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE	615,2	5,4%	1 678,8
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
Turbogás	1 057,1	9,4%	2 884,8
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE	1 057,1	9,4%	2 884,8
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
Hidroelétrica Guadiana	497,4	4,4%	1 357,4
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	497,4	4,4%	1 357,4
Total	11 303,2	100,0%	30 845,6
Centrais com CMEC	4 368,7	38,7%	11 922,0
Centrais com CAE	1 672,3	14,8%	4 563,6
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	5 262,2	46,6%	14 360,0

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

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

Com a publicação dos diplomas relativos à extinção das tarifas reguladas, designadamente do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, que estabeleceu o regime de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em BTN, e do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, que estabeleceu o procedimento de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE.

Devido ao processo de extinção anteriormente mencionado, e à consequente saída dos clientes para o mercado, as tarifas de comercialização não recuperam os proveitos permitidos previstos. Como tal, a ERSE definiu o diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN, para a recuperação destes proveitos na tarifa de UGS.

Adicionalmente, a ERSE definiu o sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória. Esta tarifa é agravada percentualmente como forma de incentivar aqueles clientes a escolherem um comercializador em mercado. O sobreproveito resultante é repartido por todos os consumidores.

Assim, o diferencial resultante da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os níveis de tensão mencionados, bem como o sobreproveito resultante do mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador em mercado, são repercutidos para todos os consumidores através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ORD. Estes valores em 2015 ascendem a 26 372 milhares de euros e -3 494 milhares de euros, respetivamente.

3.3.9 CUSTOS COM A PRE

ALISAMENTO DO SOBRECUSTO DA PRE

Segundo o n.º 2 do artigo 73.º-A, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, o mecanismo previsto no n.º 1 do artigo 73.º - A, em que os sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, devem ser repercutidos nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período quinquenal, para efeitos de cálculo das tarifas para 2012, pode ser utilizado pela ERSE, para os anos subsequentes a 2012, tendo em conta a necessidade de estabilidade tarifária.

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, alterada pela Portaria 146/2013, de 11 de abril.

O quadro seguinte apresenta o impacto do valor diferido referente a proveitos permitidos de 2015 e os respetivos juros no período quinquenal.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Proveitos permitidos

Quadro 3-10 - Alisamento do sobrecusto da PRE previsto para 2015

	Diferimento PRE					Total
	T2015	T2016	T2017	T2018	T2019	
PRE⁽¹⁾						
anuidade	246 028	249 835	249 835	249 835	249 835	1 245 367
Amortização capital ⁽²⁾	193 764	206 920	216 903	227 367	238 336	1 083 290
juros	52 263	42 915	32 932	22 468	11 499	162 077
valor a abater aos pp ⁽³⁾	889 526					
Alisamento quinquenal	-889 526	249 835	249 835	249 835	249 835	1 245 367
PRE⁽⁴⁾						
anuidade	26 205	152 553	152 553	152 553	152 553	636 416
Amortização capital ⁽²⁾	0	126 348	132 444	138 834	145 532	543 157
juros	26 205	26 205	20 109	13 719	7 021	93 259
valor a abater aos pp ⁽³⁾	543 157					
Alisamento quinquenal	-543 157	152 553	152 553	152 553	152 553	636 416

Notas: ⁽¹⁾ PRE¹ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

⁽²⁾ Amortização capital - Valor equivalente do SPRE a 1 de janeiro de 2015

⁽³⁾ Valor a abater aos pp - Valor a 31 de dezembro de 2015

⁽⁴⁾ PRE² - Produção em Regime Especial, com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Seguidamente apresenta-se o quadro com o impacte do valor diferido de proveitos permitidos de 2012 a 2015 e respetivos juros no período quinquenal.

Quadro 3-11 - Impacte do diferimento do valor dos sobrecustos com a aquisição de energia a PRE de 2012 a 2015 nos proveitos permitidos de 2015

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE				
	T2015	T2016	T2017	T2018	T2019
PRE¹					
anuidade	821 109	824 916	681 756	495 061	249 835
Amortização capital	680 952	721 114	616 459	461 307	238 336
juros	140 157	103 802	65 297	33 754	11 499
valor a abater aos pp					
Alisamento quinquenal	-314 445	824 916	681 756	495 061	249 835
PRE²					
anuidade	507 508	633 857	494 062	314 172	152 553
Amortização capital	409 227	558 717	449 483	293 014	145 532
juros	98 282	75 140	44 579	21 158	7 021
valor a abater aos pp					
Alisamento quinquenal	-61 854	633 857	494 062	314 172	152 553

Notas: PRE¹ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

PRE² - Produção em Regime Especial, com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

No documento “Proveitos Permitidos e ajustamentos para 2015 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 2015 foram consideradas medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no diferencial de custo de aquisição de energia a PRE considerado no cálculo tarifário. Em particular foram deduzidos os seguintes montantes aos proveitos permitidos:

- Previsão das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa que revertem para o SEN, com o enquadramento legal estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, pelo Decreto-Lei n.º 38/2013, de 28 de fevereiro, 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 15 de março.

Em consonância com o estabelecido na Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro, que estabeleceu os procedimentos de repartição destas receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa, a Agência Portuguesa do Ambiente comunicou à ERSE a previsão do montante que reverterá para o SEN em 2015, que deverá rondar os 52 milhões de euros.

No que respeita à previsão da compensação anual dos produtores eólicos para a sustentabilidade do SEN, manteve-se a previsão efetuada em anos anteriores da ordem de 19 milhões de euros.

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

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 também 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.

De acordo com o Despacho n.º 10244/2013, de 5 de agosto, do Secretário de Estado da Energia, e a Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro definem que a ERSE deve efetuar semestralmente um estudo sobre o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia (UE) e os seus efeitos redistributivos nas diversas rúbricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica.

Os valores relativos a este mecanismo regulatório incluídos no presente exercício tarifário foram de cerca de 24 milhões, referente à previsão para o ano de 2015, e de cerca de 6 milhões de euros, como estimativa para 2014. Segundo o ofício da Secretaria de Estado da Energia sobre o sobrecusto da convergência tarifária e Despacho n.º 12955-A/2013 de 9 de outubro e o ofício da Secretaria de Estado da Energia sobre o Despacho n.º 9/GSEEnergia/2013, os montantes serão integralmente deduzidos ao sobrecusto da PRE renovável.

Estas medidas terão impacto na tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição.

3.3.10 CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E ESTABILIDADE TARIFÁRIA

Ao abrigo do Regulamento Tarifário do setor elétrico, os ajustamentos aos custos de energia considerados para cálculo das tarifas são ajustados, a título provisório ao fim de um ano, e a título definitivo ao fim de dois anos. Assim, as tarifas para 2015 incluem o ajustamento definitivo, referente ao ano de 2013, dos custos com a produção de energia (excluindo PRE) e do diferencial do custo com a aquisição a produtores em regime especial (SPRE) e os ajustamentos provisórios destas duas componentes referentes ao ano de 2014.

No cálculo dos montantes a afetar para efeitos de estabilidade tarifária, consideram-se custos com produção de energia: (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).

Os ajustamentos a efetuar ao valor dos CMEC resultam de alterações nos parâmetros iniciais (produção, preço de mercado, custo dos combustíveis, etc.) face aos valores verificados, isto é, a revisibilidade anual a qual se repercute nas tarifas do ano seguinte a título provisório desde janeiro, e a título definitivo, após despacho do Ministro da Economia e Inovação.

A Quadro 3-12 sintetiza os ajustamentos de 2013 e 2014 a refletir nas tarifas de 2015.

Quadro 3-12 - Ajustamentos de 2013 e 2014 a repercutir em tarifas de 2015

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento 2013	Ajustamento 2014	Total
Tarifa de energia	108	-217	-109
Tarifa UGS	-11	-200	-211
CMEC+SCAE	132	56	188
SPRE	-143	-256	-399
Ajustamento total	98	-417	-320

Em 2013, o custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema no mercado organizado situou-se abaixo do valor considerado em tarifas de 2013, Contudo, através do ajustamento provisório efetuado em tarifas de 2014, já havia sido devolvido um valor superior ao ajustamento real. Desta forma o desvio em 2015 líquido de ajustamentos provisórios foi de cerca de 108 milhões de euros.

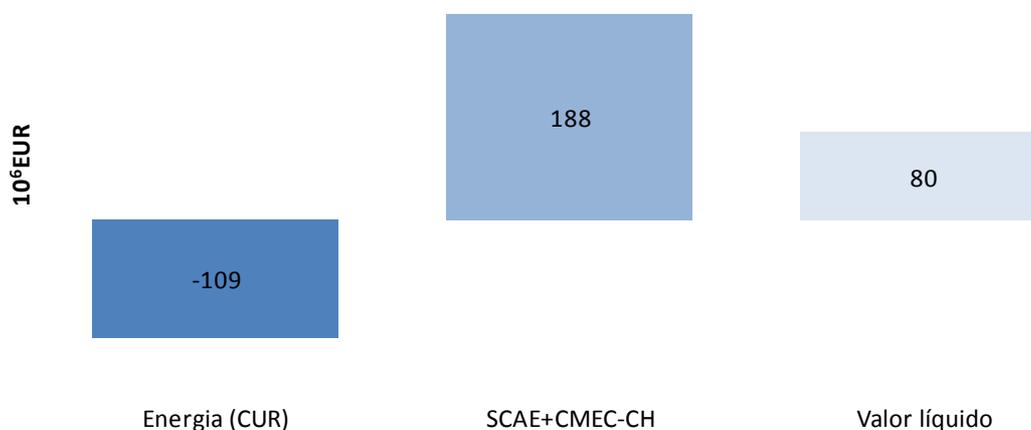
Em 2014, a redução do custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema, face ao considerado para tarifas 2014, gerou um desvio de cerca de -217 milhões de euros.

Assim, o montante de desvios dos custos de energia elétrica do CUR, referentes aos anos de 2013 e 2014 ascende a 109 milhões de euros a recuperar pelos clientes.

Os ajustamentos relativos ao diferencial de custo CAE e aos CMEC totalizam cerca de 188 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 80 milhões de euros, valor a pagar pelos clientes, conforme mostra a Figura 3-21.

Figura 3-21 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia



Na Figura 3-22 apresenta-se a variação da UGS de 2014 para 2015:

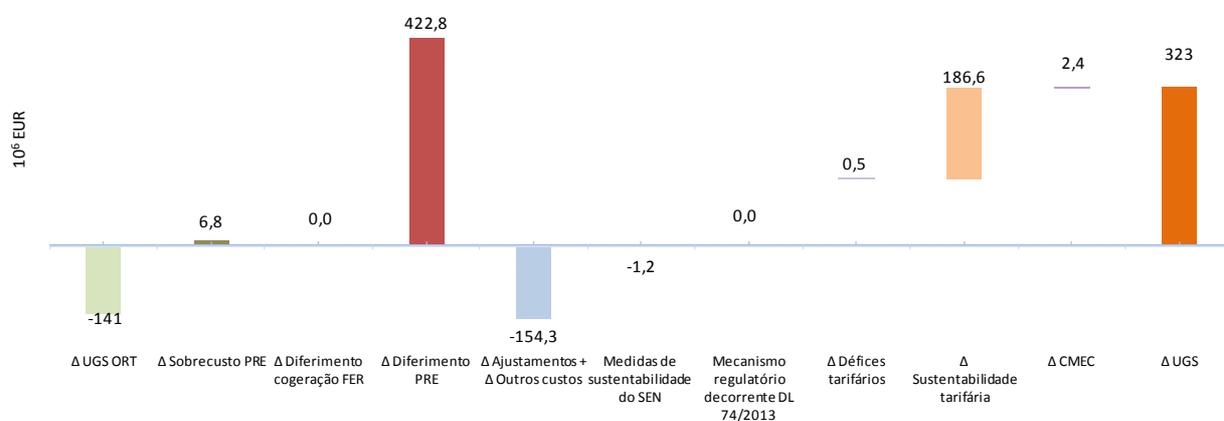
- O efeito da redução de proveitos do operador da rede de transporte, no valor de 141 milhões de euros, resulta das seguintes parcelas:
 - Aumento dos custos de gestão do sistema em 95 milhões de euros;
 - Redução dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 71 milhões de euros
 - Redução dos outros CIEG do ORT, em 161 milhões de euros;
 - Redução da garantia de potência de cerca de 3 milhões de euros.
- O efeito do agravamento do sobrecusto da PRE de cerca de 7 milhões de euros;
- Repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, diferimento PRE no valor de 423 milhões de euros;
- Variação de outros ajustamentos e outros custos em -154 milhões de euros;
- Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor, nomeadamente, a dedução aos montantes de proveitos permitidos do valor das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa no montante de -1,2 milhão de euros;
- O efeito dos défices tarifários em cerca de 0,5 milhões de euros;
- O efeito da sustentabilidade tarifária no valor de 187 milhões de euros resulta das seguintes parcelas:

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Proveitos permitidos

- O efeito dos ajustamentos da CVEE, em cerca de 177 milhões de euros:
- Efeitos do processo de extinção de tarifas para níveis de tensão de MAT, AT, MT e BTE:
 - o Variação do diferencial entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização, no valor de 4 milhões de euros;
 - o Variação do sobreproveito pela aplicação das tarifas transitórias, no valor de 6 milhões de euros.
- A variação dos CMEC em cerca de 2,4 milhões de euros.

Figura 3-22 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS

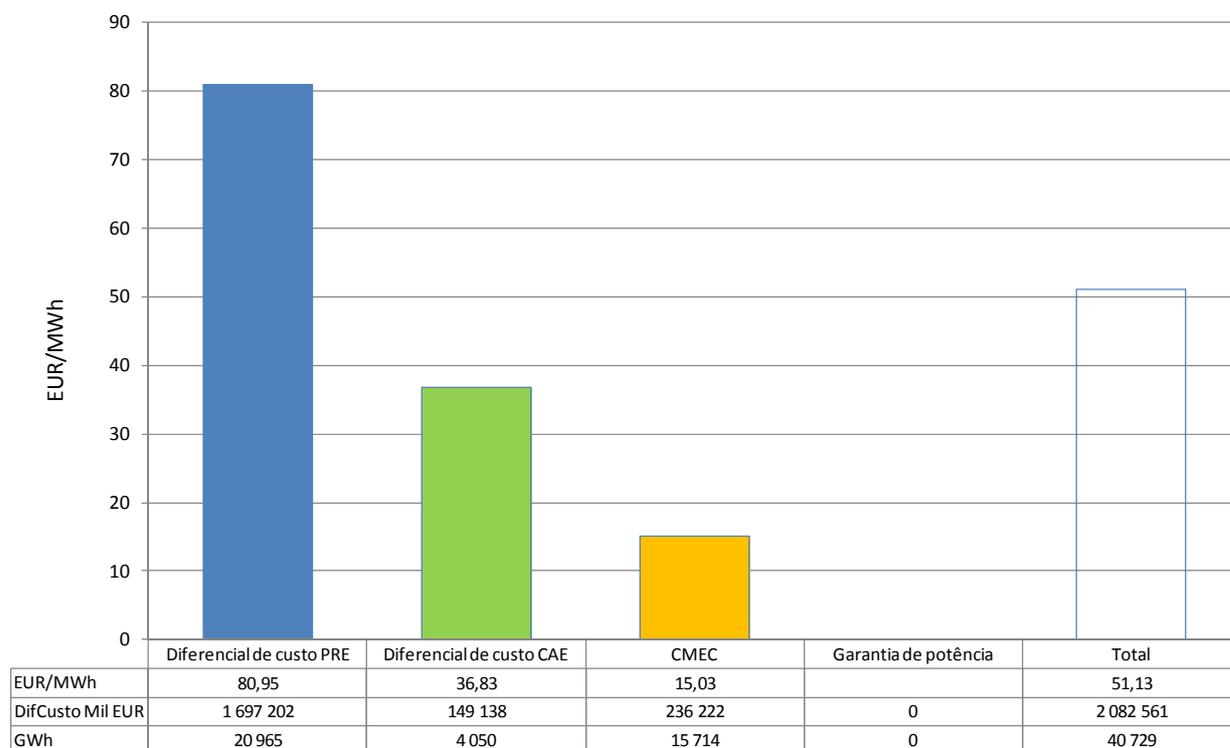


Na Figura 3-23 apresentam-se os custos de CIEG associados à produção em regime especial (PRE), aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e ao incentivo à garantia de potência estabelecido pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, por unidade prevista produzir em 2015 pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos.

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

- i) Os efeitos do diferimento com a aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho;
- ii) As medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor, nomeadamente, a dedução aos montantes de proveitos permitidos do valor das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa;
- iii) O mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013

Figura 3-23 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida



Nota: Estes valores incluem os ajustamentos dos anos anteriores

Assim, no que diz respeito à PRE, os valores apresentados correspondem ao total do sobrecusto a repercutir nas tarifas de 2015, nomeadamente, o resultante da aquisição da produção previsível para 2015, dos ajustamentos relativos aos anos de 2013 (t-2) e 2014 (t-1), acrescidos do valor resultante da aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.

O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se nas previsões de produção para 2015 e respetivos custos associados às centrais da Tejo Energia e da Turbogás, assim como os ajustamentos desta rubrica de custos relativos aos anos de 2013 (t-2) e 2014 (t-1).

Quanto ao sobrecusto dos CMEC, este integra todos os custos associados a este mecanismo que são incorporados nas tarifas de 2015, designadamente os custos com as parcelas fixa e de alisamento e os respetivos ajustamentos de faturação. A produção considerada para o cálculo do sobrecusto unitário é a produção para 2015 das centrais abrangidas por este mecanismo, implícita no cálculo do valor inicial dos CMEC.

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, por ser pago tendo como referência a potência

instalada das centrais abrangidas por esse diploma e não a energia produzida pelas mesmas. Com o atual quadro legal, a repercussão tarifária dos montantes deste incentivo é efetuada no ano seguinte ao ano a que diz respeito, acrescida de juros. De acordo com informação prestada pela DGEG, na presente data nenhum centro electroprodutor ou grupo gerador hídrico foi objeto de reconhecimento de elegibilidade, pelo que no cálculo tarifário para 2015 não foi considerado qualquer montante associado aos incentivos à garantia de potência.

Refira-se que a evolução destas rubricas de custos evidencia alguma interdependência. A energia produzida pelos Produtores em Regime Especial tem garantia de compra pelo comercializador de último recurso, sendo que a energia que excede as suas necessidades é revendida por este agente em mercado e ofertada a preço zero. No que diz respeito à produção em regime ordinário, esta é ofertada diretamente em mercado, não sendo garantida a sua venda.

Assim o risco de não colocação destas centrais aumenta sempre que a energia produzida pelos produtores em regime especial excede as necessidades previstas pelo comercializador de último recurso. Conclui-se que o aumento da produção em regime especial tem como consequência direta a diminuição da procura residual, isto é, a procura deduzida das quantidades dos produtores em regime especial colocadas em mercado. Deste modo, enquanto o diferencial de custo com PRE evolui de uma forma independente dos restantes CIEG associados à produção de energia elétrica, os CIEG com produção em regime ordinária (SCAE, CMEC e garantia de potência) aumentam com a evolução da produção em regime especial.

A Figura 3-23 apresenta igualmente o valor médio do diferencial de custo unitário do conjunto das instalações abrangidas pelos CIEG que ascende a 51,13 €/MWh.

Esta análise mostra que grande parte da produção de energia elétrica em Portugal continental tem um custo real superior ao verificado no mercado *spot*, traduzindo-se num diferencial de custo que é transferido para os consumidores através das tarifas. Para o consumidor de energia elétrica, o custo de produção implícito no preço da energia elétrica fornecida corresponde ao preço da energia adquirida no mercado grossista (*spot*, contratos bilaterais, mercado de futuros, etc.), adicionado dos custos unitários dos CIEG associados à produção de energia elétrica. No caso do consumidor regulado prevê-se, com base nos pressupostos enunciados, que para 2015 este custo corresponda a 104,62 €/MWh, isto é, à soma do custo médio unitário de aquisição do CUR, no valor de 53,49 €/MWh, acrescido do sobrecusto unitário associado à produção com CIEG, no valor de 51,13 €/MWh.

3.3.11 EVOLUÇÃO DO DIFERENCIAL DE CUSTO DA PRE

O valor unitário do diferencial de custo com a aquisição da produção em regime especial resulta da diferença entre o preço médio de aquisição de energia elétrica aos produtores em regime especial, o

qual resulta da legislação que define o regime remuneratório destes produtores, e o preço médio a que o CUR coloca esta produção no mercado grossista,²⁴.

Na Figura 3-24 apresenta-se a evolução do diferencial de custo com a aquisição a produtores em regime especial no período de 2002 a 2015, tendo em conta os valores previstos para tarifas. No mesmo gráfico é apresentado o custo médio de aquisição do CUR, que é recuperado pela tarifa de Energia.

Figura 3-24 - Evolução do diferencial de custo PRE (valores previstos para tarifas)



A grande redução do valor do diferencial de custo da PRE que se observa no cálculo tarifário do ano 2012 deve-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. No ano de 2013, além deste efeito, foram ainda introduzidas medidas de sustentabilidade do SEN com impacte 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

²⁴ 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.

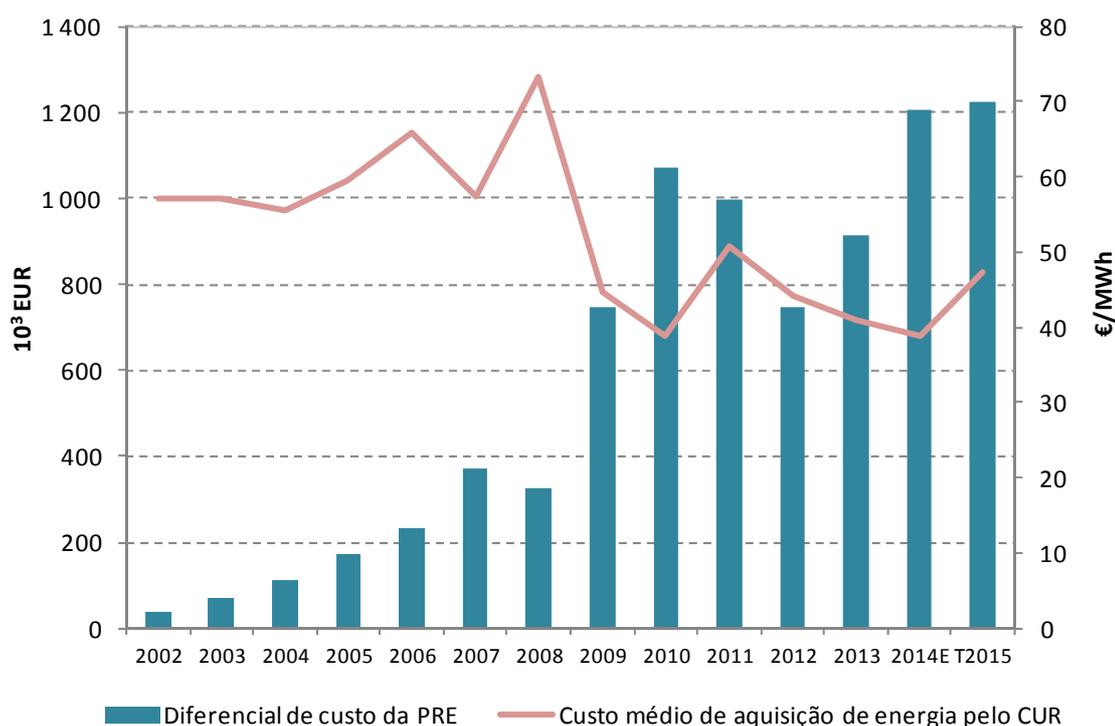
28 de fevereiro. De 2013 para 2014, o acréscimo que se observa na Figura 3-24 nos valores considerados no cálculo tarifário, decorre principalmente das seguintes alterações:

- Diminuição da previsão dos montantes a deduzir ao sobrecusto, provenientes das receitas dos leilões de licenças de emissão de CO₂ que revertem para o SEN;
- Efeito cumulativo do serviço da dívida relativo aos diferimentos do diferencial de custo da PRE de anos anteriores.

De 2014 para 2015 o acréscimo deve-se, essencialmente, a ajustamentos.

Na Figura 3-25 apresentam-se os valores efetivamente ocorridos, quer do diferencial de custo quer do valor de referência para a sua determinação.

Figura 3-25 - Evolução do diferencial de custo PRE (valores ocorridos)

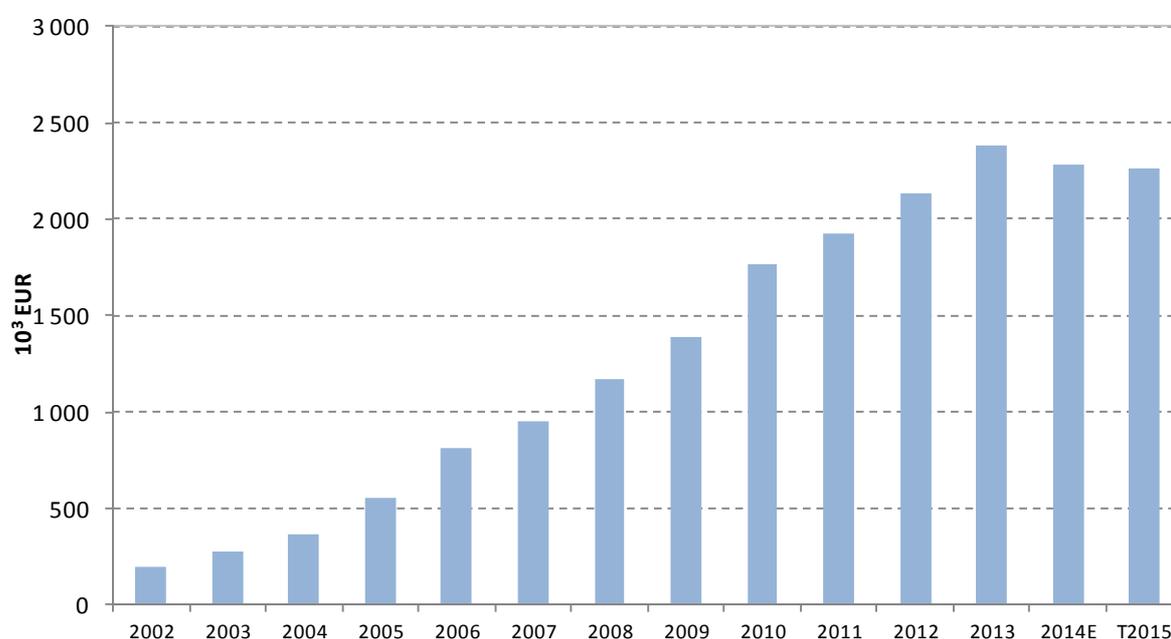


A diferença entre as duas figuras anteriores corresponde, maioritariamente, ao desvio entre a previsão e o valor ocorrido de quantidades e preços da PRE e do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE. A partir de 2013, com a inclusão de medidas de sustentabilidade do SEN com impacto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

As figuras anteriores evidenciam também a relação inversa entre o diferencial de custo da PRE e o preço de referência usado para o determinar, sendo este facto visível tanto para os valores de previstos para tarifas como para os valores reais.

Embora, os valores do diferencial de custo apresentem as variações já mencionadas, o custo total com as aquisições a produtores em regime especial apresenta uma tendência crescente até 2013, conforme mostra a Figura 3-26. A estimativa para 2014 tem em conta a elevada produção de origem eólica e hídrica verificada nos meses do ano já decorridos. A previsão para 2015, ao assumir que os índices de produtividade eólica e hídrica retomam os valores médios, originando uma descida face a 2014.

Figura 3-26 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial



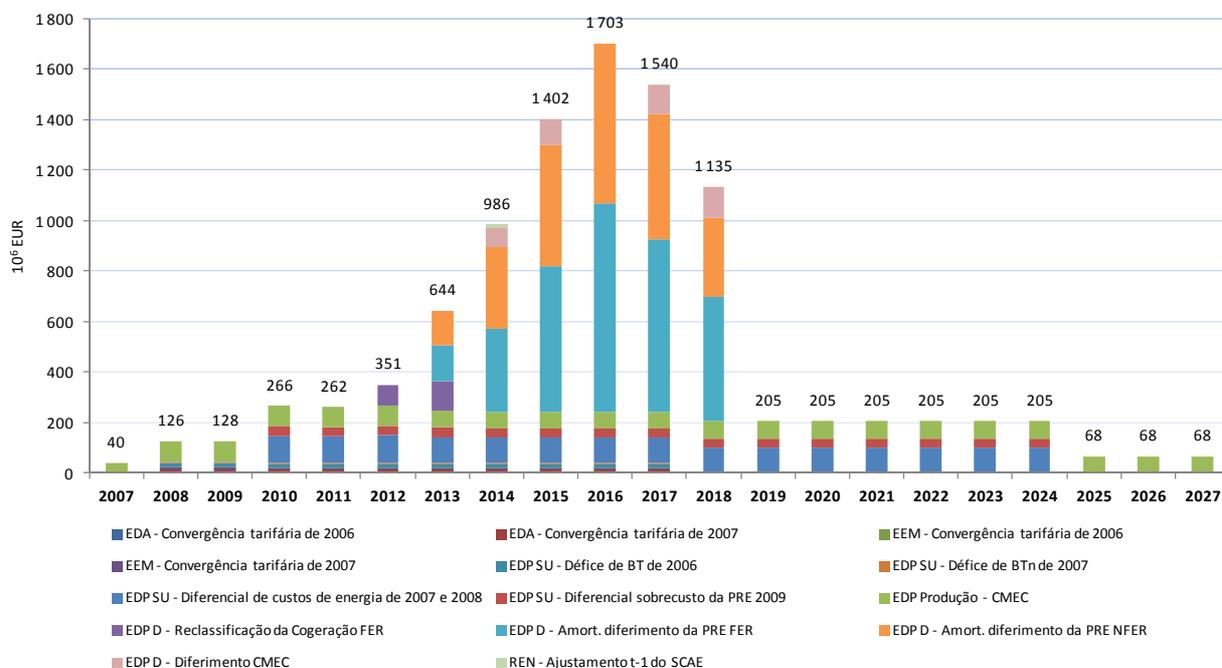
3.3.12 PROVEITOS A RECUPERAR

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

- Défices tarifários de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei 237-B/2006;
- Diferencial dos custos de energia de 2007 e 2008 e do sobrecusto da PRE, ambos ao abrigo do Decreto-Lei 165/2008;
- Custos para a manutenção do equilíbrio contratual das centrais da EDP Produção que cessaram os contratos de aquisição de energia com a REN;
- Diferimento da PRE ao abrigo do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho;

- Diferimento da parcela de acerto do CMEC de 2012 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 32/2014, de 28 de fevereiro.

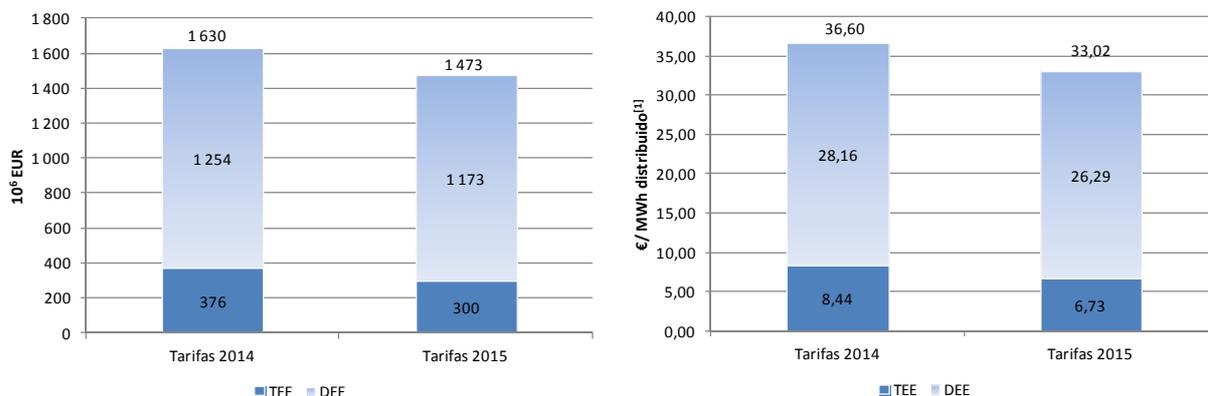
Figura 3-27 - Proveitos a recuperar



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

Da análise da Figura 3-28 verifica-se que os proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica apresentam um decréscimo de 9,6% e que os custos unitários por unidade distribuída decrescem 9,8%.

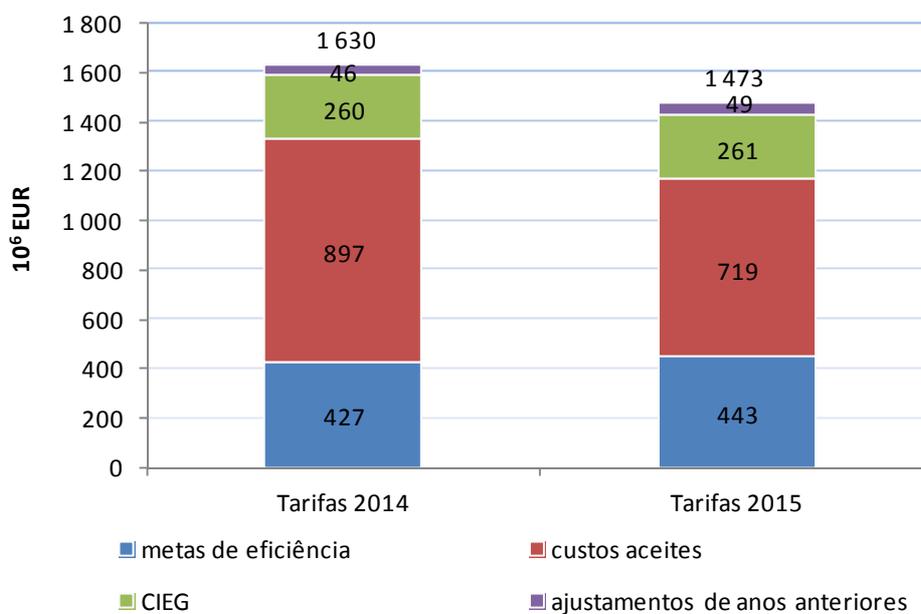
Figura 3-28 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição



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) metas de eficiência impostas; (ii) custos aceites e incentivos; (iii) custos de interesse económico geral e (iv) e ajustamentos de anos anteriores. O contributo de cada uma destas atividades pode ser analisado na Figura 3-29

Figura 3-29 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente



Através da análise da figura verifica-se uma redução da base de custos aceites. Com um peso significativo nos custos aceites estão, os custos com capital das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica.

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

MECANISMO DE VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA

O mecanismo de valorização dos novos investimentos da Rede Nacional de Transporte de eletricidade a custos de referência foi publicado pelo Despacho n.º 14 430/2010, de 7 de setembro, o qual estabelece as condições técnicas e financeiras que os investimentos transferidos para exploração após 1 de Janeiro de 2009 devem cumprir, para que sejam considerados eficientes. Para o período de regulação que se inicia em 2015, o mecanismo de custos de referência foi revisto nos termos descritos no capítulo 2 do documento “Parâmetros de regulação para o período de 2015 a 2017”.

No cálculo de proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica para 2015 foram incluídos os ajustamentos da aplicação deste mecanismo para os investimentos transferidos para exploração em 2013, tendo por base os valores de investimento reais e auditados. No que respeita aos investimentos a transferir para exploração em 2014 e 2015 sujeitos à aplicação deste mecanismo, considerou-se a sua valorização com os custos de referência determinados pela ERSE, tendo por base a caracterização técnica dos investimentos disponibilizada pela REN e os processos de atualização e de eficiência de custos previstos no mecanismo. Para os investimentos de 2015 foi igualmente considerada a revisão do mecanismo acima mencionada.

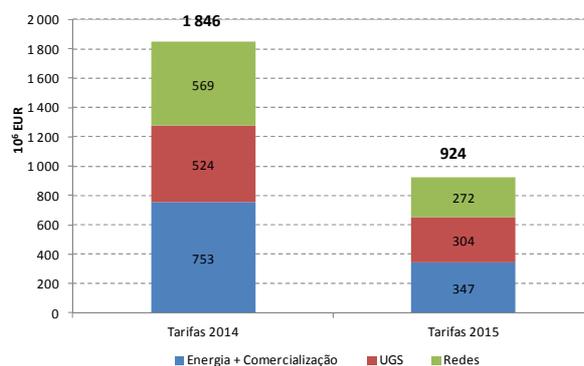
A explicitação dos valores aceites no âmbito deste mecanismo para os anos de 2013, 2014 e 2015 encontra-se no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2015”, em anexo.

3.5 PROVEITOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

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

Na figura seguinte, apresenta-se a variação dos proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais, de 2014 para 2015.

Figura 3-30 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais



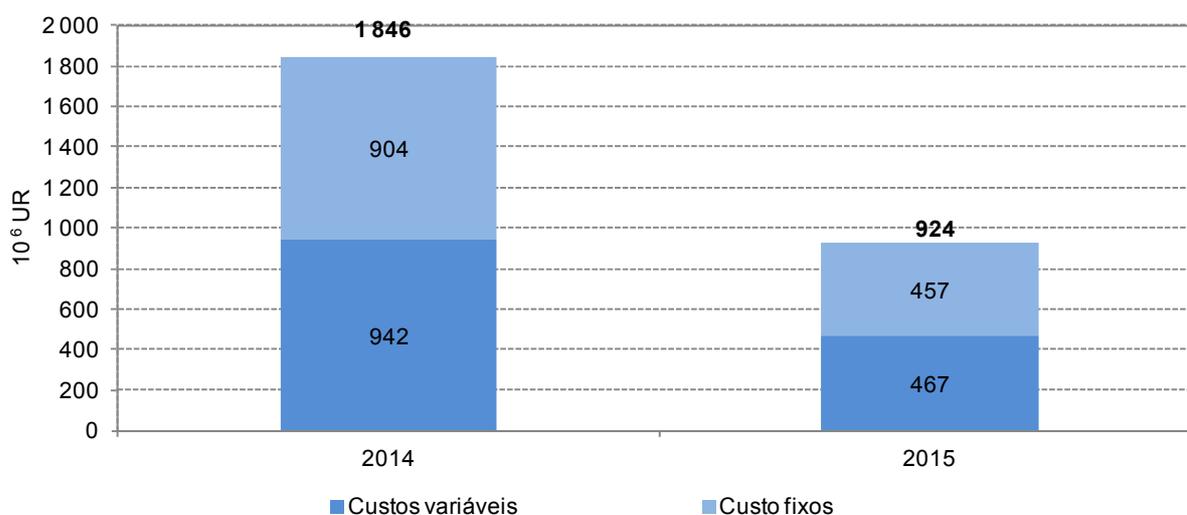
Nota: Não inclui sobreproveito

A evolução do proveito unitário da 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 na ótica da repartição entre custos fixos e variáveis, sendo esta última efetuada na presente secção.

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

A Figura 3-31 apresenta a decomposição do nível global de proveitos a recuperar pelas TVCF de 2015 e de 2015, distinguindo-se entre custos fixos e custos variáveis associados com a evolução dos consumos.

Figura 3-31 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis

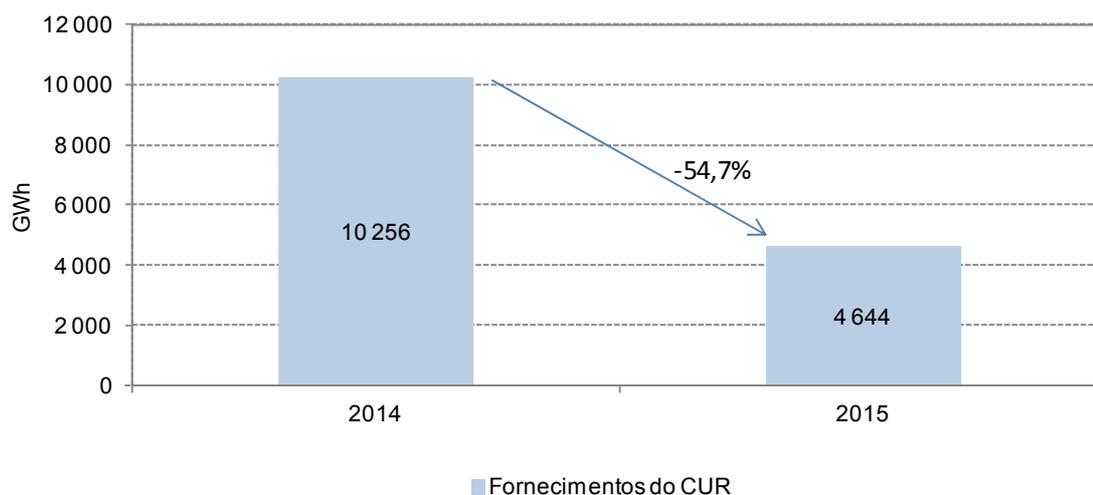


Na parte dos custos variáveis consideram-se todos os custos de energia, os custos de comercialização (com exceção dos ajustamentos referentes a 2013 e da parcela fixa dos proveitos da comercialização), os encargos com as rendas dos municípios e a componente variável dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição. Estas duas últimas parcelas são calculadas no âmbito dos fornecimentos do CUR.

Nos custos fixos são considerados os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema, os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso da Rede de Transporte, a componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, todos no âmbito dos fornecimentos do CUR, e ainda os ajustamentos referentes a 2013 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, bem como a parcela fixa dos proveitos da comercialização.

A Figura 3-32 apresenta os valores dos fornecimentos do CUR, considerados pela ERSE nas tarifas de 2014 e nas tarifas para 2015.

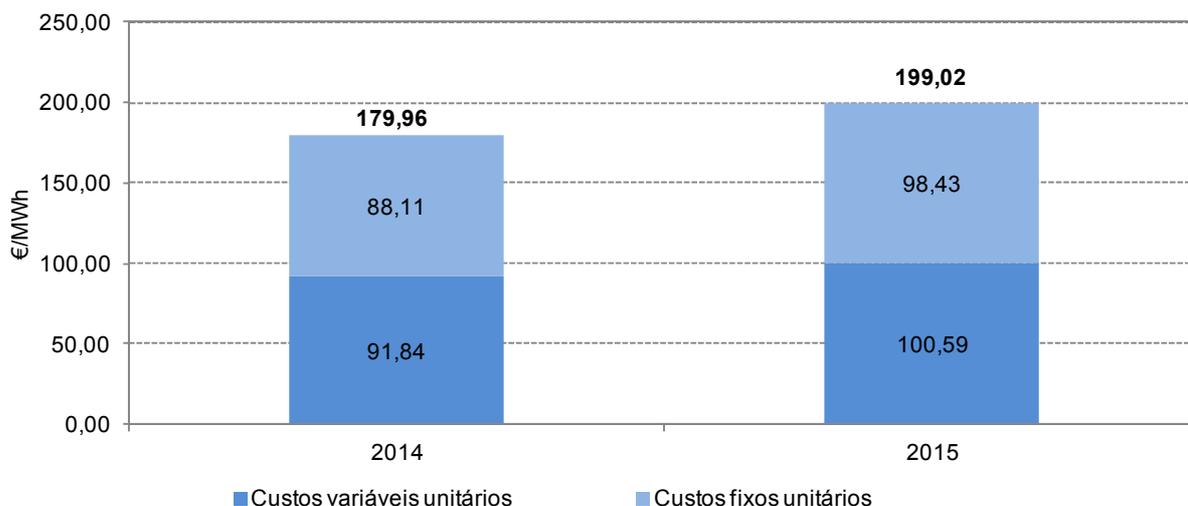
Figura 3-32 - Fornecimentos do CUR



Os fornecimentos do CUR apresentam um decréscimo de cerca de 55% justificando parte do agravamento dos custos unitários incluídos na TVCF.

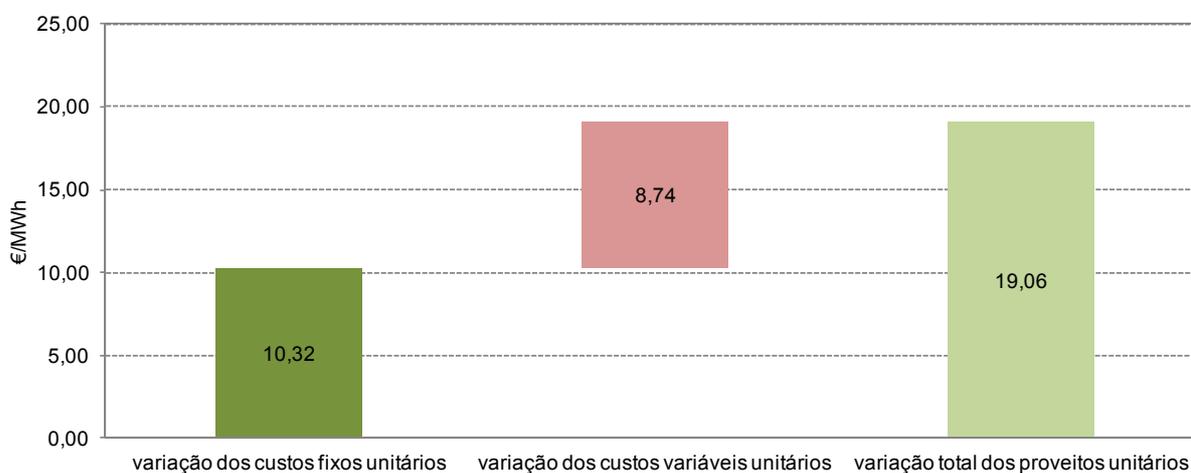
A Figura 3-33 evidencia a evolução dos proveitos unitários da TVCF entre 2014 e 2015, por categoria de custo fixo e variável.

Figura 3-33 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF



O crescimento dos proveitos unitários de 19,06€/MWh pode ser decomposto pela variação dos custos fixos unitários (+10,32€/MWh) e pela variação dos custos variáveis unitários (8,74€/MWh), tal como se apresenta na Figura 3-34.

Figura 3-34 - Decomposição da variação nos proveitos unitários



3.6 ANÁLISES COMPLEMENTARES

As alterações legislativas ocorridas ao nível da extinção das tarifas reguladas e a complexidade cada vez mais notória das atividades reguladas conduzem à necessidade do regulador obter informação mais detalhada sobre as empresas reguladas e funcionamento dos mercados. Neste âmbito, a ERSE, iniciou alguns trabalhos, nomeadamente as análises aos preços de transferência das empresas reguladas do

setor elétrico, aos custos de Comercialização de energia elétrica e às aquisições de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR.

Estes trabalhos pretendem, neste primeiro ano, lançar as bases para um conhecimento mais aprofundado sobre os temas em análise e encontram-se com maior detalhe no capítulo 5 do documento complementar “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2015”, que acompanha o presente documento, bem como no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”.

PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

A ERSE deu início em 2013 a uma nova metodologia de análise das contas, por forma a obter um leque de informação adicional, nomeadamente com vista à monitorização das operações intragrupo realizadas entre empresas reguladas e empresas não reguladas inseridas no mesmo Grupo empresarial.

Neste processo, foi solicitado às empresas a resposta a um questionário sobre esta temática, tendo igualmente sido solicitado o Dossier Fiscal de Preços de Transferência (DFPT) às empresas reguladas, que consiste num processo de documentação onde se mantém organizada a informação respeitante à política de preços de transferência adotada nas operações intragrupo e é, desde 2002, uma obrigação fiscal para todas as entidades que registem vendas e outros proveitos superiores a 3 milhões de euros, e que desenvolvam operações vinculadas (genericamente, operações intragrupo)²⁵.

Neste contexto, as seguintes empresas reguladas do setor elétrico deverão possuir esta documentação atualizada: REN, SA, REN Trading, SA; EDP Distribuição, SA; EDP Serviço Universal, SA; EDA, SA e EEM, SA.

Com base na informação solicitada, a ERSE pretende, numa base anual, analisar potenciais situações de subsidiação cruzada e de duplicação de custos na esfera das empresas envolvidas, no cálculo do novo período regulatório. A disponibilização desta informação tem ainda como objetivo:

- Dotar a ERSE de uma base documental sólida que suporte as decisões tomadas;
- Cruzar informação com a reportada nas contas reguladas enviadas pelas empresas;
- Aprofundar o conhecimento das rubricas que as compõem e;
- Harmonizar a aceitação de custos no seio das empresas reguladas, no que respeita à tipologia de rúbricas a aceitar e, caso aplicável, aos respetivos montantes.

²⁵ O regime português de preços de transferência preconiza as regras mencionadas, sendo composto pelo artigo 63.º do Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas, em conjunto com a Portaria nº1446 - C/2001, de 21 de dezembro.

A análise à documentação de preços de transferência conduziu a impactes na base de custos definida para 2015, os quais terão impactes em Tarifas 2015 e, bem assim, para os anos subsequentes. As operações críticas identificadas neste âmbito situam-se na esfera da EDA e da EEM.

Não obstante, verificou-se a existência de outras operações potencialmente críticas, que serão sujeitas a pedidos de informação adicionais e objeto de análises mais aprofundadas, podendo conduzir a impactes em tarifas dos anos subsequentes.

Com efeito, pese embora não tenham sido detetadas operações aparentemente relevantes na esfera de algumas empresas, como seja o caso da REN e da EDP, a sua estrutura organizativa é de tal ordem complexa, que se revela necessário aprofundar a presente análise.

Por último, lembre-se que as operações intragrupo serão, a partir de agora, objeto de monitorização continua por parte da ERSE, com particular importância nos anos de definição de parâmetros, tendo a última revisão regulamentar introduzido no Regulamento Tarifário o pedido de documentação de preços de transferência a cada um dos operadores, por forma a formalizar e tornar obrigatória a entrega desta informação numa base anual.

CUSTOS DE REFERÊNCIA DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

Nos termos do artigo 50.º d

o Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro, a ERSE deverá definir anualmente custos de referência para a atividade de comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente, conforme o número 9 do mesmo artigo.

Em linha com o referido anteriormente, a definição destes custos visa não só o cumprimento do quadro legal, como a criação de uma base sustentada para a definição do OPEX unitário para a atividade de comercialização,

Assim, pretendeu-se definir valores de referência que permitam internalizar um conjunto de fatores intrínsecos às empresas, que as posicionam com diferentes perfis, e que por conseguinte justificam diferentes níveis de custos de exploração afetos á prossecução da sua atividade.

Para este efeito, a ERSE propôs a construção de uma matriz de custos de referência para os comercializadores de energia elétrica, tendo necessariamente em consideração as características específicas das diversas empresas comercializadoras, na medida em que tais especificidades podem originar (des)vantagens custo, que devem ser tidas em conta para efeitos da determinação dos custos de referência.

Refira-se que, como forma de ultrapassar a escassa informação existente relativamente à atividade de comercialização de energia, a ERSE elaborou um questionário que submeteu não só às empresas comercializadoras reguladas do setor elétrico, como a um vasto leque de comercializadores, regulados e de mercado, nos setores de eletricidade e gás natural.

O questionário elaborado pela ERSE teve por objetivos (i) a identificação do(s) indutor(es) de custo, (ii) a caracterização da atividade e a identificação de características específicas que cada uma das comercializadoras enfrentam e (iii) a desagregação do OPEX Total na sua componente fixa e na sua componente variável.

Note-se que, para efeitos da presente análise, foram considerados os resultados dos questionários remetidos à ERSE até 30 de setembro de 2014. A análise efetuada procurou:

- i. Caracterizar a amostra e os diferentes perfis de empresas que comercializam energia, que devem ser tidas em conta para a definição de custos de referência.
- ii. Apresentar a metodologia seguida para a definição dos custos de referência da atividade de comercialização.
- iii. Estabelecer a fundamentação económica que suporta a referida metodologia.
- iv. Definir uma matriz de custos médios que serve de referência aos comercializadores de energia elétrica.

Registe-se que os resultados obtidos estão em linha com os valores considerados como custos controláveis da atividade e comercialização da EDP, SU, EEM e EDA.

4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2015

4.1 TARIFAS

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

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

Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
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)

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)

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte		operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	prestação dos serviços de sistema e transporte	definida nos termos do Artigo 22.º do Regulamento Tarifário
Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	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 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 E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
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)
<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)
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM	TVCF	concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso da RAA e da RAM	fornecimento regulado de energia a retalho	existem diversas opções tarifárias definidas nas Secções VI e VII do Capítulo III do Regulamento Tarifário para os clientes das Regiões Autónomas
Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental	TVCF	comercializadores de último recurso em Portugal continental	clientes dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	fornecimento regulado de energia a retalho	existem diversas opções tarifárias definidas na Secção V do Capítulo III do Regulamento Tarifário para os clientes de Portugal continental

4.2 TARIFAS POR ATIVIDADE DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

Às entregas do operador da rede de transporte ou entidade concessionária da RNT (REN) ao operador da rede distribuição em MT e AT são aplicadas, de acordo com o definido no 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 2015.

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	0,0036
	Horas cheias	0,0036
	Horas de vazio normal	0,0036
	Horas de super vazio	0,0036

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	0,0028
	Horas cheias	0,0028
	Horas de vazio normal	0,0028
	Horas de super vazio	0,0028

No Quadro 4-4 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2015, 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	0,0064
	Horas cheias	0,0064
	Horas de vazio normal	0,0064
	Horas de super vazio	0,0064

4.2.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

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

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

No documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2015” encontra-se o enquadramento e justificação desta tarifa.

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 2015.

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	0,5451
	Horas de vazio	0,4255

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 2015 proporcionam os proveitos permitidos em 2015, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário.

No Quadro 4-6 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2015 que está definida no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2015”.

Quadro 4-6 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2015

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

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

No Quadro 4-7 e no Quadro 4-8 apresentam-se os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT para 2015.

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	1,365
	Contratada	0,152
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	0,0004
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0237
	Capacitiva	0,0177

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	2,184
	Contratada	0,243
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	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0237
	Capacitiva	0,0177

4.3 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

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

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

4.3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

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

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

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia ativa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0036
	Horas cheias	0,0036
	Horas de vazio normal	0,0036
	Horas de super vazio	0,0036

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

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

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I					
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036
AT	4	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037
MT	4	0,0039	0,0038	0,0038	0,0038
BTE	4	0,0042	0,0042	0,0041	0,0039
BTN>	3	0,0042	0,0042	0,0040	
BTN< tri-horárias	3	0,0042	0,0042	0,0040	
BTN bi-horárias	2	0,0042		0,0040	
BTN simples	1	0,0041			

Os termos de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema recuperam o conjunto de proveitos da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT, relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (dominados pelos custos para a manutenção do equilíbrio contratual, 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), adicionados dos sobrecustos da produção em regime especial com preços garantidos, dos ajustamentos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes, dos défices associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT e de BTN de 2006 e 2007 respetivamente, das medidas tomadas no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º165/2008 relativas ao adiamento dos desvios de energia de 2007 e 2008 e dos sobrecustos da produção em regime especial de 2009, todos a recuperar pelo operador da rede de distribuição. Também se incluem nos proveitos da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema os desvios positivos ou negativos de custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso por forma a assegurar-se a sustentabilidade dos mercados regulado e livre.

O termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema reflete, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, os custos associados à manutenção do equilíbrio contratual das centrais que procederam à renegociação dos CAE em 2007 (CMEC).

A Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, veio alterar 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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

aquisição de energia (CAE), os CMEC, os encargos com a garantia de potência, os sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autônomas (RAs), os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos de sustentabilidade²⁶, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC. Em 2014 a Portaria n.º 212-A/2014, de 24 de outubro, veio introduzir alterações à Portaria n.º 332/2012, no que respeita à afetação dos sobrecustos dos CAE.

Assim, em concreto, a Portaria n.º 332/2012 veio alterar a metodologia de cálculo dos termos de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, definindo a alocação por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à energia entregue no ponto de consumo, dos sobrecustos com a PRE não renovável²⁷, dos encargos com a garantia de potência, dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, dos custos de sustentabilidade, dos custos com os terrenos e dos custos com o PPEC. É também estabelecida a forma de repartição dos sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autônomas e dos sobrecustos com os contratos de aquisição de energia (CAE), por nível de tensão ou tipo de fornecimento através da definição explícita de valores percentuais.

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

Entre a proposta de tarifas apresentada ao CT e a publicação final de tarifas os referidos fatores de modulação foram alterados, ao abrigo da Portaria n.º 251-B/2014, de 28 de novembro, que prevê a possibilidade de alterar os fatores de modulação previstos na Portaria n.º 332/2012, de forma a evitar variações acentuadas em alguns períodos horários que sejam desincentivadoras da modulação de consumos.

Adicionalmente importa considerar, por um lado, o Despacho n.º 12597-A/2014 que estabelece as regras de afetação do montante disponível do valor do equilíbrio económico-financeiro, e respetivos proveitos financeiros, resultantes da transmissão pela entidade concessionária da RNT dos direitos de utilização do domínio público hídrico, e por outro lado, o Despacho n.º 12597-B/2014 que estabelece as regras de afetação do montante da contribuição extraordinária sobre o setor energético, com o objetivo de financiar mecanismos que promovam a sustentabilidade sistémica do setor energético, designadamente através

²⁶ 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.

²⁷ Não abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 90/2006.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

do financiamento de políticas do setor energético de cariz social e ambiental e de medidas relacionadas com a eficiência energética.

Os despachos referidos estabelecem que os montantes referidos são deduzidos aos sobrecustos dos CAE a recuperar pela tarifa de uso global do sistema do Operador da Rede de Transporte, previstos na Portaria n.º 332/2012. Nos quadros seguintes e ao longo do documento as referências ao sobrecusto dos CAE integram as deduções referidas e nos termos estabelecidos pelos Despachos n.º 12597-A/2014 e n.º 12597-B/2014.

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

Quadro 4-11 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

Unid: M€	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	2,8	4,0	8,3	703,1	718,1
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	24,4	80,0	159,0	37,9	24,2	182,0	507,5
Sobrecusto dos CAE	3,7	26,8	89,1	21,3	0,0	-106,2	34,8
CMEC	3,4	7,4	29,3	9,8	12,1	174,2	236,2
Garantia de potência	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sobrecusto RAAs	0,0	0,3	64,0	43,0	19,7	-20,7	106,4
Défi ce 2009	6,6	21,7	43,1	10,3	6,6	49,3	137,6
Ajust. de aquisição de energia	-5,2	-17,1	-34,0	-8,1	-5,2	-38,9	-108,5
Diferencial extinção TVCF	1,3	4,2	8,3	2,0	1,3	9,5	26,4
Sobreprovento	-0,2	-0,6	-1,1	-0,3	-0,2	-1,3	-3,5
Terrenos	0,6	2,1	4,1	1,0	0,6	4,7	13,2
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	34,7	124,8	364,6	121,0	67,4	955,7	1 668,2

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

Quadro 4-12 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema

Unid: €/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN > 20,7 kVA			BTN ≤ 20,7 kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio									
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,28	0,24	0,12	1,61	1,40	0,61	8,94	3,89	1,10	83,32	47,77	25,07
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	15,92	13,59	8,86	15,87	13,59	8,27	15,64	13,46	6,65	15,36	13,31	5,86	26,16	11,37	3,23	21,57	12,36	6,49
Sobrecusto dos CAE	2,42	2,07	1,35	5,31	4,55	2,77	8,77	7,54	3,73	8,63	7,48	3,29	0,00	0,00	0,00	-12,58	-7,21	-3,78
Garantia de potência	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
Sobrecusto RAAs	0,01	0,01	0,01	0,06	0,05	0,03	6,29	5,42	2,68	17,42	15,10	6,65	21,30	9,26	2,63	-2,45	-1,40	-0,74
Défice 2009	4,32	3,69	2,40	4,30	3,69	2,24	4,24	3,65	1,80	4,16	3,61	1,59	7,09	3,08	0,88	5,85	3,35	1,76
Ajust. de aquisição de energia	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43	-2,43
Diferencial extinção TVCF	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Sobreprovento	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08
Terrenos	0,41	0,35	0,23	0,41	0,35	0,21	0,41	0,35	0,17	0,40	0,35	0,15	0,68	0,30	0,08	0,56	0,32	0,17
PPEC	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

Unid: €/kW/mês	MAT	AT	MT	BTE	BTN > 20,7 kVA	BTN ≤ 20,7 kVA
CMEC	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

Os preços 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 4-13.

Quadro 4-13 - 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	0,419	0,0221	0,0188	0,0119	0,0119
AT	4	0,419	0,0250	0,0213	0,0126	0,0126
MT	4	0,419	0,0347	0,0297	0,0142	0,0142
BTE	4	0,419	0,0475	0,0411	0,0180	0,0179
BTN>	3	0,419	0,0644	0,0281	0,0080	
BTN< tri-horárias	3	0,419	0,0965	0,0553	0,0291	
BTN bi-horárias	2	0,419	0,0645		0,0291	
BTN simples	1	0,419	0,0516			

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 4-14.

Quadro 4-14 - 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	0,419	0,0257	0,0224	0,0155	0,0155
AT	4	0,419	0,0287	0,0250	0,0163	0,0162
MT	4	0,419	0,0386	0,0336	0,0180	0,0180
BTE	4	0,419	0,0517	0,0452	0,0221	0,0218
BTN>	3	0,419	0,0686	0,0322	0,0120	
BTN< tri-horárias	3	0,419	0,1007	0,0595	0,0331	
BTN bi-horárias	2	0,419	0,0687		0,0331	
BTN simples	1	0,419	0,0557			

No Quadro 4-15 apresenta-se a desagregação do valor do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 4-14.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

Quadro 4-15 - 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 (EUR/kW.mês)							
	CMEC - EDP Gestão da Produção de Energia, SA				Componente de alisamento		Correcção de hidraulicidade	CMEC - EDP Distribuição
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Revisib. Prevista	Ajust. Previstos		Parcela de acerto
	Renda Anual	Ajust.	Revisib	Ajust.			Revisib	
MAT	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,004	0,018	0,181
AT	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,004	0,018	0,181
MT	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,004	0,018	0,181
BTE	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,004	0,018	0,181
BTN>	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,004	0,018	0,181
BTN< tri-horárias	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,004	0,018	0,181
BTN bi-horárias	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,004	0,018	0,181
BTN simples	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,004	0,018	0,181

No Quadro 4-16 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 2015, 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 4-16 – Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral ($V_{Cieg,t}$), em 2015

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	$V_{Cieg,2015}$ (€/kW)/mês
AT	2,617
MT	3,062
BTE	3,819
BTN > 20,7 kVA	3,308
BTN ≤ 20,7 kVA	5,780

4.3.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

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 4-17 e no Quadro 4-18.

Quadro 4-17 - 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	1,365
	Contratada	0,152
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	0,0004
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0237
	Capacitiva	0,0177

Quadro 4-18 - 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	2,615
	Contratada	0,291
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	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	-
	Capacitiva	-

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

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 4-19.

Quadro 4-19 - 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	3,024	0,0010	0,0008	0,0007	0,0005	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
MT	4	3,167	0,0010	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
BTE	4	3,474	0,0011	0,0009	0,0008	0,0006	0,0011	0,0009	0,0008	0,0006
BTN>	3	-	0,0425	0,0009	0,0007		0,0425	0,0009	0,0007	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0425	0,0009	0,0007		0,0425	0,0009	0,0007	
BTN bi-horárias	2	-	0,0102		0,0007		0,0102		0,0007	
BTN simples	1	-	0,0067				0,0067			

4.3.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de fatores multiplicativos aos custos incrementais de potência da rede de Distribuição por nível de tensão, preservando-se a estrutura dos custos incrementais. Estes fatores multiplicativos são determinados tal que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas para 2015 proporcionam os proveitos permitidos em 2015, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário.

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

No Quadro 4-20 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2015 determinada de acordo com o descrito no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2015”.

Quadro 4-20 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2015

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

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

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

Quadro 4-21 - 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	0,670
	Contratada	0,058
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	0,0003
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0241
	Capacitiva	0,0181

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	3,165
	Contratada	0,531
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	0,0009
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0025
	Horas cheias	0,0020
	Horas de vazio normal	0,0013
	Horas de super vazio	0,0010
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0263
	Capacitiva	0,0197

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	8,767
	Contratada	0,669
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0054
	Horas cheias	0,0044
	Horas de vazio normal	0,0031
	Horas de super vazio	0,0015
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0051
	Horas cheias	0,0042
	Horas de vazio normal	0,0030
	Horas de super vazio	0,0016
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0313
	Capacitiva	0,0239

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 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

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	0,670	0,058	0,0009	0,0007	0,0005	0,0003	0,0008	0,0007	0,0005	0,0004	0,0241	0,0181
MT	4	0,777	-	0,0010	0,0008	0,0005	0,0003	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	-	-
BTE	4	0,852	-	0,0010	0,0008	0,0005	0,0004	0,0010	0,0008	0,0005	0,0004	-	-
BTN>	3	-	-	0,0112	0,0008	0,0005		0,0112	0,0008	0,0005		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0112	0,0008	0,0005		0,0112	0,0008	0,0005		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0031		0,0005		0,0031		0,0005		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0022				0,0022				-	-

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	3,165	0,531	0,0026	0,0021	0,0014	0,0009	0,0025	0,0020	0,0013	0,0010	0,0263	0,0197
BTE	4	4,196	-	0,0028	0,0022	0,0015	0,0010	0,0028	0,0022	0,0015	0,0010	-	-
BTN>	3	-	-	0,0528	0,0022	0,0013		0,0528	0,0022	0,0013		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0528	0,0022	0,0013		0,0528	0,0022	0,0013		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0135		0,0013		0,0135		0,0013		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0090				0,0090				-	-

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 reativa (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
BTE	4	8,767	0,669	0,0053	0,0043	0,0030	0,0015	0,0313	0,0239
BTN>	3	-	0,669	0,0333	0,0324	0,0026		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,669	0,0312	0,0302	0,0026		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,669	0,0278		0,0026		-	-
BTN simples	1	-	0,669	0,0185				-	-

4.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

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

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

4.4.1 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa transitória de Energia deve refletir a estrutura de preços praticados no mercado grossista, respeitando-se a estrutura dos custos marginais de energia. Para esse efeito os custos marginais são escalados de modo a assegurar-se a recuperação dos proveitos permitidos em 2015 na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica. O fator de escala multiplicativo adotado é igual por período horário.

Os custos marginais a utilizar no cálculo desta tarifa foram determinados de acordo com o descrito no estudo “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2015”, em anexo ao presente documento.

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

Quadro 4-27 - Preços da tarifa transitória de Energia

ENERGIA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0741
	Horas cheias	0,0676
	Horas de vazio normal	0,0543
	Horas de super vazio	0,0425
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0689
	Horas cheias	0,0637
	Horas de vazio normal	0,0525
	Horas de super vazio	0,0471

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 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

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	0,0753	0,0686	0,0550	0,0429	0,0701	0,0646	0,0531	0,0475
MT	4	0,0789	0,0714	0,0568	0,0441	0,0734	0,0673	0,0549	0,0488
BTE	4	0,0836	0,0753	0,0600	0,0488	0,0836	0,0753	0,0600	0,0488
BTN>	3	0,0842	0,0754	0,0565		0,0842	0,0754	0,0565	
BTN< tri-horárias	3	0,0845	0,0754	0,0567		0,0845	0,0754	0,0567	
BTN bi-horárias	2	0,0775		0,0567		0,0775		0,0567	
BTN simples	1	0,0700				0,0700			

4.4.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

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

Os preços das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN são calculados tendo em conta a estrutura de custos médios e as regras de escalamento descritas no estudo “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2015” em anexo ao presente documento.

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

Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM AT E MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	6,96	0,22872	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0010		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	3,03	0,09949	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0003		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	0,47	0,01549	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0027		

4.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

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

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

Na sequência do processo de revisão regulamentar do setor elétrico foi efetuada a extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias, na tarifa de acesso às redes, para os níveis de potência inferiores a 3,45 kVA, englobando assim a totalidade dos escalões de potência definidos para a $BTN \leq 20,7$ kVA. Esta extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias é também disponibilizada nas tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2015.

Quadro 4-30 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2015

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
	Horas de ponta	1,365	0,0449
	Contratada	0,571	0,0188
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0264	
	Horas cheias	0,0230	
	Horas de vazio normal	0,0160	
	Horas de super vazio	0,0159	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0264	
	Horas cheias	0,0230	
	Horas de vazio normal	0,0160	
	Horas de super vazio	0,0159	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0237	
	Capacitiva	0,0177	

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
	Horas de ponta	3,694	0,1214
	Contratada	0,477	0,0157
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0306	
	Horas cheias	0,0265	
	Horas de vazio normal	0,0175	
	Horas de super vazio	0,0170	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0304	
	Horas cheias	0,0265	
	Horas de vazio normal	0,0175	
	Horas de super vazio	0,0172	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0241	
	Capacitiva	0,0181	

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
	Horas de ponta	7,109	0,2337
	Contratada	0,950	0,0312
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0432	
	Horas cheias	0,0374	
	Horas de vazio normal	0,0206	
	Horas de super vazio	0,0198	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0429	
	Horas cheias	0,0371	
	Horas de vazio normal	0,0205	
	Horas de super vazio	0,0200	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0263	
	Capacitiva	0,0197	

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
	Horas de ponta	17,289	0,5684
	Contratada	1,088	0,0358
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0619	
	Horas cheias	0,0534	
	Horas de vazio normal	0,0279	
	Horas de super vazio	0,0253	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0313	
	Capacitiva	0,0239	

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/kW.dia)
	27,6	30,03	0,9872
	34,5	37,54	1,2341
	41,4	45,04	1,4809
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2084	
	Horas cheias	0,0685	
	Horas de vazio	0,0171	

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/kW.dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,25	0,0411
	2,3	2,50	0,0823
	3,45	3,75	0,1234
	4,6	5,00	0,1645
	5,75	6,26	0,2057
	6,9	7,51	0,2468
	10,35	11,26	0,3702
	13,8	15,01	0,4936
	17,25	18,77	0,6170
20,7	22,52	0,7404	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0921	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1233	
	Horas de vazio	0,0382	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2384	
	Hora cheia	0,0936	
	Hora vazio	0,0382	

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 2015, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os seguintes:

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	68%
AT	61%
MT	51%
BTE	54%
BTN > 20,7 kVA	48%
BTN ≤ 20,7 kVA	62%

4.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DA MOBILIDADE ELÉTRICA

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

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

De acordo com o artigo 14.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 sector elétrico.

De acordo com os artigos 18.º e 22.º do mesmo regulamento, a tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade aplica-se às entregas dos Comercializadores de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica e resultam da conversão dos preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MT, BTE e BTN, definidos no Regulamento Tarifário do sector elétrico, para preços de energia ativa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh, com base numa regra de faturação, a aprovar no despacho de aprovação das tarifas e preços. Os preços de energia ativa podem ser diferenciados por nível de tensão e período tarifário.

Refira-se que os pontos de carregamento poderão ser alimentados em BTN e BTE ou MT, consoante se trate de carregamentos normais ou rápidos e dependendo da tipologia das instalações e número de pontos de carregamento em cada “estação de serviço”.

As quantidades associadas à energia entregue à Rede de Mobilidade Elétrica devem ser determinadas nos Pontos de Entrega à Rede de Mobilidade Elétrica.

Considerando a fase experimental da Rede de Mobilidade Elétrica e o não conhecimento de perfis tipo dos pontos de carregamento lento e rápido, a ERSE optou por considerar para 2015 que os preços de energia ativa da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade coincidem com os preços médios das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MT, BTE e BTN.

Quadro 4-31 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica a vigorarem em 2015

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
	MT	0,0511
	BTE	0,0868
	BTN	0,1157

4.7 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

Adicionalmente, o Decreto-lei n.º 75/2012, de 26 de março, estendeu o processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN). Nos termos deste Decreto-Lei, a partir do dia 1 de julho de 2012 extinguiram-se as tarifas reguladas aplicáveis a clientes com consumos em BTN com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA e a partir de 1 de janeiro de 2013 extinguiram-se as tarifas reguladas aplicáveis a clientes com consumos em BTN com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

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.

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 2015.

As tarifas transitórias em MAT encontram-se extintas, dado já não existirem fornecimentos do Comercializador de Último Recurso, neste nível de tensão.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

Quadro 4-32 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2015

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)
		72,20	2,3739
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	6,227	0,2047
	Contratada	0,850	0,0279
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	6,035	0,1984
	Contratada	0,702	0,0231
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,235	0,4022
	Contratada	0,496	0,0163
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1177
		Horas cheias	0,0949
		Horas de vazio normal	0,0722
		Horas de super vazio	0,0607
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1167
		Horas cheias	0,0973
		Horas de vazio normal	0,0742
		Horas de super vazio	0,0680
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1297
		Horas cheias	0,0970
		Horas de vazio normal	0,0728
		Horas de super vazio	0,0630
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1308
		Horas cheias	0,1001
		Horas de vazio normal	0,0760
		Horas de super vazio	0,0680
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1516
		Horas cheias	0,1109
		Horas de vazio normal	0,0733
		Horas de super vazio	0,0645
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1511
		Horas cheias	0,1106
		Horas de vazio normal	0,0760
		Horas de super vazio	0,0692
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0241	
	Capacitiva	0,0181	

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)
		46,28	1,5217
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	9,920	0,3261
	Contratada	1,516	0,0498
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	9,998	0,3287
	Contratada	1,427	0,0469
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	14,686	0,4828
	Contratada	0,606	0,0199
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1335
		Horas cheias	0,1048
		Horas de vazio normal	0,0739
		Horas de super vazio	0,0631
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1364
		Horas cheias	0,1070
		Horas de vazio normal	0,0765
		Horas de super vazio	0,0703
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1395
		Horas cheias	0,1081
		Horas de vazio normal	0,0751
		Horas de super vazio	0,0642
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1452
		Horas cheias	0,1082
		Horas de vazio normal	0,0789
		Horas de super vazio	0,0703
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2089
		Horas cheias	0,1164
		Horas de vazio normal	0,0790
		Horas de super vazio	0,0704
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2086
		Horas cheias	0,1162
		Horas de vazio normal	0,0795
		Horas de super vazio	0,0740
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0263
		Capacitiva	0,0197

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)
		25,55	0,8399
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	15,045	0,4946
	Contratada	0,656	0,0216
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	21,139	0,6950
	Contratada	1,492	0,0490
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2156
		Horas cheias	0,1265
		Horas vazio normal	0,0883
		Horas super vazio	0,0775
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1546
		Horas cheias	0,1215
		Horas vazio normal	0,0810
		Horas super vazio	0,0715
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0313
		Capacitiva	0,0239

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

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	44,29	1,4562
		34,5	55,20	1,8149
		41,4	66,11	2,1736
	Tarifa de longas utilizações	27,6	145,67	4,7891
		34,5	182,00	5,9837
		41,4	218,33	7,1779
Energia ativa		(EUR/kWh)		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		0,3029	
	Horas cheias		0,1521	
	Horas de vazio		0,0864	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		0,2213	
	Horas cheias		0,1280	
	Horas de vazio		0,0790	

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS		
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária		3,45	4,75	0,1561
		4,6	6,17	0,2030
		5,75	7,59	0,2496
		6,9	9,01	0,2962
		10,35	13,26	0,4360
		13,8	17,51	0,5758
		17,25	21,77	0,7156
		20,7	26,02	0,8554
Energia ativa		(EUR/kWh)		
Tarifa simples <=6,9 kVA			0,1587	
Tarifa simples >6,9 kVA			0,1602	
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio		0,1853	
	Horas de vazio		0,0978	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio		0,1890	
	Horas de vazio		0,0986	
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta		0,2106	
	Horas de cheias		0,1675	
	Horas de vazio		0,0978	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta		0,2144	
	Horas de cheias		0,1704	
	Horas de vazio		0,0986	

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS		
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples		1,15	2,49	0,0820
		2,3	4,38	0,1439
Energia ativa		(EUR/kWh)		
Tarifa simples			0,1367	

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

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	28,06	0,9226
	34,5	35,08	1,1532
	41,4	42,08	1,3834
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3015	
	Horas cheias	0,1601	
	Horas de vazio	0,0854	

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples	3,45	2,09	0,0688
	4,6	2,94	0,0966
	5,75	3,78	0,1244
	6,9	4,63	0,1522
	10,35	6,99	0,2298
	13,8	9,40	0,3091
	17,25	11,75	0,3864
Tarifa bi-horária e tri-horária	20,7	14,22	0,4674
	3,45	4,64	0,1525
	4,6	5,89	0,1936
	5,75	7,09	0,2332
	6,9	8,39	0,2760
	10,35	11,08	0,3641
	13,8	13,49	0,4435
Energia ativa	17,25	15,84	0,5207
	20,7	18,31	0,6021
	Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1742
	Tarifa simples >6,9 kVA		0,1775
	Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1989
Horas de vazio		0,0978	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1994	
	Horas de vazio	0,0978	
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,3220	
	Horas de cheias	0,1695	
	Horas de vazio	0,0978	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,3220	
	Horas de cheias	0,1720	
	Horas de vazio	0,0978	

4.8 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

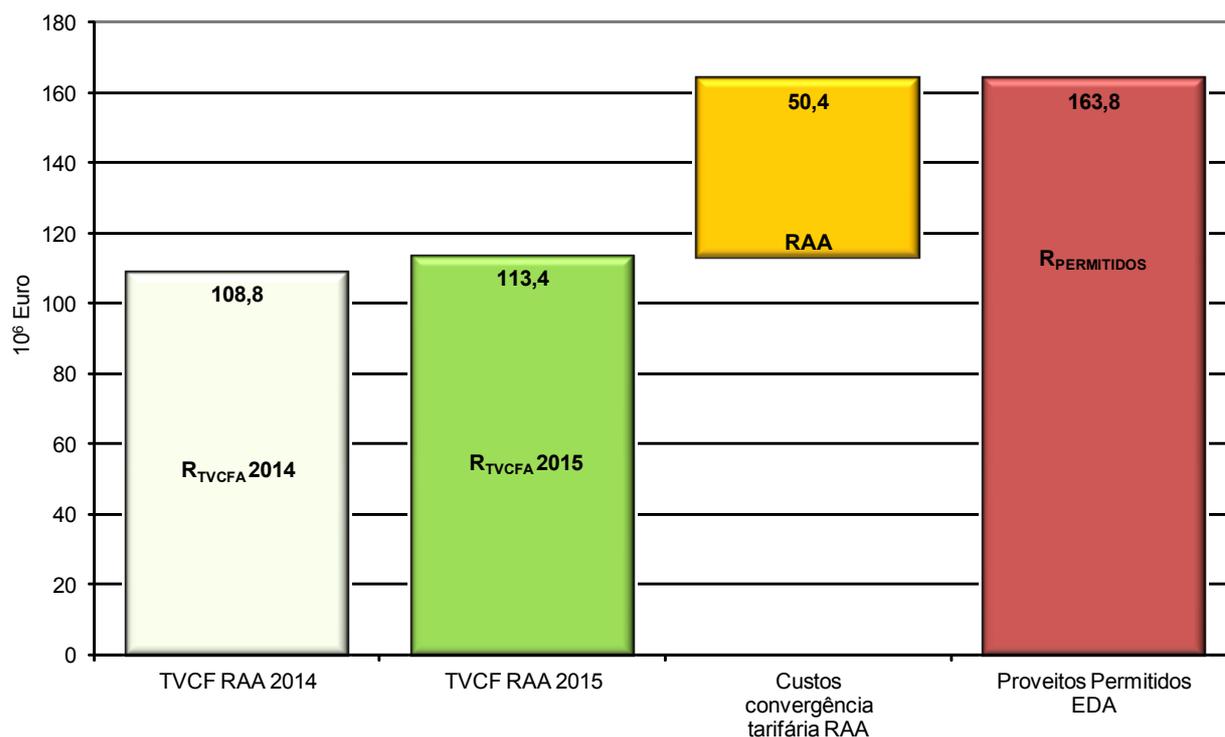
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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

O processo de convergência tarifária entre as tarifas da RAA e de Portugal continental em 2015 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2015”.

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2015 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 2015 da RAA



RTVCFA 2014 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2014

RTVCFA 2015 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2015

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

Rpermitidos - Proveitos Permitidos à EDA em 2015

A aplicação em 2015 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2014 proporcionaria 108,8 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 113,4 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.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

4.8.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA A VIGORAREM EM 2015

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2015, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Na sequência do processo de revisão regulamentar do setor elétrico foi efetuada a extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias, na tarifa de acesso às redes, para os níveis de potência inferiores a 3,45 kVA, englobando assim a totalidade dos escalões de potência definidos para a $BTN \leq 20,7$ kVA. Esta extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias é também disponibilizada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.

Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2015

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)
		29,28	0,9627
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
	Horas de ponta	9,348	0,3073
	Contratada	1,243	0,0409
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1247	
	Horas cheias	0,1035	
	Horas de vazio normal	0,0709	
	Horas de super vazio	0,0607	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1246	
	Horas cheias	0,1050	
	Horas de vazio normal	0,0737	
	Horas de super vazio	0,0685	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0253	
	Capacitiva	0,0188	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)
		6,89	0,2266
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
	Horas de ponta	20,654	0,6790
	Contratada	1,214	0,0399
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1414	
	Horas cheias	0,1219	
	Horas de vazio normal	0,0798	
	Horas de super vazio	0,0718	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0302	
	Capacitiva	0,0226	

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
	27,6	41,06	1,3499
	34,5	51,20	1,6834
	41,4	61,35	2,0170
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,3015	
	Horas cheias	0,1506	
	Horas de vazio	0,0831	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples	3,45	4,91	0,1613
	4,6	6,40	0,2104
	5,75	7,80	0,2563
	6,9	9,26	0,3044
	10,35	13,59	0,4467
	13,8	17,91	0,5889
	17,25	22,17	0,7288
Tarifa bi-horária e tri-horária	20,7	26,76	0,8799
	3,45	5,04	0,1657
	4,6	6,59	0,2165
	5,75	7,90	0,2598
	6,9	9,40	0,3091
	10,35	13,77	0,4526
	13,8	18,13	0,5960
	17,25	22,49	0,7395
	20,7	26,76	0,8799
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1624	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1878	
	Horas de vazio	0,0990	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2150	
	Horas cheias	0,1638	
	Horas de vazio	0,0990	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	2,07	0,0682
	2,3	3,75	0,1232
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1503	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1878	
	Horas de vazio	0,0990	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2150	
	Hora cheia	0,1638	
	Hora vazio	0,0990	

4.9 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

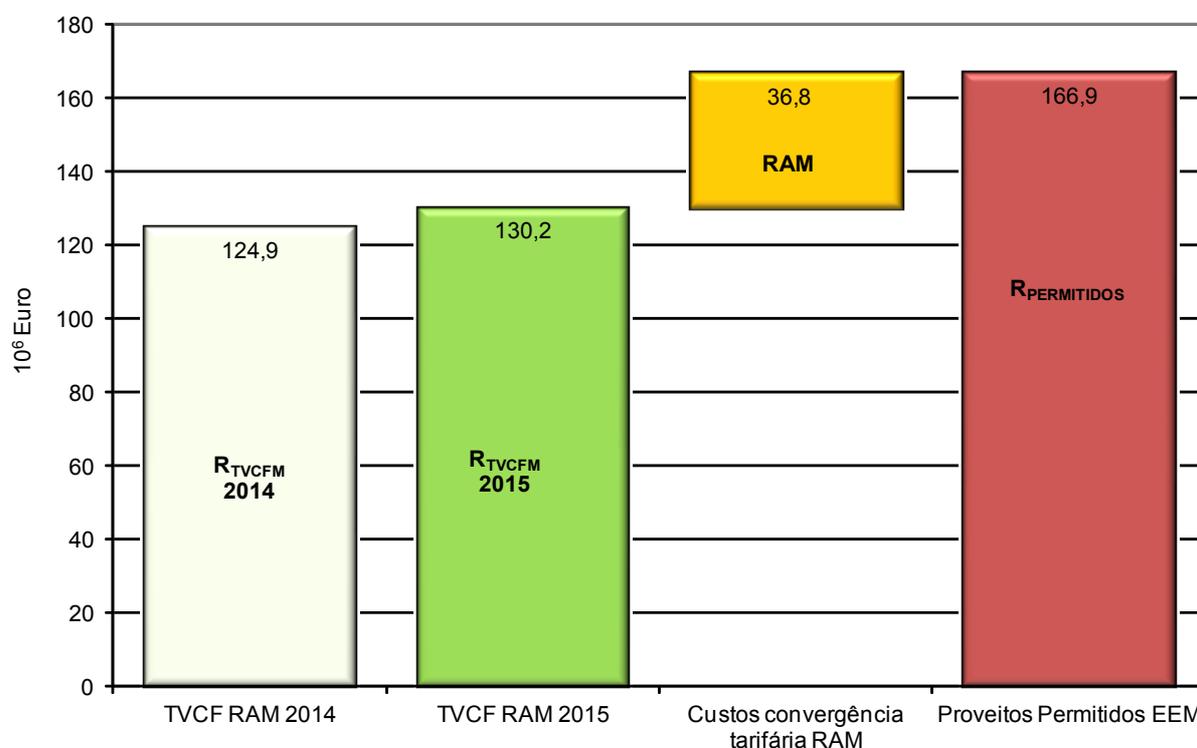
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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

O processo de convergência tarifária entre as tarifas da RAM e de Portugal continental em 2015 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2015”.

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2015 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 2015 da RAM



RTVCFM2014 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2014

RTVCFM2015 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2015

RAM - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a incorporar na tarifa UGS

Rpermitidos - Proveitos Permitidos à EEM em 2015

A aplicação em 2015 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2014 proporcionaria 124,9 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 130,2 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.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

4.9.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM A VIGORAREM EM 2015

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2015, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Na sequência do processo de revisão regulamentar do setor elétrico foi efetuada a extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias, na tarifa de acesso às redes, para os níveis de potência inferiores a 3,45 kVA, englobando assim a totalidade dos escalões de potência definidos para a $BTN \leq 20,7$ kVA. Esta extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias é também disponibilizada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.

Quadro 4-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2015

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)
		20,02	0,6581
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
	Horas de ponta	9,176	0,3017
	Contratada	1,210	0,0398
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1217	
	Horas cheias	0,1012	
	Horas vazio normal	0,0697	
	Horas super vazio	0,0592	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1195	
	Horas cheias	0,1027	
	Horas vazio normal	0,0724	
	Horas super vazio	0,0674	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0251	
	Capacitiva	0,0187	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)
		8,57	0,2817
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
	Horas de ponta	20,704	0,6807
	Contratada	1,185	0,0390
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1433	
	Horas cheias	0,1219	
	Horas vazio normal	0,0801	
	Horas super vazio	0,0718	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0300	
	Capacitiva	0,0229	

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
	27,6	32,35	1,0636
	34,5	39,63	1,3030
	41,4	46,90	1,5420
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,3056	
	Horas cheias	0,1474	
	Horas de vazio	0,0745	

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	4,87	0,1601
	4,6	6,35	0,2087
	5,75	7,74	0,2546
	6,9	9,20	0,3024
	10,35	13,56	0,4458
	13,8	17,87	0,5875
	17,25	22,18	0,7291
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	4,93	0,1619
	4,6	6,43	0,2114
	5,75	7,76	0,2550
	6,9	9,23	0,3033
	10,35	13,58	0,4465
	13,8	17,92	0,5893
	17,25	22,29	0,7327
	20,7	26,65	0,8761
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Tarifa simples	0,1609	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1843	
	Horas de vazio	0,0979	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2095	
	Horas cheia	0,1678	
	Horas vazio	0,0979	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,96	0,0644
	2,3	3,49	0,1147
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Tarifa simples	0,1465	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1843	
	Horas de vazio	0,0979	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2095	
	Hora cheia	0,1678	
	Hora vazio	0,0979	

4.10 TARIFA SOCIAL

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, estabeleceu o regime da tarifa social de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis. O referido decreto-lei estabelece a aplicação de tarifas sociais de acesso às redes e de tarifas sociais de venda a clientes finais. No âmbito do processo de liberalização do setor energético e de proteção dos consumidores, garantiu-se assim o acesso a todos os consumidores ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica, independentemente do seu comercializador de energia.

Mais recentemente o Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, procedeu à alteração ao regime da tarifa social de eletricidade criado pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro. Esta alteração assume, expressamente, o duplo objetivo de alargar a base de aplicação da tarifa social, e de criar condições para que o desconto aplicado aos beneficiários seja superior ao que se verifica no presente.

O objetivo de aumentar a base de aplicação da tarifa social é concretizado alargando o universo potencial a mais prestações da segurança social e fixando um critério económico de elegibilidade, alternativo aos das prestações sociais. Assim, para além dos beneficiários do complemento solidário para idosos, dos beneficiários do rendimento social de inserção, dos beneficiários do subsídio social de desemprego e dos beneficiários da pensão social de invalidez, são também considerados clientes economicamente vulneráveis, os beneficiários do abono de família, os beneficiários da pensão social de velhice e pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior a um rendimento anual máximo, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

A base de aplicação da tarifa social é também aumentada ao ser revista a condição associada à potência contratada das instalações alimentadas em baixa tensão normal, localizadas em habitação permanente do cliente economicamente vulnerável, alargando-se a mesma de 4,6 kVA para 6,9 kVA.

No que concerne o desconto, o Decreto-Lei n.º 138-A/2010 estabelecia no seu artigo 3.º que a tarifa social era calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, sendo o valor do desconto determinado pela ERSE. Estabelecia ainda, no n.º 3 do artigo 3.º, que o valor do desconto era calculado anualmente, tendo em conta o limite máximo da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso, fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

O Decreto-Lei n.º 172/2014, vem alterar o artigo 3.º, determinando que o valor do desconto é determinado através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, e revogando o n.º 3 do artigo 3.º.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

O valor do desconto é cerca de 31 milhões de euros em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, representando um desconto de 20% face às tarifas de venda a clientes finais e um desconto de 31% face às tarifas de acesso às redes.

No cálculo da tarifa social de acesso às redes o referido desconto é totalmente aplicado no termo de potência contratada, à semelhança do efetuado em anos anteriores, 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. O desconto das tarifas de venda a clientes finais é idêntico em €/kVA ao desconto das tarifas de acesso às redes, sendo comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas,

Neste contexto, tendo em conta o desconto definido pelo membro do Governo responsável pela área da energia, o desconto a aplicar no termo de potência contratada, para todas as opções tarifárias e escalões de potência, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, é de 1,07 €/kVA. Este desconto é aplicado nas tarifas sociais de acesso às redes e nas tarifas sociais de venda a clientes finais de Portugal continental e regiões Autónomas.

O financiamento do referido desconto será assegurado 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.

Na sequência do processo de revisão regulamentar do setor elétrico foi efetuada a extensão das opções tarifárias bi-horária e tri-horária, na tarifa de acesso às redes, para os níveis de potência inferiores a 3,45 kVA, englobando assim a totalidade dos escalões de potência definidos para a $BTN \leq 20,7$ kVA. Esta extensão das opções tarifárias bi-horária e tri-horária é também disponibilizada nas tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

4.10.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2015

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

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas sociais de Acesso às Redes a vigorem em 2015.

Quadro 4-35 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorem em 2015

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN SOCIAL (≤4,6 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,02	0,0006
	2,3	0,04	0,0012
	3,45	0,05	0,0018
	4,6	0,07	0,0024
	5,7	0,09	0,0030
	6,9	0,11	0,0036
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0921	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1233	
	Horas de vazio	0,0382	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2384	
	Hora cheia	0,0936	
	Hora vazio	0,0382	

4.10.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A VIGORAREM EM 2015

A tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorar em 2015 apresenta-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-36 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorem em 2015 em Portugal continental

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (≤4,6 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS		
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	1,05	0,0345	
	4,6	1,24	0,0408	
	5,7	1,43	0,0469	
	6,9	1,61	0,0529	
Energia ativa		(EUR/kWh)		
Tarifa simples		0,1587		
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1853		
	Horas de vazio	0,0978		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2106		
	Horas de cheias	0,1675		
	Horas de vazio	0,0978		

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,26	0,0414
	2,3	1,91	0,0628
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1367	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1853	
	Horas de vazio	0,0978	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2106	
	Horas de cheias	0,1675	
	Horas de vazio	0,0978	

Quadro 4-37 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2015 na Região Autónoma dos Açores

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN SOCIAL (<=4,6 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples	3,45	1,21	0,0397
	4,6	1,47	0,0483
	5,75	1,63	0,0536
	6,9	1,86	0,0612
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	1,34	0,0441
	4,6	1,65	0,0544
	5,75	1,74	0,0571
	6,9	2,00	0,0659
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1624	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1878	
	Horas de vazio	0,0990	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2150	
	Horas cheias	0,1638	
	Horas de vazio	0,0990	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN SOCIAL (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,84	0,0276
	2,3	1,28	0,0421
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1503	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1878	
	Horas de vazio	0,0990	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2150	
	Horas de cheias	0,1638	
	Horas de vazio	0,0990	

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Tarifas para a energia elétrica em 2015

Quadro 4-38 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2015 na Região Autónoma da Madeira

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN SOCIAL (<=4,6 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)
	Tarifa simples	3,45	1,17	0,0385
		4,6	1,42	0,0466
		5,75	1,58	0,0519
		6,9	1,80	0,0591
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	1,23	0,0403
		4,6	1,50	0,0492
		5,75	1,59	0,0523
		6,9	1,83	0,0601
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1609	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1843	
Horas de vazio		0,0979		
	Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2095	
		Horas cheia	0,1678	
		Horas vazio	0,0979	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN SOCIAL (<=2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,73	0,0239
		2,3	1,02	0,0336
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1465	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1843	
Horas de vazio		0,0979		
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2095	
		Horas de cheias	0,1678	
		Horas de vazio	0,0979	

5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

5.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2015

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	6,40%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 83.º
δ_{t-2}	1,50	<i>Spread</i> de 2013, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	1,50	<i>Spread</i> de 2014, em pontos percentuais	-
$r_{GS,t}$	6,40%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Global do Sistema, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 84.º
$VCE_{iURT,t}$	5 030	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite para 2015 (em €/painel de subestação)	Art.º 88.º
$VCE_{iURT,t}$	395	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para 2015 (em €/km)	Art.º 88.º
X_{FCE}	1,5%	Fator de eficiência a aplicar à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de Energia Elétrica	Art.º 88.º
$X_{VCEURT,i}$	1,5%	Fator de eficiência a aplicar aos custos incrementais associados da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t	Art.º 88.º
$r_{CA,URT,t}$	6,40%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 88.º
$r_{CREf,URT,t}$	7,15%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 88.º
α_t	85%	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, em 2015	Art.º 88.º
$r_{Ime,URT,t}$	7,15%	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração, em 2015, em percentagem	Art.º 88.º
-	4,40%	Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2013	Art.º 92.º
$r_{URD,t}$	6,75%	Taxa de remuneração dos ativos fixos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 94.º
$FCE_{URD,AT/MT,t}$	24 337	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 94.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
X_{FCE}	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede convencional, em AT/MT, em percentagem	Art.º 94.º
$VCE_{URD,AT/MT,t}$	0,001086	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em Euros por kWh	Art.º 94.º
$X_{VCE,URD,i}$	2,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em percentagem	Art.º 94.º
$VCE_{URD,AT/MT,t}$	601	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à extensão da rede em AT/MT, em Euros por km	Art.º 94.º
$X_{VCE,URD,i}$	2,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à extensão da rede em AT/MT em percentagem	Art.º 94.º
$FCE_{URD,BT,t}$	55 004	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 94.º
X_{FCE}	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em percentagem	Art.º 94.º
$VCE_{URD,BT,t}$	0,005126	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em BT, em Euros por kWh	Art.º 94.º
$X_{VCE,URD,i}$	2,5%	Parâmetro i associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em BT, em percentagem	Art.º 94.º
$VCE_{URD,BT,t}$	18	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes de BT, em Euros por cliente	Art.º 94.º
$X_{VCE,URD,i}$	2,5%	Parâmetro i associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes em BT, em percentagem	Art.º 94.º
Δr_1	1,0%	Dedução à taxa de remuneração dos ativos fixos em BT ($j=2$) afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica por excesso do limite de investimento fixado pela ERSE	Art.º 94.º
$r_{CVPRE,t}^{CR}$	6,75%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 96.º
$r_{CVEE,t}^{CR}$	6,75%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 97.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{NT,t}$	61	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 100.º
$X_{C,F,NT,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 100.º
$V_{C,NT,t}$	214,452	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em Euros por consumidor	Art.º 100.º
$X_{C,V,NT,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em percentagem	Art.º 100.º
$O_{C,NT,t}$	24	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em NT, em milhares de euros	Art.º 100.º
$FC_{BTE,t}$	21	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 100.º
$X_{C,F,BTE,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 100.º
$V_{C,BTE,t}$	60,558	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em Euros por consumidor	Art.º 100.º
$X_{C,V,BTE,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em percentagem	Art.º 100.º
$O_{C,BTE,t}$	21	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BTE, em milhares de euros	Art.º 100.º
$FC_{BT,t}$	9 803	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BT, em milhares de euros	Art.º 100.
$X_{C,F,BT,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BT, em percentagem	Art.º 100.
$V_{C,BT,t}$	13,160	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BT, em Euros por consumidor	Art.º 100.
$X_{C,v,BT,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BT, em percentagem	Art.º 100.
$O_{C,BT,t}$	3 921	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 100.º
δ_{t-2}	1,5	<i>Spread</i> de 2013, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$\bar{\delta}_{t-1}$	1,5	Spread de 2014, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
r_t^{AGS}	6,40%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 102.º
FC_t^{AGS}	11 761	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 102.º
X_{FC}^{AGS}	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 102.º
r_t^D	6,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 105.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 381	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 105.º
$FC_{BT,t}^D$	4 090	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 105.º
$VC_{iAT/MT,t}^D$	0,0045	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em AT/MT, em euros por KWh	Art.º 105.º
$VC_{iBT,t}^D$	0,0046	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em BT, em euros por KWh	Art.º 105.º
$VC_{iAT/MT,t}^D$	1,5646	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 105.º
$VC_{iBT,t}^D$	0,0169	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 105.º
$X_{FC,AT/MT,BT}^D$	2,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 105.º
$X_{VC_{ef,nc.,AT/MT,BT}}^D$	2,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 105.º
r_t^C	6,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 106.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$F_{MT,t}^A$	148	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 106.º
$V_{i,MT,t}^A$	194,19	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em euros por cliente	Art.º 106.º
$F_{BT,t}^A$	3 086	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 106.º
$V_{i,BT,t}^A$	25,46	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em euros por cliente	Art.º 106.º
$X_{F_{MT e BT}}^A$	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 106.º
$X_{V_{MT e BT}}^A$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 106.º
r_t^{MAGS}	6,40%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 110.º
FC_t^{MAGS}	12 666	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 110.º
X_{FC}^{MAGS}	2,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 110.º
r_t^{MD}	6,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 113.º
$FC_{AT/MT,t}^{MD}$	2 426	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 113.º
$FC_{BT,t}^{MD}$	6 579	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 113.º
$VC_{i,AT/MT,t}^{MD}$	0,006239	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em MT, em euros por KWh	Art.º 113.º
$VC_{i,BT,t}^{MD}$	0,005526	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em BT, em euros por KWh	Art.º 113.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{i,AT/MT,t}^{M^D}$	4,00648	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 113.º
$VC_{BT,t}^{M^D}$	0,024139	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 113.º
$X_{FC, AT/MT e BT}^{M^D}$	4,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 113.º
$X_{VC_i, AT/MT e BT}^{M^D}$	4,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 113.º
$r_t^{M^C}$	6,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 114.º
$F_{MT,t}^{M^C}$	226	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$V_{MT,t}^{M^C}$	746,89	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em euros por cliente	Art.º 114.º
$F_{BT,t}^{M^C}$	2 039	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$V_{BT,t}^{M^C}$	14,97	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em euros por cliente	Art.º 114.º
$X_{F_{MT e BT}}^{M^C}$	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 114.º
$X_{V_{MT e BT}}^{M^C}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 114.º
$V_{p,t-2}$	0,04365	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em euros por kWh	Art.º 121.º
$\alpha_{RI,t}$	50,0%	Parâmetro para a partilha entre empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 126.º
$\beta_{RI,k,t}$	25%+10pp/ano	Parâmetro para limitação do valor representativo do acréscimo do custo com capital no ano t, associado ao projeto k	Art.º 126.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

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

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

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

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

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

5.2 VALORES MENSIS A TRANSFERIR PELA REN

5.2.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

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

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2015		
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total
Janeiro	181 477	181 477	362 954	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Fevereiro	181 477	181 477	362 954	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Março	181 477	181 477	362 954	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Abril	181 477	181 477	362 954	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Mai	181 477	181 477	362 954	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Junho	181 477	181 477	362 954	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Julho	181 477	181 477	362 954	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Agosto	181 477	181 477	362 954	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Setembro	181 477	181 477	362 954	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Outubro	181 477	181 477	362 954	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Novembro	181 477	181 477	362 954	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Dezembro	181 477	181 477	362 954	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Total	2 177 724	2 177 724	4 355 448	3 998 921	3 998 921	7 997 842	6 176 645	6 176 645	12 353 290

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores, em 2015, totalizam € 50 359 094²⁸.

Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2015
Janeiro	4 196 591
Fevereiro	4 196 591
Março	4 196 591
Abril	4 196 591
Mai	4 196 591
Junho	4 196 591
Julho	4 196 591
Agosto	4 196 591
Setembro	4 196 591
Outubro	4 196 591
Novembro	4 196 591
Dezembro	4 196 591
Total	50 359 094

²⁸ Este valor deve ser transferido da REN para a EDA, em duodécimos.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma dos Açores, em 2015, totalizam € 1 628 647.

Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	135 721
Fevereiro	135 721
Março	135 721
Abril	135 721
Maior	135 721
Junho	135 721
Julho	135 721
Agosto	135 721
Setembro	135 721
Outubro	135 721
Novembro	135 721
Dezembro	135 721
Total	1 628 647

5.2.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

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

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2015		
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total
Janeiro	66 346	66 346	132 692	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Fevereiro	66 346	66 346	132 692	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Março	66 346	66 346	132 692	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Abril	66 346	66 346	132 692	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Mai	66 346	66 346	132 692	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Junho	66 346	66 346	132 692	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Julho	66 346	66 346	132 692	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Agosto	66 346	66 346	132 692	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Setembro	66 346	66 346	132 692	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Outubro	66 346	66 346	132 692	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Novembro	66 346	66 346	132 692	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Dezembro	66 346	66 346	132 692	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Total	796 151	796 151	1 592 302	2 645 354	2 645 354	5 290 709	3 441 505	3 441 505	6 883 010

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira, em 2014, totalizam € 36 791 691²⁹.

Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2015
Janeiro	3 065 974
Fevereiro	3 065 974
Março	3 065 974
Abril	3 065 974
Mai	3 065 974
Junho	3 065 974
Julho	3 065 974
Agosto	3 065 974
Setembro	3 065 974
Outubro	3 065 974
Novembro	3 065 974
Dezembro	3 065 974
Total	36 791 691

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma da Madeira, em 2015, totalizam € 2 157 543.

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

Quadro 5-6 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	179 795
Fevereiro	179 795
Março	179 795
Abril	179 795
Mai	179 795
Junho	179 795
Julho	179 795
Agosto	179 795
Setembro	179 795
Outubro	179 795
Novembro	179 795
Dezembro	179 795
Total	2 157 543

5.2.3 TRANSFERÊNCIAS PARA OS CENTROS ELETROPRODUTORES

De seguida apresentam-se os valores previstos transferir pelo operador da rede de transporte no âmbito da tarifa social.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-7 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à tarifa social

Tarifa Social (valor líquido a transferir em 2015)							
Centrais com Incentivo		Centrais com CMEC/CAE				Restantes centrais	
EDP Produção	77 774	EDP Produção	-10 320 141	Turbogás	-2 640 727	EDP Produção	-10 096 568
Janeiro	6 481	Janeiro	-860 012	Janeiro	-220 061	Janeiro	-841 381
Fevereiro	6 481	Fevereiro	-860 012	Fevereiro	-220 061	Fevereiro	-841 381
Março	6 481	Março	-860 012	Março	-220 061	Março	-841 381
Abril	6 481	Abril	-860 012	Abril	-220 061	Abril	-841 381
Maio	6 481	Maio	-860 012	Maio	-220 061	Maio	-841 381
Junho	6 481	Junho	-860 012	Junho	-220 061	Junho	-841 381
Julho	6 481	Julho	-860 012	Julho	-220 061	Julho	-841 381
Agosto	6 481	Agosto	-860 012	Agosto	-220 061	Agosto	-841 381
Setembro	6 481	Setembro	-860 012	Setembro	-220 061	Setembro	-841 381
Outubro	6 481	Outubro	-860 012	Outubro	-220 061	Outubro	-841 381
Novembro	6 481	Novembro	-860 012	Novembro	-220 061	Novembro	-841 381
Dezembro	6 481	Dezembro	-860 012	Dezembro	-220 061	Dezembro	-841 381
Hidroelétrica do Guadiana	0	EDP Produção (Iberdrola)	95 598	Tejo Energia	-1 534 246	Hidroelétrica do Guadiana	-1 393 476
Janeiro	0	Janeiro	7 966	Janeiro	-127 854	Janeiro	-116 123
Fevereiro	0	Fevereiro	7 966	Fevereiro	-127 854	Fevereiro	-116 123
Março	0	Março	7 966	Março	-127 854	Março	-116 123
Abril	0	Abril	7 966	Abril	-127 854	Abril	-116 123
Maio	0	Maio	7 966	Maio	-127 854	Maio	-116 123
Junho	0	Junho	7 966	Junho	-127 854	Junho	-116 123
Julho	0	Julho	7 966	Julho	-127 854	Julho	-116 123
Agosto	0	Agosto	7 966	Agosto	-127 854	Agosto	-116 123
Setembro	0	Setembro	7 966	Setembro	-127 854	Setembro	-116 123
Outubro	0	Outubro	7 966	Outubro	-127 854	Outubro	-116 123
Novembro	0	Novembro	7 966	Novembro	-127 854	Novembro	-116 123
Dezembro	0	Dezembro	7 966	Dezembro	-127 854	Dezembro	-116 123
						Endesa	-2 096 161
						Janeiro	-174 680
						Fevereiro	-174 680
						Março	-174 680
						Abril	-174 680
						Maio	-174 680
						Junho	-174 680
						Julho	-174 680
						Agosto	-174 680
						Setembro	-174 680
						Outubro	-174 680
						Novembro	-174 680
						Dezembro	-174 680
Total Tarifa Social					-27 907 948		

Nota: O valor das centrais com CMEC EDP Produção/Iberdrola (Aguieira e Raiva) diz respeito a ajustamentos do ano 2013.

5.2.4 TRANSFERÊNCIAS PARA A EDP DISTRIBUIÇÃO

Quadro 5-8 - Transferências da REN para a EDP Distribuição referente à tarifa social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	2 325 662
Fevereiro	2 325 662
Março	2 325 662
Abril	2 325 662
Mai	2 325 662
Junho	2 325 662
Julho	2 325 662
Agosto	2 325 662
Setembro	2 325 662
Outubro	2 325 662
Novembro	2 325 662
Dezembro	2 325 662
Total	27 907 948

Os montantes acima referidos referem-se à tarifa social de 2015, incluindo o ajustamento da tarifa social de 2013.

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

Dando cumprimento ao estabelecido, os valores transferidos dos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida para operador de rede de transporte, no âmbito do mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, serão transferidos do operador da rede de transporte para o comercializador de último recurso em duodécimos.

5.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A REN

Dando cumprimento ao estabelecido no Despacho n.º 12597-A/2014 e no Despacho n.º 12597-B/2014, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, os valores a transferir para a REN, no total de

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

114 376 430 € no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN, para redução do diferencial de custo CAE referente a 2015 são os seguintes:

- 64 376 430 euros do montante disponível do valor do equilíbrio económico-financeiro e respetivos proveitos financeiros resultantes da transmissão pela entidade concessionária da RNT dos direitos de utilização do domínio público hídrico a favor das empresas titulares dos centros electroprodutores.
- 50 000 000 euros decorrente da contribuição extraordinária sobre o setor energético alocados à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN a transferir pelo Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Sector Energético (FSSSE).

Quadro 5-9 - Transferências no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN para REN

Unidade: EUR

	Contribuição extraordinária sobre o setor energético em 2015	Montantes associados ao reequilíbrio económico-financeiro em 2015
Janeiro	4 166 667	
Fevereiro	4 166 667	
Março	4 166 667	
Abril	4 166 667	
Maio	4 166 667	
Junho	4 166 667	
Julho	4 166 667	
Agosto	4 166 667	
Setembro	4 166 667	
Outubro	4 166 667	
Novembro	4 166 667	
Dezembro	4 166 667	
Total	50 000 000	64 376 430

5.4 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA EDP DISTRIBUIÇÃO

5.4.1 TRANSFERÊNCIAS PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-10 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Diferencial extinção tarifas	Sustentabilidade mercados	Sobreprojeito	Total	50% do prémio de emissão de titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Janeiro	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Fevereiro	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Março	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Abril	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Mai	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Junho	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Julho	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Agosto	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Setembro	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Outubro	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Novembro	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Dezembro	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Total	652 977 121	26 372 046	-108 523 372	-3 494 410	567 331 385	-533 232	566 798 152

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

- Custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 aos bancos cessionários do défice de 2006 e 2007 do Continente, suportado pela EDP Serviço Universal.
- Ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de aquisição de energia elétrica relativos aos anos de 2007 e 2008.
- Ajustamentos positivos referentes a custos de medidas de política energética respeitantes a sobrecustos de produção de energia em regime especial estimados para o ano de 2009.
- Parcela do montante do diferimento resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A 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 2012. O montante em causa, acrescido dos respetivos juros, foi titularizado ao BCP; ao Santander e à Tagus.
- Parcela do montante do diferimento resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A 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 2013. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizado ao Santander e à Tagus;
- Parcela do montante do diferimento resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A 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 2014. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizado ao BCP;

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

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

Quadro 5-11 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2015	
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português
Janeiro	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Fevereiro	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Março	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Abril	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Mai	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Junho	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Julho	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Agosto	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Setembro	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Outubro	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Novembro	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Dezembro	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Total	7 089 667	7 089 667	14 179 334	2 690 844	2 690 844	5 381 688	9 780 511	9 780 511

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

Quadro 5-12 - 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	8 489 250
Fevereiro	8 489 250
Março	8 489 250
Abril	8 489 250
Mai	8 489 250
Junho	8 489 250
Julho	8 489 250
Agosto	8 489 250
Setembro	8 489 250
Outubro	8 489 250
Novembro	8 489 250
Dezembro	8 489 250
Total	101 870 997

Quadro 5-13 - 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	2 977 761
Fevereiro	2 977 761
Março	2 977 761
Abril	2 977 761
Mai	2 977 761
Junho	2 977 761
Julho	2 977 761
Agosto	2 977 761
Setembro	2 977 761
Outubro	2 977 761
Novembro	2 977 761
Dezembro	2 977 761
Total	35 733 132

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

Quadro 5-14 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português referente a uma parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012 e 2014

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2012		Renda do sobrecusto da PRE em 2014	
Janeiro	8 324 667	Janeiro	4 077 779
Fevereiro	8 324 667	Fevereiro	4 077 779
Março	8 324 667	Março	4 077 779
Abril	8 324 667	Abril	4 077 779
Mai	8 324 667	Mai	4 077 779
Junho	8 324 667	Junho	4 077 779
Julho	8 324 667	Julho	4 077 779
Agosto	8 324 667	Agosto	4 077 779
Setembro	8 324 667	Setembro	4 077 779
Outubro	8 324 667	Outubro	4 077 779
Novembro	8 324 667	Novembro	4 077 779
Dezembro	8 324 667	Dezembro	4 077 779
Total	99 896 006	Total	48 933 348

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-15 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Santander Totta referente a duas parcelas do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012 e de 2013

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2012		Renda do sobrecusto da PRE em 2013	
Janeiro	3 620 557	Janeiro	3 307 084
Fevereiro	3 620 557	Fevereiro	3 307 084
Março	3 620 557	Março	3 307 084
Abril	3 620 557	Abril	3 307 084
Maio	3 620 557	Maio	3 307 084
Junho	3 620 557	Junho	3 307 084
Julho	3 620 557	Julho	3 307 084
Agosto	3 620 557	Agosto	3 307 084
Setembro	3 620 557	Setembro	3 307 084
Outubro	3 620 557	Outubro	3 307 084
Novembro	3 620 557	Novembro	3 307 084
Dezembro	3 620 557	Dezembro	3 307 084
Total	43 446 688	Total	39 685 008

Quadro 5-16 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente a uma parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012 e de 2013

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2012		Renda do sobrecusto da PRE em 2013	
Janeiro	11 080 318	Janeiro	17 312 911
Fevereiro	11 080 318	Fevereiro	17 312 911
Março	11 080 318	Março	17 312 911
Abril	11 080 318	Abril	17 312 911
Maio	11 080 318	Maio	17 312 911
Junho	11 080 318	Junho	17 312 911
Julho	11 080 318	Julho	17 312 911
Agosto	11 080 318	Agosto	17 312 911
Setembro	11 080 318	Setembro	17 312 911
Outubro	11 080 318	Outubro	17 312 911
Novembro	11 080 318	Novembro	17 312 911
Dezembro	11 080 318	Dezembro	17 312 911
Total	132 963 816	Total	207 754 936

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

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.

5.4.5 TRANSFERÊNCIA PARA O BANCO COMERCIAL PORTUGUÊS, S.A.

Quadro 5-17 - Transferências da EDP Distribuição para o BCP referente ao ajustamento anual dos CMEC de 2011

Unidade: EUR

Renda anual	
Janeiro	6 882 574
Fevereiro	6 882 574
Março	6 882 574
Abril	6 882 574
Maio	6 882 574
Junho	6 882 574
Julho	6 882 574
Agosto	6 882 574
Setembro	6 882 574
Outubro	6 882 574
Novembro	6 882 574
Dezembro	6 882 574
Total	82 590 886

5.5 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Dando cumprimento ao estipulado na alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, divulga-se o saldo dos défices tarifários referentes a 2006 e 2007 por operador e no caso de o mesmo se encontrar titularizado, os bancos concessionários, identificando-se o montante global que se encontra em dívida e o montante recuperado nas tarifas de 2015.

Identifica-se ainda o montante de dívida gerada com a aplicação de medidas excepcionais, ao abrigo do n.º 7 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, no estabelecimento de tarifas para 2009, bem como os montantes em dívida resultantes do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 de 8 de outubro.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-18 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR					
Saldo em dívida em 2014	Juros 2015	Amortização 2015	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2015	Saldo em dívida em 2015	
(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)	
EDA (BCP e CGD)	36 541 955	258 352	12 094 939	12 353 291	24 447 016
Convergência tarifária de 2006	12 883 742	91 088	4 264 360	4 355 448	8 619 381
Convergência tarifária de 2007	23 658 213	167 264	7 830 578	7 997 842	15 827 635
EEM (BCP e CGD)	20 360 463	143 948	6 739 064	6 883 012	13 621 400
Convergência tarifária de 2006	4 710 150	33 301	1 559 002	1 592 303	3 151 148
Convergência tarifária de 2007	15 650 313	110 648	5 180 062	5 290 709	10 470 251
EDP Serviço Universal	4 316 829 380	186 289 823	1 026 726 994	1 213 016 817	4 801 253 341
BCP e CGD	57 862 962	409 091	19 151 931	19 561 022	38 711 031
Défice de BT de 2006	41 943 527	296 541	13 882 793	14 179 334	28 060 734
Continente	40 307 704	284 975	13 341 356	13 626 331	26 966 348
Regiões Autónomas	1 635 823	11 565	541 437	553 003	1 094 386
Défice de BTn de 2007	15 919 435	112 550	5 269 138	5 381 688	10 650 297
Continente	15 297 808	108 156	5 063 387	5 171 542	10 234 421
Regiões Autónomas	621 627	4 395	205 751	210 146	415 876
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	516 450 078	32 639 645	250 315 082	282 954 727	266 134 995
EDP Serviço Universal	12 134 352	766 891	5 881 326	6 648 217	6 253 026
BCP	182 330 581	11 523 293	88 372 713	99 896 006	93 957 868
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Santander	79 299 066	5 011 701	38 434 987	43 446 688	40 864 078
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Tagus, SA	242 686 079	15 337 760	117 626 056	132 963 816	125 060 023
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	982 689 781	57 445 112	309 139 740	366 584 853	673 550 041
EDP Serviço Universal	319 387 130	18 670 419	100 474 490	119 144 908	218 912 640
Santander	106 382 060	6 218 778	33 466 230	39 685 008	72 915 830
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013					
Tagus, SA	556 920 591	32 555 916	175 199 020	207 754 936	381 721 571
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	1 533 877 825	69 885 493	336 959 826	406 845 319	1 196 917 999
EDP Serviço Universal	1 359 652 884	61 480 011	296 431 980	357 911 971	1 063 220 923
BCP	174 224 941	8 405 482	40 527 865	48 933 348	133 697 076
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015 ⁽¹⁾					1 511 150 955
Tagus, SA (*)	1 225 948 735	26 443 714	111 160 415	137 604 129	1 114 788 320
Devidos de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	907 593 551	19 576 793	82 294 204	101 870 997	825 299 346
Sobrecusto da PRE 2009	318 355 184	6 866 921	28 866 211	35 733 132	289 488 974
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-533 232	0	-533 232	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-533 232	0	-533 232	0
EDP Distribuição	315 781 787	26 527 021	74 912 368	101 439 390	240 869 418
BCP	74 912 368	7 678 518	74 912 368	82 590 886	0
Parcela de acerto de 2011					
EDP Distribuição	240 869 418	18 848 503	18 848 503	18 848 503	240 869 418
Parcela de acerto de 2012					
Total	4 689 513 585	213 219 145	1 120 473 365	1 333 692 509	5 080 191 175

⁽¹⁾ O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2015 é de 1 705 milhões de euros. Em 2015 serão amortizados 193,8 milhões de euros relativos a este montante.

5.6 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2013 E 2014

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 2013 e 2014 e respetivos juros.

Quadro 5-19 - Valor dos ajustamentos de 2013 e 2014 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2015	Ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nas tarifas de 2013	Juros do ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nas tarifas de 2013	Ajustamento do ano de 2013 a recuperar(-) a devolver (+) em 2015	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2014	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2014	Ajustamento provisório do ano de 2014 a recuperar(-) a devolver (+) em 2015	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2015
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₃) x (1+i ₂₀₁₄)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₃)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)+(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i ₂₀₁₄)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-9 677	-394	-13 411	-268	3 607	-22 662	-452	-23 114	-19 507
Proveitos permitidos à REN Trading	-9 677	-394	-13 411	-268	3 607	-22 662	-452	-23 114	-19 507

Quadro 5-20 - Valor dos ajustamentos de 2013 e 2014 incluídos nos proveitos permitidos da REN

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2015	Ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nas tarifas de 2013	Juros do ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nas tarifas de 2013	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Total dos ajustamentos de 2013 a recuperar(-) a devolver (+) em 2015	Acerto do CAPEX de 2014 em tarifas de 2015	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2015
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₃) x (1+i ₂₀₁₄)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₃)-1]	(5)	(6)	(7) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)-(6)	(8)	(9) = (7)+(8)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-43 698	-1 779	537	11		183	-46 208	158	-46 050
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	42 079	1 713			1 000	19 388	23 404	19 009	42 413
Proveitos permitidos à REN	-1 619	-66	537	11	1 000	19 571	-22 804	19 167	-3 637

Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2013 e 2014 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2015	Ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2013 a recuperar(-) a devolver (+) em 2015	Acerto do CAPEX de 2014 em tarifas de 2015	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2015
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₃) x (1+i ₂₀₁₄)-1]	(3)	(4) = (1)+(2)-(3)	(5)	(6) = (4)+(5)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-102 557	-4 176		-106 733		-106 733
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 310	53	33 585	-32 222	52 953	20 731
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	-101 248	-4 123	33 585	-138 955	52 953	-86 002

Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2013 e 2014 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2015	Ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nas tarifas de 2013	Juros do ajustamento provisório calculado em 2013 e incluído nas tarifas de 2014	Ajustamento do ano de 2013 a recuperar(-) a devolver (+) em 2015	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2014	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2014	Ajustamento provisório do ano de 2014 a recuperar(-) a devolver (+) em 2015	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2015
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₃) x (1+i ₂₀₁₄)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₃)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i ₂₀₁₄)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	-374 961	-15 267	-135 904	-2 711	-251 613	-38 562	-769	-39 331	-290 944
Sobrecusto da PRE	-550 889	-22 431	-421 740	-8 414	-143 165	-251 289	-5 014	-256 303	-399 468
CVEE	176 818	7 200	285 836	5 703	-107 521	212 727	4 244	216 971	109 451
Ajustamento da atividade tarifária	-891	-36			-927				-927
Comercialização (C)	-6 949	-283			-7 232				-7 232
Proveitos permitidos à EDP SU	-381 910	-15 550	-135 904	-2 711	-258 845	-38 562	-769	-39 331	-298 177

Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2013 e 2014 incluídos nos proveitos permitidos da EDA

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2013 a recuperar(-) a devolver (+) em 2015	Acerto do CAPEX de 2014 em tarifas de 2015	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2015
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	7 191	293	-2 627	4 857	2 165	7 022
Distribuição de Energia Elétrica	3 516	143	-2 600	1 059	3 537	4 596
Comercialização de Energia Elétrica	-165	-7	-19	-191	88	-103
EDA	10 541	429	-5 245	5 725	5 790	11 515

Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2012 incluídos nos proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2013 a recuperar(-) a devolver (+) em 2015	Acerto do CAPEX de 2014 em tarifas de 2015	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2015
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	10 288	419	-2 570	8 137	5 089	13 226
Distribuição de Energia Elétrica	2 183	89	-3 176	-904	2 702	1 798
Comercialização de Energia Elétrica	-66	-3	-38	-107	53	-53
EEM	12 406	505	-5 785	7 126	7 844	14 970

6 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

6.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

6.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 186.º, 237.º e 68.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), preveem, respetivamente, a fixação anual dos seguintes valores:

- Preços de leitura extraordinária.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora.
- Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

O RRC estabelece que os preços dos serviços regulados são aprovados pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas à ERSE pelos operadores de redes (no caso da leitura extraordinária e dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento) ou comercializadores de último recurso (no caso de mora).

O preço do serviço regulado relativo à ativação do fornecimento de energia elétrica a instalações eventuais (feiras, circos e outros eventos com duração limitada), previsto pela primeira vez na revisão do RRC de agosto de 2011, passou, de acordo com o artigo n.º 125.º do RRC, a ser atualizado anualmente a partir de janeiro de 2014, em função do valor previsto para o deflator implícito do consumo privado (1,1%)³⁰.

6.1.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

A EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal, no quadro do que lhes está regulamentarmente atribuído, efetuaram propostas específicas de fixação e de variação dos preços dos serviços regulados a vigorarem em 2015.

A EDA e a EEM propõem para 2015 a atualização generalizada dos diversos preços em vigor em 2014, por aplicação da taxa de inflação apresentada nas projeções financeiras das respetivas empresas para 2015 e que são de 1,1% no caso da EDA e de 1,2% no caso da EEM.

³⁰ *European Economic Forecast – Spring 2014*

6.1.2.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição apresentou à ERSE proposta para os preços de leitura extraordinária aplicáveis a clientes em BTN. A utilização generalizada da telecontagem na MT e na BTE permite que se possa prescindir da aprovação do preço deste serviço para estes níveis de tensão.

Os preços propostos pela EDP Distribuição para a leitura extraordinária para 2015 são os indicados no Quadro 6-1. Estes preços correspondem, tendencialmente, a 50% dos custos, justificando a EDP Distribuição a partilha destes custos com o cliente pelo facto da realização de leituras reais ser também do interesse do operador da rede de distribuição. De referir ainda que os custos da 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 2015

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2014	Preços propostos pela EDP D para 2015	Variação (%)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,78	6,07	5%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,91	27,21	5%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,14	31,65	5%

Aos valores indicados no Quadro 6-1 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Na sua proposta de preços para a leitura extraordinária, a EDP Distribuição menciona a realização de 47 833 leituras extraordinárias a clientes em BTN durante o ano de 2013 e 32 644 durante o 1.º semestre de 2014, das quais foram faturadas aos clientes respetivamente 10 180 e 1 841. Os valores globais faturados a clientes em BTN em 2013 e no 1.º semestre de 2014 ascenderam a 56 357,11 e a 14 372,80 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.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Preços de serviços regulados

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 2015, 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 2015

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Tarefa Prestador Serviço	Custo Administrativo	Custo Total
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	13,01	2,6	15,61
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	50,15	10,03	60,18
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	50,15	10,03	60,18

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Os preços propostos pela EDA constam do Quadro 6-3. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EDA para 2015.

Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDA para 2015

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2014	Preços propostos pela EDA para 2015	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,17	10,28	1,1%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,34	20,56	1,1%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,43	25,71	1,1%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,22	5,28	1,1%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,34	20,56	1,1%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,43	25,71	1,1%

Aos valores indicados no Quadro 6-3 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

Os preços propostos pela EEM constam do Quadro 6-4. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos para 2015.

Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EEM para 2015

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2014	Preços propostos pela EEM para 2015	Variação (%)
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,17	10,29	1,2%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,34	20,58	1,2%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,43	25,74	1,2%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,99	7,07	1,1%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	19,30	19,53	1,2%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,43	25,74	1,2%

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

6.1.2.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

A EDP Serviço Universal e a EEM propuseram para 2015 a manutenção dos valores da quantia mínima que vigoram em Portugal continental desde 1999, data da sua primeira publicação pela ERSE. A EDA propôs para 2014 a atualização dos valores dos preços em vigor em 2013 por aplicação da taxa de inflação apresentada nas projeções financeiras da EDA para 2014 (1,1 %).

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 EEM e da EDA para 2015

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2014	Preços propostos pela EDP Serviço Universal e pela EEM para 2015	Preços propostos pela EDA para 2015
Até 8 dias	1,25	1,25	1,26
Mais de 8 dias	1,85	1,85	1,87

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 n.º 125.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 (1,1%).

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 2015 são apresentados no Quadro 6-6. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

A EDP Distribuição refere que as tarefas de interrupção e restabelecimento do fornecimento são, na generalidade dos casos, realizadas por prestadores de serviços, embora em situações pontuais e excepcionais possam ser realizadas por equipas próprias, nomeadamente para clientes em MT e AT.

Os preços propostos resultam do preço das tarefas contratadas a prestadores de serviços (concurso de empreitada contínua), acrescidos de encargos administrativos e de estrutura que representam 20% dos serviços contratados.

Em resultado da atualização dos preços para 2015 explicitam-se reduções de 0,2% para a quase totalidade dos serviços, com exceção do adicional para reposição urgente do fornecimento em BTN, para o qual é proposto um aumento de 5,0%.

A EDP Distribuição justifica a sua proposta com os mesmos critérios formulados em anos anteriores, nomeadamente com a atualização dos preços contratados com os prestadores de serviços (contrato de Empreitada Contínua celebrado em 2010). A EDP Distribuição refere que o contrato celebrado em 2010 prevê um conjunto de preços de referência que são atualizados anualmente com base numa metodologia de revisão de preços que consta do próprio contrato. Assim, os preços propostos para 2015 refletem as variações verificadas no índice de preços no consumidor e as variações nos preços dos materiais e combustíveis.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Preços de serviços regulados

**Quadro 6-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia
elétrica - Proposta EDP Distribuição para 2015**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2014	Preços propostos pela EDP D para 2015	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	88,75	88,59	-0,2%
	Restabelecimento	88,75	88,59	-0,2%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	776,82	775,5	-0,2%
	Restabelecimento	776,82	775,5	-0,2%
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	60,00	59,90	-0,2%
	Restabelecimento	104,10	103,92	-0,2%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	245,45	245,03	-0,2%
	Restabelecimento	245,45	245,03	-0,2%
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	11,61	11,59	-0,2%
	Restabelecimento	11,61	11,59	-0,2%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,97	12,94	-0,2%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	32,72	32,67	-0,2%
	Restabelecimento	32,72	32,67	-0,2%
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	56,40	56,31	-0,2%
	Restabelecimento	56,40	56,31	-0,2%
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	48,67	48,59	-0,2%	
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	11,61	11,59	-0,2%
	Restabelecimento	11,61	11,59	-0,2%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,97	12,94	-0,2%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	13,94	13,91	-0,2%
	Restabelecimento	13,94	13,91	-0,2%
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	56,4	56,31	-0,2%
	Restabelecimento	56,4	56,31	-0,2%
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	22,83	23,97	5,0%	

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

Na sua proposta de preços para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento, a EDP Distribuição menciona o registo das seguintes quantidades de ordens de serviço realizadas em 2013 e no 1.º semestre de 2014:

- AT: 0 interrupções e 0 restabelecimentos;
- MT: 2013: 791 interrupções e 585 restabelecimentos; 1.º semestre de 2014: 348 interrupções e 272 restabelecimentos;
- BTE: 2013: 1897 interrupções e 1665 restabelecimentos; 1.º semestre de 2014: 892 interrupções e 736 restabelecimentos;
- BTN: 2013: 405 490 interrupções e 300 843 restabelecimentos; 1.º semestre de 2014: 206 788 interrupções e 156 135 restabelecimentos.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O Quadro 6-7 apresenta os valores propostos pela EDA para 2015 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 da taxa de inflação apresentada na projeção financeira da empresa para 2015 (1,1%).

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Preços de serviços regulados

Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDA para 2015

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2014	Preços propostos pela EDA para 2015	Variação (%)
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	61,02	61,69	1,1%
	Restabelecimento	61,02	61,69	1,1%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	203,41	205,65	1,1%
	Restabelecimento	203,41	205,65	1,1%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	15,26	15,43	1,1%
	Restabelecimento	15,26	15,43	1,1%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>			
	Interrupção	25,43	25,71	1,1%
	Restabelecimento	25,43	25,71	1,1%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>			
	Interrupção	30,51	30,85	1,1%
	Restabelecimento	30,51	30,85	1,1%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>			
	Interrupção	57,02	57,65	1,1%
	Restabelecimento	57,02	57,65	1,1%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>			
	Interrupção	61,02	61,69	1,1%
	Restabelecimento	61,02	61,69	1,1%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS			
	Clientes em BTN	21,09	21,32	1,1%
	Clientes em BTE	22,38	22,63	1,1%

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

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

Os valores propostos para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica pela EEM para 2015 são os constantes do Quadro 6-8. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor. Os valores propostos resultam da aplicação da taxa de inflação apresentada na projeção financeira da empresa para 2015 (1,2%).

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Preços de serviços regulados

Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EEM para 2015

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2014	Preços propostos pela EEM para 2015	Variação (%)
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	61,02	61,75	1,2%
	Restabelecimento	61,02	61,75	1,2%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	203,41	205,85	1,2%
	Restabelecimento	203,41	205,85	1,2%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	<i>BTN</i>			
	Interrupção	11,31	11,45	1,2%
	Restabelecimento	11,31	11,45	1,2%
	<i>BTE</i>			
	Interrupção	15,26	15,44	1,2%
	Restabelecimento	15,26	15,44	1,2%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>			
	Interrupção	25,40	25,70	1,2%
	Restabelecimento	25,40	25,70	1,2%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>			
	Interrupção	30,51	30,88	1,2%
	Restabelecimento	30,51	30,88	1,2%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>			
	Interrupção	73,45	74,33	1,2%
	Restabelecimento	73,45	74,33	1,2%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>			
	Interrupção	76,28	77,20	1,2%
	Restabelecimento	76,28	77,20	1,2%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS			
	Clientes em BTN	21,05	21,30	1,2%
	Clientes em BTE	22,38	22,65	1,2%

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

6.1.3 PREÇOS A VIGORAR EM 2015

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

Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores de rede, que têm uma natureza individualizada, i.e., não correspondem a atuações sistêmicas 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 de rede e, conseqüentemente, das tarifas de uso das redes suportadas por todos os seus utilizadores.

Por outro lado, a natureza regulada do preço destina-se a assegurar que a prestação do serviço é nivelada e transparente, de acordo com regras de requisição e custeio 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 2015 os resultados obtidos com os trabalhos desenvolvidos em 2011, bem como o Parecer do Conselho Tarifário, os preços dos serviços regulados previstos no RRC para vigorarem em 2015 foram 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 2015 (1,1%³¹) quando as empresas não apresentam justificação para a proposta de manutenção dos preços em vigor. Deste modo pretende-se assegurar a aderência alcançada a partir de 2012 dos preços aos custos.
- Manter a uniformização dos preços dos serviços regulados alcançada em 2012 para um número significativo de serviços.

Em acréscimo, e atendendo ao objetivo de fazer aderir os preços dos serviços regulados à respetiva estrutura de custos, a ERSE considera que a regra que vem sendo adotada para a definição da estrutura de custos administrativos seguida para o Continente, assente na regra de 20% sobre o custo de prestação de serviço por terceiros, deverá ser revisitada, de modo a garantir que a mesma se adequa à realidade dos custos administrativos incorridos pelo operador. Uma regra desta natureza tenderá a produzir uma diferenciação do custeio muito significativa quando a atividade técnica assim o determine, quando se pode inferir que, na realidade, esses custos administrativos não evoluam na mesma proporção (vide exemplo dos serviços de interrupção e restabelecimento com e sem trabalhos em tensão, cujo esforço administrativo não deve ser significativamente diferente e o seu custeio implícito na regra dos 20% varia muito consideravelmente).

A aplicação destes pressupostos conduz aos seguintes resultados principais para os preços dos serviços regulados propostos para 2015:

- Os preços aplicáveis a instalações em BTE, MT, AT e MAT refletem os custos da prestação dos serviços.
- Os preços aplicáveis a instalações em BTN que ainda não reflitam totalmente os custos sofrem aumentos que, em alguns casos, atingem os 5% em 2015, de modo a assegurar a aderência progressiva dos preços aos custos de prestação destes serviços.

Neste contexto, parece fazer sentido que os preços agora propostos para o Continente, à exceção dos que dizem respeito aos preços regulados de ativação do fornecimento a instalações eventuais e da quantia mínima em caso de mora, assumam uma vigência transitória até ao final do primeiro trimestre de 2015, altura em que, com base em informação mais detalhada dos custos administrativos incorridos, se possam fixar os preços regulados a vigorar para o restante do ano.

Tendo por base este enquadramento, apresentam-se seguidamente as justificações da ERSE para os preços dos serviços regulados previstos no RRC.

³¹ Fonte: *European Economic Forecast – Spring 2014*

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, 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 2015 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 5% dos preços de leitura extraordinária no caso dos clientes de BTN, para a generalidade dos horários. Este aumento enquadra-se no processo iniciado em 2012, de fazer aderir gradualmente os preços aos custos de prestação deste serviço.

Assim, os preços a cobrar em Portugal continental pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de energia elétrica, previstos no Artigo 186.º do RRC, são os constantes do Quadro 6-9.

Quadro 6-9 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para o 1.º trimestre de 2015

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,07
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	27,21
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,65

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Preços de serviços regulados

Aos clientes em Portugal continental que se encontrem integrados no sistema de telecontagem não serão aplicados os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 6-9.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Considerando (i) a necessidade de assegurar a aderência dos preços ao custo de prestação do serviço alcançada em 2012, (ii) a proposta da própria empresa que sustenta um valor de variação de 1,1%, o qual, por sua vez, se encontra alinhado com o valor do deflador implícito do consumo privado previsto para 2015 (1,1%), e (iii) a desejável convergência de valores a nível do sector elétrico nacional como um todo, os preços em vigor em 2014 foram atualizados em 1,1%.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAA em 2015 são os constantes do Quadro 6-10.

Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2015

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,28
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,56
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,71
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,28
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,56
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,71

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

Aos clientes da RAA integrados no sistema de telecontagem não serão aplicados os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 6-10.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando (i) a necessidade de assegurar a aderência dos preços ao custo de prestação do serviço alcançada em 2012, (ii) a proposta da própria empresa que sustenta um valor de variação de 1,2%, valor este que se encontra acima do valor do deflador implícito do consumo privado previsto para 2015 (1,1%), e (iii) a desejável convergência de valores a nível do sector elétrico nacional como um todo, os preços em vigor em 2015 foram atualizados em 1,1%.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAM em 2015 são os constantes do Quadro 6-11.

Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2015

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,28
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,56
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,71
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,07
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	19,51
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,71

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

Aos clientes da RAM integrados no sistema de telecontagem não serão aplicados 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 análise conjunta efetuada pela EDA, EDP Serviço Universal e EEM aos custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas, permitiu 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 valores que se apresentam do Quadro 6-12.

Quadro 6-12 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2015 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 125.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 (1,1%).

Deste modo, os preços para vigorarem em 2015 são os que constam do Quadro 6-13.

Quadro 6-13 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2015 em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Cliente	Preços
BTE	104,15
BTN	46,97

Aos valores constantes do Quadro 6-13 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.3.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM MAT

A entidade concessionária da RNT não apresentou qualquer proposta de alteração aos valores vigentes para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte.

De modo a assegurar a aderência dos preços aos custos, considera-se adequado proceder à atualização dos preços em vigor pelo deflator do PIB previsto para 2014 (1,1%). Os preços aprovados para vigorarem em 2015 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 2015

Unidade: EUR

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

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM AT, MT E BT

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica são aplicados aos clientes na sequência de incumprimento das suas obrigações contratuais. A interrupção de fornecimento de energia elétrica é precedida de aviso prévio com a antecedência mínima de dez dias relativamente à data em que irá ocorrer, período durante o qual o cliente pode diligenciar no sentido de evitar a interrupção e o consequente pagamento destes serviços.

Na sua proposta, a EDP Distribuição refere que as tarefas de interrupção e restabelecimento do fornecimento são, na generalidade dos casos, realizadas por prestadores de serviços. Os preços propostos resultam do contrato de empreitada contínua celebrado em 2010 atualizados com as fórmulas de revisão de preços consideradas no contrato. A estes preços acresce uma percentagem de 20% relativa aos custos de gestão e de estrutura da empresa.

Considerando a proposta da EDP Distribuição e os pressupostos anteriormente indicados, os preços aprovados para vigorarem em 2015 são os que constam do Quadro 6-15. Deste modo, para 2015, resultam as seguintes variações de preços relativamente a 2014:

- Em AT, MT e BTE, os preços observam reduções de 0,2%.
- Em BTN, os preços observam reduções de 0,2%, com exceção do adicional para reposição urgente do fornecimento que observa um aumento de 5%.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Preços de serviços regulados

**Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental
para o 1.º trimestre de 2015 (AT, MT e BT)**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	88,59
	Restabelecimento	88,59
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	775,5
	Restabelecimento	775,5
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	59,90
	Restabelecimento	103,92
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	245,03
	Restabelecimento	245,03
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	11,59
	Restabelecimento	11,59
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,94
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	32,67
	Restabelecimento	32,67
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	56,31
Restabelecimento	56,31	
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	48,59	
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	11,59
	Restabelecimento	11,59
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,94
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	13,91
	Restabelecimento	13,91
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	56,31
Restabelecimento	56,31	
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	23,97	

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 2015 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Preços de serviços regulados

Nos termos previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), o restabelecimento urgente de fornecimento deverá ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços aos custos de prestação do serviço alcançada em 2012, os preços em vigor em 2014 foram atualizados pelo deflator implícito do consumo privado previsto para 2015 (1,1%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2015 são os que constam do Quadro 6-16.

Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2015

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços	
MT	Sem utilização de meios especiais:		
	Interrupção	61,69	
	Restabelecimento	61,69	
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):		
	Interrupção	205,65	
	Restabelecimento	205,65	
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:		
	Interrupção	15,43	
	Restabelecimento	15,43	
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:		
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>		
	Interrupção	25,71	
	Restabelecimento	25,71	
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>		
	Interrupção	30,85	
	Restabelecimento	30,85	
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>		
	Interrupção	57,65	
	Restabelecimento	57,65	
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>		
	Interrupção	61,69	
	Restabelecimento	61,69	
		Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	
		Clientes em BTN	21,32
	Clientes em BTE	22,63	

Aos valores constantes do Quadro 6-16 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Preços de serviços regulados

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deverá ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços aos custos de prestação do serviço alcançada em 2012, os preços em vigor em 2014 foram atualizados pelo deflator implícito do consumo privado previsto para 2015 (1,1%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2015 são os que constam do Quadro 6-17, que se traduzem numa variação de preço inferior à proposta pela empresa.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Preços de serviços regulados

Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2015

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	61,69
	Restabelecimento	61,69
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	205,65
	Restabelecimento	205,65
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	<i>BTN</i>	
	Interrupção	11,43
	Restabelecimento	11,43
	<i>BTE</i>	
	Interrupção	15,43
	Restabelecimento	15,43
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>	
	Interrupção	25,68
	Restabelecimento	25,68
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>	
	Interrupção	30,85
	Restabelecimento	30,85
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>	
	Interrupção	74,26
	Restabelecimento	74,26
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>	
Interrupção	77,12	
Restabelecimento	77,12	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	
	Clientes em BTN	21,28
	Clientes em BTE	22,63

Aos valores constantes do Quadro 6-17 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deverá ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

6.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

6.2.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) prevê a fixação pela ERSE do valor limite a pagar pelos clientes devido a investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica quando os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante (artigo 43.º).

O RQS também prevê a fixação pela ERSE em Diretiva do valor da compensação a aplicar nos casos de incumprimentos de indicadores individuais de qualidade de serviço comercial, nomeadamente dos seguintes:

- Resposta a reclamações
- Visitas combinadas
- Assistência técnica a avarias na alimentação individual das instalações dos clientes
- Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente

6.2.2 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.

6.2.2.1 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 pela EDP Distribuição considerando o desenvolvimento das atividades e custos unitários indicados no Quadro 6-18. Os custos do equipamento sofreram uma atualização de 0,9% relativamente aos considerados no ano anterior. No que respeita aos custos com transportes, foi considerado o valor do subsídio de transporte em automóvel próprio atribuído aos funcionários e agentes da Administração Pública (Decreto-Lei n.º 137/2010, de 28 de dezembro). Os custos com a mão-de-obra correspondem aos custos internos considerados em projetos de investigação e desenvolvimento, valor que aumentou cerca de 0,9% relativamente ao ano anterior.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Preços de serviços regulados

A verificação da qualidade da energia elétrica em clientes AT e MT obriga a um período de monitorização de, no mínimo, um mês. A estimativa de custos diretos relativos à realização destas ações de monitorização é apresentada no Quadro 6-18.

Quadro 6-18 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em AT e MT para 2015

Unidade: EUR

Atividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Aluguer do equipamento "Power Quality Analyser" (PQA)	1	mês	557,07	557,07
Instalação do "PQA" e análise da instalação cliente	32	h	45,38	1 452,09
Apoio da Direção de Clientes e Redes	4	h	45,38	181,51
Apoio da Direção de Condução	4	h	45,38	181,51
Análise de dados e elaboração do relatório	40	h	45,38	1 815,12
Preparação e apresentação de conclusões	16	h	45,38	726,05
Transportes	600	km	0,36	216,00
Total				5 129,35

A EDP Distribuição estima um custo direto de 5 129,35 euros por ação de monitorização, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos considerados pela empresa conduz a um custo total estimado de aproximadamente 6 155,22 euros. Este valor representa um aumento de 0,5% face ao valor em vigor em 2014 (6 125,80 euros).

No que respeita às instalações em BTE e BTN, a verificação da qualidade da energia elétrica é efetuada por equipas que atuam descentralizadamente, sendo o período de monitorização de cerca de uma semana. A estimativa dos custos diretos relativos à monitorização da qualidade da onda de tensão nestas instalações apresentada pela EDP Distribuição considerou o desenvolvimento das atividades e custos unitários indicados no Quadro 6-19.

Quadro 6-19 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em BT para 2015

Unidade: EUR

Atividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Amortização do analisador	1	Semana	10,16	10,16
Instalação / Desmontagem do equipamento	3	h	25,78	77,35
Elaboração do relatório	1	h	45,38	45,38
Transportes	80	km	0,36	28,80
Total				161,69

A EDP Distribuição estima um custo direto de 161,69 euros para ações de monitorização em BT, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos, conduz a um custo total estimado de aproximadamente 194,03 euros. Este valor é cerca de 0,4% superior ao que vigora em 2014 para a BTE (193,23 euros).

Para BTE e AT, a EDP Distribuição propõe para 2015 que seja adotado o custo de prestação do serviço, o que corresponde a um aumento de respetivamente 0,4% e 0,5%, relativamente aos valores limite aprovados para 2014. 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 2015 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 2015
BTN	194,03	23,65
BTE	194,03	194,03
MT	6 155,22	1 938,62
AT	6 155,22	6 155,22

No Quadro 6-21 comparam-se os valores limite propostos pela EDP Distribuição para 2015 com os valores em vigor em 2014.

Quadro 6-21 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2015

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em 2014	Valores limite propostos para 2015	Variação (%)
BTN	22,52	23,65	5,0
BTE	193,23	194,03	0,4
MT	1 846,30	1 938,62	5,0
AT	6 125,80	6 155,22	0,5

EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA, apesar de não ter apresentado à ERSE uma estimativa de custos para a realização das ações de monitorização da qualidade da energia elétrica, apresentou uma proposta para os respetivos valores. A proposta da EDA teve em consideração uma convergência dos valores aplicáveis na RAA aos valores aplicáveis em Portugal continental, como resultado da entrada em vigor do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 29 de novembro, e passou a ter uma abrangência nacional, incluindo Portugal continental, a RAA e a RAM.

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 2014 na RAA	Valor limite proposto pela EDA para 2015	Variação (%)
BTN	20,79	22,48	8,1
BTE	216,69	193,29	-10,8
MT	1 070,22	1 777,72	66,1

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 2015 a atualização em 1,2%, dos valores limite em vigor, tendo como valor limite 50% da faturação média mensal para cada nível de tensão.

Os valores atualmente em vigor e os propostos pela EEM são apresentados no Quadro 6-23.

Quadro 6-23 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2014 na RAM	Valor limite proposto pela EEM para 2015	Variação (%)
BTN	22,75	23,02	1,2
BTE	178,25	180,39	1,2
MT	1 054,12	1 066,77	1,2

6.2.3 VALORES A VIGORAR EM 2015

6.2.3.1 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, passou a ter uma abrangência nacional, incluindo Portugal continental, a RAA e a RAM. Neste sentido, e atendendo a que não existe um racional que justifique a existência de diferentes

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Preços de serviços regulados

custos de verificação da qualidade de energia elétrica nas diferentes regiões de Portugal, a ERSE considera que deverão existir valores únicos com aplicação a todo o território nacional.

Refira-se que, pelo facto de a EDP Distribuição ser a única empresa que apresenta a estimativa dos custos diretos da monitorização da qualidade de energia elétrica, a ERSE assume esses custos como referência para a totalidade das empresas. Assume-se ainda que os custos diretos da monitorização da qualidade de energia elétrica em MAT são equivalentes aos custos estimados para AT.

A ERSE considera aceitável manter a metodologia seguida em anos anteriores para estimar os valores limite de 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.

Com a extinção das tarifas de venda a clientes finais torna-se difícil conhecer a faturação média mensal de cada nível de tensão. Tendo em conta este facto, bem como o reduzido número de vezes que este preço é aplicado³², a ERSE considera que, à semelhança do ano anterior, o valor limite deve corresponder ao custo verificado, limitado a 50% da faturação média de cada nível de tensão, o qual é calculado por atualização do valor considerado no ano anterior utilizando o deflator do PIB previsto para 2015 (0,9%) em Portugal continental.

Tendo em conta o anteriormente exposto, 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 atualizado pelo deflator do PIB previsto para 2015, os valores limite propostos pela EDP Distribuição e os valores propostos pela ERSE para 2015, de aplicação em Portugal continental, RAA e RAM.

³² 18 vezes em 2013 e 7 vezes no 1.º semestre de 2014, no caso da EDP Distribuição.

Quadro 6-24 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2015 em Portugal continental, RAA e RAM (monitorização da onda de tensão)

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2014 para Portugal continental	Custo estimado de prestação do serviço	50% faturação média mensal atualizada	Valores limite propostos pela EDP Distribuição	Valores limite para 2015
BTN	22,52	194,03	22,72	23,65	22,72
BTE	193,23	194,03	557,57	194,03	194,03
MT	1 846,30	6 155,22	1 797,27	1 938,62	1 797,27
AT	6 125,80	6 155,22	73 720,75	6 155,22	6 155,22
MAT	6 125,80	6 155,22	160 110,68	-	6 155,22

Aos valores constantes no Quadro 6-24 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

A cobrança dos preços relativos à realização de ações de monitorização da qualidade da onda de tensão deverá ser efetuada nas seguintes condições, conforme estabelecido no art.º 43º do RQS:

- O cliente deve ser informado, previamente à realização das ações de monitorização da qualidade da onda de tensão, dos custos associados à sua realização, que não poderão exceder os valores limite indicados no Quadro 6-24.
- Com o pagamento dos valores correspondentes à realização das ações de monitorização deverá ser entregue ao cliente um relatório com os resultados obtidos.

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

O artigo 55.º 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 que aprova o valor da compensação como sendo de 20 euros. Este valor é o valor a vigorar em 2015.

7 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS

7.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

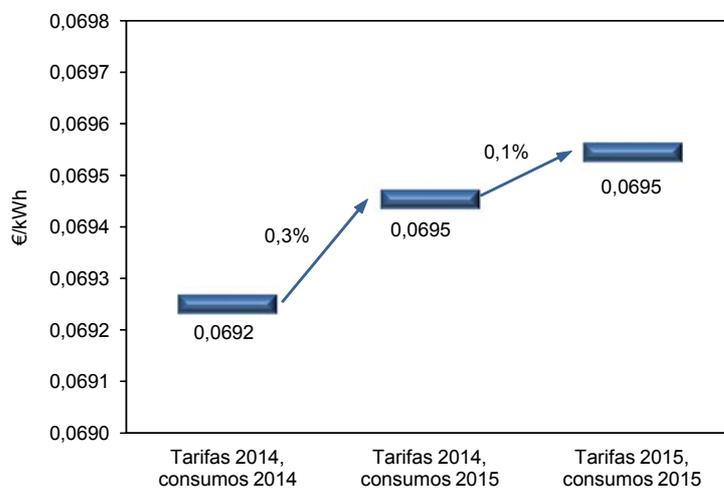
7.1.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 2014 E 2015

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por atividade, entre 2014 e 2015, é apresentada da Figura 7-1 à Figura 7-8. Estes preços médios são referidos aos fornecimentos e entregas de energia elétrica aos clientes do comercializador de último recurso e aos clientes do mercado liberalizado.

Os preços médios da tarifa transitória de Energia permitem recuperar os custos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso (CUR). Estes custos associados ao aprovisionamento de energia elétrica do CUR, para satisfação dos consumos dos seus clientes, são determinados em regime de mercado.

A evolução do preço médio da tarifa transitória de Energia, entre 2014 e 2015, pode ser representada através de três estados (Figura 7-1). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2013, no cálculo das tarifas de 2014, em que se considerou um preço médio de 0,0692 €/kWh. O segundo estado corresponde ao preço médio com a estrutura e o nível de consumos previstos para 2015. Mantendo os preços das tarifas de 2014, a evolução da estrutura de consumos origina um acréscimo de 0,3% no preço médio. O terceiro estado corresponde ao preço médio da tarifa transitória de Energia previsto para 2015 (0,0695 €/kWh), que implica um acréscimo tarifário de 0,1% entre 2014 e 2015.

**Figura 7-1 - Preço médio da tarifa transitória de Energia
2015/2014**



Variação preço médio= 0,4%

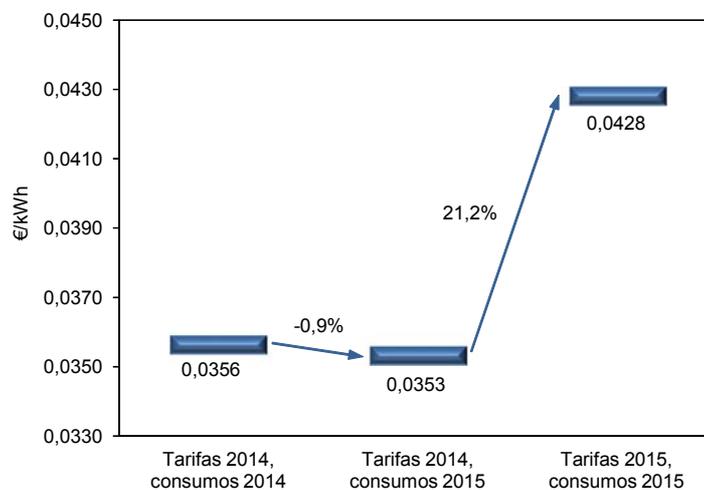
Variação tarifária= 0,1%

A evolução do preço médio da tarifa de UGS, entre 2014 e 2015, pode ser representada através de três estados (Figura 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2013, no cálculo das tarifas de 2014, em que se considerou um preço médio de 0,0356 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2015. Mantendo os preços das tarifas de 2014, a evolução da estrutura de consumos origina um decréscimo de 0,9% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema previsto para 2015 (0,0428 €/kWh), que corresponde a um acréscimo tarifário de 21,2% entre 2014 e 2015.

**Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema
2015/2014**

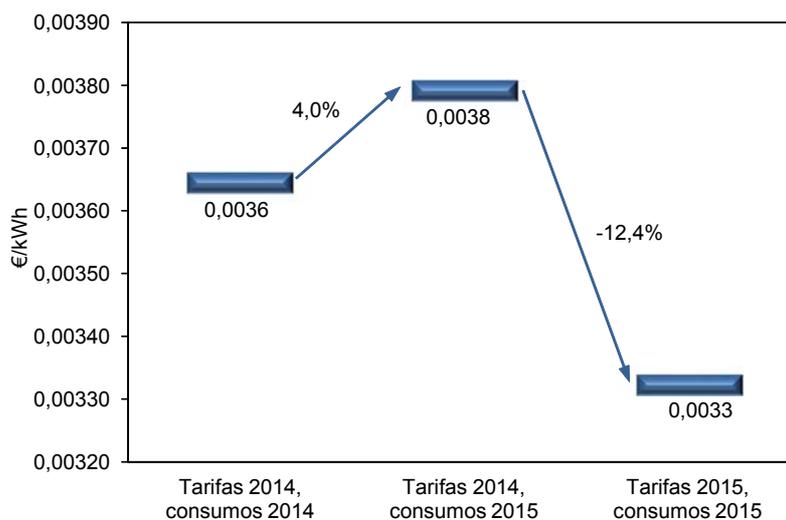


Varição preço médio= 20,1%

Varição tarifária= 21,2%

No que concerne as tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT, verifica-se um decréscimo de 8,8% no preço médio da tarifa de URT em MAT, devido a uma alteração da estrutura de consumos de 4,0% e à variação tarifária de -12,4%.

**Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
2015/2014**

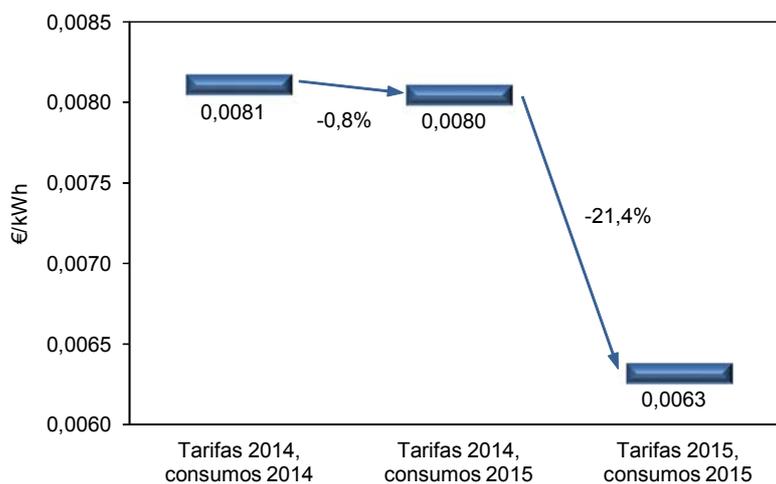


Varição preço médio= -8,8%

Varição tarifária= -12,4%

Na tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT verifica-se um decréscimo do preço médio de 22,0%, devido à alteração da estrutura de consumos de -0,8% e à variação tarifária de -21,4%.

Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT 2015/2014

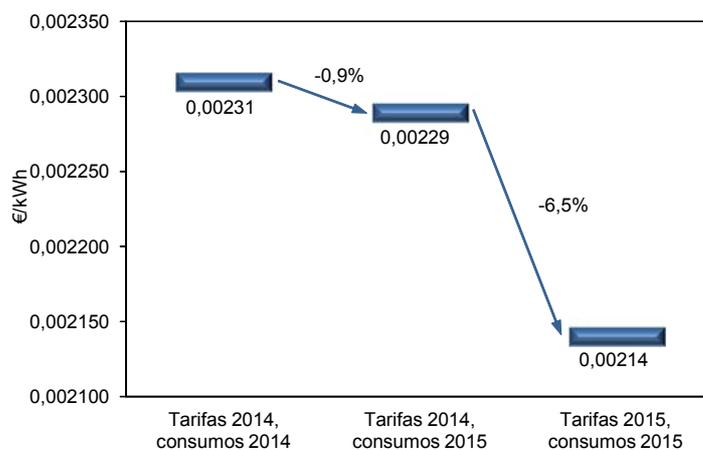


Variação preço médio= -22,0%

Variação tarifária= -21,4%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT observa-se um decréscimo de 7,3% no preço médio, devido à alteração da estrutura de consumos de -0,9% e à variação tarifária de -6,5%.

Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT 2015/2014

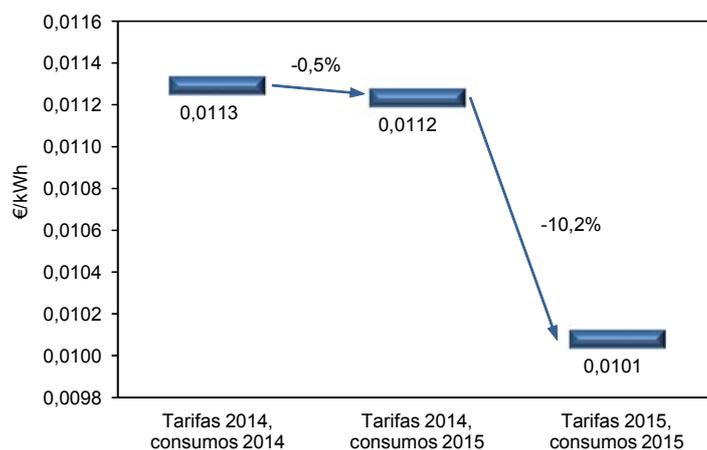


Variação preço médio= -7,3%

Variação tarifária= -6,5%

A alteração da estrutura de consumos foi responsável por um decréscimo no preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT de 0,5% e a variação tarifária por um decréscimo de 10,2%. Assim, o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT observa um decréscimo de 10,7%.

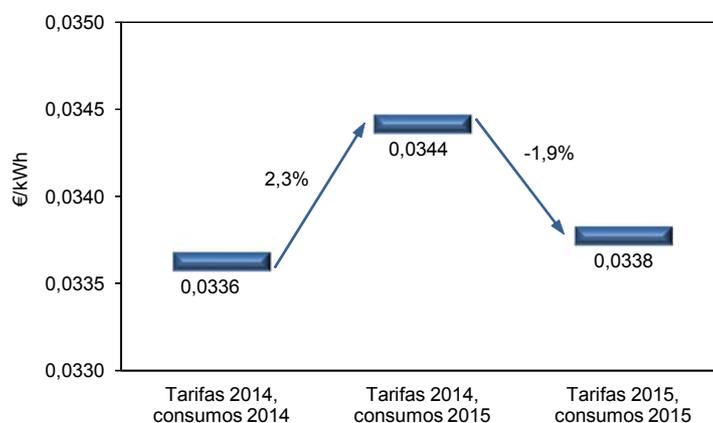
**Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
2015/2014**



Variação preço médio= -10,7%
Variação tarifária= -10,2%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT observa-se um acréscimo de 0,4% no preço médio, resultante da alteração da estrutura de consumos de 2,3% e de uma variação tarifária de -1,9%.

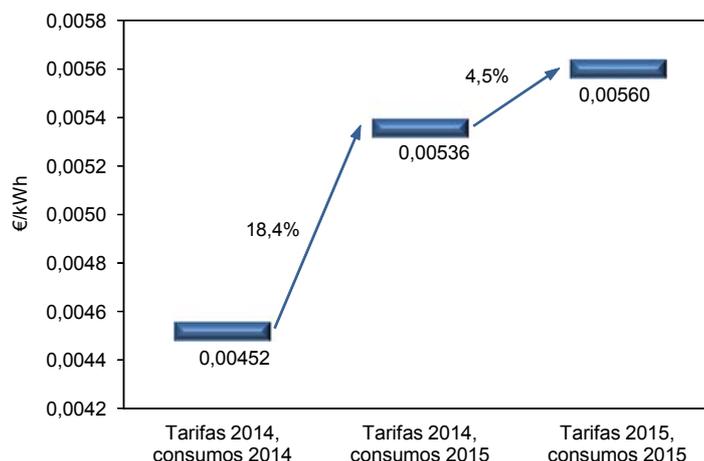
**Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
2015/2014**



Variação preço médio= 0,4%
Variação tarifária= -1,9%

Na tarifa de Comercialização em BTN o aumento no preço médio é de 23,8%, resultante da alteração da estrutura de consumos de 18,4% e de uma variação tarifária de 4,5%.

Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN 2015/2014



Variação preço médio= 23,8%

Variação tarifária= 4,5%

7.1.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 1999 E 2015

O Quadro 7-1 e a Figura 7-9 apresentam a evolução verificada nas tarifas das atividades reguladas, desde 1999, data a partir da qual se estabeleceram tarifas por atividade regulada no sector elétrico. A atividade de Comercialização é apresentada a partir de 2002.

Os preços médios apresentados até 2015 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias. Os valores apresentados permitem observar as variações tarifárias ocorridas entre 1999 e 2001³³ e entre 2002 e 2015.

Todos os preços médios estão referidos aos fornecimentos e entregas de energia elétrica aos clientes do comercializador de último recurso e aos clientes do mercado liberalizado.

No Quadro 7-1 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade nos diversos períodos de regulação.

³³ Em 2002 observa-se uma quebra de série devido a uma alteração das variáveis de faturação.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Análise do impacto das decisões propostas

Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade

Taríficas		1999	2000	2001	Varição 2001/1999	2002	2003	2004	2005	Varição 2005/2002	2006	2007	2008	Varição 2008/2006	2009	2010	2011	Varição 2011/2009	2012	2013	2014	Varição 2014/2012	2015	Varição 2015/2002
Energia	real	100	98	104	4%	100	97	101	104	4%	99	97	90	-9%	126	88	82	-35%	105	106	103	-1%	102	2%
	nominal	100	101	111	11%	100	100	107	113	13%	110	111	104	-5%	148	104	97	-34%	123	127	125	1%	125	25%
Uso Rede Transporte	real	100	90	76	-24%	100	93	103	105	5%	102	114	147	43%	147	189	181	23%	174	210	227	30%	177	77%
	nominal	100	93	81	-19%	100	96	109	114	14%	114	131	170	50%	173	223	214	24%	205	251	274	34%	216	116%
Uso Rede Distribuição AT	real	100	94	85	-15%	100	98	77	70	-30%	79	74	151	91%	164	164	144	-12%	159	167	168	6%	156	56%
	nominal	100	97	91	-9%	100	101	82	76	-24%	88	84	175	99%	193	194	170	-12%	188	200	203	8%	190	90%
Uso Rede Distribuição MT	real	100	94	88	-12%	100	96	92	85	-15%	90	93	95	5%	100	100	86	-13%	97	102	101	4%	90	-10%
	nominal	100	97	94	-6%	100	99	97	92	-8%	101	106	111	10%	117	118	102	-13%	114	123	122	7%	109	9%
Uso Rede Distribuição BT	real	100	94	89	-11%	100	95	93	89	-11%	89	93	99	12%	91	101	93	2%	94	98	97	3%	94	-6%
	nominal	100	97	95	-5%	100	98	98	97	-3%	99	106	115	17%	107	119	110	3%	111	118	117	6%	115	15%
Uso Global do Sistema	real	100	86	87	-13%	100	131	138	194	94%	225	273	444	97%	50	483	686	1278%	664	650	723	9%	868	768%
	nominal	100	88	93	-7%	100	135	146	210	110%	251	312	515	106%	58	569	811	1290%	782	780	873	12%	1.058	958%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	-	-	-	-	100	286	437	337	237%	271	242	73	-73%	224	129	135	-40%	159	192	192	20%	192	92%
	nominal	-	-	-	-	100	295	462	365	265%	301	276	84	-72%	262	152	160	-39%	188	178	173	-8%	564	464%
Comercialização em BTE	real	-	-	-	-	100	166	255	243	143%	197	198	85	-57%	109	70	69	-36%	85	106	106	25%	106	6%
	nominal	-	-	-	-	100	171	269	263	163%	219	227	99	-55%	128	83	82	-36%	100	96	94	-6%	129	29%
Comercialização em BTN	real	-	-	-	-	100	140	106	88	-12%	80	99	109	37%	127	126	108	-15%	100	100	100	-1%	103	3%
	nominal	-	-	-	-	100	144	112	95	-5%	88	113	127	43%	149	149	128	-14%	118	120	120	2%	126	26%

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

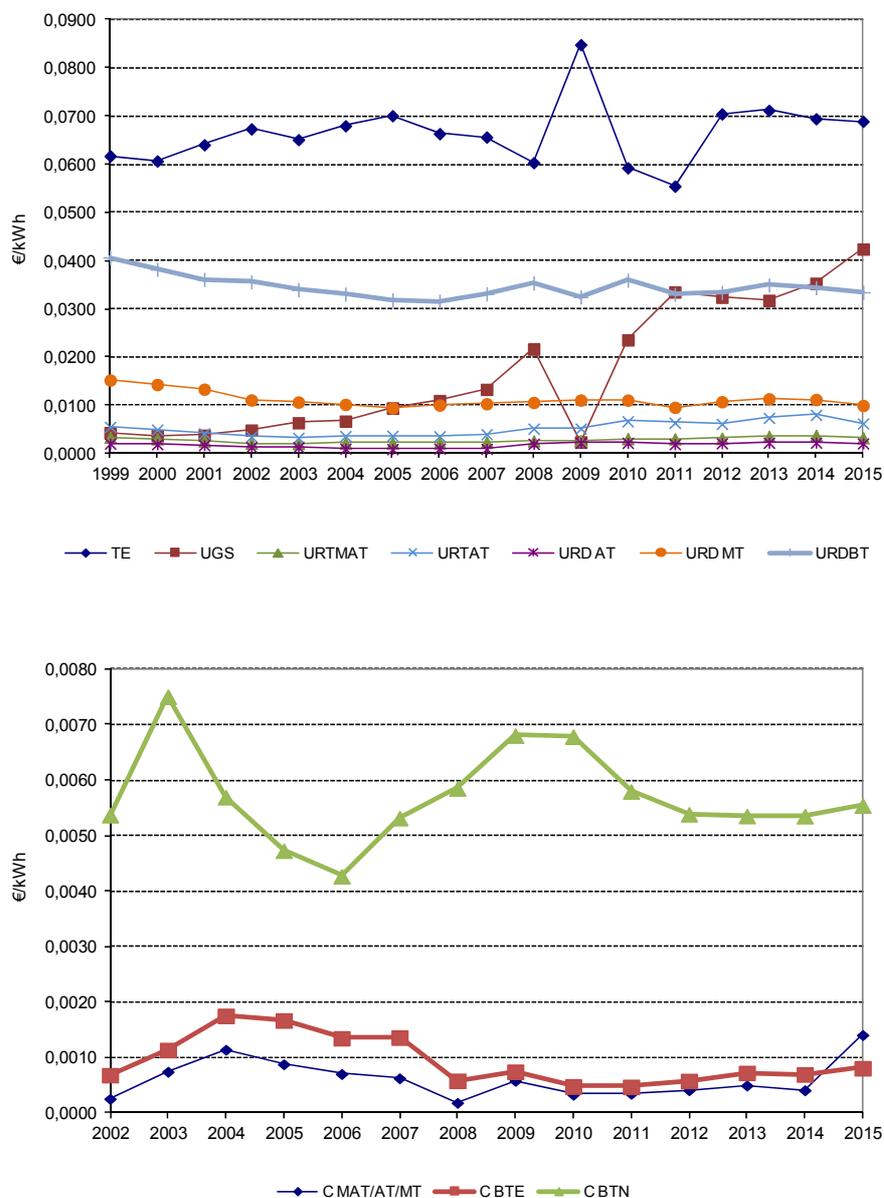
As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam um valor real inferior ao do primeiro ano de regulação, fruto dos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e consequentemente sido partilhados com os consumidores.

A tarifa de Uso Global do Sistema tem observado acréscimos desde 2002, fruto do incremento acentuado dos custos de interesse económico geral. Note-se que estes custos de interesse económico geral têm crescido em volume (é exemplo o sobrecusto com a produção em regime especial) e em número (novos custos foram sendo incluídos na tarifa ao longo dos anos, como a remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores, os CMEC, os défices de BT em 2006 e de BTN em 2007). Nas tarifas de 2009, a tendência inverte-se por via das disposições constantes do Decreto-Lei n.º165/2008 que adiam os sobrecustos com a produção em regime especial de 2009 por um período de 15 anos, com efeitos a partir de 2010. A partir das tarifas de 2012 a variação reflete a recuperação dos sobrecustos com a produção em regime especial num período quinquenal, ao abrigo do n.º 1 do artigo 73.º A, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho. Nas tarifas de 2012 reflete também o adiamento do CMEC de 2010. Nas tarifas de 2013, a variação reflete a decisão de se proceder ao diferimento excecional do ajustamento anual dos CMEC de 2011 e dos CAE de 2012, e pela consideração das receitas associadas à venda de licenças de emissão de gases de efeito de estufa. Nas tarifas de 2014 considera a não repercussão do ajustamento anual dos CMEC de 2012, assim como o pagamento de uma parcela dos CIEG pelos produtores, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 74/2013.

As tarifas de Comercialização apresentam variações acentuadas mas o seu peso na fatura dos clientes é reduzido.

Na Figura 7-9 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade a preços constantes de 2014.

**Figura 7-9 - Evolução das tarifas por atividade
(preços constantes de 2014)**



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 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 2014 E 2015

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 2014 e 2015. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada do acesso.

O acréscimo de 5,0% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2014 e 2015, pode ser representado através de três estados (Figura 7-10 e Quadro 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2013, no cálculo das tarifas de 2014, em que se considerou um preço médio de 0,0717 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2015. Mantendo os preços das tarifas de 2014, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de 1,2% no preço médio.

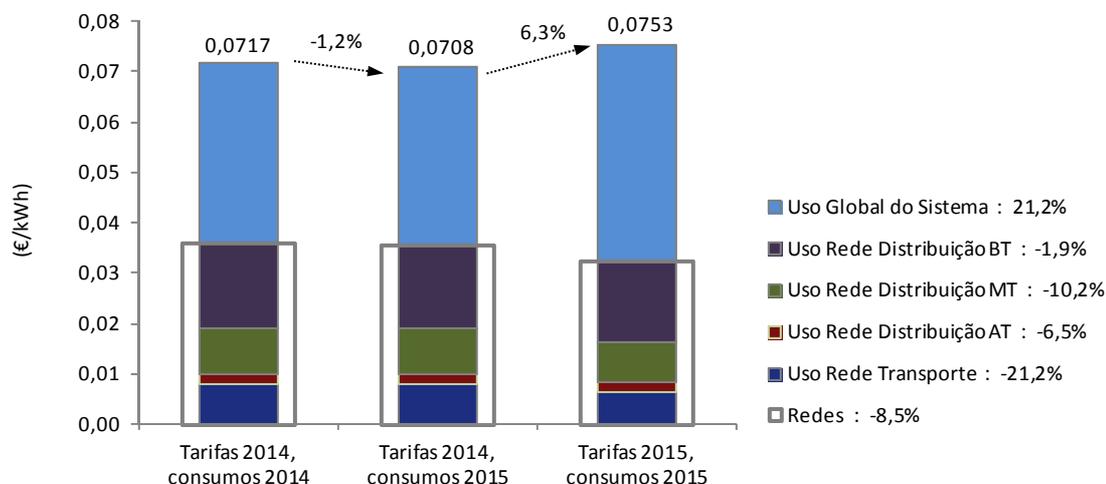
No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Acesso às Redes previsto para 2015 (0,0753 €/kWh), que corresponde a um acréscimo tarifário de 6,3% entre 2014 e 2015.

Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes

Estado e características	Tarifas 2014, consumo 2014 (1)	Tarifas 2014, consumo 2015 (2)	Tarifas 2015, consumo 2015 (3)
Proveitos (10 ⁶ Euros)	3 192	3 160	3 358
Consumo (GWh)	44 533	44 617	44 617
Preço médio (EUR/kWh)	0,0717	0,0708	0,0753
Variação (%)		(2)/(1) = -1,2%	(3)/(2) = 6,3%

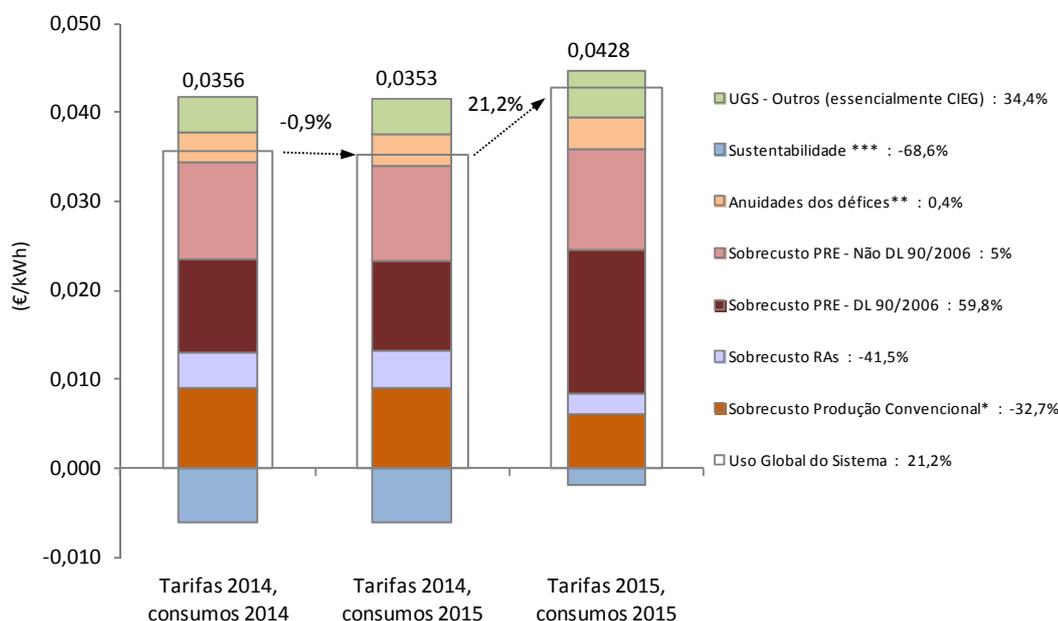
Na Figura 7-10, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: -21,2% para o Uso da Rede de Transporte, -6,5% para o Uso da Rede de Distribuição AT, -10,2% para o Uso da Rede de Distribuição MT, -1,9% para o Uso da Rede de Distribuição BT e 21,2% para o Uso Global do Sistema.

Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes



Dado o peso da tarifa de Uso Global do Sistema nas tarifas de Acesso às Redes, apresentam-se de seguida as variações da tarifa de Uso Global do Sistema, diferenciadas por componente.

Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema



* Inclui os sobrecustos associados à produção convencional em regime de mercado, designadamente o sobrecusto das centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e a garantia de potência.

**Pagamento anual resultante dos défices associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006 e de BTN em 2007, assim como ao diferimento de custos em 2009 no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.

*** Considera-se como sustentabilidade os ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, o diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e o sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Análise do impacto das decisões propostas

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade das tarifas de Acesso às Redes, entre 2014 e 2015, para os diferentes níveis de tensão. Registam-se variações diferenciadas por nível de tensão: 6,8% em MAT, AT, MT, e BTE e 6,0% em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada do acesso.

Adicionalmente apresentam-se as variações da tarifa de Uso Global do Sistema, registando-se variações diferenciadas por nível de tensão. Verificam-se acréscimos de 10,7% em MAT, 16,5% em AT, 26,5% em MT, 25,3% em BTE e um aumento de 19,8% em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por componente.

Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT

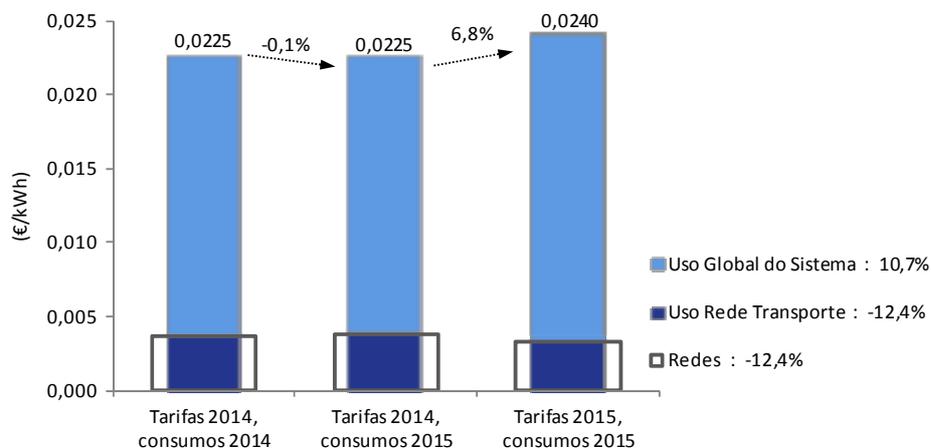


Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT

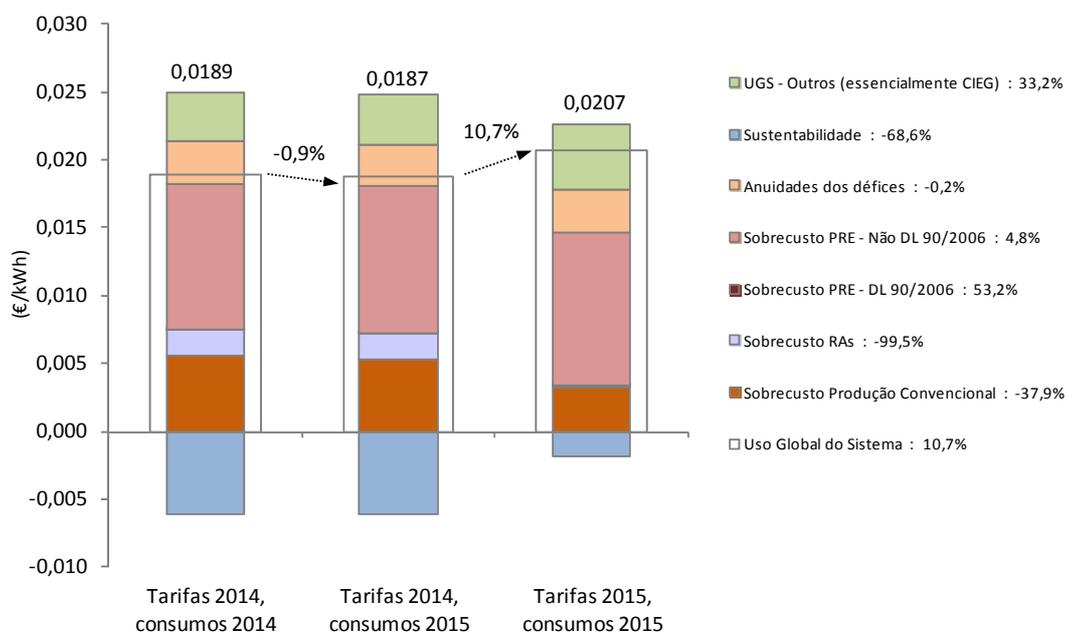


Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT

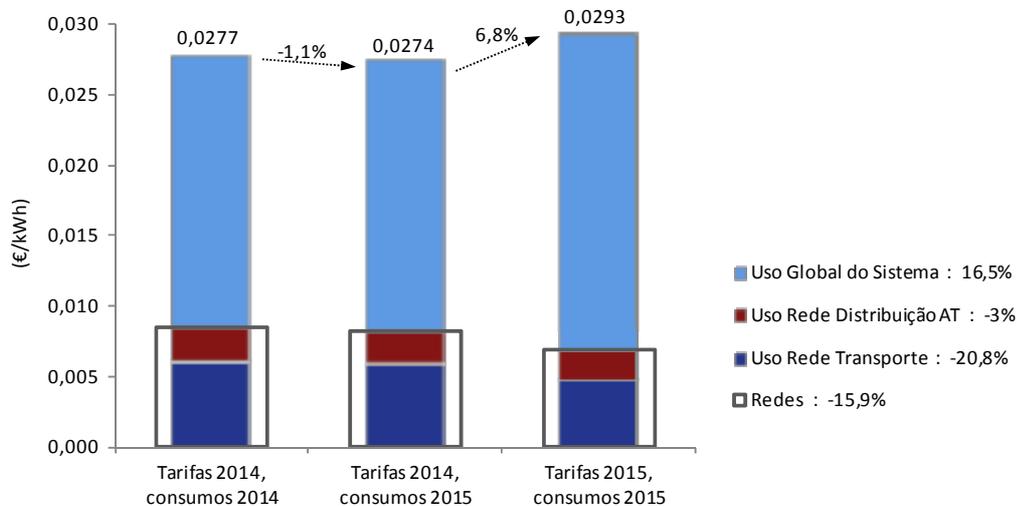


Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT

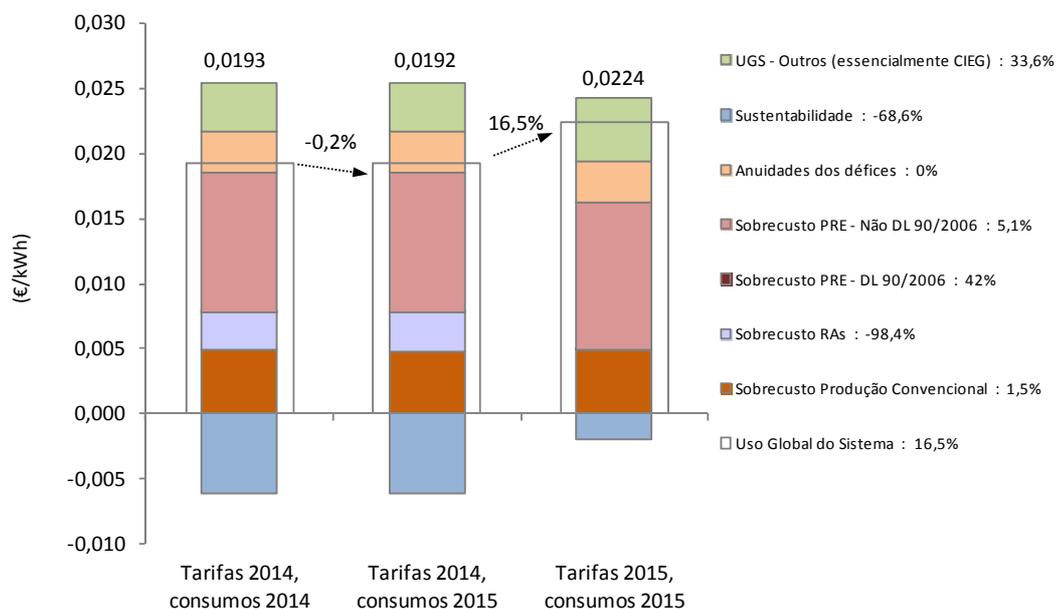


Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT

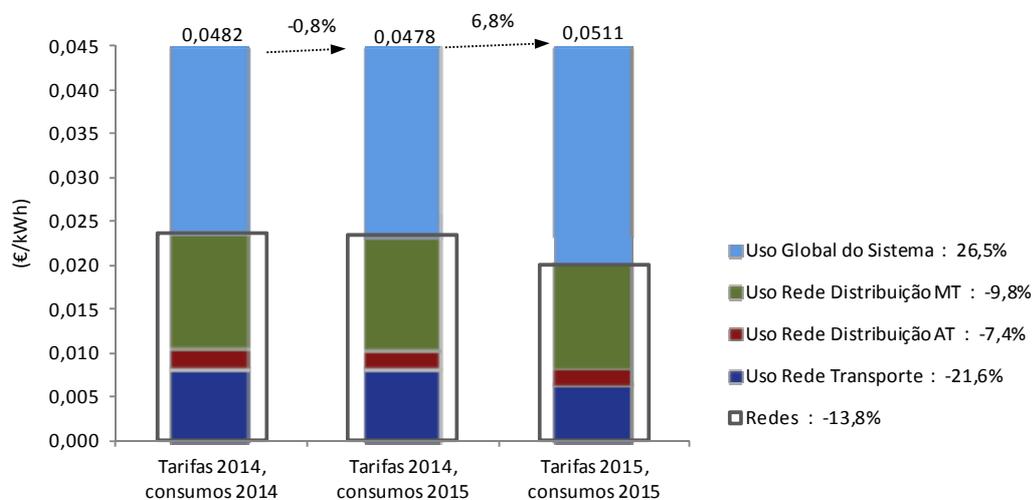


Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT

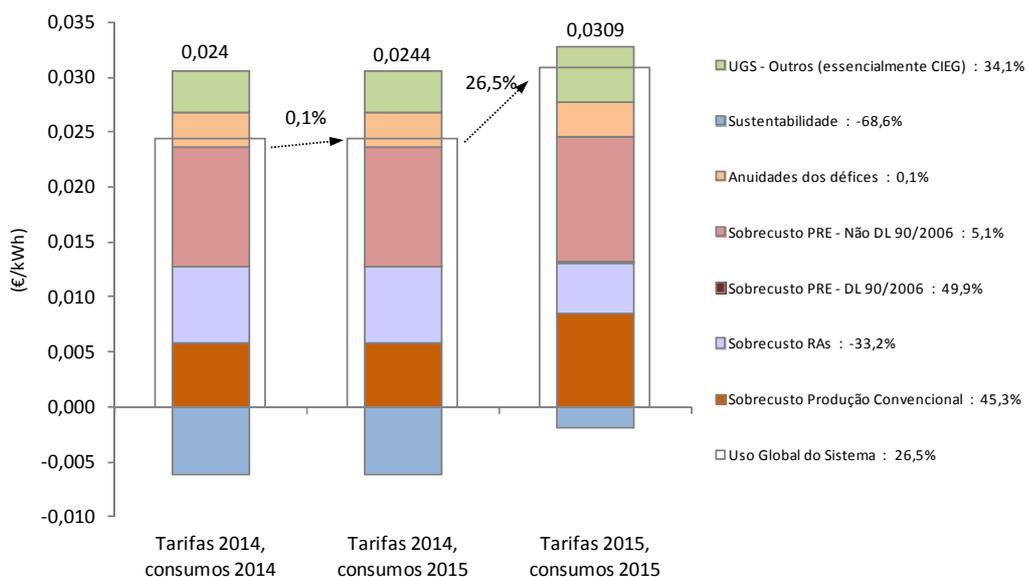


Figura 7-18 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE

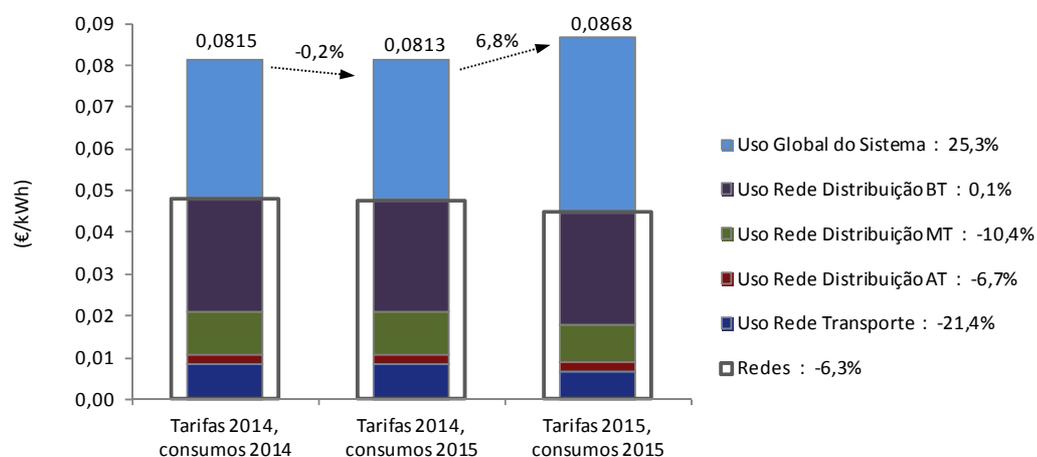


Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE

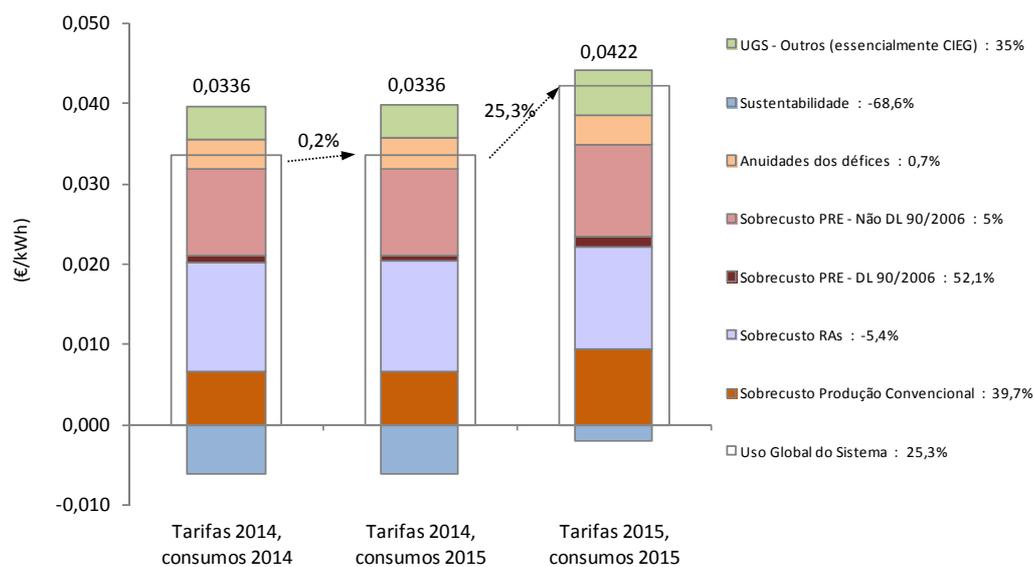


Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN

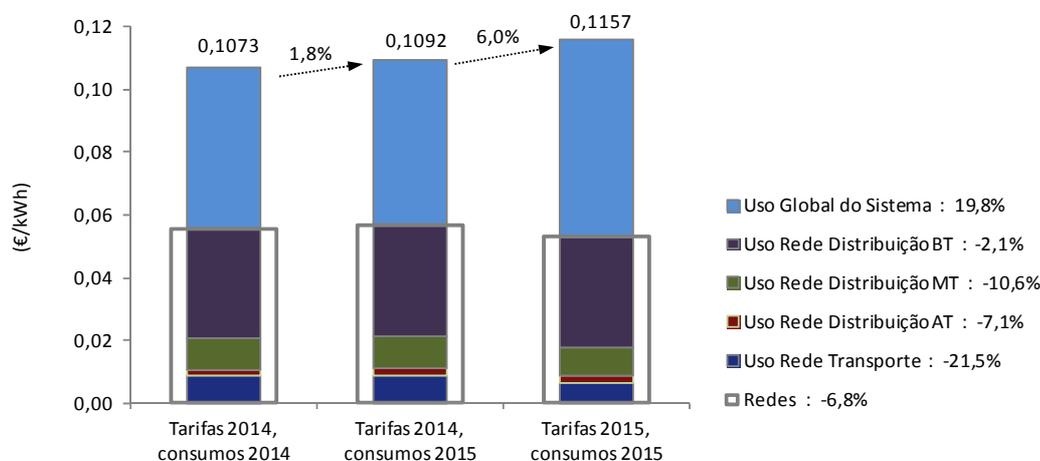
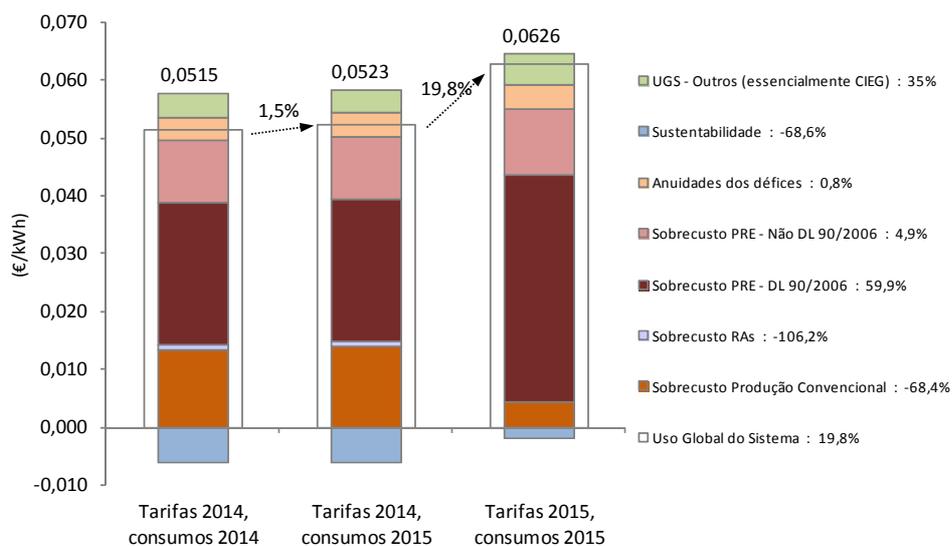


Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN



7.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2015

Na Figura 7-22, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2015. Na Figura 7-23 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 7-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2015, decomposto por atividade

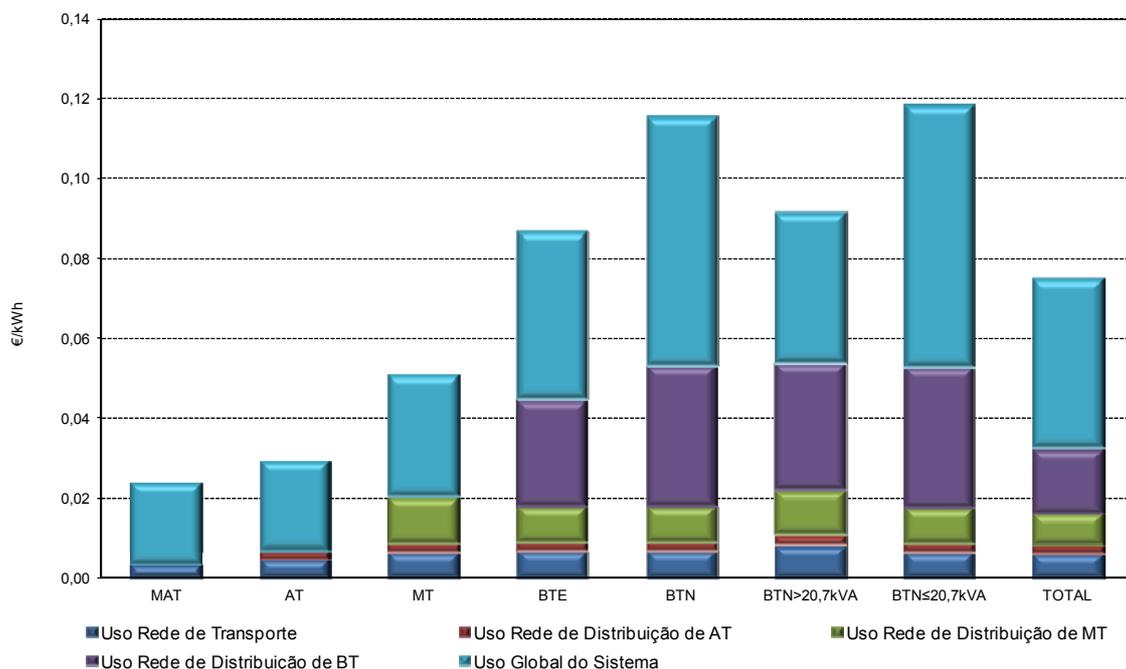
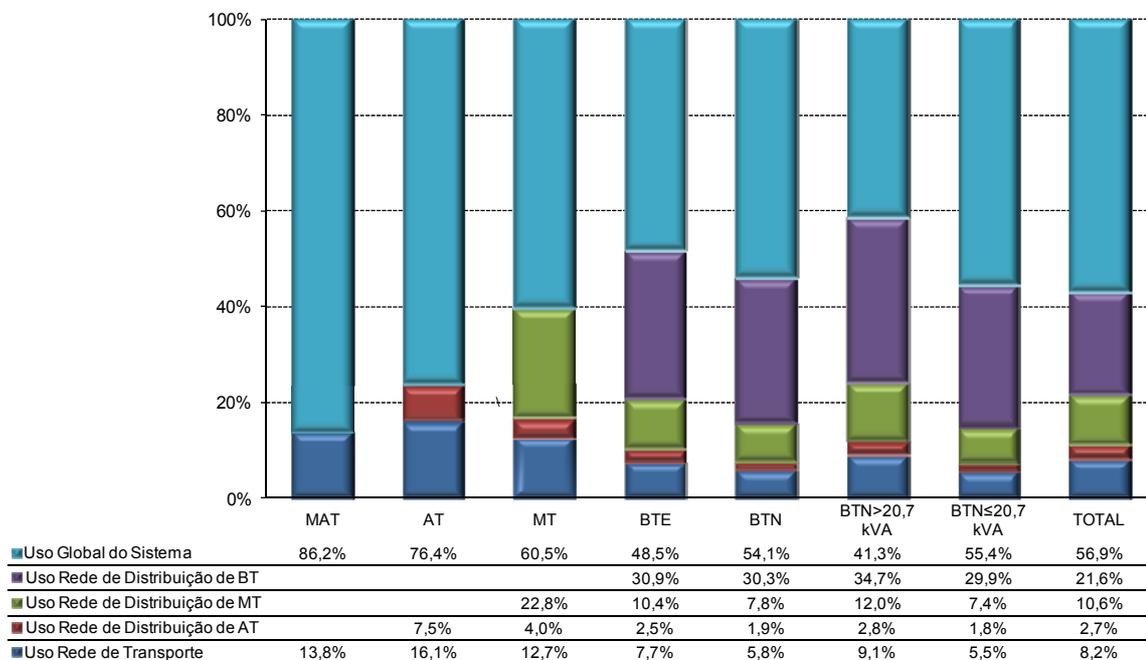


Figura 7-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2015



Na Figura 7-24 e na Figura 7-25, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes nas parcelas de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral.

Os Custos de Interesse Económico Geral incluem os custos considerados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, destacando-se, (i) o sobrecusto com os CAE, (ii) os encargos com os CMEC, (iii) os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas, (iv) os sobrecustos da Produção em Regime Especial, (v) os custos com os terrenos dos centros electroprodutores afetos ao domínio público hídrico e (vi) os défices tarifários de BT e BTN relativos a 2006 e 2007, respetivamente, e o défice tarifário de 2009 gerado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Figura 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2015 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral

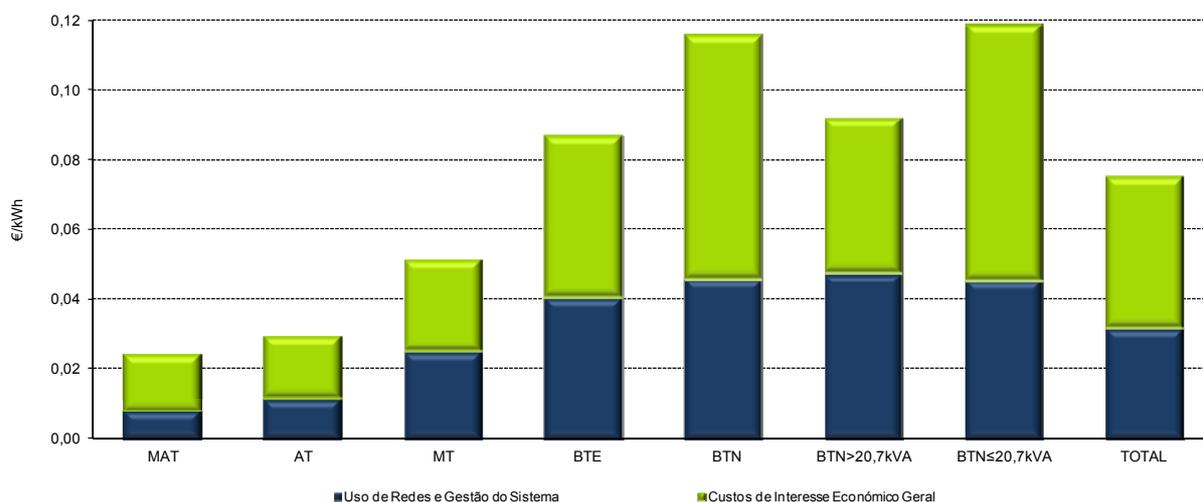
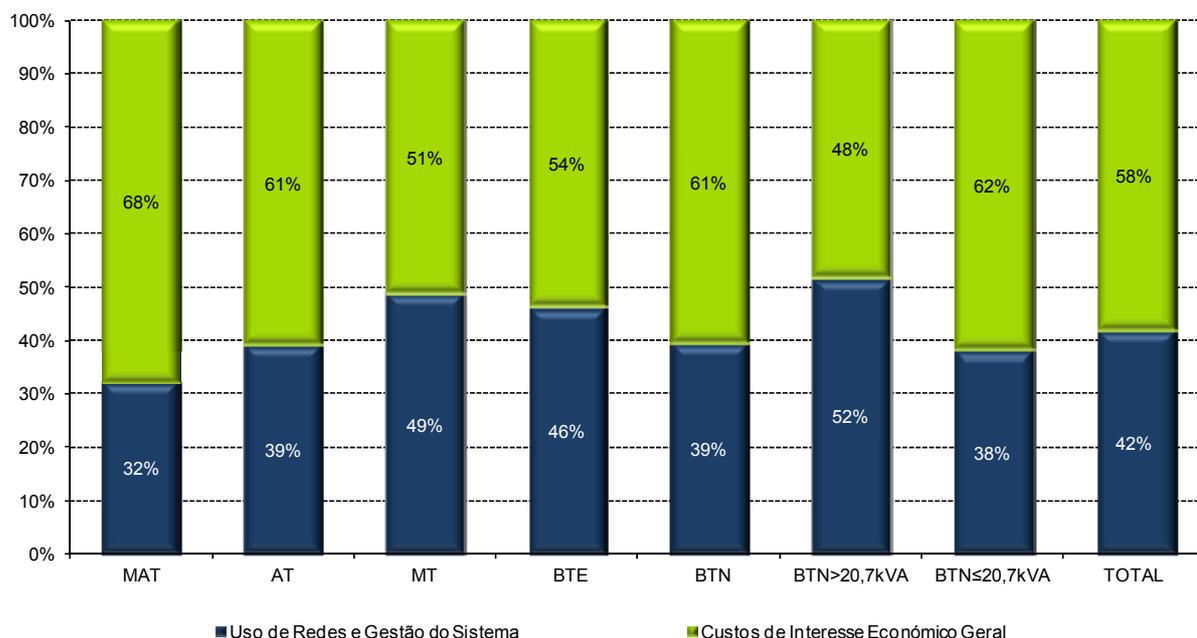


Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2015 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral



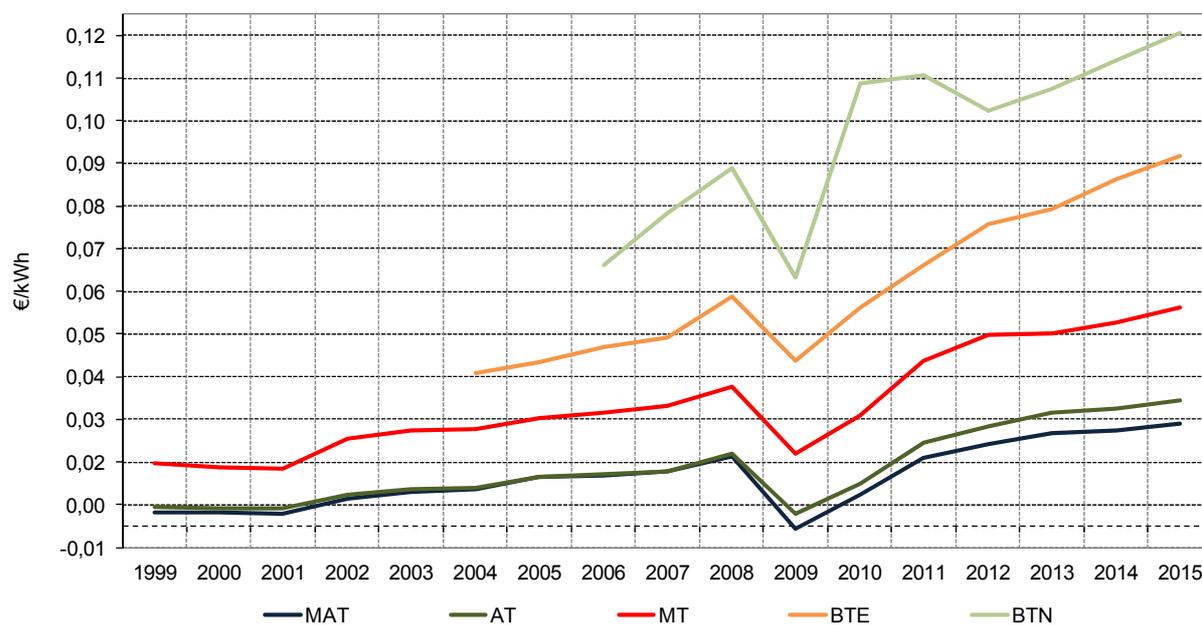
7.2.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 1999 E 2015

A Figura 7-26 e a Figura 7-27 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes, no período compreendido entre 1999 e 2015, por nível de tensão.

Os preços médios apresentados até 2014 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias.

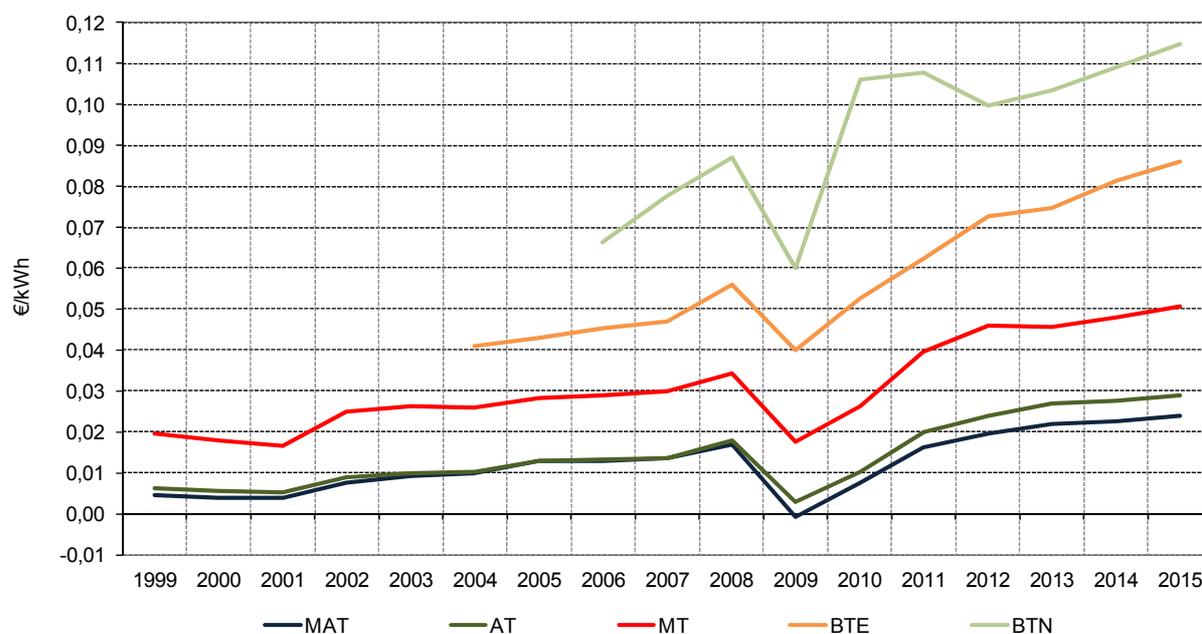
No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 12,3%, 11,5%, 7,6%, 7,7% e 6,6%, respetivamente.

**Figura 7-26 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços correntes)**



No período analisado na figura seguinte, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais de 10,3%, 9,5%, 5,7%, 6,4% e 5,6%, respetivamente, a preços constantes de 2014.

**Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços constantes de 2014)**



No quadro seguinte apresenta-se a evolução das tarifas de Acesso às Redes, desde 1999.

Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Variação 2015/1999
MAT	real	100	88	83	169	206	217	285	287	299	374	-15	166	362	434	490	501	530	430%
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	652	671	717	617%
AT	real	100	89	82	141	162	167	209	211	220	286	48	164	323	387	432	442	468	368%
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	574	593	633	533%
MT	real	100	91	85	127	134	133	144	147	152	174	89	134	202	235	232	244	258	158%
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	308	326	349	249%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	105	111	115	137	98	129	153	178	183	199	211	111%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	228	243	143%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	100	117	131	90	160	163	150	156	164	173	73%	
	nominal	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	179	189	89%	

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 2014 E 2015

No presente capítulo apresenta-se a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2014 e 2015. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE. Apresenta-se igualmente a estrutura destes preços médios por atividade regulada para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

O acréscimo de 2,8% no preço médio de referência de venda a clientes finais, entre 2014 e 2015, pode ser representado através de três estados (Figura 7-28). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2013, no cálculo das tarifas de 2014, em que se considerou um preço médio de 0,1398 €/kWh.

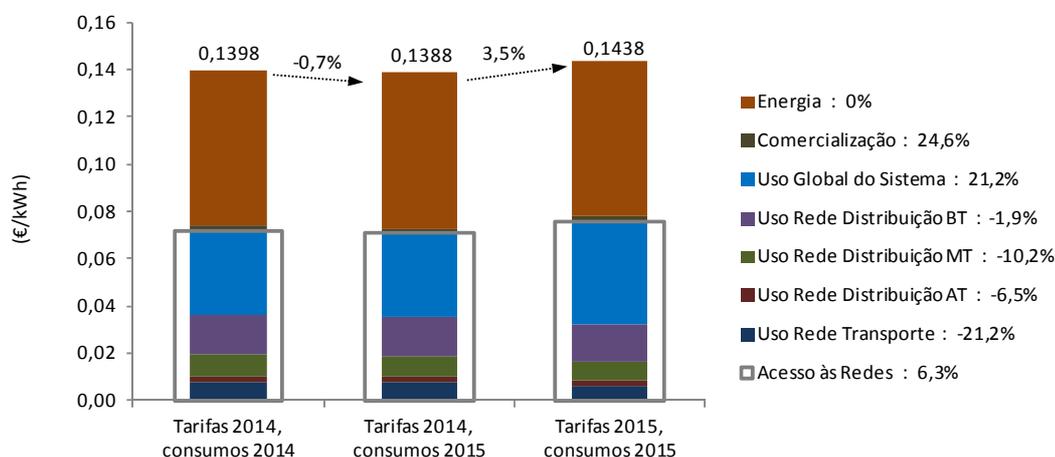
No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2015. Mantendo os preços das tarifas de 2014, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de 0,7% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio de referência de venda a clientes finais previsto para 2015 (0,1438 €/kWh), que resulta de um acréscimo tarifário de 3,5% entre 2014 e 2015.

Na Figura 7-28, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: -21,2% para o Uso da Rede de Transporte, -6,5% para o Uso da Rede de Distribuição AT, -10,2% para o Uso da Rede de

Distribuição MT, -1,9% para o Uso da Rede de Distribuição BT, 21,2% para o Uso Global do Sistema, 24,6% para a Comercialização e 0% para a Energia.

Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais



Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio de referência de venda a clientes finais, entre 2014 e 2015, para os diferentes níveis de tensão. Registam-se variações diferenciadas por nível de tensão: 2,5% em MAT, 2,7% em AT, 3,6% em MT, 3,8% em BTE e 3,7% em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada.

Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT

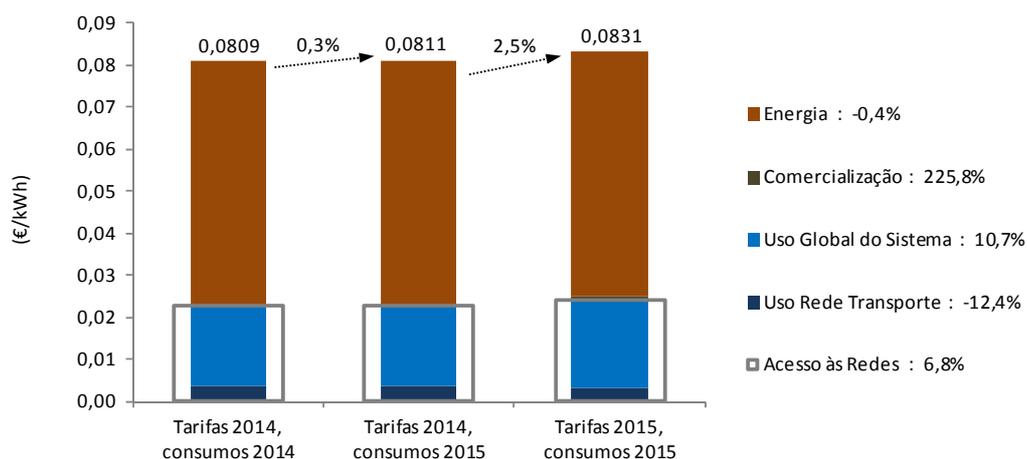


Figura 7-30 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT

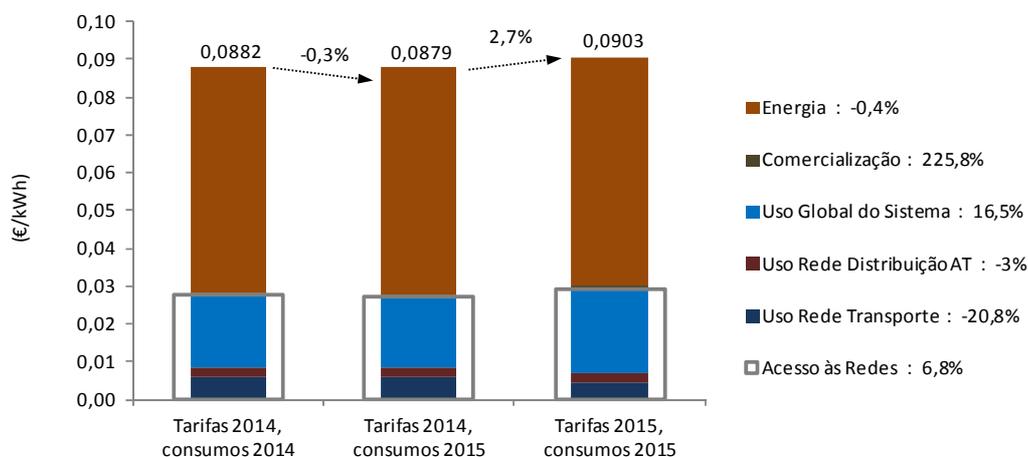


Figura 7-31 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT

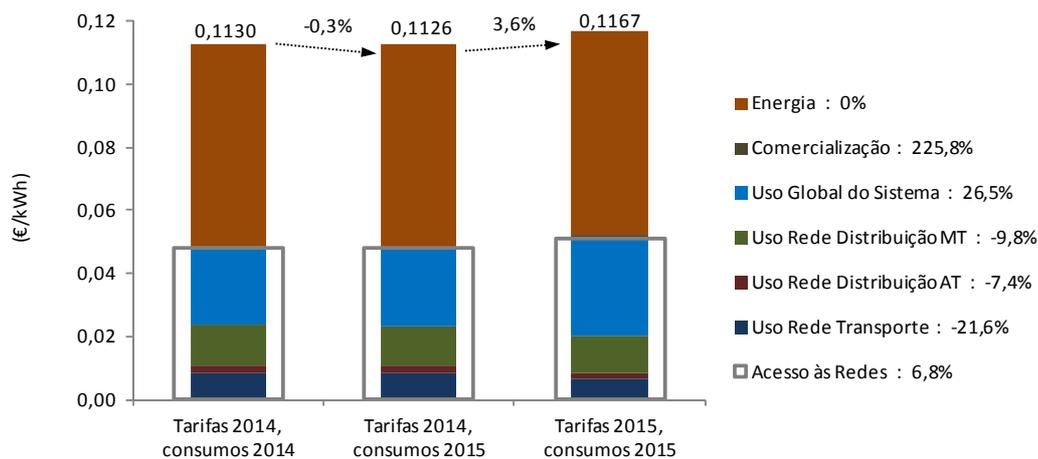


Figura 7-32 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em

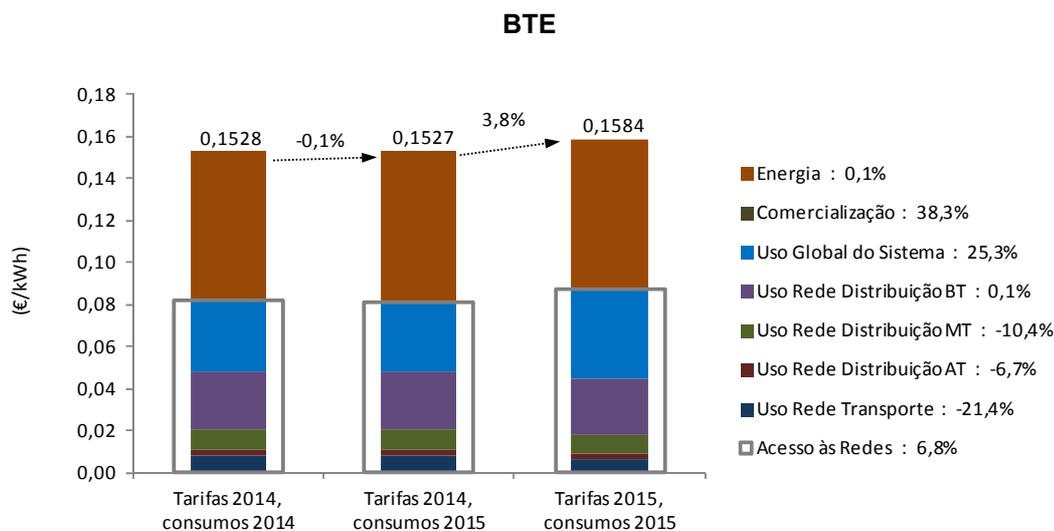
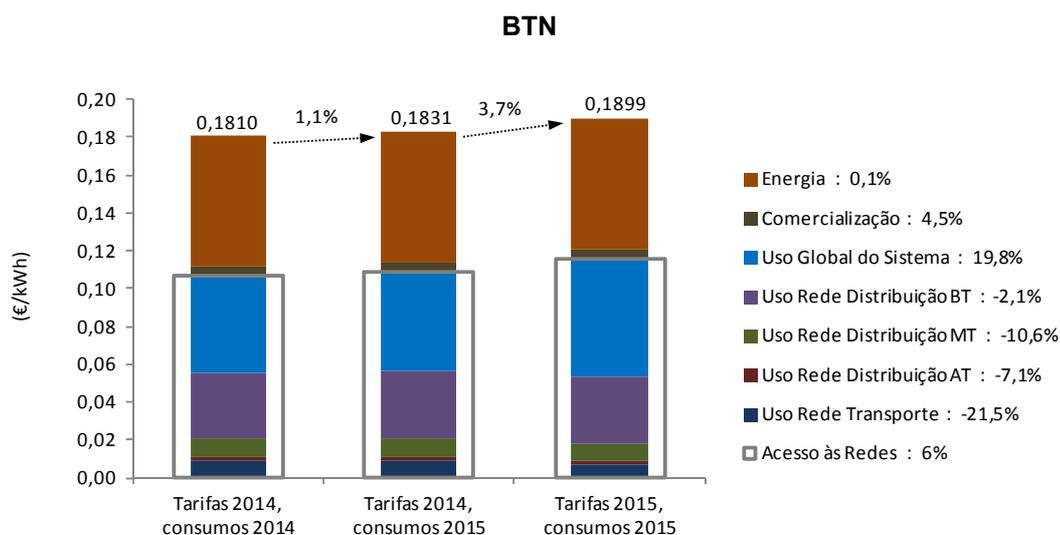


Figura 7-33 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em



7.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2015

Na Figura 7-34, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2015. Na Figura 7-35 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 7-34 - Preço médio de referência de venda a clientes finais em 2015, decomposto por atividade

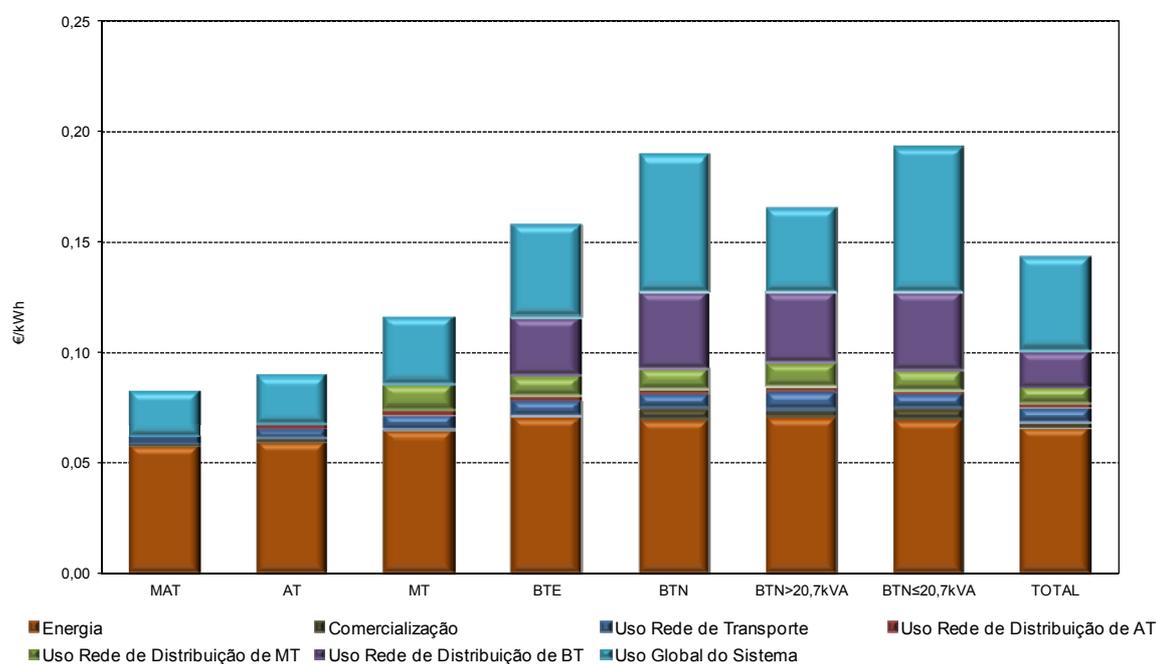
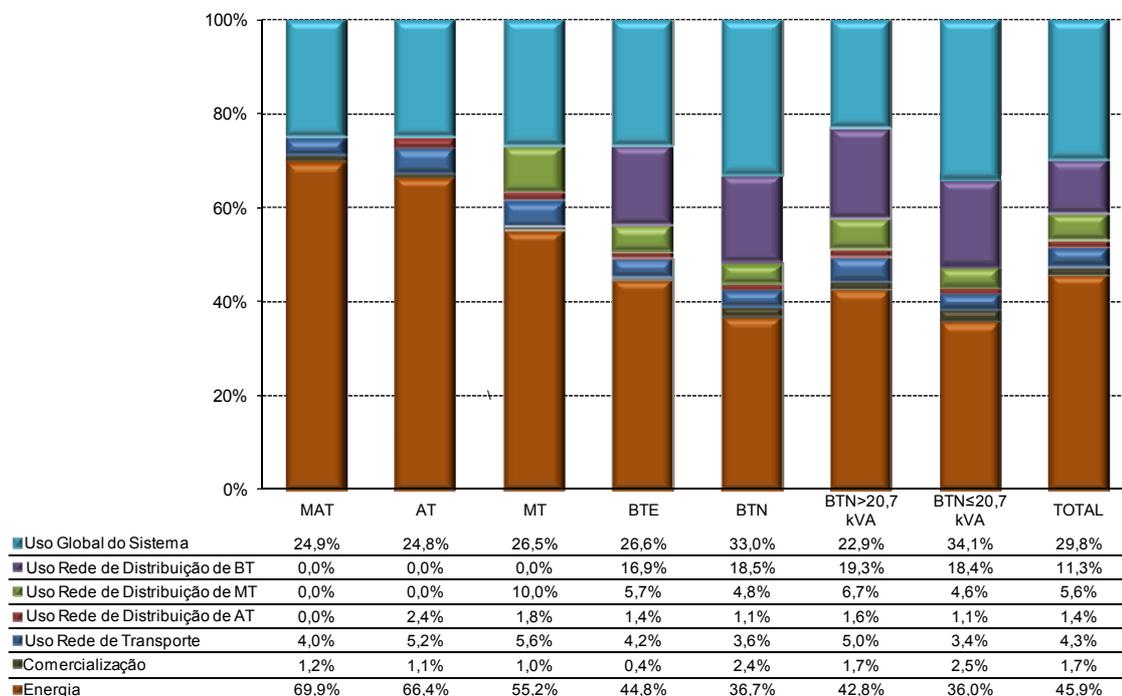


Figura 7-35 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2015



Na Figura 7-36 e na Figura 7-37, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais nas parcelas: de Energia e Comercialização, de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral.

Figura 7-36 - Preço médio de referência de venda a clientes finais em 2015 nas componentes de Energia e Comercialização, de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral

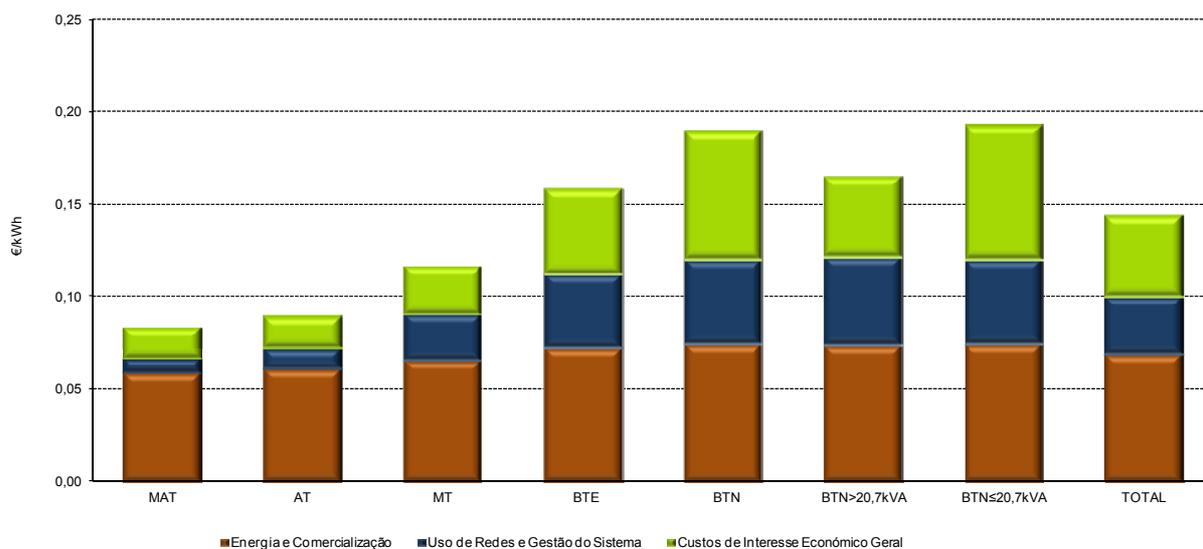
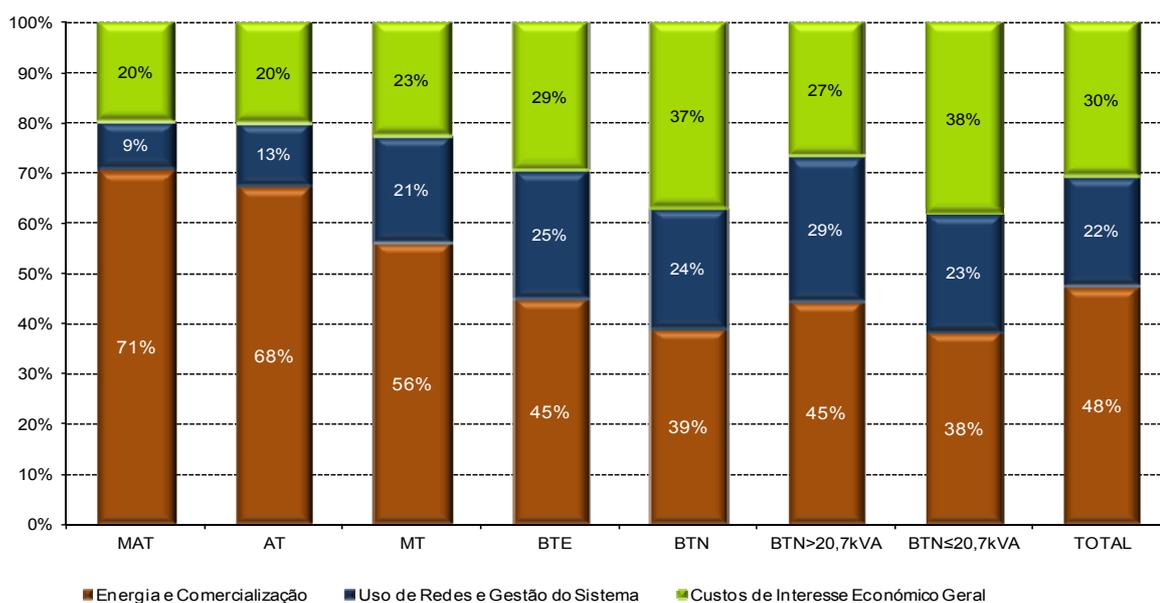


Figura 7-37 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2015 nas componentes de Energia e Comercialização, de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral



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 2014 E 2015

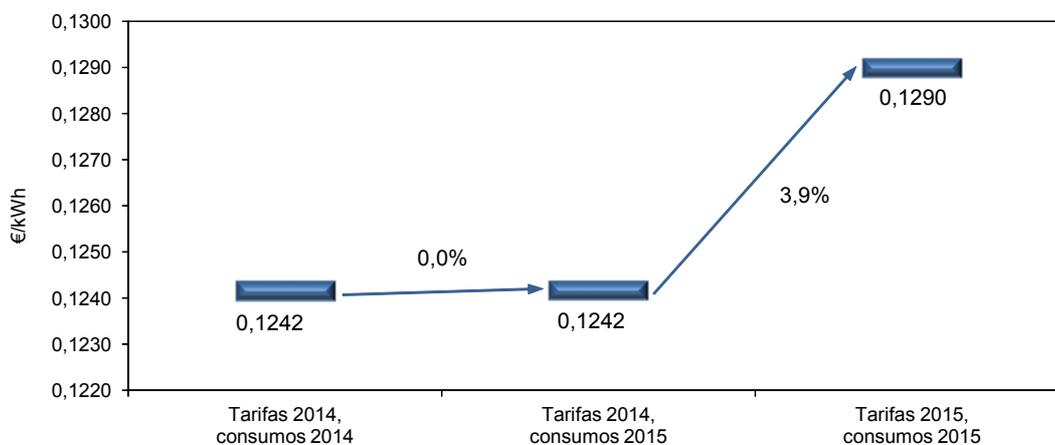
Nas figuras seguintes é apresentada a evolução do preço médio da energia elétrica das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, BTE e BTN, do comercializador de último recurso, representada através de três estados, a saber:

- Preços médios obtidos por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2014, publicadas em dezembro de 2013.
- Preços médios resultantes da aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2014 aos consumos de 2015.
- Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2015.

Em seguida apresenta-se a evolução do preço médio entre 2014 e 2015, para as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, BTE e BTN (Figura 7-38 a Figura 7-42).

Conforme se ilustra na Figura 7-38, em 2015, verificar-se-á uma variação tarifária de 3,9% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, relativamente às tarifas de 2014, o que corresponde a uma variação idêntica no preço médio.

Figura 7-38 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MT 2015/2014

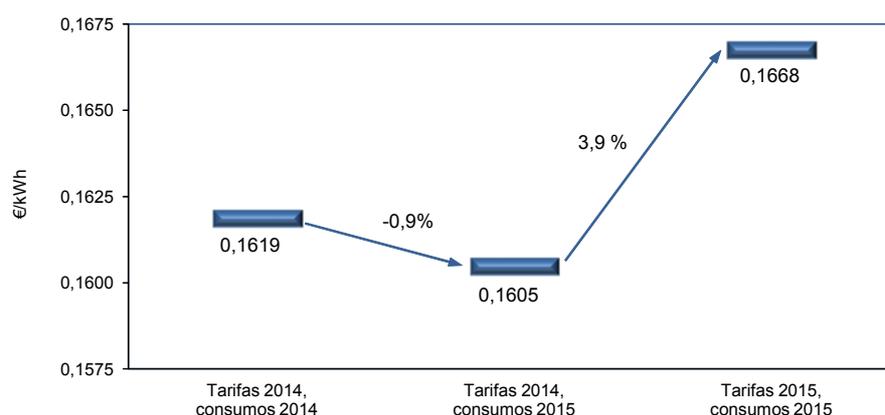


Variação preço médio = 3,9%

Variação tarifária = 3,9%

Conforme se ilustra na Figura 7-39, em 2015, verificar-se-á uma variação tarifária de 3,9% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTE, relativamente às tarifas de 2014, o que corresponde a uma variação de 3,0% no preço médio.

Figura 7-39 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTE 2015/2014



Variação preço médio = 3,0%

Variação tarifária = 3,9%

Conforme se ilustra no Quadro 7-4 e na Figura 7-40, em 2015, verificar-se-á um acréscimo tarifário de 3,3% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, relativamente às tarifas de 2014, o que corresponde a uma variação de 10,3% no preço médio.

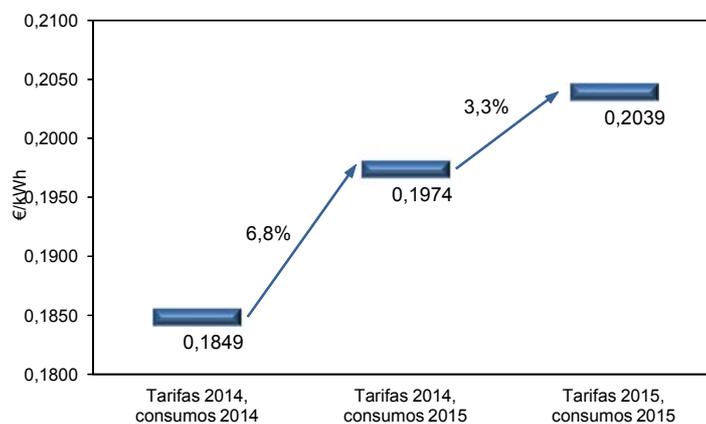
O primeiro estado representado corresponde à situação prevista em 2013 para vigorar em 2014, em que com proveitos permitidos de 1 733 milhões de euros e com consumos de 9,4 TWh corresponde o preço médio de 0,1849 €/kWh.

No segundo estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2015. Mantendo os preços das tarifas de 2014, a evolução da estrutura de consumos origina um aumento de 6,8% no preço médio. No último estado apresenta-se o preço médio que se irá observar em 2015, 0,2039 €/kWh, o que corresponde a uma variação tarifária de 3,3%.

Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN 2015/2011

Estado e características	Tarifas 2014, consumos 2014 (1)	Tarifas 2014, consumos 2015 (2)	Tarifas 2015, consumos 2015 (3)
Proveitos (10 ⁶ EUR)	1 733	848	876
Consumo (GWh)	9 373	4 296	4 296
Preço médio (€/kWh)	0,1849	0,1974	0,2039
Variação (%)		(2)/(1) = 6,8%	(3)/(2) = 3,3%

Figura 7-40 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN 2015/2014



Variação preço médio = 10,3%
Variação tarifária = 3,3%

Em seguida apresentam-se figuras com a evolução do preço médio entre 2014 e 2015, para o detalhe da Baixa Tensão (Figura 7-41 e Figura 7-42).

Para os clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA ocorrem variações tarifárias de 2,4% e para os clientes com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA ocorrem variações tarifárias de 3,4%.

Figura 7-41 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA)
2015/2014

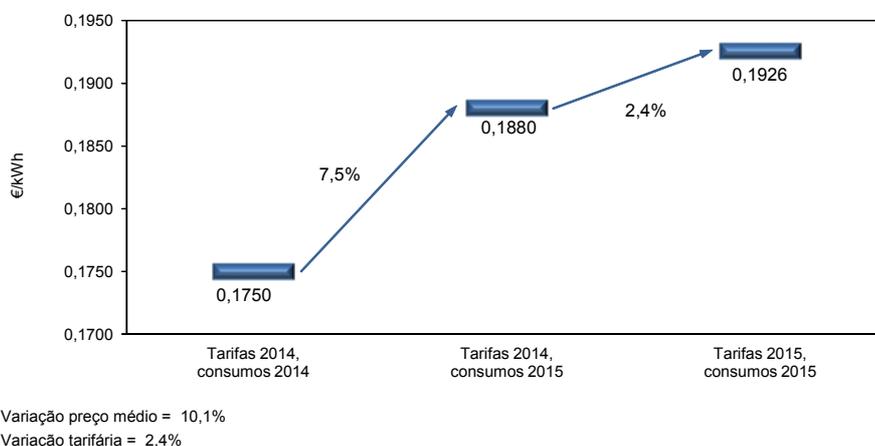
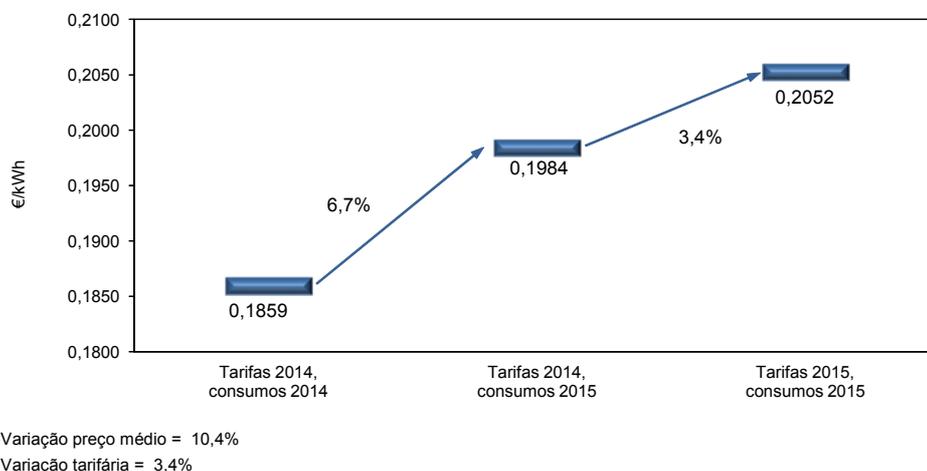


Figura 7-42 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN ($\leq 20,7$ kVA)
2015/2014



7.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2015

Na Figura 7-43 e na Figura 7-44 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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Análise do impacte das decisões propostas

preços das tarifas por atividade incluídas nas tarifas de Acesso às Redes (Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição) aplicáveis a cada fornecimento. A estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização coincide com a estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização aplicáveis a cada fornecimento. Os preços médios das tarifas de Energia e de Comercialização são obtidos subtraindo ao preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão, o preço médio pago pelo acesso às redes.

Figura 7-43 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2015

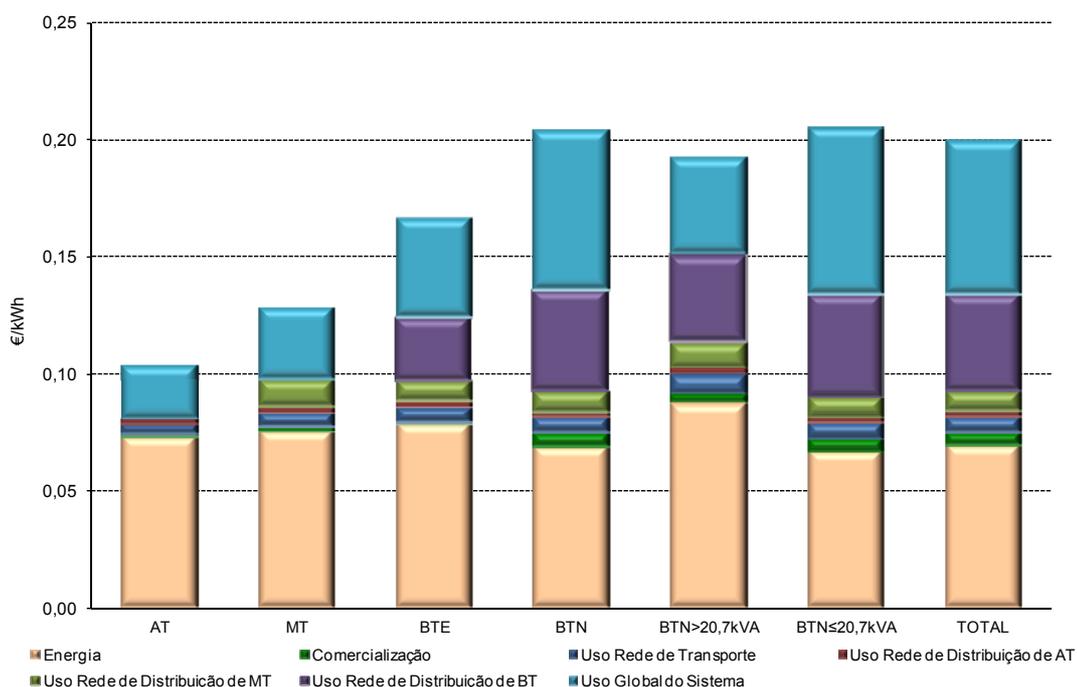
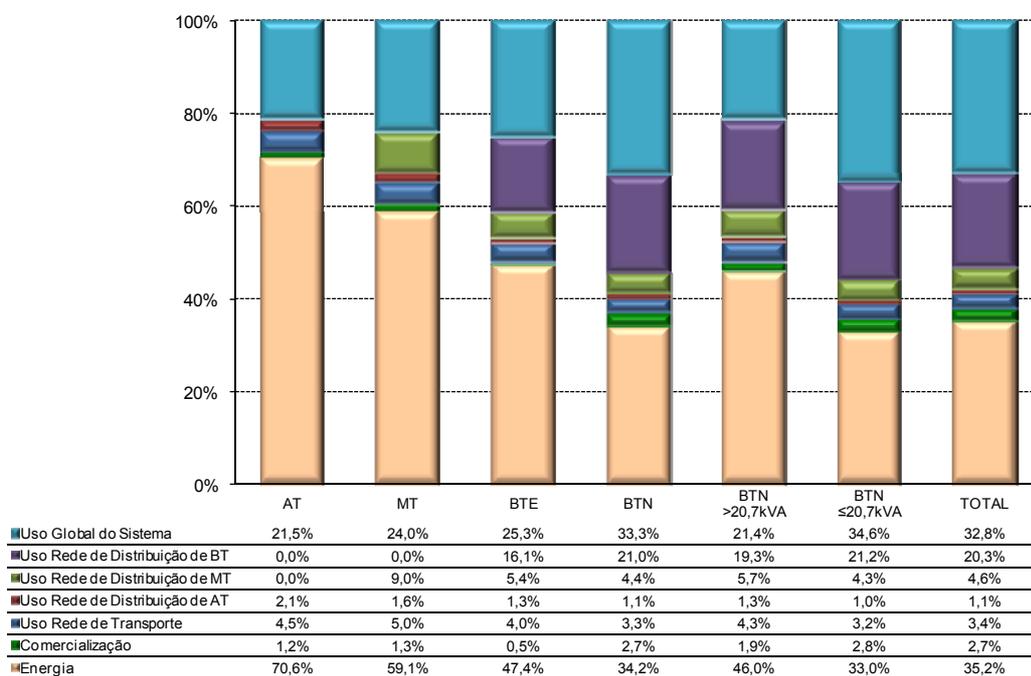


Figura 7-44 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2015



Na Figura 7-45 e na Figura 7-46, 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 7-45 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2015, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral

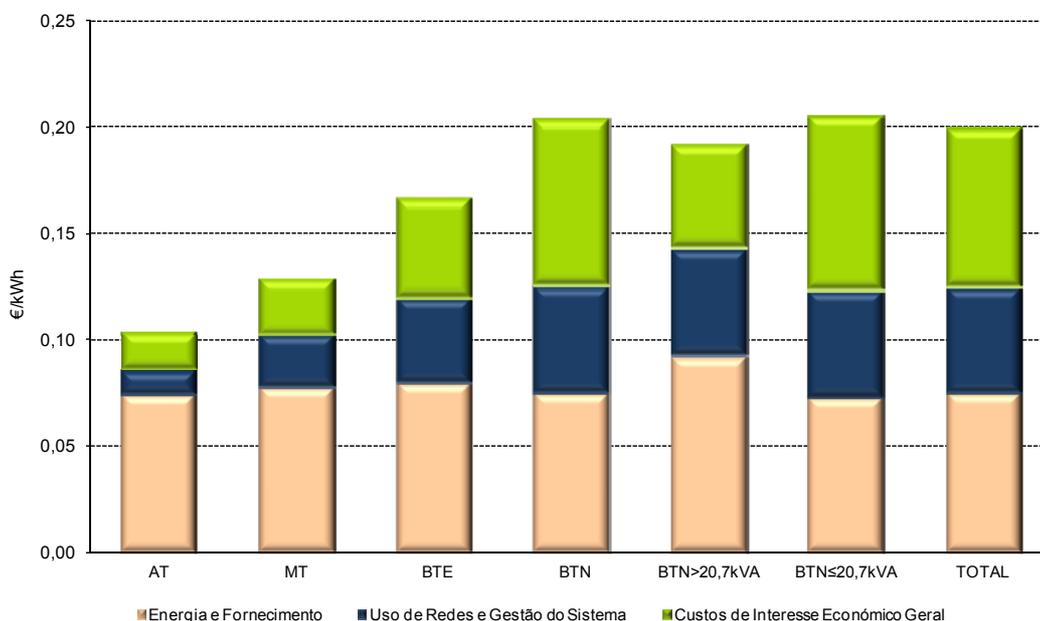
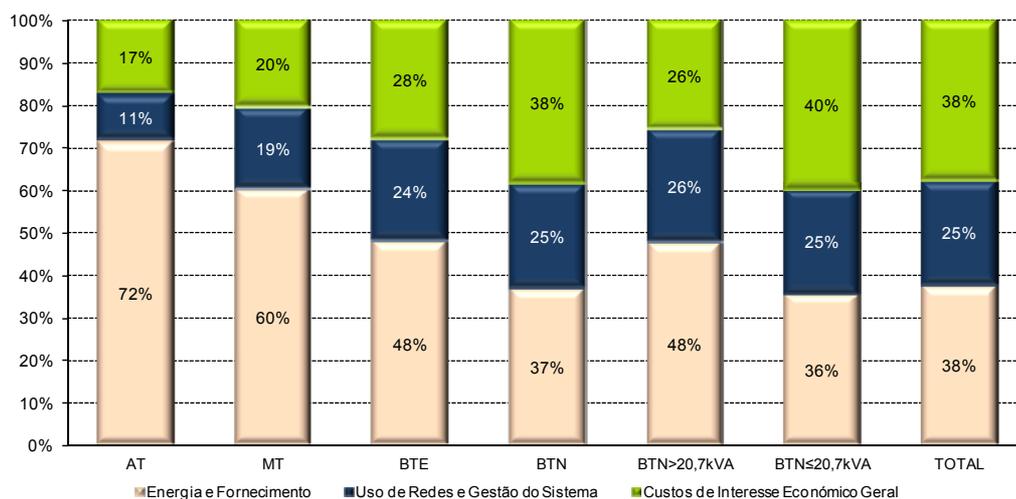


Figura 7-46 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2014, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral



7.4.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2015

A Figura 7-47 e a Figura 7-48 apresentam a evolução verificada nas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso desde 1990 até 2015, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2015, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Para o nível de tensão AT, o preço médio apresentado inclui, até 2001, o desconto praticado na fatura. O preço apresentado inclui também o efeito da aplicação dos ajustamentos trimestrais entre 2002 e 2005.

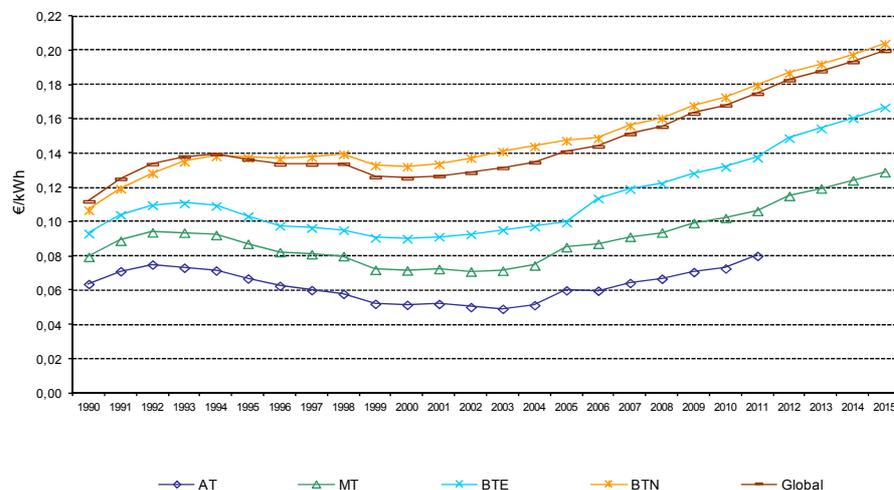
Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excecionais, revistas em julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006 que estabeleceu novas regras para a repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de origem renovável.

Os preços médios em 2007 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais ponderadas das tarifas fixadas em dezembro de 2006 para vigorar a partir de janeiro de 2007 e das tarifas extraordinárias, aprovadas para vigorarem entre setembro e dezembro de 2007 motivadas pela cessação dos CAE e o início da aplicação dos CMEC.

Em 2012 os preços médios apresentados para MT e BTE são os das tarifas transitórias. Os preços médios apresentados para BTN em 2012 têm também uma parcela de tarifas transitórias (consumos em BTN para potências contratadas superiores a 6,9 kVA).

A partir de 2013 todos os preços apresentados correspondem a tarifas transitórias.

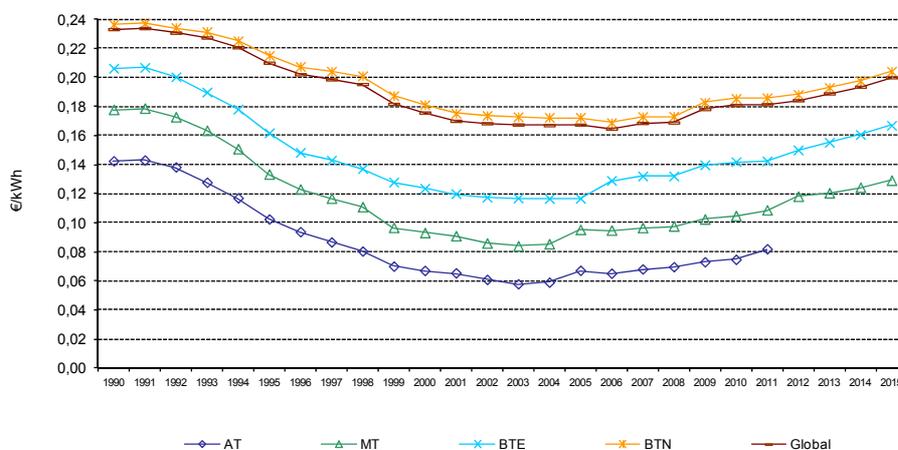
Figura 7-47 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2014 (Figura 7-48), o preço médio global registou desde 1990 até 2015 uma redução média anual de 0,6%. Em 2015, o preço médio global é cerca de 86% do verificado em 1990.

Em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2015 são cerca de 73%, 81% e 86% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2014)



TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Análise do impacto das decisões propostas

Finalmente, no quadro seguinte apresenta-se a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998.

Quadro 7-5 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão

Tarifas	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Variação 2015/1998*
AT	real	100	87	83	81	76	72	73	84	81	85	87	91	93	102	---	---	---	2%
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	138	---	---	---	38%
MT	real	100	87	84	82	77	76	77	86	85	87	88	92	94	98	106	109	112	116
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	144	149	155	161
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	104	109	113	117	122
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	156	162	169	175
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	92	94	96	98	102
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	134	138	142	146
Global	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	93	93	94	97	99	102
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	131	136	140	144	149

* Para AT apresenta-se a variação entre 1998 e 2011

7.5 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

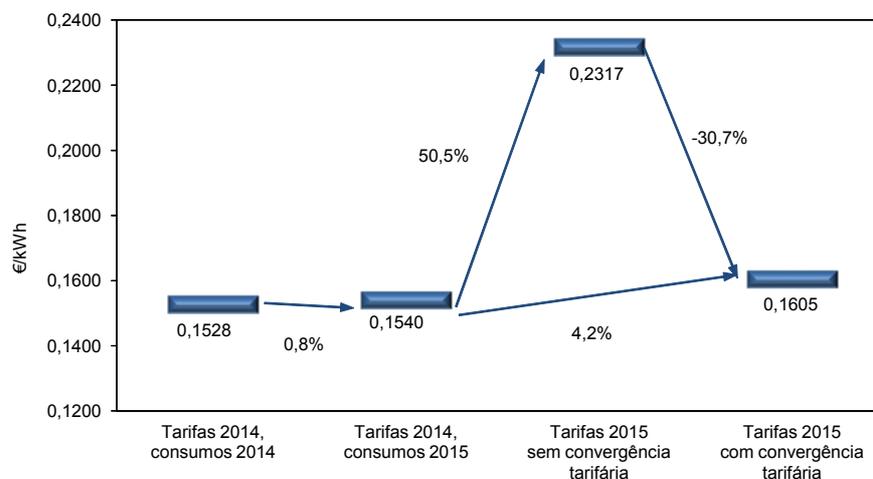
7.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 2014 E 2015

Em 2015, os preços de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 4,2%, relativamente a 2014, conforme se ilustra no Quadro 7-6 e na Figura 7-49.

Quadro 7-6 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA

Estado e características	Tarifas 2014, consumos 2014	Tarifas 2014, consumos 2015	Tarifas 2015 sem convergência tarifária	Tarifas 2015 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	109 394	108 850	163 772	113 413
Consumo (MWh)	716 098	706 810	706 810	706 810
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1528	(2) 0,1540	(3) 0,2317	(4) 0,1605
Variação (%)		(2)/(1) = 0,8%	(3)/(2) = 50,5%	(4)/(2) = 4,2%

Figura 7-49 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA



Variação preço médio = 5,0%

Variação tarifária = 4,2%

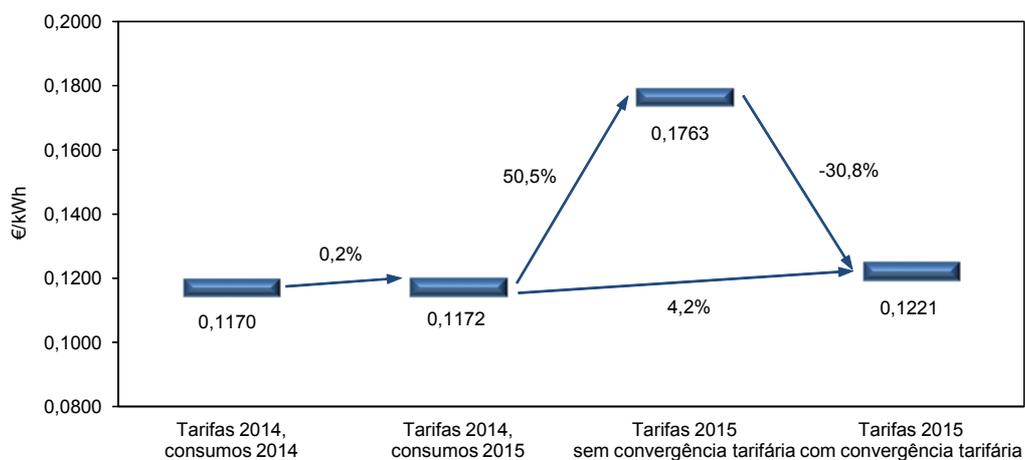
Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

- Preço médio publicado em dezembro de 2013 para vigorar em 2014.
- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2014 aos consumos de 2015.
- Preço médio das tarifas, em 2015, calculadas considerando que a totalidade dos proveitos permitidos à empresa regulada são suportados pelos clientes da RAA.
- Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, em 2015, após convergência tarifária com as tarifas aditivas de Portugal continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2014 e 2015 é determinada a partir do preço médio previsto para 2015 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2014 aos consumos previstos para 2015.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2014 e 2015 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-50 a Figura 7-53). Ocorrem variações de 4,2% em MT e em BTE, 3,5% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA e 4,3% para clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

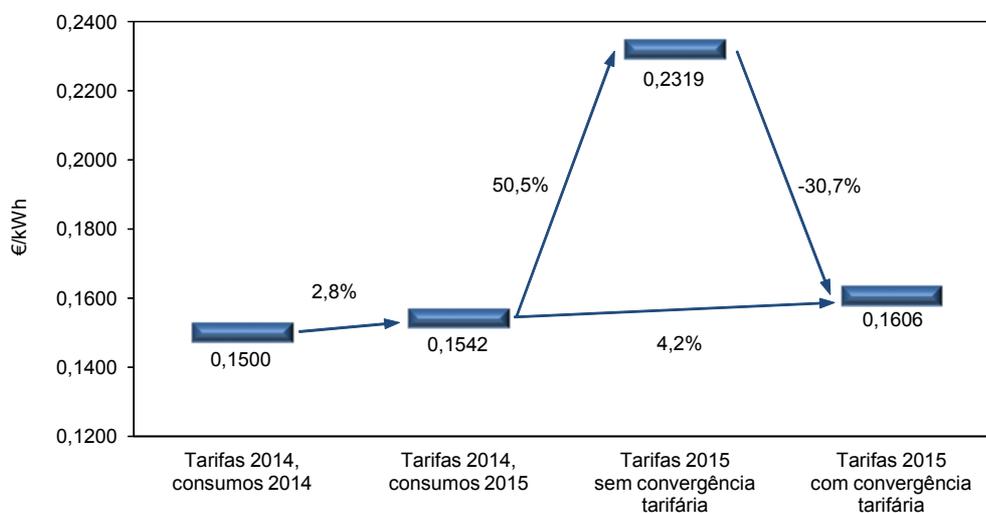
Figura 7-50 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA



Variação preço médio = 4,4%

Variação tarifária = 4,2%

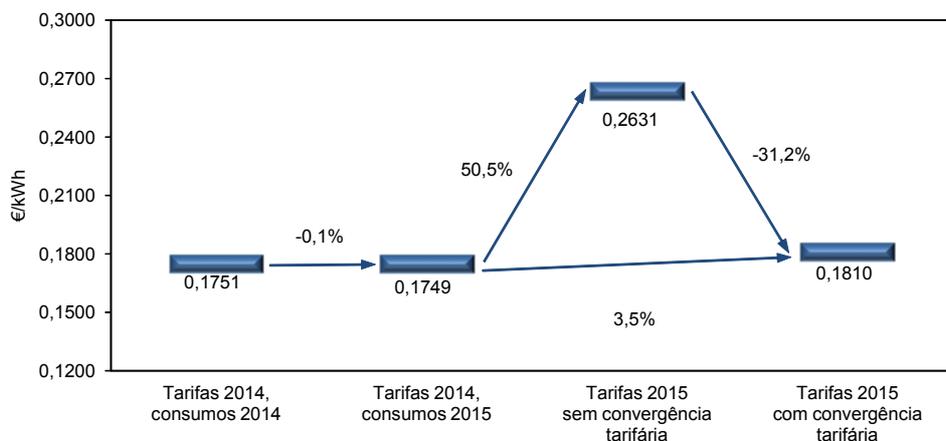
Figura 7-51 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA



Variação preço médio = 7,1%

Variação tarifária = 4,2%

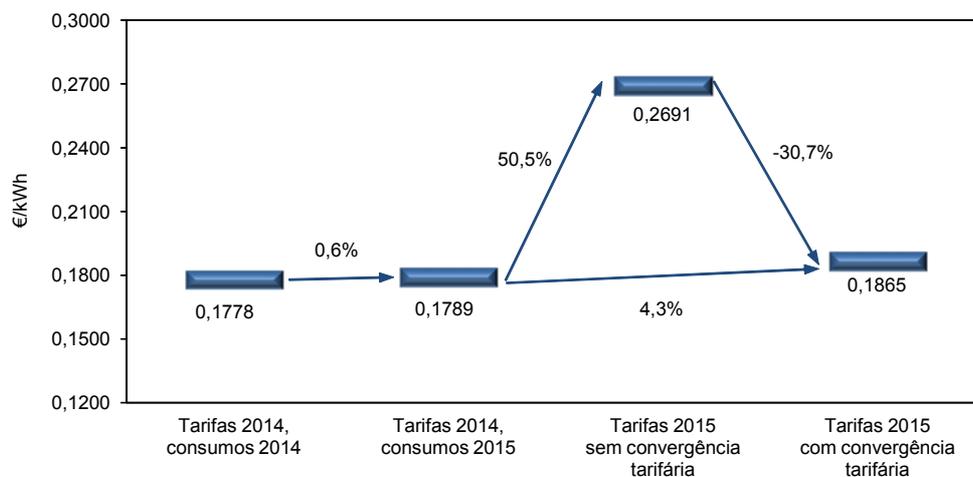
Figura 7-52 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAA



Variação preço médio = 3,4%

Variação tarifária = 3,5%

Figura 7-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA) na RAA



Variação preço médio = 4,9%

Variação tarifária = 4,3%

7.5.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 1990 E 2015

A Figura 7-54 e a Figura 7-55 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2015, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Análise do impacto das decisões propostas

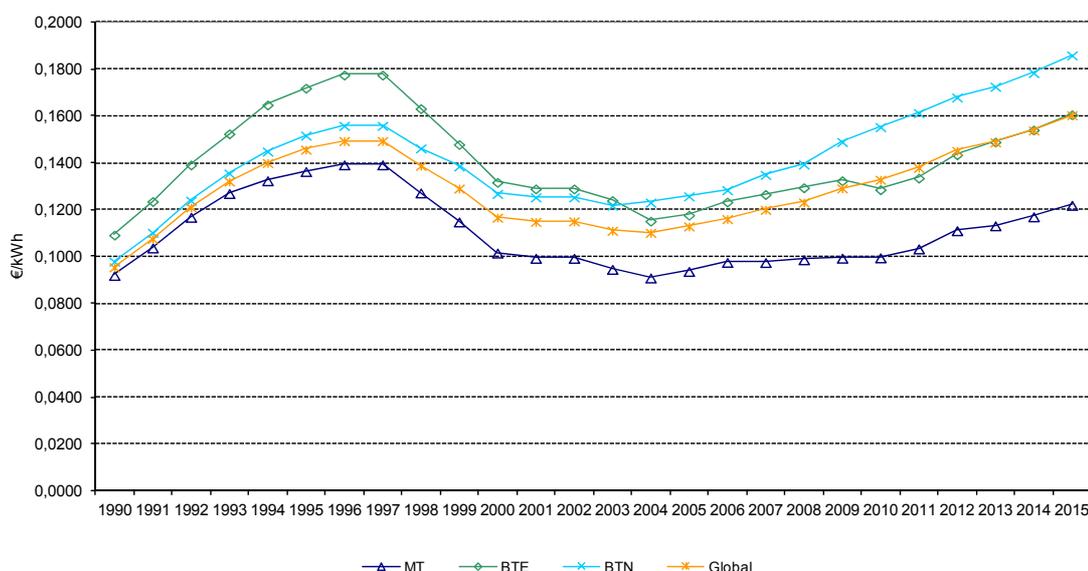
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2015, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1997 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, iniciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma dos Açores com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional dos Açores.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA passam a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do sector elétrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

A preços correntes, no período compreendido entre 1990 e 2015, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 2,1%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 2,6%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de 1,5% e de 1,1% ao ano, respetivamente.

Figura 7-54 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)



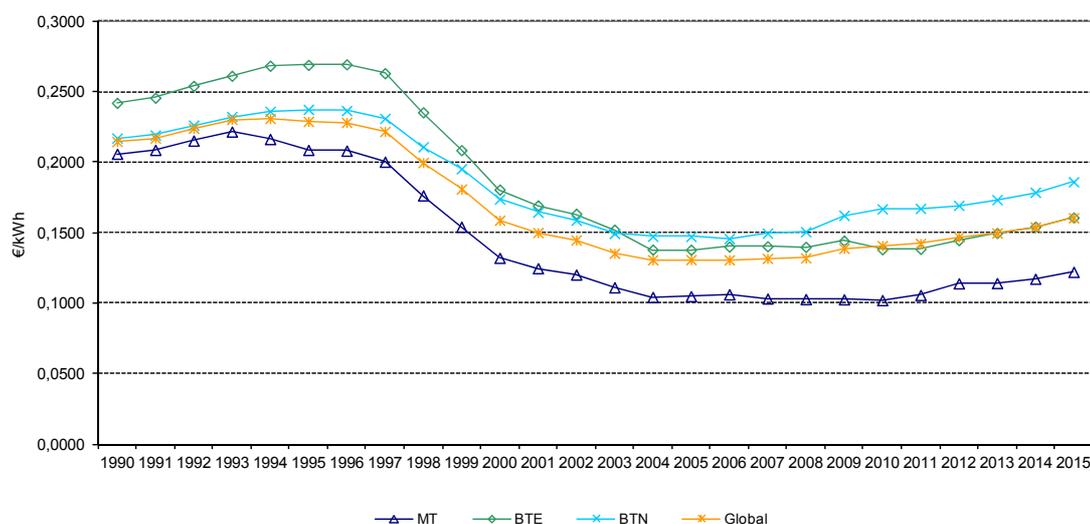
TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Análise do impacto das decisões propostas

A preços constantes (Figura 7-55), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2005. Entre 1990 e 2015, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 1,2%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de 0,6%.

Em MT, os preços médios em 2015 são cerca de 59% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2015 são cerca de 66% e 86% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-55 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2014)



No quadro seguinte apresenta-se ainda a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA desde 2002.

Quadro 7-7 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão

Tarifas	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Variação 2015/2002	
MT	real	100	92	87	87	88	86	86	85	88	95	95	98	102	2%	
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	114	118	123	23%
BTE	real	100	93	84	84	86	86	88	85	85	89	92	94	98	-2%	
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	115	119	124	24%
BTN	real	100	94	93	93	92	94	95	102	105	105	107	109	112	117	17%
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	138	142	148	48%

7.6 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

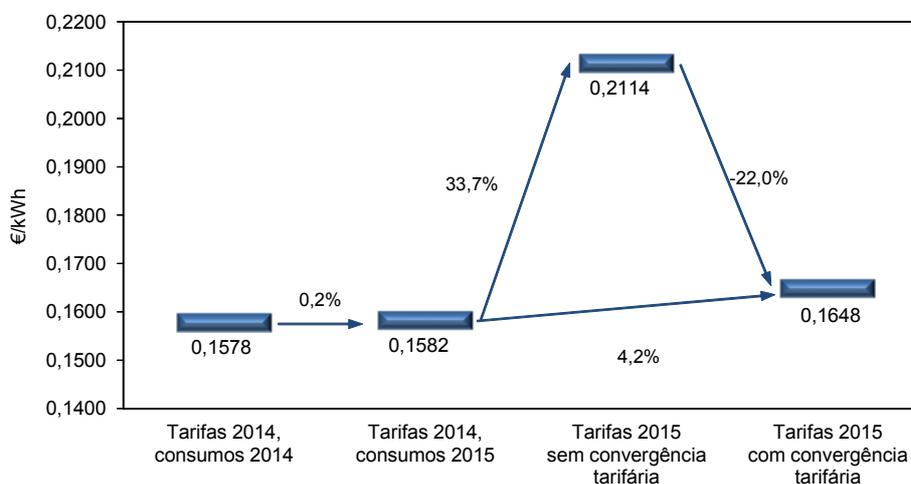
7.6.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 2014 E 2015

Em 2015 os preços de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 4,2%, relativamente a 2014, conforme se ilustra no Quadro 7-8 e na Figura 7-56. O preço médio apresenta uma subida de 4,4% devido à variação tarifária e alteração da estrutura de consumos.

Quadro 7-8 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM

Estado e características	Tarifas 2014, consumos 2014	Tarifas 2014, consumos 2015	Tarifas 2015 sem convergência tarifária	Tarifas 2015 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	124 775	124 910	166 946	130 154
Consumo (MWh)	790 571	789 658	789 658	789 658
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1578	(2) 0,1582	(3) 0,2114	(4) 0,1648
Variação (%)		(2)/(1) = 0,2%	(3)/(2) = 33,7%	(4)/(2) = 4,2%

Figura 7-56 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM



Variação preço médio = 4,4%
 Variação tarifária = 4,2%

Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

- Preço médio publicado em dezembro de 2013 para vigorar em 2014.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

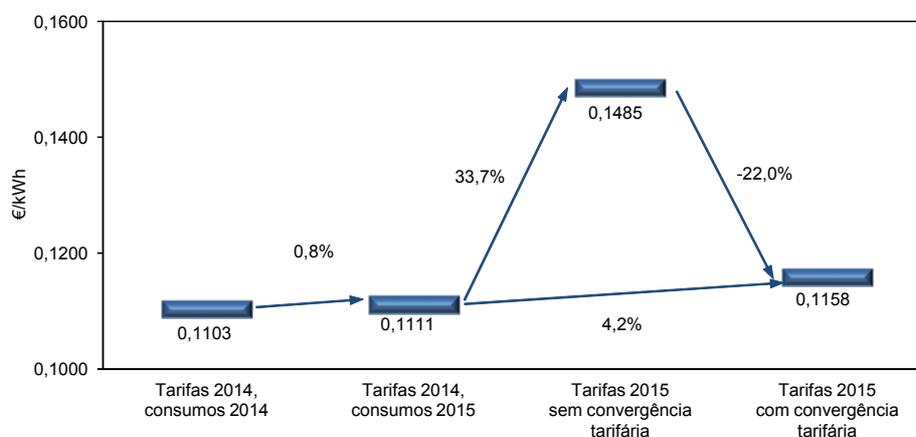
Análise do impacto das decisões propostas

- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2014 aos consumos de 2015.
- Preço médio das tarifas, em 2015, calculadas considerando que a totalidade dos proveitos permitidos à empresa regulada são suportados pelos clientes da RAM.
- Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, em 2015, após convergência tarifária com as tarifas aditivas de Portugal continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2014 e 2015 é determinada a partir do preço médio previsto para 2014 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2014 aos consumos previstos para 2015.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2014 e 2015 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-57 à Figura 7-60). Ocorreram variações por nível de tensão de: 4,2% em MT e BTE, 4,0% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA e 4,2% para os clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

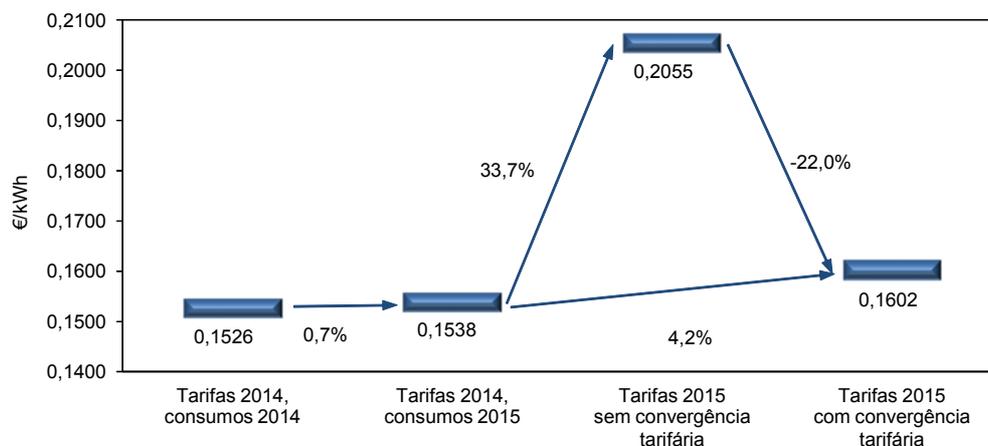
Figura 7-57 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM



Variação preço médio = 5,0%

Variação tarifária = 4,2%

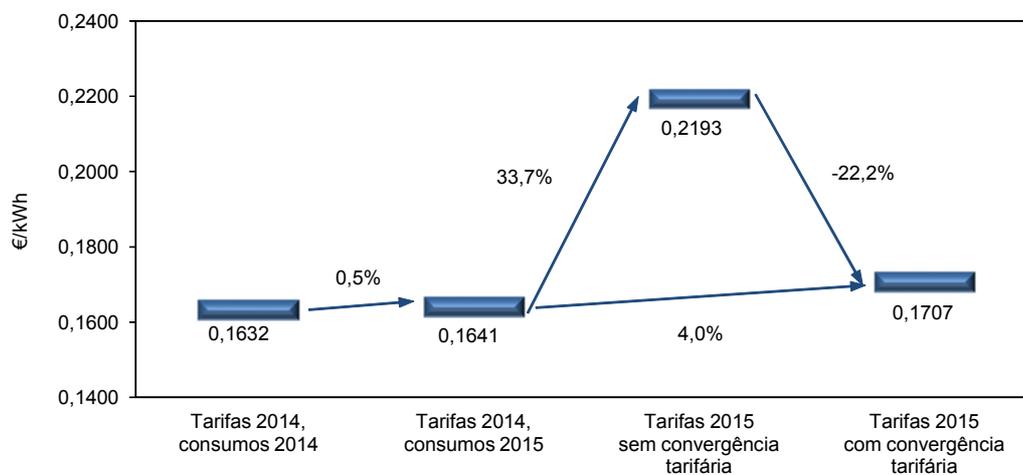
Figura 7-58 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM



Variação preço médio = 5,0%

Variação tarifária = 4,2%

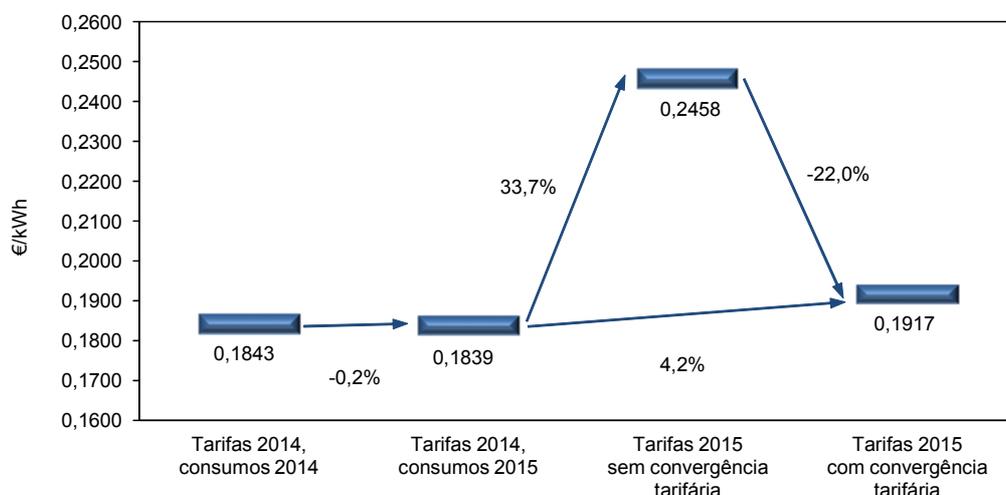
Figura 7-59 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM



Variação preço médio = 4,6%

Variação tarifária = 4,0%

Figura 7-60 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA) na RAM



Variação preço médio = 4,0%

Variação tarifária = 4,2%

7.6.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 1990 E 2015

A Figura 7-61 e a Figura 7-62 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2015, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN.

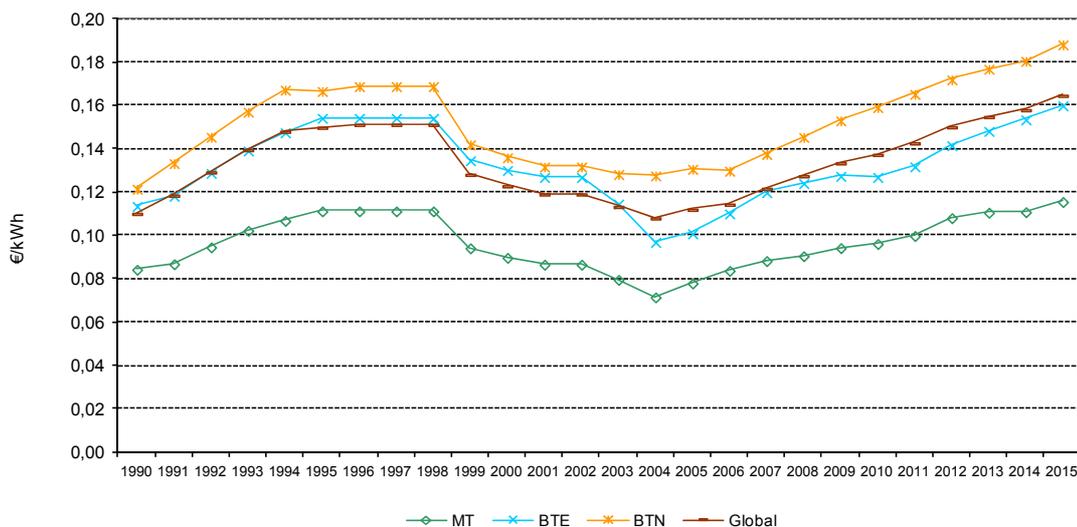
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2015, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão. No entanto, o ano de 2015 tem em conta a estrutura de consumos do próprio ano.

Até 1995 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1999 e 2003 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, devido ao processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma da Madeira com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional da Madeira.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM passam a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do sector elétrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

No período compreendido entre 1990 e 2015, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,6%, com a BTN a registar os maiores acréscimos médios anuais e BTE e MT acréscimos médios anuais mais moderados (1,8%, 1,4% e 1,3%, respetivamente), a preços correntes.

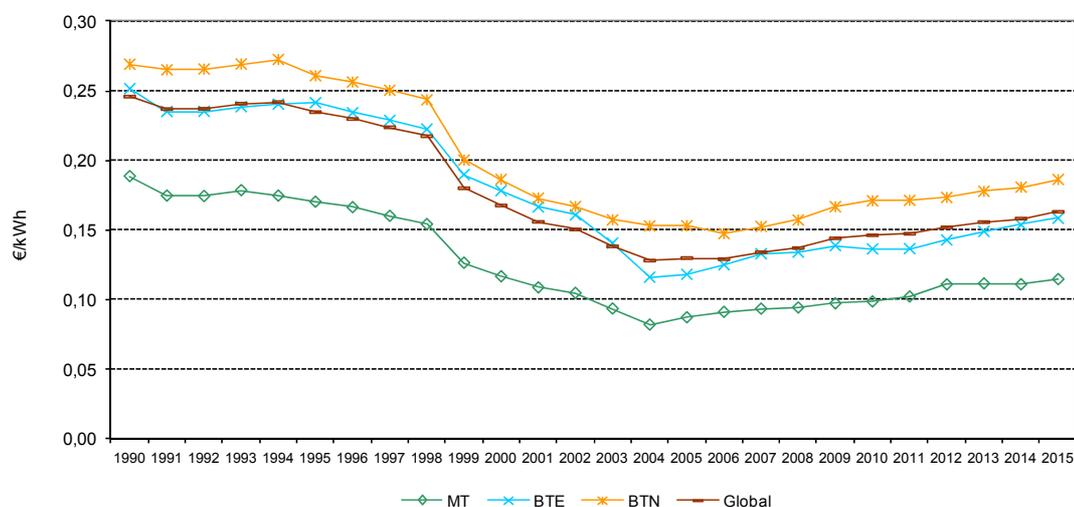
Figura 7-61 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes (Figura 7-62), entre 1990 e 2015, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 1,6%, sendo o valor de 2015 cerca de 66% do valor verificado em 1990.

Os preços médios de MT, em 2015, são cerca de 61% dos verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2015 são cerca de 63% e 69% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-62 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2014)



No quadro seguinte apresenta-se ainda a evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM, desde 2002.

Quadro 7-9 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão

Tarifas	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Variação 2015/2002	
MT	real	100	89	78	83	87	89	90	93	94	97	106	106	106	109	9%
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	128	128	133	33%
BTE	real	100	87	72	74	78	83	83	86	85	85	89	93	96	99	-1%
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	117	121	126	26%
BTN	real	100	94	92	92	88	91	94	100	102	103	104	107	108	112	12%
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	134	137	143	43%

7.7 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

Na Figura 7-63 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 2014 e de 2015. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2015. Assim, a evolução entre 2014 e 2015 corresponde à variação tarifária em cada região.

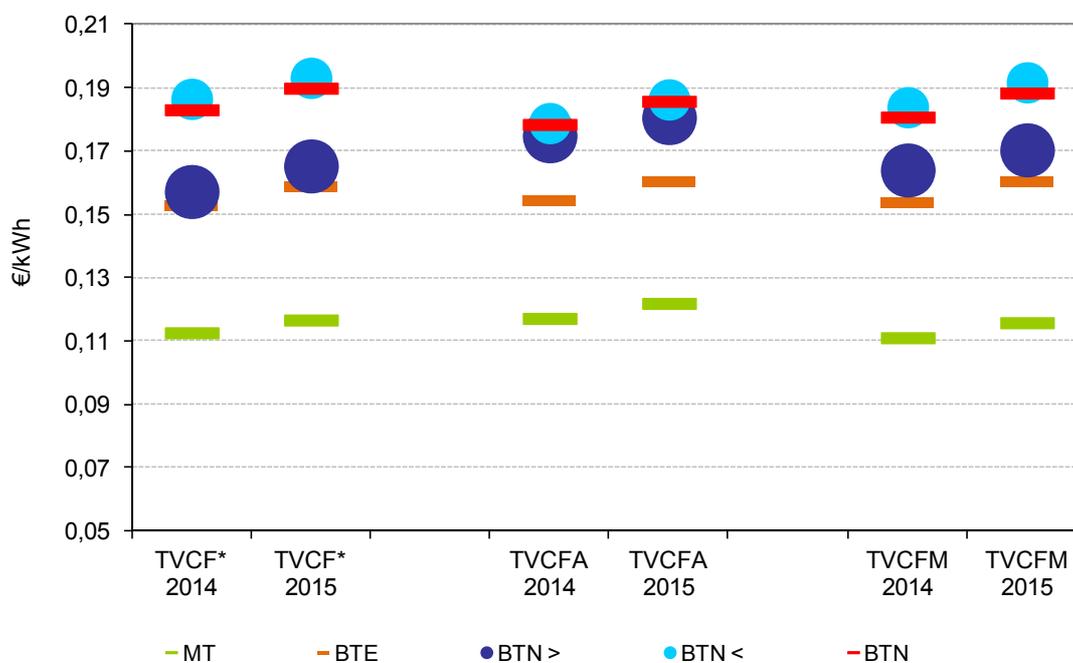
Importa referir que os preços médios de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, apresentados nas figuras supracitadas, resultam da aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais em 2014 e 2015 à estrutura de consumos do Continente e de cada Região Autónoma.

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 7-64 e seguinte.

Adotam-se para Portugal Continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de acesso com os preços de energia e comercialização.

Figura 7-63 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2014 e 2015



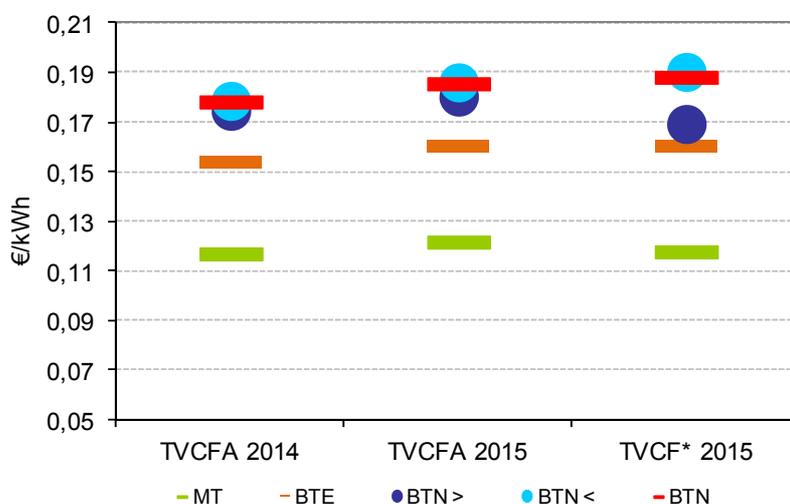
Notas: BTN> significa fornecimentos em BTN para potências contratadas superiores a 20,7kVA

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 7-64 e na Figura 7-65 apresentam-se os preços médios por tipo de fornecimento na RAA e na RAM, assim como os correspondentes preços médios das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental corrigidos da estrutura de consumos. No cálculo destes preços médios consideram-se as quantidades fornecidas em cada Região Autónoma.

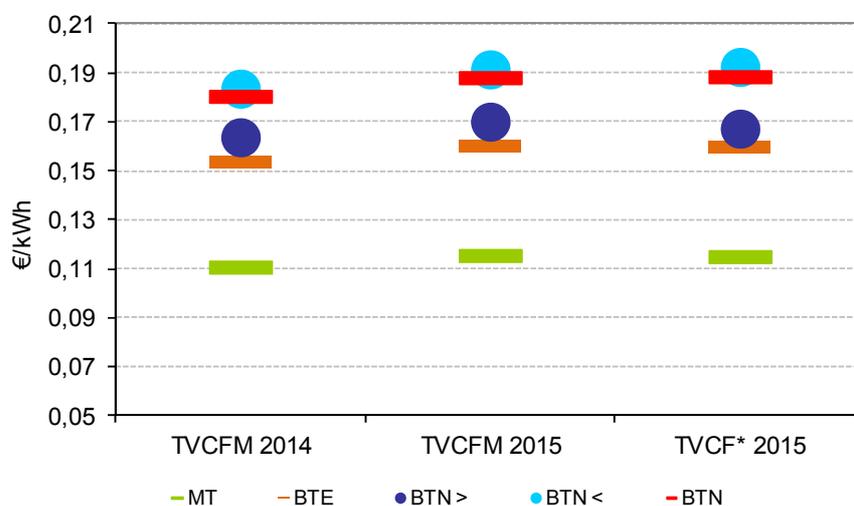
Figura 7-64 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos



Legenda: TVCFA - preço médio na RAA

TVCF* - preço médio na RAA resultante da aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental aos fornecimentos na RAA

Figura 7-65 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAM e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos



Legenda: TVCFM - preço médio na RAM

TVCF* - preço médio na RAM resultante da aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental aos fornecimentos na RAM

Desde 2002, ano em que as atribuições de regulação da ERSE passaram a incluir as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a uniformidade tarifária tem vindo a ser implementada de forma gradual.

Presentemente, encontra-se assegurada a convergência em preço médio global. O mecanismo de convergência tarifária irá assegurar que, no curto prazo, passe a ser garantida uma convergência efetiva nos preços das diferentes variáveis de faturação para cada tipo de fornecimento.

7.8 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL, EM 2015

7.8.1 ANÁLISE DOS CUSTOS

Os custos de política energética, de estabilidade, de sustentabilidade e de interesse económico geral condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia elétrica e em 2015 atingem 1,9 mil milhões de euros³⁴.

O valor com os custos de política energética e de interesse económico geral apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2014 atingem 2,3 mil milhões de euros e são os seguintes:

- 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 de natureza ambiental.
- Custos com os terrenos afetos ao domínio público hídrico (amortização e remuneração).
- Custos com a Autoridade da Concorrência (AdC).
- Custos com a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores.
- Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira.
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).
- Amortização e juros do défice tarifário, relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores em 2006 e 2007 não repercutidos nas tarifas.

³⁴ Custos de política energética e de interesse económico geral (2 252 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (52 milhões de euros) + Alisamento do sobrecusto da PRE (-376 milhões de euros).

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Análise do impacte das decisões propostas

- Amortização e juros do défice tarifário, relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira em 2006 e 2007 não repercutidos nas tarifas.
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão, relativo a 2006.
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal, relativo a 2007.
- Custos inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado.
- Custos com a Concessionária da Zona Piloto (Enondas).
- Tarifa Social.

Os custos com as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados incluídos em tarifas 2015 totalizam 51,9 milhões de euros e dizem respeito a:

- Amortização e juros referente à repercussão nas tarifas elétricas dos custos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia elétrica, ao longo de um período de 15 anos, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.
- Amortização e juros referente à repercussão nas tarifas dos custos diferidos de anos anteriores, decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, ao longo de um período máximo de 15 anos, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.
- Ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso, referentes a 2012 e a 2013, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados.
- Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do CUR a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do ORD.
- Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro.

O alisamento dos custos da PRE ascende a -376,3 milhões de euros.

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Análise do impacto das decisões propostas

(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.

Os custos de natureza ambiental são pagos nas tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso das Redes de Transporte.

O Quadro 7-10 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 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Análise do impacto das decisões propostas

Quadro 7-10 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2015

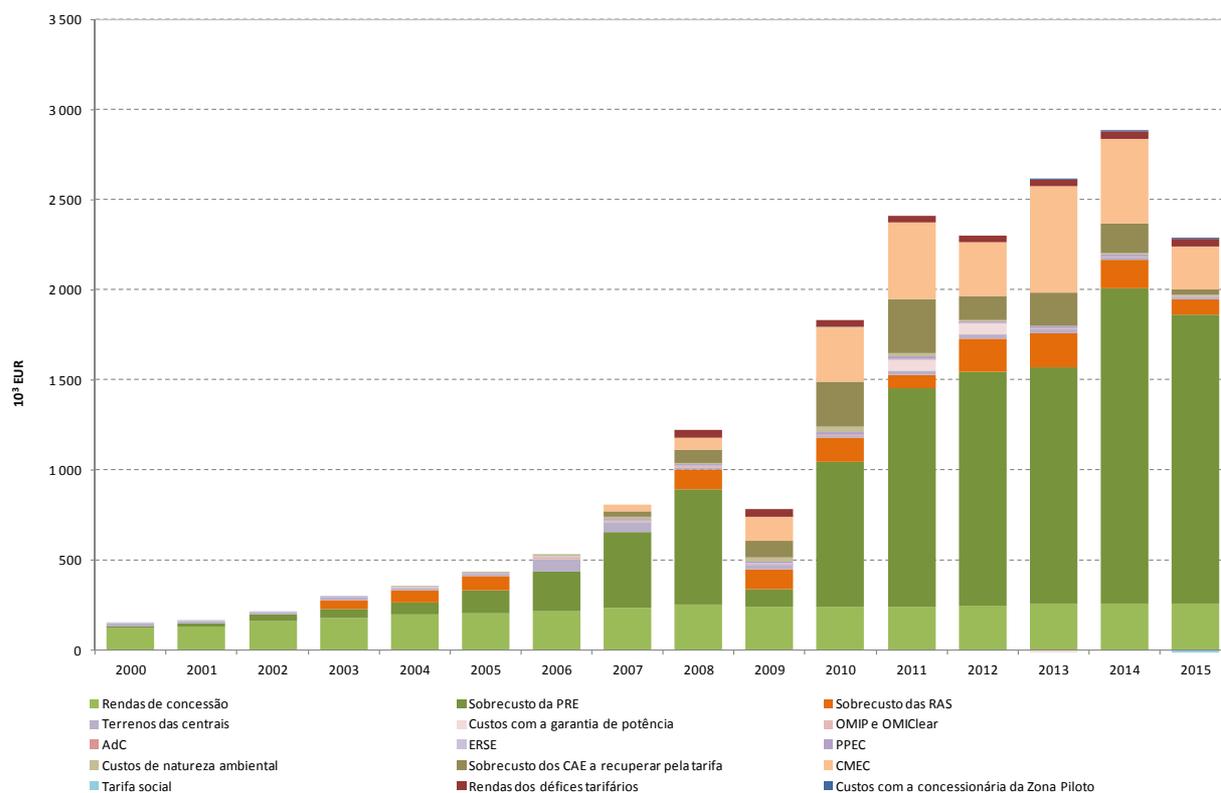
Unidade: 10⁹ EUR

	2014	2015	Varição 2014/2015
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 876 483	2 252 198	-21,7%
Diferencial de custo da PRE	1 749 062	1 601 955	-8,4%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	474 718	236 222	-50,2%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	163 549	34 761	-78,7%
Rendas de concessão da distribuição em BT	256 893	257 503	0,2%
Diferencial de custo da RAA e da RAM	158 637	87 151	-45,1%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 565	19 561	0,0%
Diferencial de custo das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 240	19 236	0,0%
Custos de natureza ambiental	2 939	3 333	13,4%
Terrenos das centrais	13 386	13 167	-1,6%
Custos com a garantia de potência	2 640	0	-100,0%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	0	-100,0%
ERSE	5 113	5 630	10,1%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	344	382	11,2%
Autoridade da Concorrência	406	356	-12,4%
Tarifa social	-1 510	-27 059	1691,8%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	-799 069	-376 298	-52,9%
Diferimento CMEC 2012	-240 869		-100,0%
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	1 836 544	1 875 900	2,1%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	137 100	137 604	0,4%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	101 929	101 871	-0,1%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	35 171	35 733	1,6%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-285 181	-108 523	-61,9%
Diferencial extinção TVCF	21 996	26 372	19,9%
Sobreproveito	-9 041	-3 494	-61,3%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-135 126	51 958	-138,5%
Total CIEG e Sustentabilidade recuperados nas tarifas do ano	1 701 418	1 927 859	13,3%

Da análise do quadro anterior, conclui-se que o sobrecusto da PRE é a componente com maior impacto para o acréscimo destes custos.

Os custos de interesse económico geral têm vindo a aumentar nos últimos anos. Contudo, em 2015 verificou-se um decréscimo de cerca de 22%. A figura seguinte mostra a evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999.

Figura 7-66 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



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 continental³⁵.

³⁵ A faturação da Energia e Comercialização no mercado liberalizado foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

Quadro 7-11 - Peso dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2015

	2015
Custos de política energética e de interesse geral	36,18%
Diferencial de custo da PRE	25,74%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	3,80%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	0,56%
Rendas de concessão da distribuição em BT	4,14%
Diferencial de custo da RAA e da RAM	1,40%
Rendas dos défices tarifários de 2006 e 2007	0,31%
Diferencial das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	0,31%
Outros custos de política energética e interesse geral	0,37%
Tarifa social	-0,43%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	0,83%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	2,21%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-1,74%
Diferencial extinção TVCF	0,42%
Sobreproveito	-0,06%
Alisamento dos custos da PRE	-6,05%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	-6,05%
Total	30,97%

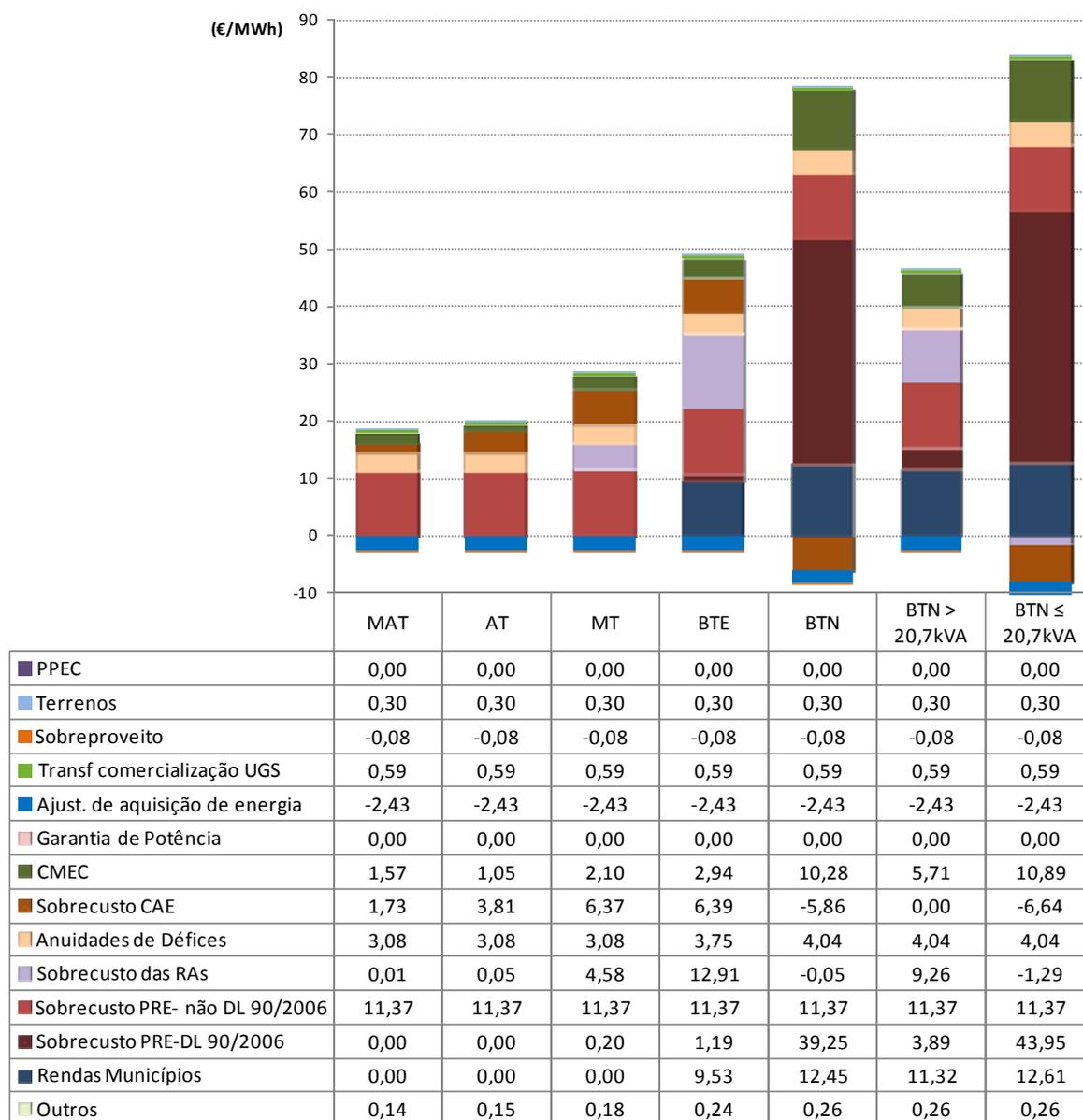
7.8.2 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL EM 2015

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 7-67 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2015, destacam-se as seguintes parcelas: os sobrecustos da produção em regime especial, os encargos com os CMEC, o sobrecusto dos CAE³⁶, os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, as anuidades dos défices e as rendas de concessão em BT pagas aos Municípios.

³⁶ Os valores apresentados nas figuras seguintes para esta parcela, integram as deduções estabelecidas pelos Despachos n.º 12597-A/2014 e n.º 12597-B/2014 relativas, respetivamente, ao montante da transmissão pela entidade concessionária da RNT dos direitos de utilização do domínio público hídrico e ao montante da contribuição extraordinária sobre o setor energético.

Figura 7-67 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2015, decomposto por componente



Legenda::

PPEC – Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica;

Terrenos – Custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico;

Sobreproveito – Sobreproveito resultante da aplicação das tarifas transitórias;

Transf. Comercialização UGS – Diferencial de receitas na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais;

Ajust. de aquisição de energia – Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores;

Garantia de Potência – Custos com o mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos produtores ao Sistema Elétrico Nacional;

CMEC – Custos para a manutenção do equilíbrio contratual;

Sobrecusto CAE – Sobrecusto com os Contratos de Aquisição de Energia;

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Análise do impacto das decisões propostas

Anuidades de Défices – Pagamento anual resultante dos défices associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006 e de BTN em 2007, assim como ao diferimento de custos em 2009 no âmbito da aplicação do Decreto Lei n.º 165/2008;

Sobrecusto das RAs – Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;

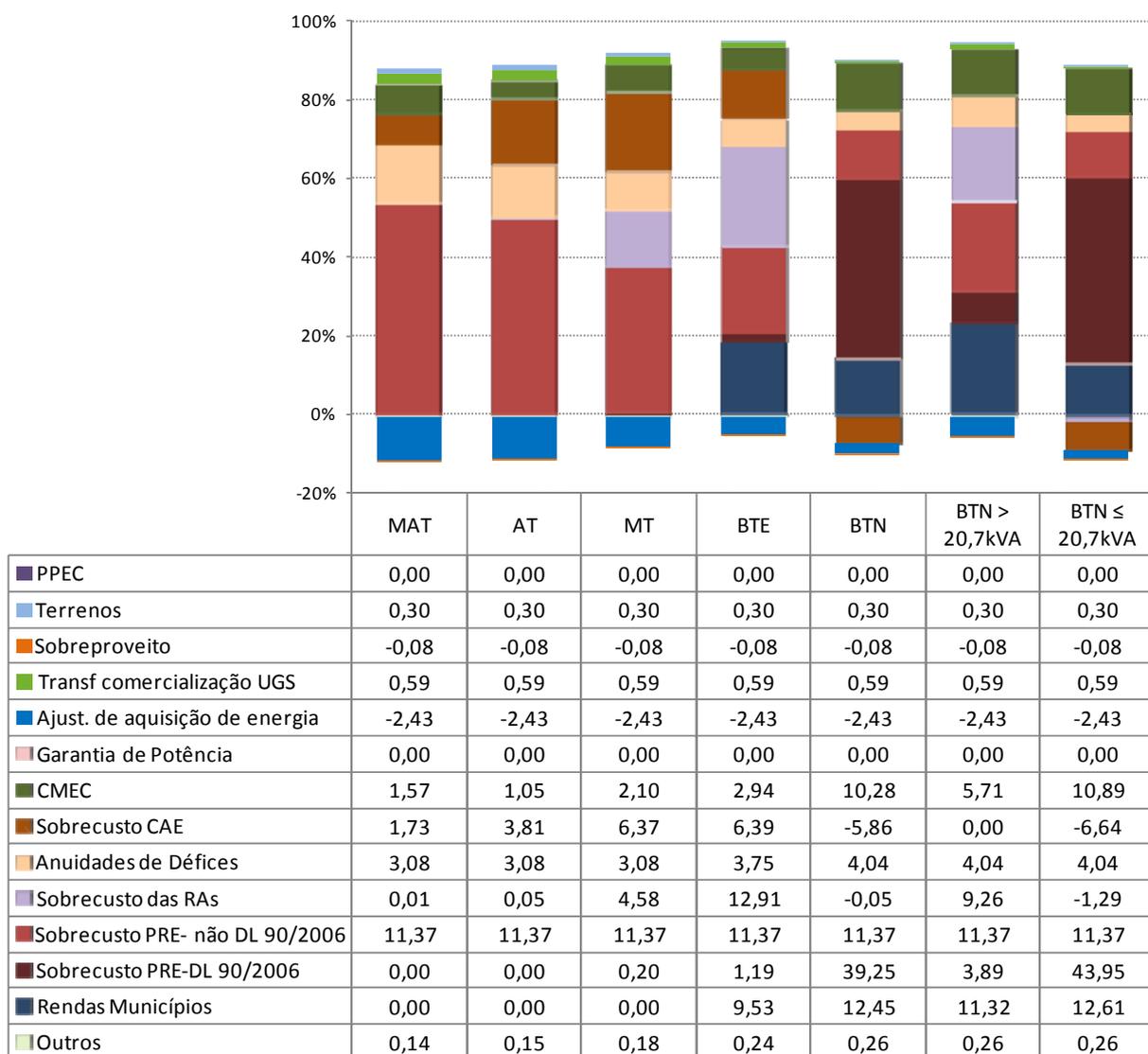
Sobrecusto PRE-não DL 90/2006 – Diferencial de custo da cogeração, da microprodução e da miniprodução

Sobrecusto PRE DL 90/2006 – Diferencial de custo da produção com tarifa garantida enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, do tipo: eólica, mini-hídrica, biogás, biomassa, fotovoltaica, resíduos urbanos e energia das ondas;

Rendas Municípios – Rendas de concessão da rede de distribuição em BT pagas aos municípios.

Na Figura 7-68, apresenta-se a estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão.

Figura 7-68 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2015

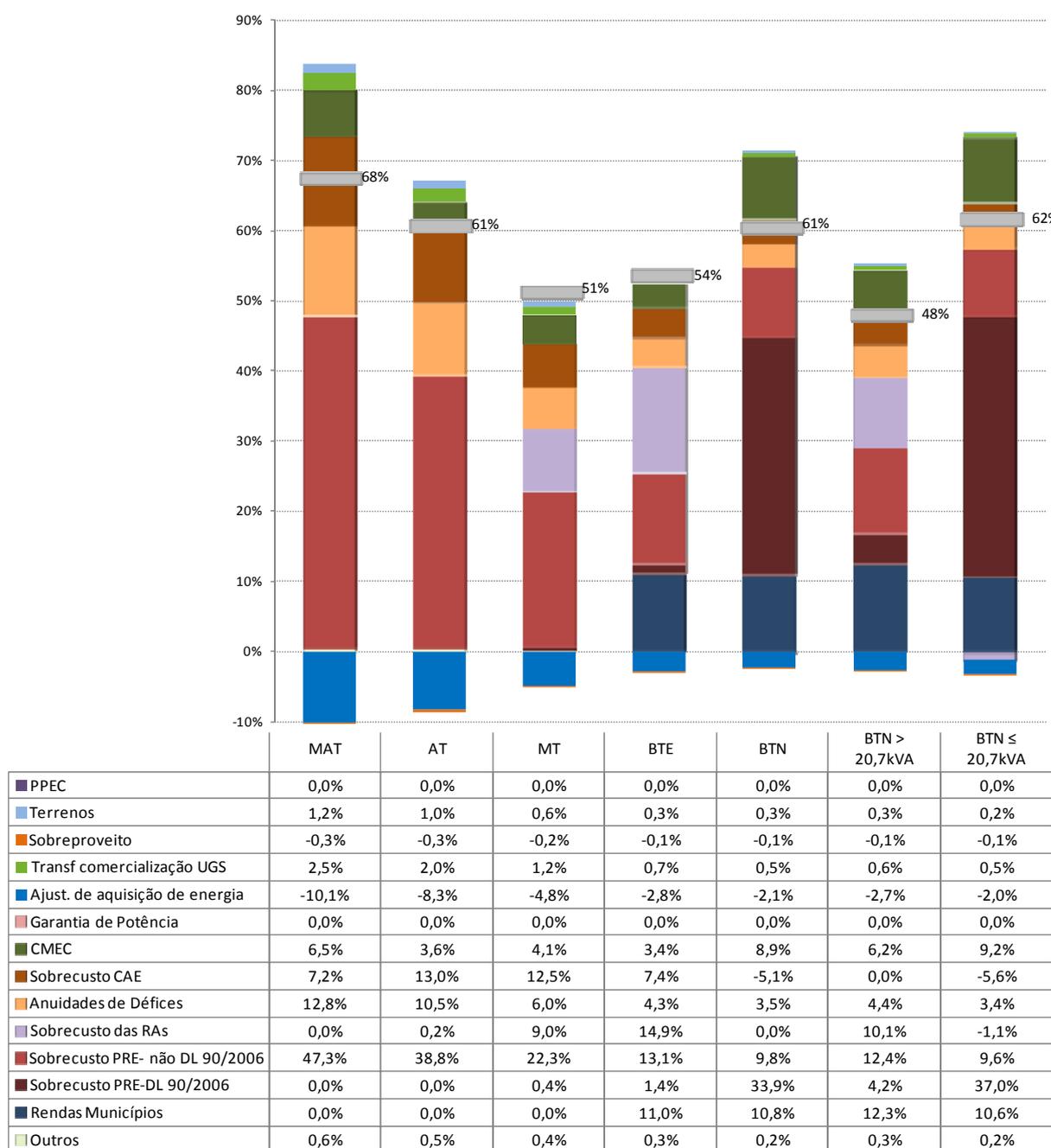


TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Análise do impacto das decisões propostas

Na Figura 7-69 e na Figura 7-70, 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 7-69 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes

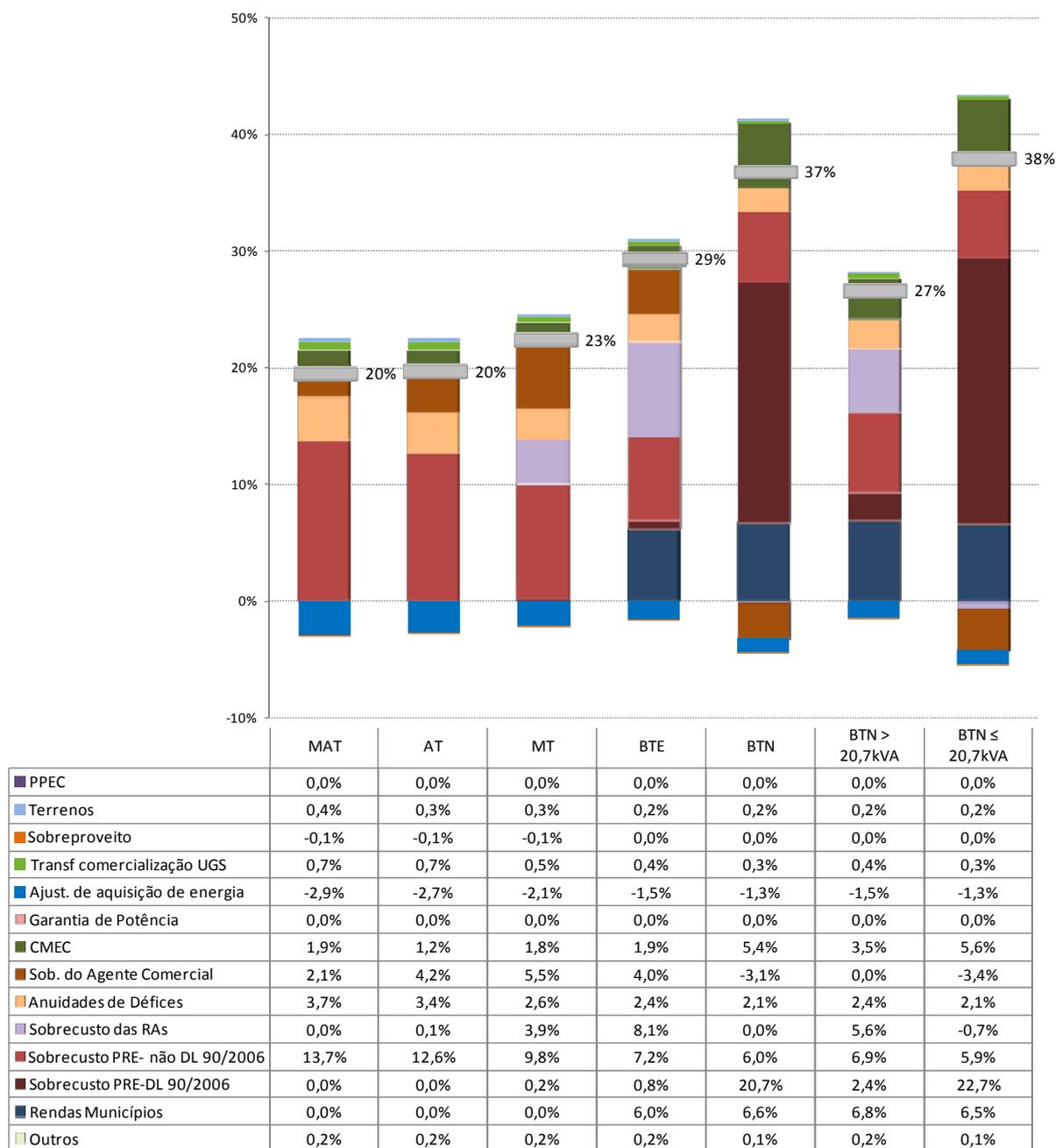


TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Análise do impacto das decisões propostas

Nos preços pagos em 2015 pelos clientes, estima-se que os CIEG apresentem um peso entre 20% em MT e AT a 38% em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA.

Figura 7-70 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes



ANEXOS

**ANEXO I
SIGLAS**

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017*

Anexo I

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)
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
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	Direcção-Geral de Energia e Geologia
DRCIE	Direcção Regional do Comércio, Indústria e Energia
ECOM	Efficiency measurement of Construction, Operation and Maintenance
EDA	EDA - Electricidade dos Açores, S.A.
EDIA	Empresa de Desenvolvimento de Infraestruturas do Alqueva, S.A.
EDP Distribuição	EDP Distribuição - Energia, S.A.
EEM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euro

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Anexo I

SIGLAS	DEFINIÇÕES
FBCF	Formação bruta de capital fixo
FER	Fontes de Energia Renováveis
FMI	Fundo Monetário Internacional
FSE	Fornecimentos e Serviços Externos
GGs	Gestão Global do Sistema
IHPC	Índice Harmonizado de Preços ao Consumidor
INE	Instituto Nacional de Estatística
IP	Índice de Preços Implícito no Consumo Privado
IPC	Índice de Preços no Consumidor
ISP	Imposto sobre Produtos Petrolíferos
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
MF	Ministério das Finanças
MFAP	Ministério das Finanças e da Administração Pública
ML	Mercado Liberalizado
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
NT	Níveis de Tensão de MAT, AT e MT
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques
OMI Clear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, SA
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SA
ONI	ONI SGPS, S.A.
PAR	Plano de Apoio à Reestruturação
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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Anexo I

SIGLAS	DEFINIÇÕES
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
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
RARI	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações
RA's/RAS	Regiões Autónomas
RD	Rede de Distribuição
REN	REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RND	Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RT	Regulamento Tarifário
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
SGL	Sistema de Gestão de Leituras
TE	Tarifa de Energia
TEE	Transporte de Energia Eléctrica
TEP	Tarifa de Energia e Potência
TET	Trabalhos em tensão
TPE	Trabalhos para a Própria Empresa

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

Anexo I

SIGLAS	DEFINIÇÕES
TUGS	Tarifas Uso Global do Sistema
TURT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
UD	Unidade Técnica de Distribuição
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte

**ANEXO II
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**

- Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017
- Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015 das empresas reguladas do setor elétrico
- Estrutura tarifária do setor elétrico em 2015
- Caracterização da procura de energia elétrica em 2015
- Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do Setor Elétrico

ANEXO III

**PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A
ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO
DE REGULAÇÃO 2015-2017”**

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including the name 'Rosa' and various initials and marks.

Parecer sobre

“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017”

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário¹ (CT) “(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.”²

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a “*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017*”³ cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Anteriormente tinha já sido disponibilizado pela ERSE o documento intitulado “*Relatório sobre a Qualidade de Serviço em Portugal Continental*” o qual foi igualmente tido em consideração.

A solicitação do CT, foram ainda disponibilizados, pela ERSE, os seguintes documentos:

- Mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência, em 26.10.2014

Posto o que, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

***“ PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS
 PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA
 O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017 “***

I

GENERALIDADE

1. A ERSE remeteu ao CT, para emissão de parecer praticamente em simultâneo, 3 propostas que revestem grande importância seja na ótica dos Consumidores seja na ótica das Empresas Reguladas a saber:

¹ Doravante abreviado por CT.

² Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

³ Ref: E-Tecnicos/2014/646/VM/ao



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

R615 - B
F197
Ramos ✓
LME
AC
[Handwritten signatures and initials]

- a. "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e Parâmetros para o Período Regulatório 2015-2017" - a emitir entre 15 de outubro 2014 e 15/novembro 2014;
 - b. "Revisão Regulamentar do Setor Elétrico decorrente da alteração do regime legal da Tarifa Social de Eletricidade" - a emitir entre 15/outubro/2014 e 27/novembro/2014;
 - c. "Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2015-2019 (PDIRD-E2014)" - a emitir até 24 de novembro 2014.
2. O CT enfatiza que algumas das propostas regulatórias não têm, ainda, suporte normativo em vigor, nomeadamente:
- a. O Regulamento Tarifário (RT), ainda não foi objeto de publicação após a Consulta Pública realizada entre 26 de junho e 8 de agosto de 2014;
 - b. Diploma legal, mencionado na Proposta, que rege o processo de extinção de tarifas transitórias de venda a clientes finais, não se encontra publicado;
3. No parecer do ano transato o CT elencou um conjunto de desafios regulatórios, de preocupações e contribuições para a melhoria global do sistema elétrico nacional, consciente de que apenas um número reduzido era da esfera exclusiva da ERSE e as restantes recomendações, na esfera do Governo, apenas foi concretizada a alteração legislativa sobre Tarifa Social de Eletricidade
4. O CT não pode deixar de registar que a ERSE retomou a prática, que se aprecia, de efetuar uma análise crítica de desempenho das empresas reguladas em resultado das metodologias regulatórias implementadas nos anteriores períodos de regulação, essencial para a definição de novas bases de custos e escolha dos indutores de custos no início de um novo período de regulação.

IA - DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

1. Com base na documentação que justifica a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE ⁽⁴⁾, é possível ilustrar a evolução da chamada "dívida tarifária", ou seja o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente, desde 2008 até à data. Da mesma forma, podemos representar o serviço da dívida (juros e amortização) que foi possível incluir anualmente nas tarifas definidas.

(*) É de salientar que a ERSE não consolidou num único quadro, para os anos de 2011 e 2012, os valores da dívida tarifária referente reclassificação da cogeração e diferimento da PRE. Os valores apresentados contemplam esse efeito.



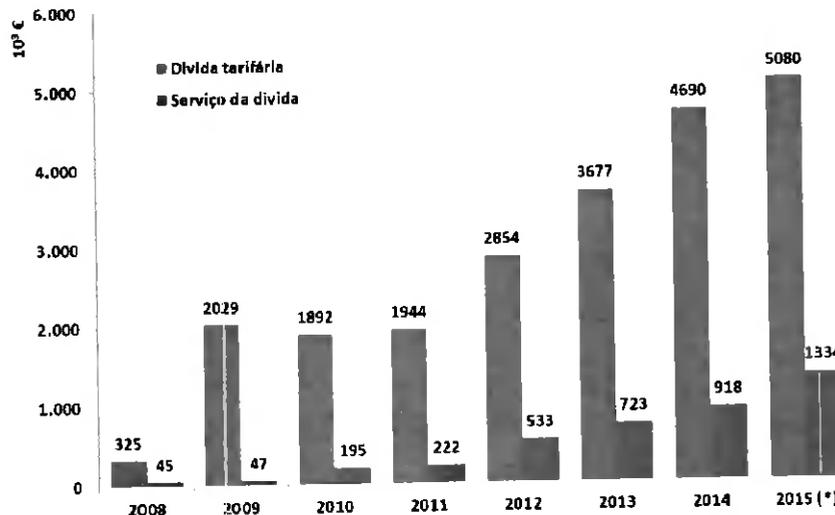
ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

R605 B
2015
Revisão
Linf
H.L.
de
L

Evolução anual da dívida tarifária e serviço da dívida (MC)



(*) Proposta de tarifas e preços para 2015

2. A dívida tarifária conhece essencialmente dois grandes marcos na sua evolução histórica: a constituição da primeira bolsa, em 2009, que resultou da aplicação do DL n.º 165/2008, de 21 de agosto, que permitiu adiar ajustamentos tarifários relativos à aquisição de energia elétrica por parte do CUR bem como o sobrecusto da produção em regime especial do próprio ano de 2009; um segundo pico, a partir de 2012, decorrente, entre outros, da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no DL n.º 78/2011, de 20 de junho relativo ao sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, com impacto cumulativo significativo nos anos subseqüentes.
3. Embora o CT reconheça que os diversos mecanismos de diferimento e/ou alisamento de custos utilizados, com frequência, nos últimos anos tenham evitado uma significativa subida nas tarifas dos consumidores no próprio ano, também não pode deixar de exprimir a sua apreensão pelo volume e trajetória assumida.
4. A própria evolução, associada, do serviço da dívida, ou seja a amortização e juros, atinge em 2015, os valores mais elevados de sempre. Mais de 200 milhões de Euros, só em juros, a recuperar nas tarifas do próximo ano. Relativamente aos juros, o despacho 15674-B/2013 ⁽⁵⁾ determinou a taxa de juro definitiva para 2014 em 4,82%, mantendo a ERSE a mesma taxa, provisoriamente, para 2015.
5. Finalmente, o CT, no seu parecer do ano anterior, já manifestou a utilidade e necessidade de maior divulgação pública dos pressupostos, mecanismos e instrumentos previstos no modelo de sustentabilidade definido para o Setor Elétrico Nacional que garante, de acordo com os seus mentores, a eliminação da dívida tarifária a prazo (2020). O CT não teve

⁵ Na sequência da portaria 146/2013 de 11 de Abril que estabelece a metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com aquisição de electricidade a produtores em regime especial, sujeitos a repercussão quinquenal, nos termos do artigo 73.º-A do Decreto-Lei 29/2006, de 15 de Fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei 78/2011, de 20 de Junho.

R. 3
Ag. R. 6. 5
R. 6. 5
AL
AL

conhecimento de nenhuma divulgação adicional sobre este importante ponto da correção da saúde financeira do setor.

6. O CT considera ser extremamente relevante ter a informação sobre se os pressupostos que constam desta proposta de tarifas estão alinhados com o modelo previsto de saneamento da dívida tarifária.

I B - PREÇO MÉDIO E VARIAÇÃO TARIFÁRIA

1. O CT chama a atenção da ERSE para um elemento muito específico do exercício de apresentação pública das variações apresentadas no que diz respeito às propostas tarifárias.
2. A comunicação junto dos consumidores, e em particular junto dos consumidores domésticos, tem-se baseado no que a ERSE designa por “variação tarifária”. Trata-se de uma formulação técnica, eminentemente económica, que pretende autonomizar os efeitos decorrentes exclusivamente das alterações da estrutura e nível de consumos previstos para o ano de fixação das tarifas e preços face ao ano anterior. Este conceito é radicalmente diferente da noção da “variação do preço médio” que mede a variação absoluta face ao ano anterior sendo que, para o próximo período regulatório a diferença quantitativa entre os dois, para a BTN, é significativa.
3. A apresentação da variação do preço médio, e respetiva interpretação, só faz sentido quando as bases substantivas de comparação (nível de consumo) não traduzem alterações estruturais significativas: para o ano de 2015, a variação anunciada traduz, na essência, uma diminuição de cerca de 30% do consumo para o aludido nível de tensão fruto da migração dos clientes com consumo médio mais elevado no mercado regulado para o mercado liberalizado.
4. Em pleno processo de liberalização e em ambiente altamente escrutinado por todos os agentes do setor, o CT recomenda que a ERSE, no seu exercício de comunicação retire da sua exposição e versão final do documento de tarifas e preços o indicador “variação do preço médio”, evitando interpretações confusas e difíceis de explicar por parte dos intervenientes.
5. O CT sublinha a incompreensível omissão, no comunicado, de referências às TVCF nas Regiões Autónomas bem como às tarifas de acesso às redes que incidirão sobre os clientes que já se encontram em mercado.
6. O CT apela também para a dificuldade, ou mesmo inadequação, do valor apresentado referente à variação das tarifas de venda a clientes finais em Portugal (Continental e Regiões Autónomas) em BTN. A título de exemplo, para o Continente, refira-se o valor de 1,2% que contrapõe com os 3,3% de variação tarifária.

	Varição 2015/2014
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	1,2%
Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN	3,3%
Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em BTN	-14,0%

7. Efetivamente, o valor de 1,2% acaba por ser um valor que não será definitivamente aplicado a nenhum consumidor, resultante da média da variação das tarifas transitórias a aplicar e do universo potencial dos beneficiários da nova tarifa social.
8. Para além do número de beneficiários da tarifa social carecer de validação prática – e a história recente tem demonstrado uma grande divergência face às estimativas de adesões à tarifa social –, este indicador estatístico não adere, de todo, à situação que irá ser vivenciada pelas famílias portuguesas.
9. Este indicador deve, como tal, ser autonomizado na versão definitiva da proposta de tarifas e, desejavelmente, estar ausente do comunicado de imprensa a efetuar em meados de Dezembro. No limite, quando ocorrer a transferência integral dos consumidores para o mercado liberalizado, também não imagina este CT que se transmita uma variação tarifária do mercado unicamente baseada nas tarifas sociais.

IC – PERDAS NÃO TÉCNICAS

1. O CT verifica com preocupação o incremento das perdas não técnicas e insta a ERSE a que apadrinhe iniciativas de modo a conseguir uma adequada atualização da legislação e da regulação.
2. O Decreto-Lei n.º 328/90 foi aprovado num contexto em que todas as atividades do setor elétrico eram desenvolvidas por uma empresa única verticalmente integrada, não tendo em consideração a separação de atividades entretanto ocorrida. O mencionado Decreto-Lei ignora a separação entre a atividade de distribuição e de comercialização e não tem em conta a possibilidade dos consumidores poderem mudar livremente de comercializador.
3. O CT constata que o quadro legal vigente apresenta diversas dificuldades de aplicação que tornam urgente a sua atualização, designadamente nas situações de apropriação ilícita de eletricidade por quem não tem vínculo de contrato de fornecimento e pela morosidade e complexidade dos procedimentos que tendem a que se mantenha a situação que se pretende eliminar. Também no domínio do ressarcimento para o sistema elétrico pelo consumo ilícito, há que dar legitimidade ao operador da rede de distribuição para o obter, dando-lhe a possibilidade de interromper o fornecimento de energia quando adequado.
4. O CT entende que o novo quadro legal deve manter o direito de pronúncia dos consumidores e a atuação da DGEG enquanto entidade fiscalizadora.

B. P605
J. P. P605
P. P. P605
A. L. P605
H. L. P605
de

5. O CT sublinha a importância da publicação de um novo quadro legal tendo em vista os benefícios advenientes para os consumidores e agentes do setor.

II

ESPECIALIDADE

II A - PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO REGULATÓRIO

II A.1. REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DAS ENTIDADES REGULADAS NO PERÍODO REGULATÓRIO 2015-2017

1. Na proposta de parâmetros de regulação para o período regulatório 2015-2017, a ERSE propôs fixar em 6,4% e 6,75% os valores base para a remuneração dos ativos fixos da REN e da EDP Distribuição, respetivamente. Subjacente a esta escolha está uma metodologia baseada no modelo CAPM, amplamente usada pelos reguladores europeus e que foi também a adotada pela ERSE no período regulatório 2012-2014. A sua manutenção no período regulatório 2015-2017 promove as desejáveis características de previsibilidade e estabilidade regulatórias.
2. A aplicação desta metodologia envolve, em todo o caso, alguma discricionariedade por parte do regulador, uma vez que requer a definição de valores para diversos parâmetros que têm um impacto significativo no valor final do custo de capital médio ponderado (CCMP). Relativamente ao período regulatório anterior, a ERSE efetua ajustamentos destes parâmetros que se passam a descrever e comentar.
 - a) A ERSE propõe a alteração da fórmula de cálculo da **taxa de juro sem risco**, que passa a ser a média geométrica nos últimos 5 anos das taxas de retorno das obrigações do tesouro de um conjunto de países de referência. No período regulatório anterior, foi considerada a média geométrica nos últimos 3 anos. Não se compreendendo nem se encontrando justificação para esta alteração, pareceria mais razoável e estável a manutenção da regra adotada no período regulatório anterior.
 - b) A ERSE considera uma **taxa de imposto** de 31,5%. Todavia, dada a previsível descida da taxa de IRC de 23% para 21% em 2015 ⁽⁶⁾, seria de esperar uma revisão em baixa do valor da taxa de imposto utilizada no modelo, de forma a incorporar esta alteração do regime de tributação. Atendendo à manutenção prevista das taxas de derrama estadual (até 7%) e municipal (1,5%), é de esperar que a taxa de imposto em 2015 seja inferior a 29,5% (21%+7%+1,5%). Inferior, porque o facto de a taxa de derrama estadual ser progressiva faz com que a taxa efetiva seja menor do que 7%. Por exemplo, se considerarmos um lucro tributável de 110 M€ (que foi o obtido pela REN em 2013), a taxa de derrama estadual é de 6,2% ⁽⁷⁾.

⁶ Proposta do OE para 2015, suportado por maioria parlamentar. Na fixação de parâmetros do anterior período regulatório, as propostas do OE à data foram consideradas (vd. Pag 39, "parâmetros para o período de regulação 2012-2014").

⁷ Calculada da seguinte forma: $[(110-35)*7\%+(35-7,5)*5\%+(7,5-1,5)*3\%]/110 = 6,2\%$.

R' P613
Jhes
Rau
V MK
de

- c) A ERSE, para a determinação do **prémio de risco do mercado** socorre-se, para o período regulatório 2015-2017, de uma metodologia diferente face ao anterior quadro regulatório: opta por procurar adicionar o risco de Portugal ao prémio de risco do mercado de um mercado maduro ⁽⁸⁾. Aceitando a mudança metodológica, fruto do atual contexto financeiro e económico, obtém um valor de 6,25% para o prémio de risco do mercado, que se decompõe numa parcela de 4,6% correspondente ao prémio de risco de um mercado dito “maduro” e uma parcela de 1,65% correspondente ao prémio de risco específico do mercado português relativamente a um mercado maduro. Contudo, a adoção da média dos valores escolhidos pelos reguladores europeus para o prémio de risco do mercado sugere que se considera o mercado português estruturalmente semelhante a um mercado médio representativo europeu. Mas, supondo que os prémios de risco fixados pelos reguladores europeus já incorporam os prémios de risco dos respetivos países, dever-se-ia eliminar o prémio de risco de Portugal. Assim, o CT solicita que a ERSE clarifique se os valores considerados pelos restantes reguladores europeus também têm implícita uma distinção semelhante entre mercado local e mercado maduro, e, em caso afirmativo, qual o conceito de mercado maduro utilizado.

Por outro lado, a utilização, para a fixação deste parâmetro, dos valores fixados pelos restantes reguladores europeus suscita naturalmente a questão do porquê de não serem apresentados igualmente esses mesmos valores finais do CCMP na amostra dos reguladores em análise. A exposição explícita e pública desse indicador é, na opinião do CT, um elemento relevante para a discussão e respetiva tomada de posição.

- d) O método de **indexação** do custo de capital médio ponderado (CCMP) à taxa de juro das obrigações do tesouro portuguesas a 10 anos suscita igualmente algumas questões. Em resultado da aplicação do mecanismo de indexação, o CCMP pode diminuir até 0,75 pontos percentuais (pp) e pode aumentar até 2,75 pp. Pareceria mais razoável que, tal como no mecanismo de indexação definido no período regulatório anterior (no qual a indexação podia implicar uma diminuição ou um aumento do CCMP até 1,5 pp), a banda de variação fosse simétrica relativamente ao valor base..
- e) Também se constata que, enquanto no período regulatório 2012-2014 uma variação de 4 pp do indexante implicava uma variação de 1 pp do CCMP, de acordo com esta proposta para o período regulatório 2015-2017, bastará uma variação de 2,5 pp do indexante para induzir uma variação de 1 pp do CCMP. A ERSE não apresenta uma justificação fundamentada para esta escolha do declive da reta de indexação. O seu aumento faz com que os consumidores passem a suportar uma maior parcela do risco implícito no indexante, suportando as empresas reguladas uma parcela menor.

⁸ Para 2012-2014, a ERSE optou pela determinação do “risco percebido pelos agentes de mercado” (Pablo Fernández, Javier Aguirreamalloa e Luis Corres da IESE Business School), atendendo ao respetivo contexto de crise financeira agudizada.

Handwritten notes:
Pg. 165
[Signature]
[Signature]
[Signature]
[Signature]

II A.2. - PROVEITOS PERMITIDOS

Metodologia de cálculo do WACC

1. Na definição do custo de capital, a ERSE “[...] tem em conta não só a garantia do equilíbrio económico e financeiro das empresas quando geridas de forma eficiente, como também a estabilidade regulatória e o controlo do risco para os consumidores e para as empresas”⁹.
2. A ERSE reconhece que “No presente período regulatório continuam a existir riscos e incerteza quanto ao enquadramento económico e à evolução dos mercados financeiros nos próximos anos, quer a nível nacional, quer a nível internacional, que tiveram que ser equacionados pelo regulador.”
3. Contudo, o CT constata que em cada novo período regulatório, a metodologia de cálculo de cada um dos parâmetros do custo de capital é alterada pela ERSE tal como se verifica hoje face, por exemplo, à metodologia utilizada pela ERSE em 2013.
4. O CT considera que a robustez e estabilidade da metodologia de cálculo dos parâmetros do custo de capital é um fator crucial na perceção do risco e deve ser valorizada e estar subjacente a todas as decisões de cada período de regulação.
5. O CT entende, que a consistência e a coerência entre os vários exercícios de cálculo do custo de capital das empresas reguladas devem constituir princípios orientadores na determinação do seu custo de capital sob pena de o risco regulatório percebido pelos investidores aumentar sempre que se inicie um novo período de regulação, em grande parte devido a este parâmetro.

II A.2.1. TRANSPORTE

a) Base de custos operacionais aceite

1. A ERSE reconhece que “A escolha da base de custos é uma determinante fundamental no estabelecimento dos parâmetros de eficiência da empresa regulada. O OPEX real de uma empresa está dependente de uma multiplicidade de fatores exógenos à empresa regulada, tais como o ciclo económico (com as consequentes medidas de restrição orçamental, alterações fiscais, medidas de política monetária e medidas extraordinárias), a liberalização dos mercados, a evolução do preço das matérias-primas, entre outros e está dependente de fatores endógenos correlacionados com a atividade operacional da empresa. Estes fatores podem afetar positivamente ou negativamente o seu OPEX real.”¹⁰
2. A ERSE apresenta os resultados de um estudo de *Benchmarking*, de iniciativa dos reguladores, efetuado em 2011/2012, para um conjunto de 21 Operadores da Rede de Transporte Europeus, designado por “E3GRID2012 – European TSO Benchmarking Study”, publicado em julho de 2013, para aferir a eficiência da REN ao longo dos anos

⁹ Cf. Pág. 175 do documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”

¹⁰ Cf. Págs. 20 e 21 do documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”

Handwritten notes:
Pg. 165
Rang
unf
JA
L
L
L

2008 a 2011 como um contributo importante para se conhecer o posicionamento relativo dos operadores.

3. Com base na análise efetuada à evolução dos custos operacionais da REN, a ERSE conclui que “[...] nos anos de 2012 e de 2013, a REN cumpriu a meta de eficiência estabelecida, reduzindo substancialmente a sua base de custos” e que “[...] o estudo de benchmarking conduzido pelo projeto E3GRID2012 confirma a melhoria da eficiência relativa da REN comparativamente com o estudo anterior conduzido no âmbito do projeto E3GRID2009”, pelo que “[...] na transposição dos custos de 2012/2013 para 2015 considerou-se a eficiência definida para o período de regulação 2012-2014”¹¹
4. O nível de custos operacionais reais decresceu 27% (45 M€ em 2009 para cerca de 33 M€ em 2013, valor inferior aos proveitos permitidos definidos pela ERSE de 41 M€¹²). Para estes resultados contribuíram, por um lado, as medidas de redução de custos implementadas pela empresa desde 2009, pelo que potenciais ganhos de eficiência alcançáveis de forma mais imediata e direta já foram obtidos e, por outro lado, a fatores exógenos à empresa regulada com implicações em reduções de custos não recorrentes.
5. Para o período regulatório de 2015-2017 a ERSE propõe ajustar a base de custos operacionais do ORT, diminuindo a base de custos em 6,3% relativamente aos custos reais de 2012, e 25,5% relativamente à base de custos do anterior período regulatório (2012-2014). Em resultado da redução da base de custos, a ERSE propõe reduzir as metas de eficiência de 3,5%/ano para 1,5%/ano.
6. O CT recomenda que sejam efetuados esforços para melhorar a aderência dos proveitos permitidos aos custos reais, designadamente quando o período regulatório é de apenas 3 anos não sendo exequível revisões extraordinárias durante o mesmo.
7. Relativamente aos indutores de custos a ERSE manteve para o período regulatório 2015-2017 os indutores de custo aplicados desde 2009 e alterou o mecanismo de custos incrementais, para que o mesmo passe a contemplar um ajustamento em função do incremento real de variáveis físicas utilizadas para medir a atividade de transporte. O CT considera positiva esta medida por estar em linha com as melhores práticas, em que todas as variáveis são recalculadas com base em valores efetivamente ocorridos.

b) Incentivo à disponibilidade

1. O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de Transporte (RNT) incide sobre os “Circuitos de Linha”, que englobam as linhas aéreas e os cabos subterrâneos, e os “Transformadores de Potência”, que englobam os transformadores de entrega à rede de distribuição e os autotransformadores, incluindo-se em ambos os casos as indisponibilidades dos elementos dos painéis nos elementos de rede a que estão associados.
2. A ERSE reconhece que “a disponibilidade dos elementos da RNT tem apresentado um visível aumento desde a entrada em vigor do mecanismo de incentivo. Este facto demonstra que a aplicação do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos

¹¹ Cf. Págs 26 e 27 do documento “Proposta de tarifas e preços ...”

¹² Cf. Pág. 23 do documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”

B' P60 >
✓ P60
✓ VNF
de

*elementos da RNT teve o impacto positivo que se pretendia aquando do seu desenvolvimento.*¹³

3. A ERSE no decorrer do período regulatório 2015-2017 pretende apresentar e discutir com o ORT um conjunto de propostas de alteração ao mecanismo de incentivo, a ser revista que possam vir a ser aplicadas no período regulatório 2018-2020.
4. Neste sentido, "*...considerando que o nível de disponibilidade combinada atingido pelos elementos da RNT é satisfatório, a ERSE propõe que o valor Idismax do incentivo seja nulo para o período regulatório 2015-2017*"¹⁴.
5. Atendendo a que a ERSE refere que irá rever este incentivo, o CT recomenda a manutenção do incentivo atual enquanto a revisão do mesmo não estiver concluída.

c) Mecanismo de Valorização dos Investimentos a Custos de Referência

1. O mecanismo dos custos de referência para os investimentos na rede de transporte foi introduzido no período regulatório de 2009-2011 e aplica-se a todas as tipologias que se encontrem tipificadas no despacho que o define.
2. No âmbito deste mecanismo, os princípios base para a verificação da eficiência do investimento suportam-se numa comparação dos custos reais (Creal) com os respetivos custos de referência (Cref), atendendo às tipologias e quantidades físicas que caracterizam o investimento. Para cada obra ou projeto é calculado um rácio entre o custo real e o custo de referência, que determina a valorização a atribuir a esses ativos e a taxa de remuneração a aplicar.
3. De acordo com o mesmo são considerados investimentos eficientes aqueles que apresentem um rácio Creal/Cref inferior ou igual a 1,1. Neste caso a base de ativos aceite pode variar entre 95% e 105% à qual é aplicada a taxa de remuneração base acrescida de um prémio.
4. No caso de obras atípicas $Creal/Cref > 1,1$ é aceite o custo real do projeto e o mesmo é remunerado à taxa base à semelhança de outros investimentos cuja tipologia não se encontre tipificada ao abrigo deste mecanismo.
5. Na proposta de parâmetros para o próximo período de regulação, a ERSE introduziu alterações positivas ao mecanismo dos custos de referência, que incentivarão a empresa a prosseguir o esforço de eficiência dos seus investimentos, nomeadamente: (i) remoção da condição de atipicidade nas obras em subestações anteriores a 2006, (ii) alteração do fator de eficiência dos custos de referência em subestações de 1,5% para 3%/ano, mantendo o fator de eficiência para investimentos em linhas em 1,5%; (iii) redução do nível de custos de estrutura e gestão imputados ao investimento (iv) introdução do fator de eficiência aos custos de estrutura e gestão de referência de 2% ao ano (iv) alteração da forma de apuramento da base de ativos aceite em investimentos com $Cref/Creal > 1,1$.
6. Tendo em conta a maturidade do mecanismo, o nível de eficiência obtido e as alterações agora introduzidas, a ERSE decidiu reduzir o prémio aos investimentos eficientes de

¹³ Cf. Págs. 38 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017"

¹⁴ idem

R. P60
H. H.
R. R.
L. M. F.
L. L.
A. C.
A. C.

1,5% para 0,75%, considerando que o risco subjacente à aplicação do mecanismo se reduziu.

7. Sem prejuízo das alterações propostas, que visam incentivar o ORT a prosseguir o esforço de eficiência dos seus investimentos o CT recomenda que na análise efetuada à aplicação do mesmo sejam apresentados os benefícios que o mesmo induziu no sistema elétrico com vista a uma melhor perceção dos resultados obtidos com a sua aplicação.

II A.2.2. DISTRIBUIÇÃO

a) Fator de eficiência para o período de regulação 2015-2017

1. A ERSE mantém o modelo de regulação *price-cap* para os custos de exploração da atividade de distribuição de energia elétrica, propondo que os custos unitários evoluam de acordo com um fator de eficiência de 3,5% em 2015 e de 2,5% em 2016 e 2017.
2. A ERSE conclui que a EDP Distribuição (i) “...tem vindo a reduzir os seus custos; (ii) os custos reais têm-se aproximado dos custos aceites pelo regulador; (iii) os resultados dos estudos de benchmarking revelam que a empresa poderá estar próximo ou muito próximo do nível de eficiência, consoante o modelo considerado...”.¹⁵
3. A ERSE menciona, ainda, que a base de custos da EDP Distribuição deve ser submetida a “...meta de eficiência entre 1,3%, relativamente ao progresso tecnológico decorrente da análise focada “na empresa e 2,6% equivalente à mediana da amostra considerada”¹⁶.
4. A ERSE, apesar do exposto, propõe a meta de eficiência de 2,5% para 2016 e 2017, correspondente não ao valor dos ganhos de decorrentes do progresso tecnológico que a empresa observou, mas a um valor próximo de 2,6%, correspondente à mediana da amostra de empresas utilizadas pela ERSE.
5. Desde o início da regulação que a ERSE tem exigido cortes de custos elevados à atividade de distribuição, tendo a empresa desenvolvido esforços para, no mínimo, os cumprir (a título recordatório, desde 2006 a ERSE impôs eficiências para o período de regulação de 2006-2008 de 10% no primeiro ano e 5% nos seguintes aos quais adicionou 1% ao ano de ganho tecnológico e de 3,5% por ano em cada um dos períodos 2009-2011 e 2012-2014).
6. Reconhecendo a ERSE, o empenho que a empresa tem demonstrado na diminuição dos seus custos de exploração, o CT considera que a exigência de eficiência a impor para o próximo período de regulação (3,5%, 2,5%, 2,5%) deve estar alinhada com as conclusões apresentadas pela ERSE.

b) Mecanismo de Incentivo aos Investimentos em Redes Inteligentes

1. A ERSE reconhece que o mecanismo de incentivo aos investimentos em redes inteligentes que instituiu para o período de regulação 2012-2014 não foi bem desenhado, estimando que no final de 2014, devido “... ao diferencial entre o nível de investimento previsto e o realizado e o aceite pela ERSE, os ganhos da empresa com o prémio de taxa de

¹⁵ Cf. pág 77 do documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”.

¹⁶ Cf. pág. 77 do documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”.

Handwritten notes and signatures:
B. P. P. →
R. P. P. ✓
A. L. M. F.
L. L.
S. L.

remuneração serão inferiores à redução dos proveitos resultante da eficiência adicional exigida no OPEX... ”¹⁷, pelo que, propõe agora um novo mecanismo de incentivo para os investimentos em redes inteligentes.

2. O CT não entende a razão porque, só agora, com a apresentação da proposta de parâmetros de regulação para o período 2015-2017, a ERSE vem propor a alteração deste mecanismo e não o fez com a proposta de revisão do Regulamento Tarifário que esteve em consulta pública entre 26 de junho e 8 de agosto, sobre a qual o CT emitiu parecer em 25 de julho último.
 3. Constata o CT que este mecanismo proposto pela ERSE continua a não constituir um verdadeiro incentivo ao desenvolvimento de uma rede de distribuição inteligente, em benefício de todos os utilizadores, visto que:
 - a) É de complexa implementação.
 - b) O valor de acréscimo de remuneração face à taxa de remuneração dos restantes ativos reduziu-se de 1,5% para valores, entre 0%, no primeiro ano, e 0,75% no último ano (sexto ano);
 - c) Este tipo de investimentos incorpora riscos tecnológicos acrescidos na concretização não contemplados pela ERSE;
 - d) A elegibilidade destes investimentos é incerta uma vez que só é conhecida após a sua entrada em exploração (t+2).
 4. Face ao exposto, considerando que o prémio apresentado pela ERSE será absorvido pela complexidade de implementação do mecanismo, é opinião do CT que a ERSE deve visitar a metodologia proposta, definindo um mecanismo de fácil implementação, tendo como objetivo um acréscimo efetivo ao longo da respetiva vida útil, de modo a incentivar o desenvolvimento das redes inteligentes.
- c) Limitação ao Investimento Excessivo**
1. Para o período regulatório 2015-2017, a ERSE propõe um limite ao investimento nas redes de BT de 25% acima do investimento proposto pela empresa, sendo que, os investimentos que excedam este limite serão remunerados a uma taxa inferior em 1% à dos restantes ativos.
 2. A ERSE propõe a exclusão da aplicação deste mecanismo as redes de AT/MT, pela existência do PDIRD-E.
 3. Sendo este um mecanismo de controlo do risco de investimento excessivo nas redes, o CT recomenda à ERSE que o desenvolva mais aprofundadamente, tendo em consideração:
 - a) Num mecanismo desta natureza, é indispensável a separação entre os investimentos que são da responsabilidade e planeamento do ORD e os investimentos que são obrigatórios, sendo que os últimos devem ser excluídos desde mecanismo;

¹⁷ Cf. pág. 81 do documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”.

Handwritten notes and signatures:
B. P. 160
[Signature]
[Signature]
L. M. F.
[Signature]
[Signature]

- b) O PDIRD-E não pode ser considerado como alternativa a aplicação deste mecanismo;
- c) O limite de 25% sobre os planos de investimento apresentados pela empresa é um valor pouco limitativo do risco de sobre investimento que continua a existir, pelo que deve ser revisto.

A.2.3. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

1. Na atividade de Comercialização da EDPSU, a ERSE salienta que o *“desempenho da empresa no que concerne ao cumprimento das exigências definidas pelo regulador permite concluir que, com a introdução de metas de eficiência em 2009, se observa um afastamento dos custos reais face aos custos aceites pela ERSE, tendo a EDP SU evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE e conseguido ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador”*¹⁸.
2. Neste enquadramento, o CT nota que, para o período 2015-2017, a ERSE definiu para a meta de eficiência a aplicar sobre os custos de exploração sujeitos a *price-cap* um valor diferente de zero, mantendo um fator de eficiência de 3,5%, já adotado em 2012-2014.
3. Acresce, ainda, o facto desta empresa se encontrar em fase acentuada de decréscimo da sua atividade, sendo expetável que venha a apresentar significativas deseconomias de escala, pelo que a meta de eficiência de 3,5% requer uma melhor fundamentação e análise.
4. De acordo com a legislação em vigor, a ERSE deve definir custos de referência para a atividade de comercialização do CUR, cuja definição, segundo esta entidade, visa não só o cumprimento do quadro legal, como a criação de uma base sustentada para a definição do OPEX unitário para a atividade de comercialização das empresas reguladas.
5. Com base na amostra alargada aos setores de eletricidade e de gás natural, foi determinada uma matriz de custos de referência, que apresenta um custo médio de referência (€/cliente) para cada uma das empresas de comercialização reguladas.
6. Do inquérito efetuado e do tratamento dos seus resultados pela ERSE resultou um custo médio de referência para a EDP SU de 21,91 €/cliente, média entre o valor mínimo 13,285 €/cliente e o valor máximo de 30,541 €/cliente.¹⁹
7. O CT releva a diferença entre o mencionado custo médio de referência calculado pela ERSE e o valor de 17,72 €/cliente considerado pelo regulador como custo unitário implícito no proveito permitido de 2015 da EDP SU.

A.2.4. REGIÕES AUTÓNOMAS

a) Fatores de eficiência para o período de regulação 2015-2017

1. A ERSE refere relativamente à base de custos das atividades reguladas o seguinte:
 - AEEGS: *“As regiões insulares não são alvo de extensa literatura económica de suporte. Tendo em consideração este facto, pretende-se através de um exercício de*

¹⁸ Cf. pag. 144 do documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”

¹⁹ Cf. pag. 243 do documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

R.
Pb >
J. J.
Revis
M. U. T. A.
L. L. L.
Ac
[Signature]

*simulação previsional garantir a prestação da maior robustez possível para uma correta escolha da base de custos através de uma análise de sensibilidade. Com base em três cenários, procura-se inferir a base de custos que melhor descreve o desempenho da empresa regulada*²⁰.

- DEE: Ao OPEX real das empresas, foi efetuada, por nível de tensão, “uma análise de sensibilidade desta atividade com base em dois cenários para inferir a base de custos”²¹, que correspondem ao OPEX real de 2013 e à média do OPEX real 2012-2013.
 - CEE: Para o período regulatório 2015-2017, “procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas de eficiência mais adequadas face ao desempenho da Empresa nos períodos regulatórios anteriores”²².
2. A ERSE mantém os modelos de regulação do OPEX para as atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema e Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica, para as empresas reguladas das Regiões Autónomas, designadamente *revenue cap* e *price-cap*, propondo, relativamente à evolução do OPEX, alterar os fatores de eficiência para as atividades de Aquisição de energia elétrica (AGS) e Distribuição de energia elétrica (DEE), como se descreve:

EDA

AGS - incremento da meta de eficiência de 2,5% para 3,5%.
DEE - diminuição das metas de eficiência de 2,48% para 2%:

EEM

AGS - diminuição das metas de eficiência de 2,5% para 2%.
DEE - diminuição das metas de eficiência de 5% para 4%:

Acresce, para a atividade de CEE, a criação de um fator de eficiência de 3,5% para ambas as empresas, EDA e EEM.

3. Acresce ainda o fato de os parâmetros de regulação propostos para o período regulatório 2015-2017, não refletirem o impacto que decorre naquelas empresas, em consequência da política salarial para a função pública, estabelecida anualmente através do OE, à qual as mesmas estão sujeitas.
4. O Conselho Tarifário apoiaria uma iniciativa das empresas reguladas, ressalvando que os respetivos custos não devem ser repercutidos nas tarifas pagas pelos consumidores, no sentido de promover um procedimento que permitisse identificar de forma clara os custos eficientes - OPEX, por ilha, de cada Região Autónoma, para a produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica na medida em que tal se poderia revelar benéfico, quer para as empresas quer para os consumidores.
5. Em função destes referenciais, poderiam ser determinados os níveis de eficiência que cada

²⁰ Cf. Pág. 113 e 129 do documento “Parâmetros de Regulação para o período 2015 a 2017”

²¹ Cf. Pág. 119 e 136 do documento “Parâmetros de Regulação para o período 2015 a 2017”

²² Cf. Pág. 183 e 218 do documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2015 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”

empresa teria de prosseguir, mediante a fixação de parâmetros adequados e cabalmente fundamentados e ser revistos os procedimentos com a regularidade, com base na evolução tecnológica e eventuais fatores externos o exigissem, pelo que tal estudo deveria ser desenvolvido por consultor externo, com estreito acompanhamento da ERSE e das empresas reguladas.

b) Metodologia de cálculo do WACC

1. A determinação da taxa de Custo de Capital pela ERSE assume um papel preponderante na garantia do equilíbrio económico e financeiro da EEM e da EDA uma vez que as suas atividades estão verticalmente integradas sendo todas reguladas.
2. A ERSE, no apuramento do Custo de Capital, para a EEM e EDA, limita-se a tratar como comparáveis de mercado a REN e a EDP, invocando a existência de similitude das suas atividades.
3. Justificar-se-ia, contudo, no entendimento do CT e até para efeitos de recurso a financiamento externo por parte das empresas reguladas, que fosse dada uma explicação mais particularizada, designadamente quanto à utilização de taxas distintas nas várias atividades desenvolvidas pela mesma empresa e à utilização da REN como comparável na atividade de AGS que, no caso específico das RA incorpora a produção de energia elétrica.

c) Convergência Tarifária entre RA's e Portugal continental

1. A pequena dimensão dos mercados das regiões autónomas e o facto de os mesmos estarem suportados em sistemas de energia elétrica isolados, determinam que os consumidores dessas regiões não possam suportar tarifas que reflitam o custo real das diferentes atividades.
2. Por esse motivo, atendendo ao princípio de uniformidade tarifária, parte dos sobrecustos do sistema elétrico das RA é suportado pelos consumidores de Portugal continental através do mecanismo de convergência tarifária.
3. A ERSE propõe manter, em 2015, o referencial de convergência das TVCF nas RA sejam as tarifas aditivas em Portugal continental.
4. Para a determinação das tarifas de 2015, a ERSE fixou um aumento máximo de 0,5 pontos percentuais de cada preço, acima da variação média de cada grupo tarifário.
5. Em resultado da aplicação desse limite máximo, para 2015, a ERSE propõe que as TVCF aumentem 4,1% e 4,2% (para a todo o tipo de consumo) nas RA dos Açores e da Madeira, respetivamente.
6. O CT recomenda que a ERSE, enquanto não dispuser de referências de mercado seguras, continue prudentemente a articular a definição de tarifas para as RA com as tarifas aditivas.

12/3/2015
F. P. S.
R. A. S.
A. L. S.
H. L. S.
H. L. S.

II B - PROPOSTA DE TARIFAS PARA 2015

II B.1. ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2015

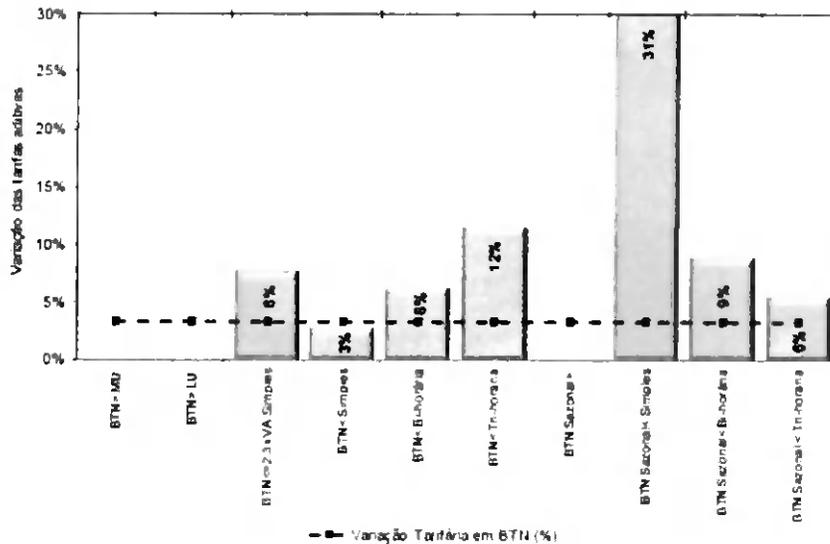
1. A estrutura das tarifas deve ser aderente à estrutura dos custos incrementais ou marginais.
2. Considerando o início de um novo período regulatório a ERSE desenvolveu estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada, de que resulta a manutenção da estrutura tarifária do anterior período de regulação para todas as tarifas, com exceção das tarifas de Energia e de Uso da Rede de Distribuição.
3. A ERSE indica que os valores relativos aos custos incrementais das potências das redes de transporte foram obtidos a partir de um estudo realizado pelas empresas reguladas de transporte e distribuição em maio de 2000, no âmbito dos trabalhos de revisão da estrutura tarifária. Nestes estudos das empresas calcularam-se os custos incrementais de uso das redes a incidir unicamente na potência em horas de ponta.
4. O quadro regulamentar prevê a existência de dois termos tarifários de potência a incidir sobre a potência contratada e em horas de ponta e de termos de energia ativa. O CT não entende que decorrida mais de uma década, não tenham sido efetuados novos estudos que habilitem à definição dos respetivos custos incrementais e marginais, estranhando que a ERSE expresse essa necessidade sem ter diligenciado no sentido de a ultrapassar.
5. No sentido de serem diminuídos os custos globais do sistema elétrico, que são pagos por todos os consumidores, minimizando as perdas de energia nos troços periféricos das redes e o seu sobredimensionamento, o CT insta a ERSE a definir preços de energia reativa fornecida (indutiva) e recebida (capacitiva) agravados no último escalão, transmitindo o sinal claro aos consumidores para compensarem as suas instalações.

a) Tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF)

1. As variações tarifárias correspondentes à aplicação das tarifas aditivas de 2015 face à TVCF em 2014, utilizando para o efeito as quantidades definidas para as tarifas de 2015 ilustram-se no quadro seguinte:

Handwritten notes and signatures:
D. P. P. >
F. P. >
C. P. >
L. M. F.
[Signatures]

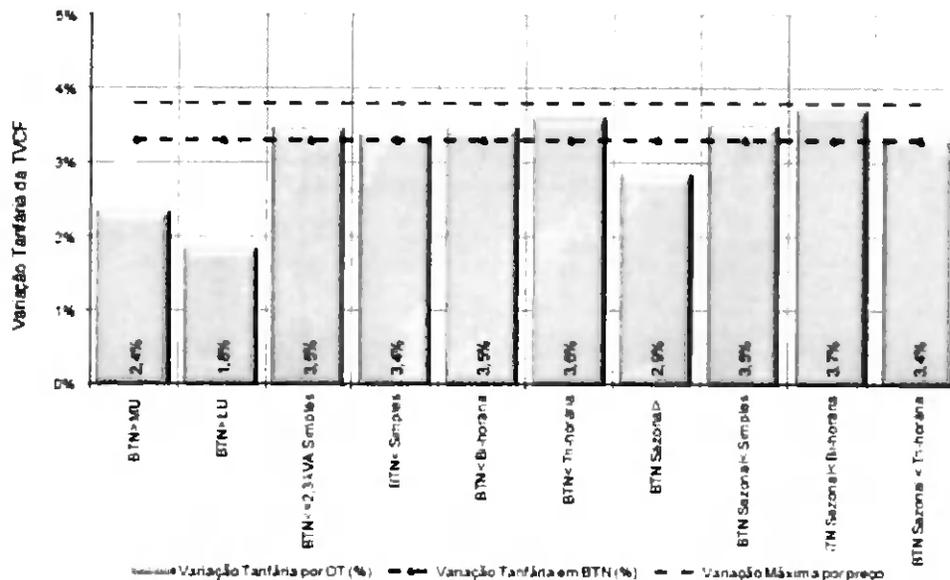
Variações tarifárias associadas à aplicação de tarifas aditivas por opção tarifária em BTN



Fonte: ERSE

3. Decorre do Regulamento Tarifário a aplicação de um mecanismo de convergência que assegure a limitação de impactes dessa convergência sobre os clientes. Esse limite foi estabelecido em 0,5% acima da variação global para as opções tarifárias de BTN, pelo que a variação tarifária das TVCF será de:

Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas

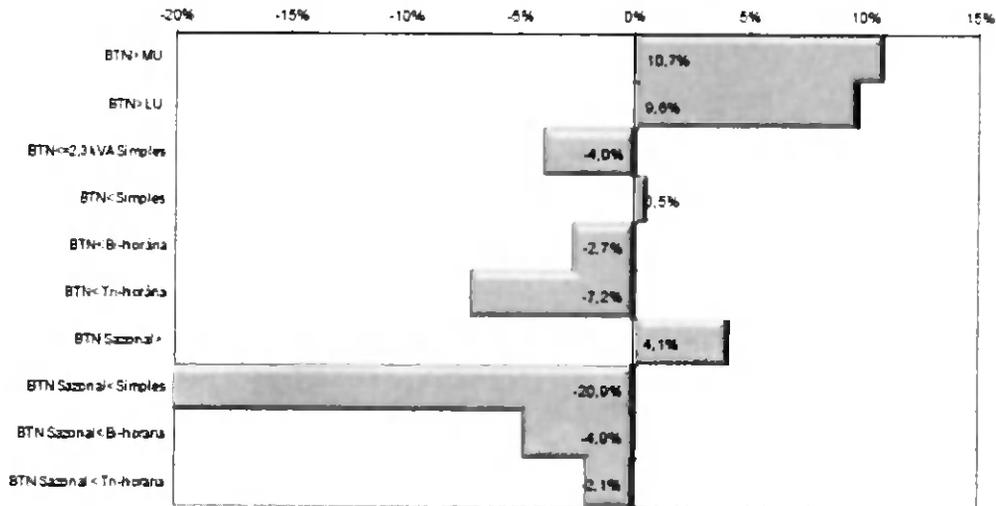


Fonte: ERSE

B. P. >
João V
Raúl
UMA
AL
[Signature]

4. Deste modo conclui-se que as TVCF não são aditivas, como explicitado no quadro seguinte:

Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas em 2015



Fonte: ERSE

5. Em resultado da extinção prevista das TVCF, o CT reitera a importância da persecução da aditividade plena.

II B.2. TARIFAS DE ACESSO

1. A ERSE prevê para 2015 uma evolução do fornecimento de energia elétrica considerada nas tarifas de + 0,2%, atingindo o valor de global de 44.617GWh, o que corresponde a uma relativa estabilização de consumos, embora com variações de -2% em MAT, +10% em AT, +2,5% em MT, + 1% em BTE e -4,6% em BTN, conforme quadro 0-16.
2. As tarifas de acesso em apreço, aplicam-se diretamente a 90% dos consumos, correspondentes aos consumidores que adquirem a energia em mercado, sendo que aos restantes 10%, dos consumos dos clientes em mercado regulado, se aplicam as tarifas transitórias, cujos valores internalizam o custo da energia e das tarifas de acesso.

a) Evolução das tarifas de acesso

1. O aumento das tarifas de acesso proposto pela ERSE para 2015 é 6,8% para a MAT, AT, MT, BTE e de 6% na BTN, o que equivale a um aumento médio de 6,3%, que representa +4,5€/MWh, correspondendo diretamente ao aumento dos proveitos em 6,3% (+199 M€).

Handwritten notes and signatures:
R. 160 →
F. 160 ✓
R. 160 ✓
L. 160 ✓
H-L
AC
[Signature]

Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes

Estado e características	Tarifas 2014, consumo 2014 (1)	Tarifas 2014, consumo 2015 (2)	Tarifas 2015, consumo 2015 (3)
Proveitos (10 ⁶ Euros)	3 192	3 160	3 359
Consumo (GWh)	44 533	44 617	44 617
Preço médio (EUR/kWh)	0,0717	0,0708	0,0753
Varição (%)		(2)/(1) = -1,2%	(3)/(2) = 6,3%

Fonte:ERSE

2. Este acréscimo de 6,3% resulta de um aumento em 21,1% da UGS e de uma redução das tarifas de redes entre 1,9% e 21,1%.

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

	Variação 2015/2014
Tarifa de Energia	0,1%
Tarifa de Uso Global do Sistema	21,1%
Tarifas de Uso de Redes	
Uso da Rede de Transporte	-21,1%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-6,5%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-10,2%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-1,9%
Tarifas de Comercialização	5,5%

Fonte:ERSE

Importa salientar que a UGS regista aumentos medios acumulados de 768% em termos reais (957% em termos nominais) desde 1999.

Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade

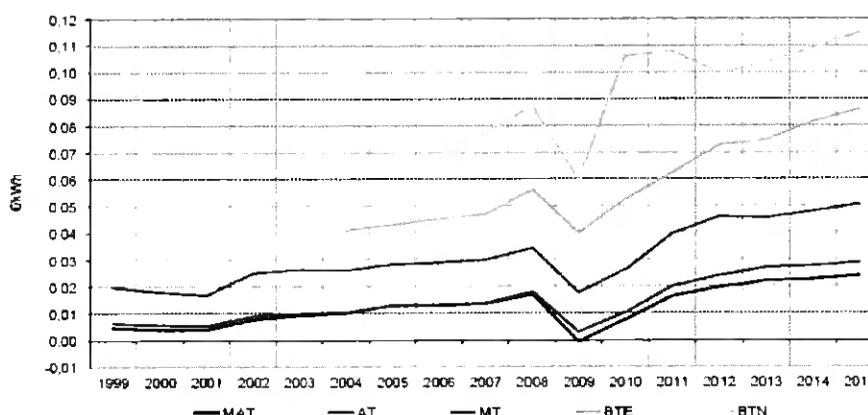
Tarifas		1999	2000	2001	Variação 2001/1999		2002	2003	2004	2005	Variação 2005/2002		2006	2007	2008	Variação 2008/2005		2009	2010	2011	Variação 2011/2008		2012	2013	2014	Variação 2014/2012		2015	Variação 2015/2012			
		Real	Nominal	Real	Nominal	Real	Nominal	Real	Nominal	Real	Nominal	Real	Nominal	Real	Nominal	Real	Nominal	Real	Nominal	Real	Nominal	Real	Nominal	Real	Nominal	Real	Nominal	Real	Nominal			
Energia	Real	100	98	104	4%	100	97	101	104	4%	99	97	93	-6%	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	
	Nominal	100	101	111	11%	100	100	107	113	12%	110	111	104	-6%	148	104	97	-6%	123	107	105	1%	126	126	126	126	126	126	126	126	126	
Uso Rede Transporte	Real	100	90	78	-24%	100	93	103	106	5%	102	114	147	43%	147	180	181	2%	174	210	11%	174	210	11%	174	210	11%	174	210	11%	174	210
	Nominal	100	93	81	-19%	100	99	109	114	14%	114	131	170	50%	173	223	214	24%	205	251	21%	214	244	14%	216	216	11%	216	216	11%	216	216
Uso Rede Distribuição AT	Real	100	94	85	-15%	100	94	77	70	-30%	74	74	151	91%	164	194	144	12%	159	167	1%	156	166	6%	156	166	6%	156	166	6%	156	166
	Nominal	100	97	91	-9%	100	101	82	76	-24%	88	94	175	89%	168	194	170	-12%	166	200	20%	190	203	6%	190	203	6%	190	203	6%	190	203
Uso Rede Distribuição MT	Real	100	94	89	-12%	100	95	92	91	-11%	93	93	95	5%	110	130	98	-13%	97	102	5%	97	102	5%	97	102	5%	97	102	5%	97	102
	Nominal	100	97	94	-6%	100	99	93	92	-6%	101	108	111	10%	117	116	102	-1%	114	128	12%	114	128	12%	114	128	12%	114	128	12%	114	128
Uso Rede Distribuição BT	Real	100	94	89	-12%	100	95	91	89	-11%	93	93	95	5%	110	130	98	-13%	97	102	5%	97	102	5%	97	102	5%	97	102	5%	97	102
	Nominal	100	97	95	-5%	100	98	94	92	-7%	99	108	115	17%	107	119	113	3%	117	116	1%	117	116	1%	117	116	1%	117	116	1%	117	116
Uso Global do Sistema	Real	100	98	97	-3%	100	131	138	144	14%	125	213	444	17%	60	483	688	127%	604	650	8%	658	614	-8%	614	614	0%	614	614	0%	614	614
	Nominal	100	98	94	-6%	100	138	146	210	110%	257	212	915	108%	68	689	811	108%	782	780	-1%	780	873	12%	1087	1087	0%	1087	1087	0%	1087	1087
Comercialização em MAT, AT e MT	Real	-	-	-	-	100	288	457	337	297%	271	342	73	-2%	224	128	135	-4%	150	162	8%	162	182	12%	182	182	0%	182	182	0%	182	182
	Nominal	-	-	-	-	100	288	462	365	265%	309	276	84	-7%	282	152	160	-9%	188	178	-5%	188	178	-5%	188	178	-5%	188	178	-5%	188	178
Comercialização em BTE	Real	-	-	-	-	100	168	256	243	142%	197	194	85	-5%	159	70	68	-3%	89	108	21%	108	108	0%	108	108	0%	108	108	0%	108	108
	Nominal	-	-	-	-	100	171	260	293	163%	210	227	90	5%	129	83	82	-3%	100	99	-1%	99	94	-5%	94	94	0%	94	94	0%	94	94
Comercialização em BTH	Real	-	-	-	-	100	143	108	88	-12%	85	99	109	27%	127	128	108	15%	100	100	0%	100	100	0%	100	100	0%	100	100	0%	100	100
	Nominal	-	-	-	-	100	144	112	95	-6%	99	113	127	43%	148	148	129	-14%	119	120	1%	119	120	1%	119	120	1%	119	120	1%	119	120

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

Handwritten notes:
 Neglto ->
 fig.
 Baumg ✓
 UMF
 H.L.
 se
 [Signature]

3. Deste modo as proposta de tarifas de acesso, continuam num ciclo de aumento sendo mesmo afirmado pela ERSE, que: “No período analisado na figura seguinte, referente ao período de 1999 e 2015, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais de 10,3%, 9,5%, 5,7%, 6,4% e 5,6%, a preços constantes de 2014”.

Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2014)



Fonte:ERSE

4. Como se verifica no quadro seguinte, os CIEGS representam a parte mais importante dos custos das tarifas de acesso, sendo 62% na MAT, 61% na AT, 51% na MT, 54% na BTE, 48% na BTN > 20,7 kVA e 68% na BTN ≤ 20,7 kVA, pelo que apesar da ERSE prever uma redução dos CIEGS em 2015, se constata que as medidas tomadas para a sua contenção, não permitiram a diminuição do impacto dos mesmos na proposta de aumento das tarifas de acesso em 2015.

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / tarifas de acesso)	% (tarifas de acesso / tarifas de referência Fig. 7-35, pag. 219)
MAT	68%	30%
AT	61%	34%
MT	51%	45%
BTE	54%	55%
BTN > 20.7 kVA	48%	64%
BTN < 20.7 kVA	62%	54%

5. O CT reitera, assim, a necessidade de implementação de medidas adicionais de redução sustentada dos CIEG.

b) Discriminação das alterações verificadas nos diferentes fatores das tarifas de acesso

Handwritten notes and signatures:
15
P...
L...
L...
de
B

1. A proposta de tarifas para 2015, aumenta os custos em horas de vazio e supervazio em cerca de 18% na MAT, 24% em AT, 40% em MT, 36% em BTE. Em BTN > 20 kVA aumenta 70% em vazio e em BTN < que 20,7 kVA aumenta 25%.
2. A potência em ponta e a potência contratada, diminuem respetivamente 24,92% e 7,84% em MAT, 23,46% e 2,48% em AT, 20,54 e 10,34% em MT e 12,98 e 2,99% em BTE. A potência em BTN baixa na ordem dos 2,76%. O quadro seguinte indica as alterações verificadas.

Tarifas de Acesso MAT	2014		2015		Variação 2015-2014	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Ponta, €/kWh	0,0238	0,0237	0,0248	0,0248	4,20%	4,64%
Cheio, €/kWh	0,0207	0,0207	0,0222	0,0222	7,25%	7,25%
Vazio, €/kWh	0,0143	0,0143	0,0169	0,0169	18,18%	18,18%
SuperVazio, €/kWh	0,0142	0,0143	0,0168	0,0168	18,31%	17,48%
Potência ponta, €/kWh.Dia	0,0598	0,0598	0,0449	0,0449	-24,92%	-24,92%
Potência contratada, €/kWh.Dia	0,0204	0,0204	0,0188	0,0188	-7,84%	-7,84%
Tarifas de Acesso AT	2014		2015		Variação 2015-2014	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Ponta, €/kWh	0,0261	0,0260	0,0288	0,0286	10,34%	10,00%
Cheio, €/kWh	0,0226	0,0226	0,0256	0,0256	13,27%	13,27%
Vazio, €/kWh	0,0148	0,0149	0,0186	0,0186	25,68%	24,83%
SuperVazio, €/kWh	0,0145	0,0147	0,0182	0,0184	25,52%	25,17%
Potência ponta, €/kWh.Dia	0,1590	0,1590	0,1217	0,1217	-23,46%	-23,46%
Potência contratada, €/kWh.Dia	0,0161	0,0161	0,0157	0,0157	-2,48%	-2,48%
Tarifas de Acesso MT	2014		2015		Variação 2015-2014	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Ponta, €/kWh	0,0338	0,0335	0,0412	0,0409	21,89%	22,09%
Cheio, €/kWh	0,0290	0,0291	0,0365	0,0362	25,86%	24,40%
Vazio, €/kWh	0,0160	0,0162	0,0226	0,0225	41,25%	38,89%
SuperVazio, €/kWh	0,0153	0,0156	0,0218	0,0220	42,48%	41,03%
Potência ponta, €/kWh.Dia	0,2945	0,2945	0,2340	0,2340	-20,54%	-20,54%
Potência contratada, €/kWh.Dia	0,0348	0,0348	0,0312	0,0312	-10,34%	-10,34%
Tarifas de Acesso BTE	2014		2015		Variação 2015-2014	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Ponta, €/kWh		0,0489		0,0601		22,90%
Cheio, €/kWh		0,0424		0,0528		24,53%
Vazio, €/kWh		0,0221		0,0300		35,75%
SuperVazio, €/kWh		0,0199		0,0275		38,19%
Potência ponta, €/kWh.Dia		0,6534		0,5686		-12,98%
Potência contratada, €/kWh.Dia		0,0368		0,0357		-2,99%

Handwritten notes and signatures:
 N.º
 J. P. B. S.
 P. C. C. S.
 U. M. F.
 L. L.
 A. C.
 V. J.

Tarifas de Acesso BTN (>20,7 kVA)	2014		2015		Variação 2015-2014	
Ponta, €/kWh		0,1922		0,1805		-6,09%
Cheio, €/kWh		0,0595		0,0727		22,18%
Vazio, €/kWh		0,0154		0,0262		70,13%
Potência, €/Dia	27,6	1,0145	27,6	0,9863	0,00%	-2,78%
Potência, €/Dia	34,5	1,2681	34,5	1,2329	0,00%	-2,78%
Potência, €/Dia	41,4	1,5217	41,4	1,4795	0,00%	-2,77%
Tarifas de Acesso BTN (<=20,7 kVA)	2014		2015		Variação 2015-2014	
Potencia: tarifa simples, bi-horaria e tri-horaria	1,15	0,0423	1,15	0,0411		-2,84%
	2,30	0,0845	2,30	0,0822		-2,72%
	3,45	0,1268	3,45	0,1233		-2,76%
	4,60	0,1691	4,60	0,1644		-2,78%
	5,75	0,2113	5,75	0,2055		-2,74%
	6,90	0,2536	6,90	0,2466		-2,76%
	10,35	0,3804	10,35	0,3699		-2,76%
	13,80	0,5072	13,80	0,4932		-2,76%
	17,25	0,634	17,25	0,6165		-2,76%
20,70	0,7609	20,70	0,7398		-2,77%	
Energia ativa						
Tarifa simples €/kWh		0,0832		0,0919		10,46%
Tarifa bi-horaria fora vazio €/kWh		0,1131		0,1190		5,22%
Tarifa bi-horaria vazio €/kWh		0,0359		0,0450		25,35%
Tarifa tri-horaria - Ponta		0,2244		0,2082		-7,22%
Tarifa tri-horaria - Cheia		0,0679		0,0968		42,56%
Tarifa tri-horaria - Vazio		0,0359		0,0450		25,35%

c) Análise das alterações verificadas

1. Da análise das alterações propostas, constata-se quanto à evolução das tarifas de acesso o seguinte:
 - a) O aumento do custo referente à energia supera a diminuição do custo da potência em ponta e potencia contratada, razão pela qual a ERSE indica aumentos de 6,8% em MAT, AT, MT e BTE e 6% na BTN, sendo que os aumentos são ainda maiores para quem modula mais, por efeito dos maiores aumentos em vazio e supervazio.
 - b) Os aumentos registados em vazio e supervazio são, comparativamente com os verificados em ponta e cheio, 3 vezes superiores na MAT, 2 vezes na AT, 1,6 vezes na MT e BTE e 3,2 vezes na BTN > 20,7kVA.
 - c) Esta situação configura uma penalização para os consumidores com maior capacidade de modulação, resultando assim em aumentos mais significativos (superiores à média),

Handwritten notes and signatures:
Rj
Bo
LMA
L
H
L
H
L

- tanto maiores quanto maior for a modulação dos seus consumos, podendo atingir aumentos médios da ordem de 9 a 10%.
- d) Igualmente se verifica o aumento da energia ativa de 25,35% das tarifas bi e tri-horária no período de vazio, na BTN <20,7kVA.
 - e) O aumento médio anual contínuo, no período de 1999 a 2015, situado entre os 10,3 e 5,6%, dependendo do nível de tensão, tem um impacto elevado sobre todos os consumidores, uma vez que não é possível atingir metas de eficiência energética que acompanhem e anulem os impactos dos aumentos verificados.
 - f) Acresce que, num cenário de inflação esperada de 1%, estes são aumentos reais de custo. Aumentos desta magnitude poderão ter impactos muito nocivos nos consumidores, quer domésticos quer industriais, e poderão, a curto prazo, tornar o preço da eletricidade proibitivo para um grande número de consumidores e levar à perda de competitividade das empresas que utilizam intensamente energia elétrica nos seus processos produtivos. Pode ainda continuar a retrair o crescimento do consumo com efeitos indesejáveis na integração dos custos e consequentes novos incrementos das tarifas.
2. Considerando que a modulação dos consumos é benéfica para todo o sistema, e a opção proposta é uma diminuição do incentivo à modulação, o CT entende que a ERSE deve esclarecer quais os fundamentos da opção de agravar mais as tarifas de vazio e supervazio e reconsiderar a distribuição proposta para os diferentes períodos horários, atendendo que a atual distribuição não está ajustada no âmbito do MIBEL.

II B.3. Mercado Livre e TVCF transitórias

1. Através do decreto-lei n.º 104/2010, de 29 de setembro foi definido o processo progressivo de eliminação das tarifas reguladas a clientes do continente, com consumos em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE).
2. Conforme publicação mensal da ERSE constata-se que o mercado liberalizado dos grandes consumidores, dos clientes industriais e dos clientes do segmento de pequenos negócios, após alguns anos com uma trajetória pouco consistente, tem vindo a consolidar-se
3. Através do decreto-lei n.º 75/2012, de 26 de março, foi estabelecido o processo de extinção das tarifas reguladas através da eliminação das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em BTN até 31 de dezembro de 2014 e até 31 de dezembro de 2015, consoante os clientes tenham potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA ou inferior a 10,35 kVA, respetivamente.
4. O CT lembra a sua recomendação pela de uma metodologia transparente para o cálculo do fator de agravamento. Este fator de agravamento deveria ter especial aplicação ao lado das tarifas transitórias ou com a data de extinção no final de dezembro de 2014.
5. A campanha informativa sobre a liberalização, a promover pela DGEG até 31 de dezembro de 2015, deverá ser lançada com a brevidade possível e recomenda o CT que a ERSE faça o inerente acompanhamento.

Handwritten notes and signatures:
12
P
V
LMA
AC

6. O CT deveria de ter acesso aos níveis de rentabilidade da CUR, com o objetivo de se assegurar de que não está a competir em situação de défice face aos Comercializadores do mercado livre:
- a) Atualmente não estão repercutidos na tarifa os custos reais de comercialização do CUR.
 - b) Devem ser definidos os critérios para atingir uma concorrência saudável através da convergência tarifária nos segmentos com tarifas bi-horárias e sazonais;
 - c) Neste sentido, as tarifas deverão ter em consideração os custos de comercialização e de atendimento aos Clientes próprios de Comercializadores com carteiras de Clientes bem reduzidas e com táticas de venda presencial onde os custos de comercialização são bem maiores do que uma CUR *standard*.

II C - QUALIDADE DE SERVIÇO

1. A qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, na dupla vertente técnica (continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão) e comercial, constitui um elemento central do modelo de regulação vigente, assente num elevado nível de proteção dos consumidores.
2. O CT tem vindo, por isso, desde há vários anos e de modo recorrente, a assumir a aposta na qualidade de serviço como aspeto essencial da avaliação do desempenho das empresas e do grau de satisfação dos consumidores de energia elétrica.
3. O CT reconhece e valoriza os ganhos alcançados em matéria de qualidade de serviço, nos últimos anos, pelas empresas reguladas, tendência que se manteve no ano de 2013, com reflexos muito positivos na ótica dos interesses dos consumidores e da eficiência do sistema elétrico.
4. O CT relembra que a partir de janeiro do corrente ano entrou em vigor um novo Regulamento da Qualidade de Serviço, o primeiro aprovado pela ERSE, que aponta novas exigências quanto à qualidade de serviço a prestar aos consumidores, aspeto que não pode deixar de ser tido em conta para o futuro, em especial, no quadro do processo de fixação de tarifas e preços de energia elétrica e de adoção de parâmetros para novos períodos de regulação.
5. Neste contexto, o CT retoma todas as suas anteriores recomendações exortando as empresas reguladas de transporte, de distribuição e de comercialização de energia elétrica a continuarem a investir na melhoria contínua da qualidade de serviço.
6. De igual modo, entende o CT que a ERSE deve, no quadro das suas competência de regulação, ter em consideração as novas exigências em matéria de qualidade de serviço e a necessidade de evitar a deterioração/erosão dos índices de qualidade alcançados nos últimos anos.

Handwritten signatures and initials:
P
R
S
LMA
AC
L

II D - PROPOSTA DE PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS PARA 2015

1. Nos termos do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) em vigor, compete à ERSE a fixação dos preços dos serviços regulados associados à atividade de distribuição (leitura extraordinária e serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia) e à atividade de comercialização (quantia mínima a pagar em caso de mora), segundo proposta das empresas reguladas.
2. Tal como recomendado pelo CT, a ERSE mantém os pressupostos que têm sido seguidos em anos anteriores, designadamente, a atualização do preçário aplicável atenta a justificação apresentada pela empresa e a necessidade de uma maior aderência, ainda que gradual, dos preços aos custos reais da prestação do serviço.
3. Nas RA's os preços a vigorar em 2015 resultam da aplicação do valor do deflator implícito do consumo privado previsto de 1,1%, com a exceção do aplicável para a quantia mínima em caso de mora que se mantém inalterável, tal como no Continente.
4. No Continente, a generalidade dos serviços apresentam um decréscimo de preço na ordem dos 0,2% com exceção dos serviços de leitura extraordinária e de restabelecimento urgente de fornecimento que apresentam uma variação de 5% face ao ano de 2014 e são fixados para o 1º trimestre de 2015.
5. O racional subjacente ao aumento justifica-se pela necessidade de refletir a alocação do custo ao consumidor que efetivamente o induz, notando o CT que já em 2014 estes serviços foram sujeitos a variações de igual montante.
6. Acresce que o regulador apresenta um preçário aplicável apenas para o primeiro trimestre fundamentando que a regra que vem sendo adotada para a estrutura de custos administrativos (20% sobre o custo da prestação de terceiros) deverá ser revisitada de modo a garantir que se adequa à realidade dos custos administrativos incorridos pelo operador.

III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supra mencionadas o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Em 17 de Novembro de 2014, o parecer que antecede foi votado na GLOBALIDADE COM
EXCEÇÃO DOS PONTOS DESTACADOS NA VOTAÇÃO
tendo sido APROVADO POR MAIORIA

com a seguinte votação:

Votos a favor ^{EDA nos termos do Anexo IV do VI}
~~EEET nos termos do Anexo VI do VI~~
 Voto a favor globalmente, excepto ponto II A.1, II B 2.2. a) 5. e II B.2.2. c) 1.f)

Luiz Paulo Marques Branco Pinto Simões - EDPSU - Comercialização de último recurso de electricidade que atua em todo o território do Continente

Voto a favor globalmente, excepto ponto II.A.1.

Paula Alexandra Melo Soares Almeida
 concessionária de ~~energia~~ Rede Nacional de transporte de electricidade

voto - favor globalmente, excepto pontos II A.1, II B 2.2. a) 5.

II B.2.2. c) 1. f e II A.2.2. c)

L. António Filipe Manuel Figueira, Estudos
 Económicos de distribuição de electricidade e BT

Voto a favor globalmente, com a excepção dos
 pontos II A.1, II A.2.2. c), II B 2.2. a) 5 e
 II B 2.2. c) 1. f)

Josepina Martins
 Entidade Reguladora Nacional de RNI

VOTO A FAVOR GLOBALMENTE, EXCEPTO PONTO II-A.2; A.2.2 a) e b); II-B.3;

A.2.1 b).
 Polícia com G. - Direcção Geral do Consumidor (DGC).

- Comercializadores/mercado livre Anexo I

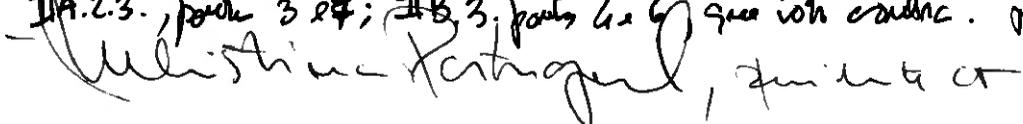
- ANMP / VOTA FAVORAVELMENTE E NA GLOBALIDADE O PARECER,

EXCEPTO O ENUNCIADO EM "ABSTENÇÕES".


DECORRENTEMENTE CONSIDERAR MALICIOSO EXCETO II A.2, II A.2.2, II A.2.3, II B.3 e II A.2.1

- voto FAVORAVELMENTE O PARECER NA SUA GLOBALIDADE, COM
 EXCEÇÃO DOS PONTOS II-A.2 -, A.2.2.a) e b), II -B.3, e A.2
 1. b).  (UGC).

- VOTO FAVORAVELMENTE O PARECER NA GLOBALIDADE, EXCEPTO: PONTO II A.2.1-3.15; II A.2.2. a);
 II A.2.3., ponto 3.17; II B.3. ponto 6.6 que não contém pareceres (p. 1)



II-A.2 ; II-A.2.2.a) e b) ; II-B.3 (ABSTENÇÃO)

Página com 60 - DGC

-A.N.M.P. / Ic ; IIA.2.2 a) b) e c) ; IIB.1.5) / ABSTENÇÃO

~~II-A.2~~

- Pontos II-A.2., II-A.2.2.a) e b) ; II-B.3 (VGE).



NOME	ENTIDADE REPRESENTADA	ASSINATURA
Eng.º Alfredo Manuel da Silva Rocha	Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANP)	—
Eng.º António Cavalheiro	Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - (APIGCEE)	ANEXO I
Dr. Eduardo Quinta Nova	Representante da UGC	—
Eng.º Francisco Teixeira	Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (FENACOOP)	ANEXO II
Dr. Mário Agostinho Reis	Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	ANEXO III
Dr. Fernando Manuel Rodrigues Ferreira	Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)	ANEXO IV; ANEXO V
Eng.º Rafael Benjumea Granados	Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre	ANEXO VI
Eng.ª Joana Simões	Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (EDP- Serviço Universal)	ANEXO VII
Prof. Luis Marcelino Ferreira	Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	ANEXO VIII ANEXO XVII
Eng.º Joaquim Correia Teixeira	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (EDP-Distribuição)	ANEXO IX ANEXO VIII
Dra. Maria Cristina Portugal	Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 212/2012 de 25 de setembro de 2012	<i>Maria Cristina Portugal</i>
Eng.ª Maria Manuela Moniz	Representante cooptado entre as associações de defesa dos consumidores e os representantes dos consumidores de eletricidade em MAT, AT e MT.	<i>Maria Manuela Moniz</i>
Dr. Nuno Gomes	Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira - ACM representação assegurada pela - (DECO)	ANEXO XIII
Dra. Patrícia Gomes	Representante da Direção-Geral do Consumidor - (DGC)	<i>Patrícia Gomes</i>
Dr.ª Paula Alexandra Soares Almeida	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	ANEXO IX
Dr. Rui Miguel de Aveiro Vieira	Representante das empresas do sistema elétrico da região Madeira - (EEM)	ANEXO VI ANEXO X
Dr. Vítor Machado	Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (DECO)	ANEXO XI

Ex. Ma Sr^a. Presidente do Conselho Tarifário

Dr^a Maria Cristina Portugal

Na qualidade de representante dos consumidores de MAT, AT e MT, venho pelo presente documento manifestar o meu voto favorável ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017, com exceção dos pontos II A.2.-Proveitos permitidos, na parte da Metodologia de cálculo do WACC, II A.2.1 Transporte, II A.2.2 Distribuição e II B.1 estrutura tarifária, ponto 5, em que voto contra e os pontos relativos ao CUR (II A.2.3 e II B.3) em que me abstenho, pela razões explicitadas na declaração de voto que junto apresento.

DECLARAÇÃO DE VOTO (representante dos consumidores de MAT, AT e MT)

1. Os valores de aumento das tarifas de Acesso indicados pela ERSE, de 6,3% para 2015, para os consumidores em MAT, AT e MT, são muito elevados, registando-se nos casos com maiores níveis de modulação aumentos ainda maiores, na ordem de 9 a 10%, situação esta, tanto mais grave, quanto como afirmado pela ERSE, os aumentos médios anuais de 1999 a 2015 são respetivamente 10,3%, 9,5% e 5,7%.
2. Os referidos aumentos decorrem diretamente do aumento de proveitos que nas tarifas de 2015 assumem +199M€ do que em 2014, o que demonstra que o aumento do montante global de custos a incorporar nas tarifas não se encontra estabilizado, com a agravante de que enquanto os custos aumentam incessantemente o consumo encontra-se estagnado em valores da ordem dos de 2007.
3. A não serem tomadas medidas de contenção dos custos globais do sistema, ocorrerão novos aumentos das tarifas de acesso nos próximos anos, o que afeta a competitividade dum vasto conjunto de empresas, em grande parte exportadoras de bens transacionáveis, podendo levar a reduções de consumo por diminuição da atividade e consequentes novos aumentos já que o SEN não se ajusta á diminuição da procura, como é normal em qualquer mercado, sendo que pelo contrario, neste caso, a diminuição da procura faz aumentar os preços pela rigidez dos custos.
Esta progressão em contínuo aumento dos custos unitários das tarifas de acesso às redes é **inaceitável** colocando em risco o crescimento da economia nacional através da reindustrialização do país e consequente promoção do emprego.
4. Em rigor a gestão do SEN deveria ter um montante global de custos de referência, considerados comportáveis, equivalente a um valor de orçamento global anual, o que não acontece. Em vez disso existem imensos mecanismos, incentivos, custos aceites, custos permitidos, todos tratados de forma determinista e autónoma, que não se

subordinam a um valor global, e que por isso assumem sempre cumulativamente um valor crescente que determina o montante global de proveitos.

Deste modo são as partes que determinam o todo, mesmo que não comportável e não as partes que têm de ser ajustadas ao todo comportável.

Enquanto não for possível rever o modelo regulatório existente, a par de medidas concretas de redução dos inputs de maior valor, devem ser limitadas transversalmente todo um conjunto de inputs dependentes de decisões regulamentares, mais geríveis, tais como os incentivos e algumas remunerações diversas, ou mesmo limitar ou condicionar a sua aplicação, ou suspendendo-as se necessário, até que seja possível inverter as atuais tendências de crescimento incomportável das tarifas de acesso.

5. Assim **o voto contra**, nos pontos **II A.2.-Proveitos permitidos, II A.2.1 Transporte, e II A.2.2 Distribuição**, deve-se a que no texto dos mesmos, se defende a estabilização das remunerações que lhe estão associadas e a obtenção de valores mais garantidos, o que é contrário à necessária redução dos custos globais do SEN e a redefinição de parâmetros para o período regulatório 2015-2017, deve nestes e noutros pontos, em que tal seja possível, mesmo os não referidos no parecer, contribuir para a redução já que noutros fatores de custo mais blindados tal não tem sido conseguido de forma suficiente.
6. Quanto ao problema das perdas, consideramos que se trata dum problema muito sério, que carece de aprofundamento, pois existe falta de informação objetiva de desagregação por tipo de perdas e suas causas, pelo que não se concorda com medidas avulsas, não suportadas em informação qualificada, para fundamentar o agravamento dos preços da energia reativa, constante de **II B.1 estrutura tarifária, ponto 5**, e **por isso votamos contra este ponto**, tanto mais que a energia reativa já foi aumentada significativamente há algum tempo atrás.
7. Relativamente às medidas referentes ao CUR **abstemo-nos** no referente aos pontos (**II A.2.3 e II B.3**), porque representamos fundamentalmente clientes já no mercado livre, mas sendo o CUR o único grupo de clientes com aumentos controlados, entendemos que deverá ser ajustada a dimensão da estrutura de funcionamento do CUR, às reais necessidades, de modo a não se gerarem sobrecustos que estes consumidores não consigam suportar e possam vir mais tarde a passar para o deficit tarifário, ou impactar nos custos doutros consumidores que não contribuíram para a sua existência.



António Moreira Cavalheiro

Lisboa 17/11/2014

Parecer sobre

"Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017"

SENTIDO DE VOTO DA FENACOOOP

1. Votamos favoravelmente o Parecer elaborado pelo Conselho Tarifário na sua generalidade, sendo esse sentido de voto enquadrado nos termos da Declaração de Voto que apresentamos;
2. Em termos específicos, votamos negativamente o seguinte: II B.3. Mercado Livre e TVCF transitórias, número 6, alínea c).

DECLARAÇÃO DE VOTO

1. A votação genérica favorável ao Parecer, mesmo relativamente a aspetos que preferíamos ver formulados de forma a propiciar melhores conclusões, pretende reconhecer os esforços de consenso demonstrados pelos Conselheiros, enquanto representantes de interesses inerentemente divergentes.

2. Congratulamo-nos com as referências no parecer do CT aos principais aspetos que condicionam negativamente o sistema elétrico nacional, nomeadamente:

2.1 Dívida tarifária

Apesar das chamadas de atenção que se têm intensificado nos últimos anos, a dívida tarifária e os respetivos juros continuam a aumentar em 2015. Sem que seja apresentado, como o CT exige e bem, o plano de medidas anunciado pelo governo para eliminar a dívida tarifária até 2020.

2.2 Fatura de fornecimento de energia elétrica

a) Os custos suportados na fatura da eletricidade continuam a aumentar, sobretudo na componente não relacionada com o preço ou comercialização de energia, a Tarifa de Acesso às Redes, cujo ritmo de crescimento não abranda, correspondendo em 2015 a um aumento médio de 6,3%, semelhante ao que já tinha ocorrido em 2014;

b) Os elevados custos do fornecimento de energia elétrica são muito evidentes na comparação com os outros países do nosso espaço político e económico, sobretudo quando ponderados com os rendimentos das respetivas populações. Penalizam a população em geral e a competitividade que se exige à economia nacional.

2.3 Tarifa de Acesso às Redes e CIEG

a) O grande aumento da Tarifa de Acesso às Redes em 2015 não se deve aos proveitos das empresas que gerem as redes de transporte e distribuição, mas sim ao aumento em 21% da componente Uso Global do Sistema, que recupera os CIEG (custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral);

- b) Entre os CIEG destacam-se as compensações aos produtores de eletricidade em Regime Especial, no âmbito de políticas energéticas mal estruturadas e insustentáveis impostas pelos últimos governos. As recentes medidas para conter o aumento dos CIEG não foram suficientes para que o seu impacto diminuísse nas tarifas de 2015.
3. Poderão não ter ficado suficientemente explícitas no Parecer do CT algumas potencialidades de redução nas Tarifas, por via da redução da remuneração das empresas reguladas. Contudo, consideram-se positivas as tendências globalmente propostas pela ERSE, mantendo a obrigação das empresas atingirem metas de eficiência na sua estrutura de custos (embora diminuindo a exigência das mesmas).
4. São igualmente positivas as recomendações contidas no Parecer para que a ERSE garanta uma aproximação entre os custos eficientes das empresas e os proveitos permitidos, melhorando o esforço de clarificação e fundamentação das suas decisões, e promovendo os necessários ajustamentos para evitar discrepâncias não compatíveis com os interesses dos consumidores ou com as realidades económicas do país.
5. A votação desfavorável da alínea indicada, uma das poucas sujeitas a votação uninominal entre os Conselheiros, explica-se pelo seguinte: consideramos que o investimento necessário à inserção de novos comercializadores no mercado deverá ser suportado pelas respetivas empresas e não pelos consumidores.
6. A FENACOOP, enquanto representante dos consumidores, mantém-se naturalmente disponível para procurar, com todas as suas congéneres, tecido empresarial e entidades governamentais, as soluções de política energética mais favoráveis às populações e à economia, e também para participar, de forma crítica e construtiva, em todos os esforços de regulação dentro do atual quadro, mas tendo presente o seguinte:
- a) O melhor caminho para otimizar o sistema elétrico nacional, ultrapassando os problemas verificados e propiciando as soluções mais adequadas e eficientes, provavelmente não é o que tem sido imposto pelos governos e pela integração europeia: desmembramento das empresas e privatização dos vários segmentos resultantes, para funcionarem em regime de mercado concorrencial ou como concessionárias reguladas nas atividades não liberalizadas;
- b) Os aspetos negativos do modelo seguido são ainda agravados por várias políticas governamentais, com metodologias de implementação e resultados assaz discutíveis, que redundam inevitavelmente no agravamento da fatura "elétrica" paga pelos consumidores.

O representante da FENACOOP no Conselho Tarifário

Francisco Teixeira

17-11-2014

ANEXO III



ACRA - ASSOCIAÇÃO DOS CONSUMIDORES DA REGIÃO AÇORES

Pessoa Coletiva de Utilidade Pública

(Despacho N° 1950-2013, publicado na II Série, do Jornal Oficial N° 216 de 2013-11-07)

Declaração de Voto

A ACRA-Associação dos Consumidores da Região Açores, na qualidade de representante dos consumidores dos Açores vota favoravelmente o parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para Energia Eléctrica e Outros Serviços. em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017" na sua globalidade

Todavia, vota contra o ponto "A.2.4 Regiões Autónomas", no qual não se revê totalmente, em particular no que diz respeito à sua alínea c) "Convergência Tarifária entre as RA's e Portugal continental", n.ºs 5 e 6, e ainda, por discordar quer das regras de convergência que, embora se reconheça, que vêm mitigar em boa parte a sua proximidade do custo real, ainda assim, não levam, suficientemente em consideração a especificidade da Região Autónoma dos Açores, constituída por um arquipélago situado a cerca de 1500Km de distância do continente português e com uma população aproximada de 250.000 pessoas, dispersas por 9 ilhas com problemas sérios de economia de escala. De onde, a existir, uma tal diferenciação só poderia ser simbólica.

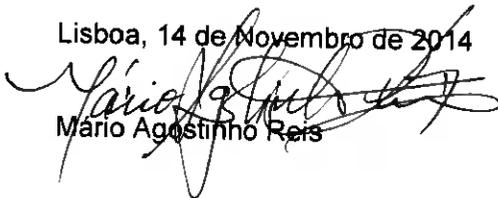
Acresce que, decorrente desta realidade e para agravar o problema, os Açores estão ainda sujeitos, vai para 50 anos, ao monopólio de um único fornecedor de combustíveis fósseis que, como é sabido, constituem a maior fonte de produção de energia eléctrica do arquipélago (cerca de 70%), o que tem como consequência, uma enorme dependência de toda a economia dos Açores.

Por último, porém, não menos importante, porque as Regiões Autónomas são postas todas no mesmo saco como se se tratasse de uma mesma realidade quando na verdade são realidades bem distintas, quer pela sua distância do continente, quer pelo número de ilhas que as compõem, quer ainda, pela sua diferente densidade populacional, o que, mais uma vez, volta a ter um impacto tremendo, sobretudo na vertente de custos, sendo este um factor exógeno que a Região não controla de todo.

Assim sendo, entendemos que haveria que tratar de forma diferente o que é efectivamente diferente, e na medida da sua diferença, e isso, não é contemplado pela proposta, e tão pouco é evidenciado no parecer, que neste particular, segue a matriz da proposta.

Daqui decorre um aumento agravado do custo de energia eléctrica nos Açores, o que tem impactos negativos, óbvios nos orçamentos familiares dos consumidores e bem assim das empresas não contribuindo em nada para o frágil equilíbrio da economia da Região, concorrendo antes, para o seu agravamento, razão porque não podemos dar o nosso concordar com a esta parte do parecer.

Lisboa, 14 de Novembro de 2014


Mário Agostinho Reis

EDA

Electricidade dos Açores

ANEXO IV

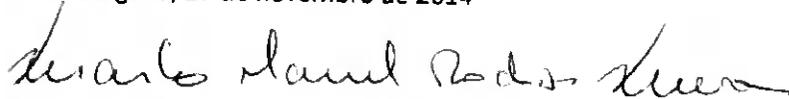
Declaração de voto do representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017"

O representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, vota favoravelmente na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017", com exceção dos seguintes pontos, em que se vota:

- contra o ponto II A.1,
- abstenção, ponto II B.2.2.a)5. e II B.2.2.c)1.f),

nos termos da Declaração de voto dos representantes da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND), das entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT), do comercializador de último recurso de eletricidade que atua em todo o território do continente, das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores e das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira.

Ponta Delgada, 17 de novembro de 2014



Fernando Manuel Rodrigues Ferreira

VOTO DOS COMERCIALIZADORES PARA O MERCADO LIBRE 17 Nov. 2014

Sentido global do voto

FAVORAVEL

Pontos em contra

NENHUM

Pontos em abstenção

II.A.1

II.B.5 O CT deve ponderar melhor os comentários da política energética.

Declaração particular

Para além das medidas referentes as perdas não técnicas expressas no parecer os Comercializadores considera-mos que as mesmas não deveriam ser parte da energia a liquidar por nos.

Com os nossos cumprimentos

Rafael Benjumea / Francisco Rueda

Declaração de voto dos representantes da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND), das entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT), do comercializador de último recurso de eletricidade que atua em todo o território do continente, das empresas do sistema eléctrico da Região Autónoma dos Açores e das empresas do sistema eléctrico da Região Autónoma da Madeira, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e Parâmetros para o Período de Regulação 2015-2017"

parâmetros desgarrados da fórmula de cálculo com o objectivo de baixar artificialmente as taxas de remuneração.

6. Relativamente ao ponto 2. a) do Parecer, não se entende que seja só posto em causa o período para o cálculo da taxa de juro sem risco, sem ter em conta a necessária coerência com o período de cálculo do prémio de risco do país. Também a ERSE não é consistente ao usar a média de 5 anos para a taxa de juro sem risco e de 15 anos para o prémio de risco do país. Note-se que a escolha do período de 15 anos não considera o facto de, na maior parte dos anos que compõem a média calculada pela ERSE, Portugal ter um prémio de risco do país igual ou próximo de zero.
7. Quanto à taxa de imposto, não estando o Orçamento de Estado para 2015 ainda aprovado, considera-se que o cálculo do custo do capital deve assumir a taxa de imposto em vigor e que foi proposta pela ERSE.
8. Para a definição dos parâmetros 2012-2014, a ERSE menciona que a série histórica de Dimson, Marsh e Staunton, que contém informação de 1900 a 2013 de 19 países, configura a prática seguida pela maioria dos reguladores europeus para a estimativa do prémio de risco do mercado. De facto, a maioria das decisões, de acordo com a descrição na tabela da Proposta da ERSE (página 196 do documento dos Parâmetros), contém um prémio de risco de mercado que se apoia em estudos de especialistas que realizam estimativas a partir de séries históricas. No entanto, observa-se que há

Almeida
[Handwritten signature]
CMF
[Handwritten signature]

Declaração de voto dos representantes da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND), das entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT), do comercializador de último recurso de eletricidade que atua em todo o território do continente, das empresas do sistema eléctrico da Região Autónoma dos Açores e das empresas do sistema eléctrico da Região Autónoma da Madeira, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e Parâmetros para o Período de Regulação 2015-2017"

decisões muito discrepantes da média (p.ex. 0,5%), o que leva a pensar que os reguladores desses países poderão ter aplicado critérios muito distintos, suscitando dúvidas sobre a utilização desses resultados.

9. No que respeita à limitação da indexação, caso a ERSE tivesse considerado um custo do capital mais alinhado com o efetivo custo do capital das empresas acima mencionado, a banda de variação passaria a estar ajustada relativamente ao valor base.
10. Por último, atendendo à situação excecional de crise financeira agudizada ocorrida no início do período regulatório 2012-2014, é perfeitamente justificável a alteração da sensibilidade do custo do capital à variação das OTs realizada pela ERSE. Na realidade, a relação teórica entre o custo do capital e o valor das OTs portuguesas justificaria uma sensibilidade ainda superior à fixada pela ERSE, pelo que não se compreende o ponto 2. e) constante do Parecer.

Maria
JA
CMF
Spis

Declaração de voto dos representantes da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND), das entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT), do comercializador de último recurso de eletricidade que atua em todo o território do continente, das empresas do sistema eléctrico da Região Autónoma dos Açores e das empresas do sistema eléctrico da Região Autónoma da Madeira, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e Parâmetros para o Período de Regulação 2015-2017"

Justificação da abstenção relativamente aos pontos II B.2.2.a)5. e II B.2.2.c)1.f)

Este ponto do Parecer, que reitera a necessidade de implementação de medidas adicionais de redução dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados, traduz um comentário que extravasa as competências próprias do CT, nomeadamente com matérias de âmbito legislativo.

Luís António da Silva
ESA, S.A. - Companhia de Electricidade dos Açores

Paulo Miguel Azeiteiro V. Silva
EEH, S.A. - Empresa de Electricidade do Madeira

Jorge António da Silva
EDP J - Representante da RND

Luís Afonso Mendes
Representante dos ORDBT

João Gomes da Silva
EDP SU - Comercializador de último recurso de electricidade que actua em todo o território do continente

Declaração de voto dos representantes da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND), das entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e Parâmetros para o Período de Regulação 2015-2017"

Justificação do voto contra o ponto II A.2.2.c) do Parecer

1. O PDIRD-E ao ser aprovado pelo Governo e a sua execução permanentemente monitorizada pela ERSE, conforme previsto no Decreto-Lei n.º 215-B de 8 de outubro de 2012, é uma alternativa à aplicação do mecanismo de limitação ao investimento excessivo nas redes de AT/MT tal como a Entidade Reguladora considerou.
2. Recorda-se que o mecanismo de limitação ao investimento excessivo nunca foi aplicado no passado, quer para o investimento em AT/MT quer em BT, pelo que se pode deduzir que o risco de sobre investimento é muito reduzido.
3. Face ao exposto não se entende o explanado no Parecer devido ao escrutínio a que este processo é sujeito e ao realizado no passado.
4. Finalmente, a penalização prevista de 1% para o investimento excessivo nas redes de BT é significativa face à taxa de remuneração base de 6,75%, traduzindo-se num corte de ~15%, pelo que, a ser revista, deve ser em baixa.

Representante da (RND)
Jorge Almeida
L. A. F. Melo
Representante do ORDBT



VOTO

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

O Representante dos Consumidores da Região Autónoma da Madeira **vota favoravelmente** a generalidade do parecer do Conselho Tarifário - secção do setor elétrico, incide sobre a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017”, com a exceção dos seguintes pontos, em conformidade com declaração de voto anexa:

- Vota “**CONTRA**” os pontos:
 - II A.2. – Proveitos permitidos (Metodologia de cálculo do WACC)
 - II A.2.2. – Distribuição [alínea a)]
 - II A.2.3 – Comercialização de último recurso
 - II B.3 – Mercado livre e TVCF transitórias

- “**ABSTÉM-SE**” no ponto:
 - II A.2.1 – Transporte [alíneas b);c)]

ERSE – Conselho Tarifário, 17 de novembro de 2014

O Representante dos Consumidores da Região Autónoma da Madeira

(Nuno Gomes)



DECLARAÇÃO DE VOTO

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

O presente parecer do Conselho Tarifário - secção do setor elétrico, incide sobre a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017” apresentada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

A DECO manifestou o seu voto **CONTRA** nos pontos a seguir apresentados por manifestamente apresentar posições contrárias aos interesses dos consumidores:

• *II A.2. – Provedos permitidos (Metodologia de cálculo do WACC)*

Não é possível, nem defensável, que as metodologias de determinação dos parâmetros do Custo de Capital se mantenham idênticas, em todos os períodos regulatórios, como é afirmado. A estabilidade regulatória é um princípio a preservar dentro de cada período regulatório mas cada novo período é precisamente a oportunidade adequada para a Entidade Reguladora procurar (e adequar) os melhores métodos de aproximação à realidade e contexto em que se inserem as empresas reguladas e os consumidores. Tal está perfeitamente descrito no ponto II A.1., onde se defende, naturalmente, que as alterações, ao ocorrerem, devem ser justificadas.

• *II A.2.2. – Distribuição [alínea a)]*

Não se pode aceitar o pedido de revisão, em baixa, do fator de eficiência associado à atividade de distribuição de energia elétrica proposto para o próximo período regulatório sob pretexto das metas impostas no passado terem sido “exigentes” e a empresa ter desenvolvido “esforços” para o seu cumprimento. A meta de eficiência proposta pela ERSE encontra-se no intervalo de referência que resultou do estudo de suporte. A sua aproximação ao limite superior do intervalo corresponde a uma esperada, e desejável, regulação exigente.

• *II A.2.3 – Comercialização de último recurso*

Atento ao resultado do estudo para apurar o custo médio para a atividade de comercialização, ressalta que o valor referente à EDP, SU foi determinado em 13,285 €/cliente (valores de 2013). O valor de referência proposto pela ERSE para

o próximo período regulatório, para a referida empresa, é de 17,72€/cliente o que está em linha com a expectável diminuição do seu volume de clientes, entre outros fatores. O pedido expresso para fixar esse parâmetro em 21,91€/cliente, média da amostra do conjunto dos comercializadores de eletricidade e gás natural de último recurso, não encontra sustentação.

• **II B.3 – Mercado livre e TVCF transitórias**

A redação deste ponto levanta dois aspetos com os quais os consumidores não podem concordar. Por um lado, e sem prejuízo de ser óbvia a necessidade, já expressa em pareceres anteriores, por uma partilha transparente da metodologia que fixa o chamado “fator de agravamento”, tal não pode significar que o agravamento das tarifas transitórias deva ter maior incidência, entenda-se impacto, com o aproximar do fim das tarifas transitórias. A liberalização do mercado, com a consequente passagem dos consumidores do mercado regulado para o mercado livre, não pode ser um fim em si mesmo, sendo que devem ser melhores condições e competitividade a alicerçarem essa transferência. A liberalização do mercado não pode ser imposta contra os interesses dos consumidores, o que seria um total paradoxo.

Por outro lado, não se entende a referência à “concorrência” do comercializador de último recurso (CUR) face aos comercializadores livres. O CUR não compete, de todo, no mercado pois não é possível estabelecer qualquer novo contrato de fornecimento de eletricidade com o CUR, exceto tarifário social.

A DECO manifestou o seu voto ABSTENÇÃO no ponto seguinte:

• **II A.2.1 – Transporte [alíneas b);c)]**

Por considerar que o seu conteúdo não assegura, na plenitude, a visão dos consumidores.

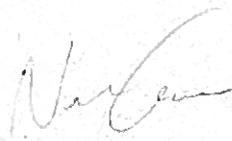
Relativamente ao incentivo à disponibilidade dos elementos da RNT, consideramos que a proposta da ERSE deveria ser mais objetiva quanto ao sentido de regulação subjacente. Julgamos que congelar o mecanismo para o próximo período regulatório, desenvolvendo estudos para a sua eventual retoma no período 2018-2020, não configura uma boa prática regulatória atendendo à necessidade de sinais claros para a REN sobre este importante indicador da qualidade de serviço. A manutenção do incentivo para o próximo período regulatório, tal como mencionado no parecer, é uma solução mais estável, mas pode não implicar, necessariamente, os mesmos montantes ou condições do passado.

No que diz respeito ao mecanismo de valorização do investimento a custo de referência, a DECO concorda com o interesse da apresentação dos benefícios que o mesmo induziu no sistema elétrico e está genericamente de acordo com as novas condições da sua aplicação para o próximo período regulatório, em particular a diminuição dos prémios de remuneração ao investimento considerado eficiente e aumento dos fatores de eficiência dos custos de referência. Ainda assim, um mecanismo que beneficiou 90% dos investimentos da regulada, no passado, só pode estar mal calibrado. Sugerimos que a ERSE reveja a formulação da base de incidência dos

investimentos sujeitos a este mecanismo, em particular a revisão em baixa do rácio CRef/CReal.

ERSE – Conselho Tarifário, 17 de novembro de 2014

O Representante dos Consumidores da Região Autónoma da Madeira



(Nuno Gomes)

A concessionária da Rede Nacional de Transporte vota favoravelmente todos os pontos do parecer em epígrafe com exceção do ponto II-A.1 "Remuneração do capital das entidades reguladas no período regulatório 2015-2017" em relação ao qual vota contra.

O operador da rede de transporte de energia elétrica não pode deixar de rejeitar o conteúdo do ponto II.A.1 e por isso votar contra, por considerar que apresenta uma visão discricionária e parcial do cálculo do custo de capital e dos seus parâmetros. O cálculo dos parâmetros do custo de capital deve a todos os níveis minimizar a discricionarieidade da sua determinação com recurso sempre que possível a valores de mercado observáveis, em períodos de tempo consistentes.

O texto do Parecer (II-A.1) refere as decisões da ERSE, mas solicita o Regulador a rever, de forma parcial e não abrangente, alguns dos parâmetros da metodologia de cálculo do custo de capital. Considerando que o cálculo apresentado pela ERSE resulta numa redução sem precedentes do valor do custo de capital, não refletindo adequadamente os custos e riscos percebidos pelos investidores e a gestão eficiente do custo da dívida, não se entende o propósito do ponto. Só assim se justifica que se admita como justa uma remuneração abaixo do valor fixado em Espanha quando é do conhecimento comum que o risco país em Portugal é superior. Em complemento, os argumentos apresentados incluem um conjunto de inconsistências que se passam a referir e com os quais se discorda frontalmente.

A simples manutenção do modelo CAPM pela ERSE no cálculo do custo de capital próprio não promove, *per si*, "...as desejáveis características de previsibilidade e estabilidade regulatórias." Os métodos de aferição dos diferentes parâmetros desse modelo devem, também eles, obedecer a critérios objetivos, fixados sem ambiguidade e assentes em valores de mercado consistentes.

Constata-se que no início de cada período de regulação, ou seja a cada ano e meio (períodos de regulação relativos aos sectores da Electricidade e do Gás Natural), os métodos de aferição dos parâmetros diferem entre si, designadamente a taxa de juro sem risco, o prémio de risco do país e o prémio de risco de mercado, sem alterações de circunstâncias económicas e/ou financeiras que justifiquem tais diferenças. Por outro lado, e relativamente ao custo do capital alheio, os cálculos assentam num prémio de risco da dívida cuja sustentação financeira não é demonstrada.

A REN reforça, mais uma vez, que a previsibilidade e a estabilidade regulatória são induzidas pela consistência e harmonização entre os vários exercícios de cálculo do custo de capital das empresas reguladas, sob pena de o risco percebido pelos investidores aumentar sempre que se inicie um novo período de regulação.

Taxa de juro sem risco, prémio de risco de mercado, prémio de risco do país

O período de aferição da taxa de juro sem risco não pode ser dissociado dos restantes parâmetros do custo de capital, pois é uma variável fundamental para a determinação, quer do custo de capital

próprio, quer do custo de capital alheio. A alteração do período de aferição implicaria o ajuste coincidente de outros parâmetros do modelo.

A introdução do prémio de risco do país no prémio de risco de mercado não é comum. De facto, a metodologia seguida pela ERSE diferencia o efeito do prémio de risco de país no custo de capital, por empresa, através do respetivo indicador de risco sistemático. Tratando-se de um fator de risco que afeta o país como um todo, este deveria ter um impacte semelhante nas diferentes empresas reguladas.

O prémio de risco do país deve ser adicionado à taxa de juro sem risco, pois as empresas reguladas estão igualmente expostas ao risco do país, fator de risco que deverá proporcionar um impacto idêntico no seu custo de capital.

Mecanismo de indexação

O indexante apresenta uma relação direta com o cálculo do custo de capital, sendo que o risco não é simétrico à sua subida ou descida.

Uma descida do indexante face à situação atual, em que o custo da dívida implícito no valor inicial da taxa de remuneração está já abaixo do custo médio da dívida da empresa, pode prejudicar o serviço da dívida, uma vez que a sua capacidade de reação a alterações conjunturais nas condições de financiamento é naturalmente limitada.

Da mesma forma, uma subida das taxas de rendibilidade das OT para níveis muito elevados acarreta uma enorme pressão no custo de capital das empresas devido ao maior prémio de risco do país e prémio de risco da dívida, este último em consequência da descida das notações de crédito por parte das agências de *rating*. Neste contexto, a consequente subida do custo de capital da empresa terá de ser acompanhada pela taxa de remuneração dos ativos, por forma a garantir o seu equilíbrio económico-financeiro.

Nas atuais circunstâncias, a simetria do mecanismo implicaria considerar valores negativos das taxas de rendibilidade das OT e conduziria a valores mínimos da taxa de remuneração muito abaixo do custo da dívida. Implicaria igualmente limites máximos de rendibilidade irrealistas, atendendo aos efeitos que uma situação de elevadas taxas de rendibilidade nas OT teria em termos de prémio de risco do país e prémio de risco da dívida em empresas com 100% da sua atividade realizada em Portugal.

Lisboa, 17 de Novembro de 2014

Paula Alexandra Melo Soares Almeida

Concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade



Declaração de voto do representante da EEM ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017"

O representante da EEM, globalmente, vota favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário, relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017". No entanto, vota contra o ponto II A.2.4. a) nº 4, e subscrive a declaração conjunta das empresas reguladas (com exceção da REN) sobre os pontos II A.1, II B.2.2.a)5. e II B.2.2.c)1.f)., ou seja:

Contra: II A.1 e II A.2.4. a) nº 4;
Abstenção: II B.2.2.a)5. e II B.2.2.c)1.f).

No que concerne ao ponto II A.2.4. REGIÕES AUTÓNOMAS a), Fatores de eficiência para o período de regulação 2015-2017 a EEM vota contra o articulado na alínea 4 "O Conselho Tarifário apoiaria uma iniciativa das empresas reguladas, ressaltando que os respetivos custos não devem ser repercutidos nas tarifas pagas pelos consumidores, no sentido de promover um procedimento que permitisse identificar de forma clara os custos eficientes - OPEX, por ilha, de cada Região Autónoma, para a produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica na medida em que tal se poderia revelar benéfico, quer para as empresas quer para os consumidores" por considerar não fazer sentido que os custos relativos a estudos de eficiência nas Regiões Autónomas, não sejam repercutidos nas tarifas, tal como tem vindo a suceder com os estudos sobre a eficiência da Rede de Transporte e Distribuição da parcela continental do território português, até porque, tal como reconhece o CT, os benefícios vão recair sobre as empresas e os consumidores, ou seja, sobre o sistema elétrico nacional.

Funchal, 17 de novembro de 2014

Rui Miguel Aveiro Vieira

(Representante da EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.)



A DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, vota o parecer "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017" nos seguintes termos e de acordo com a declaração de voto anexa.

- Vota "CONTRA" os pontos:
 - II A.2. - *Proveitos permitidos (Metodologia de cálculo do WACC)*
 - II A.2.2. - *Distribuição [alínea a)]*
 - II A.2.3 - *Comercialização de último recurso*
 - II B.3 - *Mercado livre e TVCF transitórias*

- "ABSTENÇÃO" no ponto:
 - II A.2.1 - *Transporte [alíneas b);c)]*

- Vota "A FAVOR" nos restantes pontos

Lisboa, 15 de Novembro de 2014

Vitor Manuel Figueiredo Machado

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE/Secção elétrica



DECLARAÇÃO DE VOTO

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

O presente parecer do Conselho Tarifário - secção do setor elétrico, incide sobre a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017” apresentada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

A DECO manifestou o seu voto **CONTRA** nos pontos a seguir apresentados por manifestamente apresentar posições contrárias aos interesses dos consumidores:

• *II A.2. – Proveitos permitidos (Metodologia de cálculo do WACC)*

Não é possível, nem defensável, que as metodologias de determinação dos parâmetros do Custo de Capital se mantenham idênticas, em todos os períodos regulatórios, como é afirmado. A estabilidade regulatória é um princípio a preservar dentro de cada período regulatório mas cada novo período é precisamente a oportunidade adequada para a Entidade Reguladora procurar (e adequar) os melhores métodos de aproximação à realidade e contexto em que se inserem as empresas reguladas e os consumidores. Tal está perfeitamente descrito no ponto II A.1., onde se defende, naturalmente, que as alterações, ao ocorrerem, devem ser justificadas.

• *II A.2.2. – Distribuição [alínea a)]*

Não se pode aceitar o pedido de revisão, em baixa, do fator de eficiência associado à atividade de distribuição de energia elétrica proposto para o próximo período regulatório sob pretexto das metas impostas no passado terem sido “exigentes” e a empresa ter desenvolvido “esforços” para o seu cumprimento. A meta de eficiência proposta pela ERSE encontra-se no intervalo de referência que resultou do estudo de suporte. A sua aproximação ao limite superior do intervalo corresponde a uma esperada, e desejável, regulação exigente.

• *II A.2.3 – Comercialização de último recurso*

Atento ao resultado do estudo para apurar o custo médio para a atividade de comercialização, ressalta que o valor referente à EDP, SU foi determinado em 13,285 €/cliente (valores de 2013). O valor de referência proposto pela ERSE para

o próximo período regulatório, para a referida empresa, é de 17,72€/cliente o que está em linha com a expectável diminuição do seu volume de clientes, entre outros fatores. O pedido expresso para fixar esse parâmetro em 21,91€/cliente, média da amostra do conjunto dos comercializadores de eletricidade e gás natural de último recurso, não encontra sustentação.

• **II B.3 – Mercado livre e TVCF transitórias**

A redação deste ponto levanta dois aspetos com os quais os consumidores não podem concordar. Por um lado, e sem prejuízo de ser óbvia a necessidade, já expressa em pareceres anteriores, por uma partilha transparente da metodologia que fixa o chamado “fator de agravamento”, tal não pode significar que o agravamento das tarifas transitórias deva ter maior incidência, entenda-se impacto, com o aproximar do fim das tarifas transitórias. A liberalização do mercado, com a consequente passagem dos consumidores do mercado regulado para o mercado livre, não pode ser um fim em si mesmo, sendo que devem ser melhores condições e competitividade a alicerçarem essa transferência. A liberalização do mercado não pode ser imposta contra os interesses dos consumidores, o que seria um total paradoxo.

Por outro lado, não se entende a referência à “concorrência” do comercializador de último recurso (CUR) face aos comercializadores livres. O CUR não compete, de todo, no mercado pois não é possível estabelecer qualquer novo contrato de fornecimento de eletricidade com o CUR, exceto tarifário social.

A DECO manifestou o seu voto ABSTENÇÃO no ponto seguinte:

• **II A.2.1 – Transporte [alíneas b);c)]**

Por considerar que o seu conteúdo não assegura, na plenitude, a visão dos consumidores.

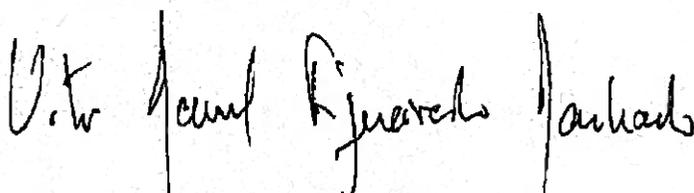
Relativamente ao incentivo à disponibilidade dos elementos da RNT, consideramos que a proposta da ERSE deveria ser mais objetiva quanto ao sentido de regulação subjacente. Julgamos que congelar o mecanismo para o próximo período regulatório, desenvolvendo estudos para a sua eventual retoma no período 2011-2010, não configura uma boa prática regulatória atendendo à necessidade de sinais claros para a REN sobre este importante indicador da qualidade de serviço. A manutenção do incentivo para o próximo período regulatório, tal como mencionado no parecer, é uma solução mais estável, mas pode não implicar, necessariamente, os mesmos montantes ou condições do passado.

No que diz respeito ao mecanismo de valorização do investimento a custo de referência, a DECO concorda com o interesse da apresentação dos benefícios que o mesmo induziu no sistema elétrico e está genericamente de acordo com as novas condições da sua aplicação para o próximo período regulatório, em particular a diminuição dos prémios de remuneração ao investimento considerado eficiente e aumento dos fatores de eficiência dos custos de referência. Ainda assim, um mecanismo que beneficiou 90% dos investimentos da regulada, no passado, só pode estar mal calibrado. Sugerimos que a ERSE reveja a formulação da base de incidência dos

investimentos sujeitos a este mecanismo, em particular a revisão em baixa do rácio CRef/CReal.

ERSE – Conselho Tarifário, 15 de novembro de 2014

O Representante da DECO


(Vitor Manuel Figueiredo Machado)

ANEXO IV
**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E
PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS
PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017”**

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE apresentou no dia 15 de outubro ao Conselho Tarifário (CT) a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017” e os respetivos documentos justificativos complementares.

O CA da ERSE procedeu à apreciação do Parecer apresentado pelo CT e à ponderação das sugestões nele contidas, tendo em consideração nas tarifas e preços para a energia elétrica publicados para 2015 o Parecer do CT. Em seguida apresenta-se a análise do CA da ERSE ao Parecer do CT e os seus comentários às questões suscitadas.

I A – DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

A dívida tarifária do setor elétrico, tal como referido pelo CT, decorre de um conjunto de custos que foram alvo de adiamento e recuperação faseada, para evitar uma subida significativa das tarifas no próprio ano.

A grande maioria dos custos não recuperados corresponde a custos resultantes de medidas legislativas, estando incluídos nos Custos de Interesse Económico Geral. Por sua vez, a decisão de adiamento destes custos decorre de medidas legislativas devidamente divulgadas nos documentos publicados pela ERSE. Assim, a eventual eliminação da dívida tarifária até 2020 decorrerá, em primeiro lugar, de ações realizadas na esfera governamental. Existem igualmente outros fatores exógenos com impacte na dívida tarifária que importa considerar, como por exemplo, a evolução da procura, o quadro macroeconómico ou ainda as condições nos mercados grossistas de energia.

Importa, contudo, frisar que o CA da ERSE não deixa de acompanhar a evolução do volume da dívida, tendo registado que 2015 será o ano, desde 2012, com menor *deficit* tarifário.

I B – PREÇO MÉDIO E VARIAÇÃO TARIFÁRIA

No que concerne as preocupações do CT quanto à possível confusão introduzida pela publicação da variação tarifária e da variação de preço médio, considera-se que a apresentação dos dois valores na documentação de tarifas confere maior transparência e clareza ao processo de cálculo e aprovação das tarifas.

A variação tarifária fornece informação sobre a variação observada nos preços das tarifas, sendo de facto a informação mais relevante para os consumidores na medida em que é esta que impacta na evolução das suas faturas de eletricidade. Por estas razões a variação tarifária é destacada pelo CA da ERSE no exercício de comunicação, não fazendo o comunicado qualquer referência a variações de preço médio. A variação tarifária corresponde à variação que será observada na faturação das tarifas

com uma procura cristalizada, quer em nível, quer em estrutura por variável de faturação. Representará assim a variação global nas faturas dos consumidores que não alterem a sua forma de consumo de um ano para outro, traduzindo exclusivamente o efeito da variação de preços das tarifas, conforme referido anteriormente.

Todavia, a variação de preço médio permite observar o efeito combinado dessa variação tarifária e da alteração da estrutura de consumos, informação essencial para perceber-se a evolução de preços médios ao longo do tempo. Esta variação de preços médios permite confrontar o preço médio previsto no exercício de aprovação das tarifas do ano anterior e identificado por exemplo na documentação das tarifas de 2014, com o preço médio previsto no atual exercício de aprovação de tarifas para 2015, sendo que estes preços médios são obtidos através da divisão dos proveitos previstos faturar pela aplicação de cada conjunto de tarifas e a energia entregue e a registar nos contadores.

Quanto às variações tarifárias apresentadas no comunicado do CA da ERSE considera-se relevante fornecer informação, quer das variações tarifárias das tarifas transitórias de venda a clientes finais, quer das tarifas sociais de venda a clientes finais, quer do conjunto total dos clientes do comercializador de último recurso. Assim, são apresentados três valores de variação tarifária identificando-se devidamente a que é que corresponde cada um deles, promovendo-se a transparência do processo. Na documentação que justifica e suporta a aprovação das tarifas é apresentada toda a informação que permite a todos os interessados reproduzir o processo de cálculo das tarifas conferindo robustez, credibilidade e transparência a todo o processo.

Deve também sublinhar-se que este é o procedimento regulatório habitual no exercício do cálculo tarifário e de divulgação das variações tarifárias.

I C – PERDAS NÃO TÉCNICAS

O CA da ERSE concorda com o comentário do CT, em linha com o já identificado desde 2008 nas consultas públicas realizadas.

II A – PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO REGULATÓRIO

II A.1 – REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DAS ENTIDADES REGULADAS NO PERÍODO REGULATÓRIO 2015-2017

A definição do custo do capital próprio, usando a metodologia do CAPM³⁷, exige a definição de vários parâmetros, havendo uma grande complexidade e diversidade de opções que é necessário determinar e definir para se calcular o valor final. Muitas dessas opções são fruto da avaliação da situação e do contexto, havendo necessidade de tomar as decisões que se apresentam como melhor solução perante a avaliação das condições económicas e financeiras presentes e que possam representar as melhores previsões para o futuro em análise.

TAXA DE JURO SEM RISCO

O CA da ERSE, na definição do custo de capital das atividades reguladas, teve em conta a desejada estabilidade regulatória, tendo tido, contudo, em consideração as condicionantes e a envolvente de natureza económica e financeira que caracterizam a economia portuguesa, nomeadamente as perspetivas para os próximos anos. Neste sentido, as opções, quer de alteração, que de manutenção de metodologias, visam adequar essas mesmas metodologias às condicionantes atrás referidas, tendo sempre em conta a desejável estabilidade regulatória.

No caso específico da metodologia aplicada para cálculo da taxa de juro sem risco, a ERSE apenas alterou o período considerado para cálculo deste parâmetro de 3 anos para 5 anos. A manutenção de um período de 3 anos levaria a dar uma importância desmesurada a uma situação com carácter extraordinário face ao histórico dos últimos anos. A justificação para esta alteração está plasmada no subcapítulo correspondente a esta proposta:

- Simetria de cálculo no que diz respeito ao período de turbulência que a economia portuguesa registou recentemente: “Tendo em conta a evolução dos mercados financeiros nos últimos anos, é de registar que um período de 5 anos permitiria considerar de uma forma simétrica os valores observados para a economia portuguesa.”
- Não permitir que o período de turbulência financeira se imponha no resultado do cálculo: “A utilização das cotações dos últimos 5 anos permite refletir nesta taxa o efeito do período de turbulência, assumindo que não se pode efetuar um análise prospetiva sem ter em conta o efeito histórico, não deixando contudo que o período de turbulência financeira se imponha dado que o momento atual é de maior estabilidade e confiança por parte dos mercados na economia nacional.”

³⁷ *Capital Asset Pricing Model*

TAXA DE IMPOSTO

A taxa de imposto considerada reflete o valor observado nos anos anteriores e é uma taxa definida para os próximos 3 anos do novo período regulatório, 2015 a 2017. Pese embora existir uma proposta no Orçamento do Estado para o próximo ano de descida da taxa de imposto, não existe uma perspetiva clara se essa descida, a concretizar-se, se irá manter pelos 3 anos do período regulatório.

PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO

Em 2011, aquando da definição dos parâmetros para o período regulatório anterior, face a uma situação extraordinária, recorreu-se à melhor informação disponível, que consistiu num inquérito específico para Portugal³⁸. Para o período regulatório atual, na definição do risco de mercado, o CA da ERSE optou por uma metodologia clássica mais conservadora, usada por vários autores, como o A. Damodaran, optando pela definição de um prémio de risco de um mercado maduro não sujeito a turbulência financeira, adicionado de um prémio de risco do país.

O conceito de mercado maduro, nomeadamente a definição do Damodaran³⁹, é um mercado com um histórico suficientemente longo que permita uma estimativa robusta do prémio de risco.

A opção de definir o prémio de risco de um mercado maduro em função dos valores de outros reguladores europeus foi considerada adequada por representar uma amostra alargada que incide sobre mercados financeiros, de um modo geral, mais maduros ou não sujeitos a turbulência financeira⁴⁰.

O relatório do CEER⁴¹, não publica o valor final do Custo de Capital Médio Ponderado CCMP, de cada regulador, publicando apenas informação relativa à metodologia e a alguns parâmetros comuns e necessários ao cálculo do CCMP. Adicionalmente, sendo o relatório do CEER confidencial, não é permitida a divulgação de informação relativa a cada regulador, com a identificação do respetivo país, e respetiva metodologia e custo do capital. Esta opção do CEER decorre do facto de existir uma multiplicidade de quadros regulatórios e metodologias de cálculo para determinação do CCMP bastante diversas e distintas. O valor do CCPM pode ser definido de formas significativamente distintas, podendo ser definido em termos nominais, em termos reais, antes ou depois de impostos. Por outro lado, cada regulador aplica o valor definido do custo do capital a conceitos de ativo muito distintos, como seja aos

³⁸ Fernandez, Pablo & Aguirreamalloa, Javier & Corres, Luis, 2011. "Market risk premium used in 56 countries in 2011: A survey with 6,014 answers," IESE Research Papers D/920, IESE Business School.

³⁹ Damodaran, Aswath, 2012, "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of any Asset", 3rd ed., University Edition (Wiley Finance Series)

⁴⁰ No cálculo da média do prémio de risco definido pelos reguladores europeus não foram considerados os países para os quais esse valor já incorporava um prémio de risco país, sendo o valor resultante considerado uma *proxy* do prémio de risco de um mercado maduro.

⁴¹ Council of European Energy Regulators

ativos líquidos, aos ativos brutos, avaliados a custos históricos, de substituição ou tendo sido reavaliados. Dada esta multiplicidade e complexidade, os reguladores não publicam os valores do CCMP para evitar uma comparação dos valores definidos que poderia resultar em conclusões enviesadas.

Para determinação do prémio de risco de Portugal, a acrescentar ao prémio de risco do mercado de um mercado maduro, foi feita a avaliação desse risco medido pelo *spread* entre as *yields* das obrigações portuguesas e as obrigações de mercados da zona euro maduros. Assim a ERSE optou por uma média de longo prazo para os países com *rating* AAA, considerados para o cálculo da taxa de juro sem risco aos quais se acrescentou a França.

METODOLOGIA DE INDEXAÇÃO

A metodologia de indexação para o presente período regulatório resulta, fundamentalmente, das seguintes alterações face ao anterior período regulatório:

- Indexação do custo do capital às Obrigações do Tesouro (OTs), em vez dos CDS⁴²;
- Ajustamento dos intervalos de variação do CCMP, com novos limites superiores (*cap*) e inferiores (*floor*);
- Alteração do declive da reta de indexação.

O valor do novo indexante, as *yields* das OTs portuguesas a 10 anos, encontrava-se em mínimos históricos no momento de definição do mecanismo de indexação. Assim, este será um valor de partida para o qual não se pode perspetivar um intervalo de descida simétrico ao intervalo de subida que possa ser acomodada no mecanismo de indexação. Uma simetria de aumento e redução implicaria, assim, uma perspetiva de subida igualmente ligeira das OTs portuguesas a 10 anos.

No que diz respeito aos valores de partida e aos valores máximos e mínimos do atual mecanismo de indexação salienta-se que:

- O valor agora definido para o CCMP é mais baixo do que o mínimo do mecanismo de indexação definido no anterior período regulatório;
- Os valores máximos possíveis definidos no atual mecanismo de indexação são inferiores aos máximos da anterior metodologia de indexação, sendo inclusivamente próximos dos valores de partida do custo do capital definidos no anterior período regulatório.

Tendo em consideração as condicionantes acima referidas, não seria possível manter a simetria referida pelo CT. O CA da ERSE, depois de ponderar as diversas alternativas, definiu o mecanismo de

⁴² *Credit Default Swaps*

indexação, deslocando e ajustando apenas ligeiramente o intervalo de variação face ao anterior período regulatório, tanto do CCMP, como do indexante, tendo em conta os valores de partida e as observações históricas de cada variável na definição do novo declive da reta de indexação. Este mecanismo reflete, para além dos novos valores de *cap* e *floor* para o CCMP, a alteração da variável definida como novo indexante, as OTs a 10 anos, em substituição dos CDS, do anterior período regulatório.

II A.2 – PROVEITOS PERMITIDOS

A metodologia do CAPM exige a definição de uma multiplicidade de critérios e de vários parâmetros, havendo uma grande diversidade e complexidade de opções que é necessário determinar e definir para se calcular o valor final do custo do capital alheio e do capital próprio. Muitas dessas opções são fruto da avaliação da situação e do contexto em cada momento, havendo necessidade de tomar as decisões que se apresentam como melhor solução perante a avaliação das condições económicas e financeiras, que possam representar as melhores previsões para o futuro em análise. As alterações propostas pelo CA da ERSE refletem, em grande medida, a necessária resposta para a adesão da metodologia ao período atípico que a economia portuguesa atravessou, e está a atravessar, e que plasman o que o mesmo entendeu ser as mais adequadas repostas e previsões para as diversas variáveis para os próximos 3 anos. O CA da ERSE entendeu que estas circunstâncias económicas e financeiras atípicas do passado recente, face ao histórico da economia portuguesa, justificaram a presente alteração, e respetiva adequação, que irá refletir a melhor perspetiva para a realidade dos próximos anos.

Neste sentido as opções, quer de alteração, quer de manutenção de metodologias, visam adequar estas mesmas metodologias às condicionantes atrás referidas, tendo sempre em conta a desejável estabilidade regulatória.

II A.2.1 – TRANSPORTE

BASE DE CUSTOS OPERACIONAIS ACEITE

Na definição dos parâmetros da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE) para o período 2015-2017, a ERSE procedeu à análise da evolução dos custos de OPEX⁴³, reais e aceites, ocorridos entre 2000 e 2013, estimados para 2014 e previstos para os anos 2015 a 2017. A componente de OPEX da atividade de TEE é regulada desde 2009 por um mecanismo de custos incrementais. Em 2011, quando foram definidos os parâmetros a aplicar no período regulatório 2012-2014, a ERSE apenas dispunha de informação real e auditada após a implementação do mecanismo de custos incrementais, referente aos anos de 2009 e de 2010. A informação disponível naquela data não permitia ainda dar uma

⁴³ *Operational Expenditures*

perspetiva clara da tendência de diminuição de custos que a REN viria a incorrer, uma vez que, apesar de se ter verificado uma redução dos custos reais entre 2009 e 2010, nesse período os custos reais unitários, em função da energia transportada, haviam aumentado. Foi neste contexto que o CA da ERSE definiu os parâmetros a aplicar ao longo do período regulatório 2012-2014.

Entre 2009 e 2013 a REN incorreu na sua atividade de TEE a uma redução gradual dos custos reais de OPEX, que se vieram a distanciar dos custos aceites por aplicação do mecanismo de custos incrementais cuja base havia sido definida nas circunstâncias descritas anteriormente.

Para o período regulatório 2015-2017, a ERSE procedeu à análise da evolução dos custos reais da atividade de TEE e o CA fixou os parâmetros com base na média dos valores ocorridos nos anos de 2012 e de 2013, últimos dois anos de contas reais auditadas. Note-se que desde 2009, ano de implementação do mecanismo de custos incrementais, os custos reais da atividade de TEE, só entre 2011 e 2012 é que evoluíram de forma ascendente. O CA da ERSE ao considerar na base de custos para 2015 a média de 2012 e de 2013 está a mitigar o impacte de redução de custos.

O CA da ERSE reconhece, no entanto, o esforço da REN ao reduzir significativamente os custos reais de OPEX, no cumprimento das metas de eficiência impostas, que lhe permitiu apropriar entre 2010 e 2013 dos ganhos daí resultantes. Neste contexto, para o período regulatório 2015-2017, além da revisão em baixa da base de custos da atividade de TEE, o CA da ERSE reduziu a meta de eficiência em 2 p.p. relativamente ao período regulatório anterior, fixando-a em 1,5pp.

A introdução dos ajustamentos aos indutores de custo no mecanismo de custos incrementais permite que os valores considerados em sede de ajustamentos sejam baseados nos valores reais das variáveis físicas que integram o referido mecanismo, quilómetros de rede e número de painéis em subestações. Tal permite uma maior aderência entre a variação do OPEX aceite à atividade de TEE e o nível real de atividade da empresa. O CA da ERSE recebe com agrado os comentários do CT relativos a esta alteração que permite a introdução do ajustamento, com valores reais auditados dos indutores de custo, no mecanismo de custos incrementais.

INCENTIVO À DISPONIBILIDADE

O CA da ERSE teve em consideração o comentário do CT que recomenda a manutenção do valor do incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT em vigor durante o período regulatório findo, enquanto a revisão do mesmo não estiver concluída. Após ponderar as vantagens e desvantagens desta opção, o CA da ERSE decidiu manter o valor nulo proposto para o incentivo durante o período regulatório 2015-2017.

MECANISMO DE VALORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS A CUSTOS DE REFERÊNCIA

Qualquer exercício de quantificação dos benefícios induzidos pelo mecanismo de custos de referência para investimentos na Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental (RNT), requer a assunção de um conjunto de pressupostos para determinação do cenário *business as usual*. Estes pressupostos teriam como objetivo recriar a aplicação de uma metodologia de regulação por custos aceites e o custo com capital (CAPEX) respetivo, caso não se tivesse aplicado, desde 2009, uma regulação por incentivos. As dificuldades na criação deste cenário torna-se ainda maiores, se atendermos à diversidade de investimentos realizados desde 2009 e ao facto do estabelecimento do mecanismo de custos de referência ter influenciado os próprios custos reais de investimento, em resultado do comportamento da empresa que passou a ser orientado para a colocação do custo real das obras nas zonas de eficiência definidas pelo mecanismo.

Neste contexto, o CA da ERSE ponderou a realização de uma análise dos benefícios baseada em pressupostos que poderiam, por si só, ser subjetivos, tendo optado por não avançar com a adoção deste mecanismo, dado que as análises apresentadas no documento de Parâmetros permitiram retirar conclusões importantes sobre o funcionamento do mecanismo e reajusta-lo para o período regulatório seguinte. No entanto, nas alterações efetuadas ao mecanismo, manteve-se a perspetiva de induzir um comportamento eficiente na realização de investimentos pela empresa e, simultaneamente, assegurar uma maior simetria na repartição entre a empresa e os consumidores dos ganhos de eficiência alcançados.

Importa contudo sublinhar que, apesar de não estarem quantificados benefícios explícitos decorrentes da aplicação do mecanismo, o aumento de eficiência nos custos de investimento da REN é evidenciado no estudo de *benchmarking* relativo à atividade de transporte de energia elétrica (E3GRID2012), realizado pelos reguladores europeus em 2012. Este estudo mostra uma alteração substancial no comportamento da empresa a partir de 2010, face aos congéneres europeus, que se atribui em parte ao mecanismo de custos de referência. Por outro lado no período analisado, o crescimento dos custos unitários de CAPEX da REN foi, relativamente aos congéneres europeus, um pouco inferior, tendo esta tendência invertido em 2010 e 2011, em que os crescimentos observados na REN se afastam, por defeito da média observada nos restantes operadores de rede de transporte.

II A.2.2 – DISTRIBUIÇÃO

A meta de eficiência definida para o período de regulação 2015-2019 está sustentada, em primeiro lugar, na análise de desempenho da empresa com base em custos reais e auditados. Essa análise encontra-se refletida no documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico”, no qual é realçado o fato da empresa ter vindo a decrescer a sua base de custos e de existir uma aproximação cada vez maior à base de custos aceite pela ERSE. Esta situação demonstra o esforço da empresa em atingir as metas de eficiência impostas.

Esse esforço tem sido reconhecido pelo regulador, que ao longo dos vários períodos de regulação tem vindo a rever em baixa as metas de eficiência impostas e a reavaliar a base de custos aceite. A meta definida para o período de regulação 2015-2019 é a meta de eficiência mais baixa aplicada desde o período de regulação 2006-2008.

A meta de eficiência definida para o período de regulação 2015-2019 encontra-se entre o valor mínimo de 1,3%, equivalente ao progresso tecnológico decorrente da análise efetuada à empresa, e o valor de 2,6%, equivalente à mediana da amostra considerada.

Face ao exposto é visível a preocupação do CA da ERSE na determinação de metas de eficiência em linha com o desempenho da empresa já alcançado e com o que ainda pode vir a ser alcançado em consequência das melhorias a efetuar pela empresa.

INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM REDES INTELIGENTES

O CA da ERSE observou que o resultado pretendido com o incentivo em vigor no período de regulação 2009-2012 não foi eficazmente alcançado, dado que a sua calibração *ex ante* se baseou em previsões para o período regulatório 2012-2014, feitas pelo Operador das Redes de Distribuição em Portugal continental (ORD) em 2011, e o investimento em redes inteligentes efetivamente concretizado foi substancialmente inferior. Ou seja, a realidade mostrou que a referida previsão foi demasiado otimista, por não ter considerado o risco de implementação deste tipo de investimentos.

Sobre o incentivo em vigor no período regulatório anterior, importa ainda clarificar que, na ótica dos proveitos permitidos, o mesmo pretendia ser neutro, quer para a empresa, quer para os consumidores, atendendo ao nível de investimento em “redes inteligentes” e aos ganhos operacionais previstos pelo ORD no início do período regulatório.

Quanto à proposta de incentivo para o período regulatório 2015-2017, faz-se notar desde logo que a avaliação dos benefícios passou a ter um âmbito que extravasa os ganhos de eficiência operacional da empresa, passando a incorporar as externalidades positivas que decorrerão dos investimentos em redes inteligentes numa perspetiva global do Sistema Elétrico Nacional. Além disso, pelo facto de ser um incentivo *ex post*, que se baseia em valores ocorridos e após demonstração, o CA da ERSE entende que o risco de implementação foi substancialmente reduzido face à versão anterior do incentivo.

Neste contexto, sobre as constatações descritas no parecer do CT a respeito da proposta de incentivo ao investimento em redes inteligentes para o período de regulação 2015-2017, designadamente no ponto II A.2.2.b.3., o CA da ERSE entende pertinentes os seguintes comentários:

- A comparação implícita no parecer do CT, entre o prémio na taxa de remuneração dos ativos em redes inteligentes existente no período regulatório anterior (1,5%) e o limite estabelecido para o $\Delta\text{CAPEX}_{\text{RI}}$ através do parâmetro β_{RI} (25% x 1% de prémio no primeiro ano, até 75% x 1% de

prémio no sexto ano) deve ser devidamente contextualizada. No período regulatório que termina, o prémio de 1,5% diz respeito aos ganhos perspetivados para o CAPEX, que poderão concretizar-se ou não, o qual é, à partida, anulado em termos de proveitos permitidos à empresa, por uma redução acrescida imposta no OPEX. Na proposta para o próximo período regulatório, o limite estabelecido para o ganho de CAPEX é percentualmente inferior, mas a empresa tem garantidos ganhos (ou no mínimo a inexistência de perdas), dado que à partida a exigência adicional para a redução de OPEX está balizada pelos ganhos de CAPEX efetivos. Assim, a empresa deixa de estar sujeita ao risco de implementação.

- Com as novas regras para este incentivo o CA da ERSE procurou atingir, em simultâneo, os seguintes objetivos: (i) reduzir o risco da empresa na implementação deste tipo de investimentos; (ii) os consumidores suportam os montantes associados ao incentivo apenas após a demonstração dos benefícios a ele associados; (iii) no horizonte de aplicação do incentivo a repartição de benefícios é tendencialmente simétrica. Adicionalmente, a necessidade acrescida de prestação de informação à ERSE pela empresa, designadamente a demonstração dos benefícios, é compensada pela aceitação fora da base de custos sujeita a metas de eficiência dos montantes utilizados na realização de estudos, até um limite de 0,25% do montante de investimentos em rede inteligente transferidos para exploração em cada ano.
- No que diz respeito à elegibilidade dos investimentos, o CA da ERSE pretende promover iniciativas de projetos no âmbito do conceito de “rede inteligente”, premiando a implantação de soluções que resolvam desafios colocados às redes e que representem benefícios líquidos para o operador da rede de distribuição e para os restantes agentes do setor trazidos por estes investimentos. Mas para além dos projetos serem inovadores, é de salientar a importância da avaliação dos benefícios que pretendem atingir. Alguns dos benefícios associados poderão não se verificar no imediato após a concretização do investimento, pelo que é importante uma reflexão que permita identificar de uma forma tão exaustiva quanto possível, esses benefícios. Para além dos indicadores tradicionais como as perdas e a qualidade de energia, há seguramente outros de que o adiamento de investimentos é apenas um exemplo. Já no que diz respeito a exemplos que extravasam o operador da rede de distribuição e que estão relacionados com outros agentes, o desenvolvimento de mercados de serviços de sistema constitui outro exemplo relevante, cujos méritos seria relevante quantificar.

Finalmente, no que respeita à proposta de alteração do incentivo ao investimento em redes inteligentes em sede de consulta pública ao Regulamento Tarifário efetuada em junho de 2014, o CA da ERSE reconhece que a formulação para o incentivo não foi apresentada nesse momento. No entanto as principais linhas orientadoras da sua revisão estavam presentes no documento justificativo da referida consulta, designadamente:

- Ajustar a exigência nos ganhos de eficiência no OPEX ao nível de investimento em redes inteligentes efetivamente realizado e aceite pelo regulador;
- Considerar e valorizar as externalidades positivas que decorrem dos investimentos em redes inteligentes, numa perspetiva global do Sistema Elétrico Nacional, permitindo a sua partilha entre a empresa e os consumidores;
- Introduzir princípios para a avaliação de investimentos em redes inteligentes e sua aceitação pelo regulador para efeitos do incentivo;
- Permitir um intervalo de tempo mais alargado para a concretização dos benefícios e limitar a duração do incentivo para cada projeto específico;

LIMITAÇÃO AO INVESTIMENTO EXCESSIVO

O mecanismo de limitação ao investimento excessivo surgiu com a alteração da metodologia de regulação do CAPEX, anteriormente baseada em incentivos, passando para uma metodologia baseada em custos aceites. Assim pretendeu-se vincular a empresa às previsões de investimento efetuadas no início de cada período de regulação, as quais se assumem corresponder às suas verdadeiras necessidades para esse horizonte. No final do período de regulação e tendo por base os valores de investimento reais e auditados, proceder-se-á à comparação destes valores com as previsões acima referidas, de modo a avaliar se o investimento concretizado excedeu o limite estabelecido, o que terá como consequência a redução da remuneração sobre o excedente.

Esta avaliação é efetuada ao nível dos investimentos totais, pois as previsões da empresa devem ser as melhores possíveis quer se trate de investimentos obrigatórios ou da iniciativa da empresa. Além disso, prevê-se neste mecanismo que, caso se confirme investimento em excesso que seja devidamente justificado pela empresa, não haja limitação à remuneração do mesmo.

Sobre o limiar de 25%, sublinha-se que o mesmo se aplica à totalidade do investimento do período regulatório (3 anos) e deverá acomodar a diferenças entre os valores reais e as previsões efetuadas a uma distância temporal que atinge mais de 3 anos, pelo que o intervalo de confiança tenderá a alargar.

A exclusão dos investimentos em Alta Tensão (AT e Média Tensão (MT) do âmbito deste mecanismo para o período de regulação 2015-2017 prende-se com o facto dos investimentos nesses níveis de tensão estarem devidamente enquadrados no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD), o qual após homologação do Governo vincula a empresa ao nível de investimento nele estabelecido. Nota-se ainda que, o procedimento de aprovação do PDIRD inclui, designadamente, uma consulta pública e a elaboração de um Parecer pela ERSE, o que permite um escrutínio ao plano e seus pressupostos. Adicionalmente, de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23

de agosto, na sua redação atual, a ERSE deve acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão (RND) previstos no PDIRD.

Como este enquadramento legal não se aplica aos investimentos na rede de distribuição em BT, nem existem outros mecanismos que permitam o seu acompanhamento com detalhe, o CA da ERSE considerou relevante manter a limitação ao investimento excessivo neste nível de tensão.

II A.2.3 – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

Conforme demonstrado no documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico”, observou-se que a EDP SU tem evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE, conseguindo ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador, no que concerne às rubricas que concorrem para a base de custos sujeita à aplicação do *price-cap*. No entanto, o processo de extinção de tarifas é um desafio importante em termos organizacionais para a EDP SU, obrigando-a a reorganizar a sua estrutura de custos de modo a fazer face à diminuição da sua atividade.

Neste quadro, tanto na definição da base custos regulada, como na definição das metas de eficiência, o CA da ERSE procurou conjugar dois objetivos distintos, a manutenção de um padrão regulatório exigente em termos de eficiência operacional e a adaptação das metas regulatórias ao contexto prospetivado para a atividade de comercialização de último recurso.

No que diz respeito à definição da base de custos da EDP SU para o próximo período regulatório, a ERSE procurou promover a aderência entre os valores a aceitar pelo regulador e os valores da empresa. Deste modo, o CA da ERSE considerou os valores reais da empresa para 2013, no que concerne à componente de custos sujeita a metas de eficiência, atualizando-os para 2015 com base nos parâmetros em vigor no anterior período regulatório. Adicionalmente, propôs a inclusão de uma componente de custos não controláveis, consubstanciada numa margem com o objetivo de repor as necessidades financeiras da empresa.

Assim, pese embora o custo unitário por cliente apurado pela ERSE para 2015 (17,72€/cliente), no que concerne ao OPEX controlável sujeito a metas de eficiência, seja inferior ao valor previsto pela EDP SU (18,61€/cliente), esta diferença inverte-se quando considerados os custos não controláveis apurados pela ERSE para 2015, os quais se traduzem num incremento de 1,77€/cliente relativamente ao OPEX unitário controlável, perfazendo 19,49 €/cliente.

A par da preocupação em alinhar a base de custos aceite à base de custos da empresa, o CA da ERSE entendeu igualmente relevante continuar a promover um comportamento de eficiência por parte da EDP SU. Este comportamento foi demonstrado na análise de desempenho realizada à empresa, no documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico”, tendo-se avaliando o

comportamento registado pela EDP SU face às metodologias regulatórias em vigor nos anteriores períodos regulatórios. Deste modo, a meta de eficiência proposta pelo CA da ERSE, em 3,5%, tem em conta i) a análise realizada ao desempenho da EDP SU, que tem conseguido ultrapassar as metas de eficiência propostas pelo regulador, conforme já referido, bem como ii) o facto de apenas de aplicar à base de custos controlável.

No que respeita aos custos de referência para a atividade de comercialização, o CA da ERSE regista a posição do CT, não sendo, contudo, por demais relembrar o referido pelo regulador no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”: *“esta análise tem por base um inquérito pioneiro, cujas respostas são da responsabilidade das empresas e que incluem empresas com perfis bastante diferentes. Deste modo, os resultados obtidos deverão ser interpretados com cuidado.”*

Acresce que os intervalos de referência apresentados na pág. 243 do mesmo documento traduzem o perfil generalizado de grupos de empresas comercializadoras de eletricidade e gás natural, não tendo em conta as especificidades de cada empresa individualmente. Este caso é particularmente relevante na esfera da EDP SU, em fase acentuada de decréscimo da sua atividade, o que não acontece com a generalidade das restantes empresas da amostra. Por esta razão, a leitura do nível dos custos de referência deverá ser realizada de acordo com os intervalos apresentados, e não diretamente pelo valor médio apresentado, meramente indicativo. De acordo com o referido, o valor de 17,72 €/cliente, considerado pela ERSE como custo unitário implícito no proveito permitido de 2015 da EDP SU, enquadra-se na banda apresentada para o grupo de empresas no qual a EDP SU se insere.

A título indicativo, refira-se que tendo em conta o efeito conjugado da evolução do OPEX previsto pela ERSE e o nível de clientes previsto pela empresa, apura-se um custo unitário de 22,81€/cliente para o último ano do período regulatório 2015-2017, valor enquadrado no intervalo de referência subjacente à empresa. Tal facto atesta a necessidade de interpretação cuidada dos custos de referência, salvaguardada pelo cálculo e apresentação dos custos de referência para a atividade de comercialização de energia sob forma de intervalos de valores.

Por último, não é igualmente de negligenciar o facto dos valores de referência indicados incluírem rubricas como proveitos e gastos de carácter extraordinário, não sendo esta tipologia de rubricas expurgada dos custos de referência, por não haver detalhe suficiente disponibilizado nos questionários realizados que o permita fazer.

II A.2.4 – REGIÕES AUTÓNOMAS

FATORES DE EFICIÊNCIA

As empresas reguladas das Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM), EDA e EEM, desenvolvem as suas atividades em contextos geoeconómicos muito particulares. A insularidade, a

pequena dimensão dos mercados e a dispersão geográfica, neste caso mais flagrante na RAA, colocam no exercício das suas atividades reguladas um conjunto de vicissitudes às quais o CA da ERSE, na avaliação do desempenho das empresas não é alheio.

A regulação por custos eficientes foi implementada nas Regiões Autónomas no período regulatório 2009-2011 para as atividades de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE). A metodologia aplicada assentava numa remuneração do OPEX a variar em cada atividade em função de indutores de custo, energia na DEE e número de clientes na CEE. No período regulatório 2012-2014, o CA da ERSE alargou o âmbito da regulação por incentivos à atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema (AGS), procedendo à reformulação da metodologia aplicada às atividades de DEE e de CEE. Neste caso, a reformulação efetuada teve em conta a avaliação que foi feita pelo CA da ERSE relativamente ao desempenho das empresas e aos resultados da metodologia aplicada no período regulatório 2009-2011, que, para as atividades de DEE e de CEE, não se revelou adequada à realidade das empresas. Ao nível da atividade de AGS foi introduzida uma metodologia do tipo *revenue cap*.

No âmbito do trabalho preparatório do período regulatório 2015-2017, a ERSE efetuou uma avaliação das metodologias aplicadas no período regulatório anterior bem como dos resultados alcançados. Após essa avaliação o CA da ERSE entendeu manter as metodologias de regulação, *revenue cap* para a atividade de AGS e *price cap* para as atividades de DEE e de CEE, revendo as bases de custo e as metas de eficiência a aplicar a cada atividade e em cada Região Autónoma.

As bases de custo e as metas de eficiência propostas pelo CA da ERSE têm em conta essa avaliação, assente no desempenho das empresas, Eletricidade dos Açores, S.A. (EDA) e Empresa de Eletricidade da Madeira, S.A. (EEM), e na aderência entre os seus custos reais e as metas impostas, não esquecendo as particularidades em que as mesmas desenvolvem as suas atividades. Este exercício foi efetuado com a ponderação do contexto macroeconómico e financeiro particular que caracterizou o período regulatório que termina e que se materializou, entre muitos outros aspetos, na contenção dos custos salariais impostos aos organismos e empresas direta ou indiretamente integrados na esfera pública. É neste particular que, de um modo geral, o grau de exigência imposto às atividades insulares se manteve face ao período regulatório anterior e que, por exemplo, na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, os custos de conservação e de manutenção dos equipamentos produtivos são aceites fora da aplicação de metas de eficiência.

O Conselho Tarifário refere que apoiaria a realização de um estudo, com estreito acompanhamento da ERSE, sem custos a repercutir nas tarifas, que permitisse identificar os custos eficientes de OPEX, para cada atividade regulada da EDA e da EEM. O CA da ERSE não se opõe a tal iniciativa, embora esteja ciente das dificuldades inerentes à realização de trabalhos desta natureza, face às anteriormente referidas particularidades em que a EDA e a EEM desenvolvem as suas atividades reguladas, que dificultam qualquer exercício, rigoroso, de apuramento do nível de eficiência.

METODOLOGIA CÁLCULO WACC

O risco da atividade de uma empresa depende de vários fatores, nomeadamente da capacidade de gerar *cash flows* e da volatilidade desses *cash flows*. Estes *cash flows* são função dos custos e proveitos de cada atividade, que são determinantes para o nível e volatilidade desses *cash flows*. Tendo em conta as semelhanças no quadro regulatório das atividades desenvolvidas nas Regiões Autónomas e a definição de custos e proveitos das diversas atividades nesse quadro regulatório, não existe uma diferença substancial na volatilidade e capacidade de geração de *cash flows* entre as diferentes atividades e, conseqüentemente, do risco das mesmas.

As diferenças poderão existir no acesso ao financiamento devido às diferentes dimensões das empresas do continente e das Regiões Autónomas. No entanto, a comparação dos custos de financiamento das Regiões Autónomas não justifica a aplicação de um prémio de dívida diferente.

g) Convergência Tarifária entre Regiões Autónomas e Portugal continental

No que concerne a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal continental, o CA da ERSE partilha da preocupação do CT quanto ao referencial de convergência a adotar na definição de tarifas para as Regiões Autónomas.

Considera-se que o referencial de preços de energia elétrica em MT, Baixa Tensão Especial (BTE) e Baixa Tensão Normal (BTN), que deve orientar a convergência tarifária das Regiões Autónomas deve ser o resultado da observação dos preços no mercado retalhista em Portugal continental.

Todavia, o histórico disponível da informação resultante do acompanhamento de preços no mercado retalhista quer no continente quer nas regiões autónomas é ainda reduzido, o que dificulta a sua utilização como referencial de convergência tarifária.

Assim, de acordo com a recomendação do CT, enquanto o CA da ERSE considerar que não dispõe de referências de mercado seguras continuará a utilizar-se a tarifa aditiva em Portugal continental para os consumos em MT, BTE e BTN como referência para a definição de tarifas nas Regiões Autónomas.

Deve, contudo, sublinhar-se que a tarifa aditiva não é aplicada diretamente aos clientes do comercializador de último recurso em Portugal continental (os quais estão abrangidos pela aplicação de tarifas transitórias). A tarifa aditiva corresponde à tarifa considerada eficiente no mercado retalhista, sendo calculada pela soma das tarifas de acesso às redes, ora aprovadas, e das tarifas de energia e de comercialização que se espera venham a ser aplicadas pelos vários comercializadores e também dependentes dos preços observados nos mercados grossistas, designadamente considerando informação dos mercados a prazo.

II B – PROPOSTA DE TARIFAS PARA 2015

II B.1 – ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2015

A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas que transmitam sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes.

Dado o início de um novo período de regulação em 2015 elaboraram-se estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada. Esses estudos conduziram à alteração da estrutura das tarifas de Energia e de Uso da Rede de Distribuição.

Em relação à tarifa de Uso da Rede de Transporte foi mantida a estrutura do anterior período de regulação. Todavia, tendo em atenção o Parecer do CT sobre a importância de rever os custos incrementais da rede de transporte, o CA da ERSE vai proceder a novos estudos no sentido de analisar a adequabilidade da estrutura tarifária vigente e mediante os resultados, procederá à revisão da referida estrutura tarifária.

Em relação aos comentários do CT sobre a necessidade de definir preços de energia reativa agravados no último escalão, relembra-se que em 2010 o CA da ERSE aprovou novas regras de faturação da energia reativa, através do Despacho n.º 7253/2010, de 26 de Abril, com o objetivo de fornecer um maior incentivo à compensação da energia reativa e assim possibilitar uma melhor utilização e exploração das redes.

O referido despacho veio estabelecer que o preço aplicável à energia reativa indutiva medida nas horas fora de vazio é variável por escalão e função do valor acumulado da energia reativa indutiva medida em cada período de integração. Os escalões são definidos considerando os seguintes valores da $\text{tg } \varphi$ (quociente entre a energia reativa e a energia ativa medidas num dado período de tempo): a) superior ou igual a 30% e inferior a 40% (escalão 1); b) superior ou igual a 40% e inferior a 50% (escalão 2); c) superior ou igual a 50% (escalão 3).

Estabeleceu ainda que o preço da energia reativa indutiva nas horas fora de vazio aplicável em cada escalão é obtido através da aplicação de um fator multiplicativo ao preço de referência de energia reativa indutiva. O preço de referência é publicado anualmente com as tarifas de acesso às redes.

O fator multiplicativo foi publicado pelo Despacho n.º 12605/2010, de 4 de agosto, refletindo três princípios fundamentais: a) o preço a aplicar a cada escalão deve ser progressivo e função do custo provocado pela não compensação local de energia reativa nas redes; b) o preço de energia reativa a aplicar no escalão 1 deve ser aderente ao custo evitado pela compensação local de energia reativa; c) o preço do escalão 3 ($\text{tg } \varphi$ superior ou igual a 50%) deverá transmitir aos consumidores um incentivo claro para que tomem a decisão de investir na instalação de equipamentos de compensação local de energia reativa. No quadro seguinte apresentam-se os fatores multiplicativos estabelecidos no referido

Despacho, sendo de salientar que o fator aplicável ao preço de energia reativa indutiva aprovado no escalão 1 é de 0,33, situação que permite que o pagamento esteja aderente aos custos causados. No escalão 2 o fator é unitário, situação que corresponde à aplicação de um agravamento de 3 vezes face aos custos causados. Relativamente ao escalão 3 o fator a aplicar ao preço de energia reativa aprovado é de 3, situação que corresponde a aplicar um fator de agravamento de 9 vezes face aos custos causados. Considera-se que esta opção permite transmitir um sinal claro aos consumidores para compensarem as suas instalações, dando resposta às pretensões do CT.

Escalão	Descrição	Factor multiplicativo
Escalão 1	Correspondente a $\text{tg } \varphi$ superior ou igual a 30% e inferior a 40%	0,33
Escalão 2	Correspondente a $\text{tg } \varphi$ superior ou igual a 40% e inferior a 50%	1,00
Escalão 3	Correspondente a $\text{tg } \varphi$ superior ou igual a 50%	3,00

No que concerne as tarifas de Venda a Clientes Finais, concorda-se com o CT quanto à importância da aditividade tarifária plena e o CA da ERSE mantém o seu empenho na persecução deste objetivo. Refira-se que as opções tarifárias que estão mais longe da aditividade plena, multi-horário e sazonais, têm observado nos últimos anos acréscimos superiores à variação média da BTN.

Contudo, a convergência tarifária não pode ser um objetivo *per se*, uma vez que a concretização desse objetivo ignorando os impactes nos consumidores finais de energia elétrica implicaria aumentos significativos para determinados segmentos de consumidores. Refira-se a título de exemplo, que a implementação de aditividade tarifária plena em 2015 resultaria em acréscimos tarifários médios de 11%, na opção tarifária tri-horária e de 31% na opção sazonal simples.

II B.2 - TARIFAS DE ACESSO

A preocupação já anteriormente demonstrada pelo CT relativa ao peso crescente dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) tem sido partilhada pelo CA da ERSE. Com o incremento da relevância destes custos no conjunto dos custos refletidos nas tarifas, o CA da ERSE procurou sensibilizar os diferentes agentes para os condicionamentos, a curto e médio prazo, dessa evolução nas tarifas de energia elétrica. Acresce que pela natureza destes custos, os seus impactes na evolução tarifária têm sido mais evidentes num cenário de retração da procura, como o que se tem verificado nos últimos anos. Neste quadro, o CA da ERSE tem manifestado o seu apoio a todas as medidas desenvolvidas no sentido de mitigar ou diminuir a evolução destes custos que, na sua generalidade, não integram as áreas de competências regulatórias.

No que concerne as variações diferenciadas de preços nas tarifas de acesso às redes importa referir que o peso significativo dos CIEG, mencionado pelo CT no seu Parecer, condiciona também as variações dos preços das tarifas de acesso às redes por variável de faturação.

A Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, veio estabelecer critérios de repercussão dos CIEG por nível de tensão e tipo de fornecimento e por período horário, afetando a forma de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema e conseqüentemente das tarifas de acesso às redes.

Em concreto, a mencionada portaria veio alterar a metodologia de cálculo dos termos de energia da tarifa de Uso Global do Sistema, definindo a alocação por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à energia entregue no ponto de consumo, dos sobrecustos com a PRE não renovável⁴⁴, dos encargos com a garantia de potência, dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, dos custos de sustentabilidade⁴⁵, dos custos com os terrenos e dos custos com o PPEC⁴⁶. É também estabelecida a forma de repartição dos sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas e dos sobrecustos com os contratos de aquisição de energia (CAE), por nível de tensão ou tipo de fornecimento através da definição explícita de valores percentuais.

Adicionalmente, a referida portaria estabelece que a afetação de determinados CIEG dentro de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento é feita de forma modulada, em função dos consumos efetuados em cada período horário. Concretamente estabelecia uma modulação de 1,3 para os preços de energia de ponta e de 1,15 para os preços de energia de cheias, relativamente aos preços médios dos seguintes CIEG: sobrecustos com a PRE, sobrecustos com os CAE, encargos com a garantia de potência, custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, custos com a convergência tarifária, custos com os terrenos e custos com o PPEC.

Assim, importa destacar dois efeitos na variação das tarifas de acesso às redes, o efeito das tarifas de uso das redes, e da tarifa de uso global do sistema, condicionada fundamentalmente pelos CIEG. As variações diferenciadas que se observam nos preços de energia por período horário decorrem essencialmente da variação diferenciada dos preços de energia da tarifa de uso global do sistema.

Entre a proposta de tarifas apresentada ao CT e a publicação final de tarifas para 2015, os fatores de modulação foram alterados, ao abrigo da Portaria n.º 251-B/2014, de 28 de novembro, que prevê a possibilidade de alterar os fatores de modulação previstos na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, de forma a evitar variações acentuadas em alguns períodos horários que sejam desincentivadoras da modulação de consumos. Esta alteração vem resolver a questão referida pelo Conselho Tarifário de agravamentos superiores nas tarifas de vazio e de super vazio. Em resultado desta nova alocação de CIEG por período horário resultam variações semelhantes dos preços de energia das tarifas de Acesso às Redes.

⁴⁴ Não abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 90/2006.

⁴⁵ 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.

⁴⁶ Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica

II B.3 – MERCADO LIVRE E TVCF TRANSITÓRIAS

No que concerne a recomendação do CT de uma metodologia transparente para o cálculo do fator de agravamento, a necessidade de atualização das tarifas transitórias tem sido avaliada pela ERSE nos termos da legislação em vigor, tendo em conta a evolução das condições do mercado grossista e do mercado retalhista de energia elétrica. As atualizações adotadas pretendem sempre cobrir as variações do preço de energia nos mercados grossistas e induzir a adesão gradual à contratação no mercado, de forma a que os preços das tarifas transitórias nunca estejam abaixo dos custos.

A evolução das condições de mercado é, assim, um elemento preponderante na definição do fator de agravamento, considerando a sua influência no desenvolvimento do mercado.

O regime em vigor visou a criação de incentivos à adesão dos consumidores de eletricidade e de gás natural ao mercado liberalizado através, por um lado, da criação de valor no mercado para fomentar a concorrência e, por outro lado, permitir aos consumidores percecionarem vantagens concretas resultantes da mudança de comercializador (de natureza económica e comercial). A evolução do número de mudanças para o mercado liberalizado e a criação da dinâmica concorrencial no mercado demonstram que a estratégia conduzida pelo CA da ERSE, em função do modelo em vigor, revelou-se adequada aos objetivos assumidos pelo legislador.

O sucesso desta estratégia é palpável e verificável por diversos indicadores, tais como, o número de agentes de mercado e comercializadores, que aumentou significativamente, a repartição das quotas de mercado entre os diversos comercializadores, o aumento significativo do número e diversificação de ofertas comerciais disponíveis no mercado e os benefícios económicos resultantes da mudança de comercializador, conforme se observa no quadro seguinte.

Indicadores BTN

Baixa Tensão Normal	Quotas de mercado				Comercializadores com ofertas no mercado livre	Nº ofertas no mercado livre	Nº ofertas base no mercado livre	Desconto máximo ofertas base
	Energia (%)		Clientes (%)					
	ML	CUR	ML	CUR				
1º Trim 2012	8%	92%	8%	92%	2	4	4	5,6%
3º Trim 2014	56%	44%	52%	48%	8	64	27	11,0%

Ofertas base: ofertas exclusivas de eletricidade, sem qualquer serviço adicional e sem oferta de gás natural.

O CA da ERSE considera que os resultados alcançados são fruto da análise coerente e adequada das condições de mercado, as quais resultam de uma verificação constante, periódica e permanente dos pressupostos subjacentes à definição das tarifas transitórias.

A metodologia aplicada pela ERSE reflete o quadro definido pelo legislador. Importa, contudo sublinhar que qualquer alteração do quadro legislativo no sentido de uma maior previsibilidade e objetividade é interpretado pelo CA da ERSE como um contributo positivo para o processo de liberalização do mercado retalhista.

II C – QUALIDADE DE SERVIÇO

O CA da ERSE toma boa nota do comentário recebido.

II D – PROPOSTA DE PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

O CA da ERSE toma boa nota do comentário recebido.