

**TARIFAS E PREÇOS PARA A
ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2014**

Dezembro 2013

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 legislativas ocorridas com impacto nas tarifas de energia elétrica de 2014	1
0.2	Evolução das tarifas para a energia elétrica em 2014 e dos preços dos serviços regulados	5
0.3	Principais determinantes da variação dos proveitos	10
0.3.1	Pressupostos Financeiros	10
0.3.2	Custos de aprovisionamento de energia do Comercializador de último recurso	11
0.3.3	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados	12
0.3.3.1	Medidas de sustentabilidade e outros ajustamentos aos custos de energia	15
0.3.3.2	Sobrecusto de Produção em Regime Especial	16
0.3.3.3	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual	17
0.3.3.4	Diferencial de custo das centrais com CAE	18
0.3.3.5	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas	18
0.3.4	Amortizações e juros da dívida tarifária	19
0.3.5	Procura de energia elétrica	21
0.3.6	Proveitos permitidos por atividade em 2014	23
1	INTRODUÇÃO	25
2	ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SECTORIAL	27
2.1	Economia mundial	27
2.2	Economia portuguesa	27
2.3	Enquadramento sectorial	29
3	PROVEITOS PERMITIDOS	33
3.1	Proveitos permitidos a recuperar em 2014	40
3.2	Proveitos de energia e comercialização	45
3.3	Proveitos da UGS	58
3.3.1	Custos de gestão do sistema	59
3.3.2	Interruptibilidade	59
3.3.3	Taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico	60
3.3.4	Custos com garantia de potência	60
3.3.5	Custos com a concessionária da Zona Piloto	61
3.3.6	Mecanismo da Correção de Hidraulicidade	62
3.3.7	Desconto por aplicação da tarifa social	62
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	64
3.3.9	Custos com a PRE	64
3.3.10	Custos de interesse económico geral e estabilidade tarifária	67
3.3.11	Evolução do Sobrecusto da PRE	73
3.3.12	Proveitos a recuperar	76

3.4	Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica	77
3.5	Proveitos do comercializador de último recurso	79
3.6	Análises complementares	83
4	TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2014.....	89
4.1	Tarifas	89
4.2	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT	94
4.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	94
4.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	96
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.....	96
4.2.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	96
4.3	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição	98
4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	98
4.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	103
4.3.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	105
4.4	Tarifas por atividade do Comercializador de último recurso	108
4.4.1	Tarifa de Energia.....	108
4.4.2	Tarifas de Comercialização.....	109
4.5	Tarifas de Acesso às Redes	110
4.6	Tarifas de Acesso às Redes da Mobilidade Elétrica.....	112
4.7	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	113
4.8	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	118
4.8.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2014.....	119
4.9	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	121
4.9.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2014	122
4.10	Tarifa Social	124
4.10.1	Tarifa social de Acesso às Redes a vigorar em 2014.....	126
4.10.2	Tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorarem em 2014	127
5	PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS.....	129
5.1	Parâmetros a vigorar em 2014.....	129
5.2	Valores mensais a transferir pela REN	136
5.2.1	Transferências para a Região Autónoma dos Açores	136
5.2.2	Transferências para a Região Autónoma da Madeira	137
5.2.3	Transferências para os centros electroprodutores	139
5.2.4	Transferências para a EDP Serviço Universal ao abrigo do Decreto-Lei n.º 74/2013	140
5.3	Valores mensais a transferir pela EDP Distribuição	141
5.3.1	Transferências para a REN.....	141
5.3.2	Transferências para o comercializador de último recurso	141

5.3.3	Transferências para as entidades cessionárias do défice tarifário de 2006 e 2007 do continente, suportado pela EDP Serviço Universal	143
5.3.4	Transferências para a Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, S.A..	144
5.3.5	Transferências para as entidades cessionárias referente ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012	146
5.4	Amortização e juros da dívida tarifária	148
5.5	Ajustamentos tarifários de 2012 e 2013.....	149
6	PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS	153
6.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais	153
6.1.1	Enquadramento regulamentar.....	153
6.1.2	Propostas das empresas.....	153
6.1.2.1	Preços de leitura extraordinária	154
6.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	156
6.1.2.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	156
6.1.2.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	157
6.1.3	Preços para vigorarem em 2014.....	161
6.1.3.1	Preços de leitura extraordinária	162
6.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	164
6.1.3.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	165
6.1.3.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	166
6.2	Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.....	171
6.2.1	Enquadramento regulamentar.....	171
6.2.2	Proposta das empresas	171
6.2.2.1	Verificação da qualidade da onda de tensão.....	171
6.2.2.2	Visita às instalações de clientes	175
6.2.2.3	Artigo 35.º - Avarias na Alimentação Individual dos Clientes.....	176
6.2.3	Valores para vigorarem em 2014	177
6.2.3.1	Monitorização da Onda Tensão.....	177
6.2.3.2	Visita às Instalações de Clientes (Artigo 55.º do RQS)	180
6.2.3.3	Avarias na Alimentação Individual do Cliente (Artigo 55.º do RQS)	181
7	ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES	185
7.1	Impacte no preço médio das tarifas por atividade	185
7.1.1	Evolução do preço médio das tarifas por atividade entre 2013 e 2014	185
7.1.2	Evolução das tarifas por atividade entre 1999 e 2014	190
7.2	Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes.....	193
7.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes entre 2013 e 2014	193
7.2.2	Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2014	200
7.2.3	Evolução das tarifas de Acesso às Redes entre 1999 e 2014	203
7.3	Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	206
7.3.1	Evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais entre 2013 e 2014.....	206
7.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais em 2014	210
7.4	Impacte no preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso	213

7.4.1	Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais entre 2013 e 2014.....	213
7.4.2	Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2014	216
7.4.3	Evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2014	220
7.5	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	222
7.5.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 2013 e 2014.....	222
7.5.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 1990 e 2012.....	225
7.6	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	228
7.6.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 2013 e 2014.....	228
7.6.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 1990 e 2014	231
7.7	Análise da Convergência Tarifária	233
7.8	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, em 2014	236
7.8.1	Análise dos custos	236
7.8.2	Impactes tarifários dos custos de interesse económico geral em 2014	241
	ANEXOS	247
	ANEXO I SIGLAS	249
	ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	255
	ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014”	259
	ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2013”	295

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.....	6
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores.....	7
Quadro 0-4 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira.....	7
Quadro 0-5 - Impacte nas variações tarifárias globais da convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira	7
Quadro 0-6 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2014.....	8
Quadro 0-7 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental	9
Quadro 0-8 - Pressupostos financeiros.....	11
Quadro 0-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes para 2013 e para 2014	12
Quadro 0-10 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2014	14
Quadro 0-11 - Ajustamentos de 2012 e 2013 a repercutir em tarifas de 2014.....	16
Quadro 0-12 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2014.....	19
Quadro 0-13 - Amortização e juros da dívida tarifária	21
Quadro 0-14 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas.....	22
Quadro 0-15 - Proveitos permitidos em Portugal continental em 2014	23
Quadro 0-16 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas, em 2014.....	24
Quadro 2-1 - Principais indicadores económicos.....	29
Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico	34
Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I).....	35
Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II).....	36
Quadro 3-4 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental	43
Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	44
Quadro 3-6 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes para 2013 e para 2014	56
Quadro 3-7 - Componentes do custo médio de aquisição dos clientes previsto para 2014.....	57
Quadro 3-8 - Remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico	60
Quadro 3-9 - Tarifa social a pagar pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário.....	63
Quadro 3-10 - Alisamento do sobrecusto da PRE previsto para 2014	65
Quadro 3-11 - Impacte do diferimento do valor dos sobrecustos com a aquisição de energia a PRE de 2012 a 2014 nos proveitos permitidos de 2014.....	66
Quadro 3-12 - Ajustamentos de 2012 e 2013 a repercutir em tarifas de 2014.....	68
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas.....	90

Quadro 4-2 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT	95
Quadro 4-3 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	95
Quadro 4-4 - Preços da parcela III (custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	95
Quadro 4-5 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT	95
Quadro 4-6 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND	96
Quadro 4-7 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2014	97
Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....	97
Quadro 4-9 - 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.....	98
Quadro 4-10 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema.....	99
Quadro 4-11 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento.....	101
Quadro 4-12 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema.....	102
Quadro 4-13 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	103
Quadro 4-14 - Desagregação do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema.....	103
Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	104
Quadro 4-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	104
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	105
Quadro 4-18 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2014.....	105
Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	106
Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	106
Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	107
Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	107
Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	107
Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	108
Quadro 4-25 - Preços da tarifa transitória de Energia	109

Quadro 4-26 - Preços da tarifa transitória de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	109
Quadro 4-27 - Preços das tarifas de Comercialização	110
Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2014.....	110
Quadro 4-29 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica a vigorarem em 2014.....	113
Quadro 4-30 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2014	115
Quadro 4-31 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2014	120
Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2014.....	123
Quadro 4-33 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2014	126
Quadro 4-34 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2014 em Portugal continental.....	127
Quadro 4-35 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2014 na Região Autónoma dos Açores	128
Quadro 4-36 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2014 na Região Autónoma da Madeira	128
Quadro 5-1 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	136
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA.....	137
Quadro 5-3 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	138
Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM	138
Quadro 5-5 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência	139
Quadro 5-6 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à tarifa social.....	140
Quadro 5-7 – Transferências da EDP Distribuição para a REN referente à tarifa social	141
Quadro 5-8 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal	142
Quadro 5-9 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	143
Quadro 5-10 - 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	144
Quadro 5-11 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009	145
Quadro 5-12 - 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	146
Quadro 5-13 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Santander Totta referente a uma parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012	146
Quadro 5-14 - 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.....	147
Quadro 5-15 - Amortização e juros da dívida tarifária	149

Quadro 5-16 - Valor dos ajustamentos de 2012 e 2013 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading.....	150
Quadro 5-17 - Valor dos ajustamentos de 2012 incluídos nos proveitos permitidos da REN	150
Quadro 5-18 - Valor dos ajustamentos de 2012 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição.....	151
Quadro 5-19 - Valor dos ajustamentos de 2012 e 2013 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal.....	151
Quadro 5-20 - Valor dos ajustamentos de 2012 incluídos nos proveitos permitidos da EDA	152
Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2012 incluídos nos proveitos permitidos da EEM.....	152
Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição	154
Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2014	155
Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDA.....	155
Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EEM.....	156
Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da EDP Serviço Universal, da EEM e da EDA.....	156
Quadro 6-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDP Distribuição	158
Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDA	159
Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EEM.....	160
Quadro 6-9 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2014.....	163
Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2014	163
Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2014	164
Quadro 6-12 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2014 em Portugal continental, na RAA e na RAM.....	165
Quadro 6-13 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2014 em Portugal continental, na RAA e na RAM	166
Quadro 6-14 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT para 2014	166
Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2014 (AT, MT e BT).....	168
Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2014	169
Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2014.....	170
Quadro 6-18 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em MAT, AT e MT para 2014	172
Quadro 6-19 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em BT para 2014	173
Quadro 6-20 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição (monitorização da qualidade da onda de tensão).....	174
Quadro 6-21 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2014.....	174
Quadro 6-22 - Valor limite previsto no artigo 43.º do RQS – Proposta da EDA	175
Quadro 6-23 - Valor limite previsto no artigo 43.º do RQS – Proposta da EEM.....	175
Quadro 6-24 - Quantia prevista no artigo 55.º do RQS – Proposta da EDA	176

Quadro 6-25 - Quantia prevista no artigo 55.º do RQS – Proposta da EEM	176
Quadro 6-26 - Quantia prevista no artigo 55.º do RQS – Proposta da EDA	177
Quadro 6-27 - Quantia prevista no artigo 55.º do RQS – Proposta da EEM	177
Quadro 6-28 - Valores limite previstos no artigo 43.º do RQS para 2014 em Portugal continental (monitorização da onda de tensão)	178
Quadro 6-29 - Valores limite previstos no artigo 43.º do RQS para 2014, na RAA (monitorização da onda de tensão).....	179
Quadro 6-30 - Valores limite previstos no artigo 43.º do RQS para 2014, na RAM (monitorização da onda de tensão).....	180
Quadro 6-31 - Preço previsto no artigo 55.º do RQS para 2014 (visita à instalação do cliente).....	181
Quadro 6-32 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2014 (visita à instalação do cliente).....	181
Quadro 6-33 - Valores da quantia prevista no artigo 55.º do RQS para 2014 na RAA (avarias na alimentação individual dos clientes).....	182
Quadro 6-34 - Valores da quantia prevista no artigo 55.º do RQS para 2014 na RAM (avarias na alimentação individual dos clientes).....	183
Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade	190
Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 2014/2013	193
Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão.....	205
Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN 2014/2013.....	215
Quadro 7-5 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão	222
Quadro 7-6 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA.....	222
Quadro 7-7 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão	227
Quadro 7-8 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM	228
Quadro 7-9 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão	233
Quadro 7-10 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2014.....	239
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 2014.....	241

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999.....	13
Figura 0-2 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	15
Figura 0-3 – Sobrecusto PRE por unidade produzida	17
Figura 2-1 - Taxas de variação	30
Figura 2-2 - Intensidade energética em Portugal continental	30
Figura 3-1 - Proveitos do setor elétrico	41
Figura 3-2 - Estrutura dos proveitos por setor por atividade.....	42
Figura 3-3 - Proveitos de energia e comercialização do CUR.....	45
Figura 3-4 - Energia e número de clientes	46
Figura 3-5 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema.....	46
Figura 3-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal.....	47
Figura 3-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha.....	48
Figura 3-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha.....	48
Figura 3-9 - Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros	49
Figura 3-10 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	50
Figura 3-11 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	51
Figura 3-12 - Energia transacionada por tecnologia	52
Figura 3-13 - Satisfação do consumo referido à emissão.....	52
Figura 3-14 - Evolução preço <i>Brent</i> (EUR/bbl) entre 1992 e 2013	53
Figura 3-15 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) entre 2009 e 2013	54
Figura 3-16 - Preço de futuros do petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2014.....	54
Figura 3-17 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t).....	55
Figura 3-18 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t) base 100 2008.....	55
Figura 3-19 - Diferencial da atividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em NT, BTE e BTN	57
Figura 3-20 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS	58
Figura 3-21 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente.....	59
Figura 3-22 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia	69
Figura 3-23 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS	70
Figura 3-24 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	71
Figura 3-25 - Evolução do sobrecusto PRE (valores previstos para tarifas)	74
Figura 3-26 - Evolução do sobrecusto PRE (valores ocorridos).....	75
Figura 3-27 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial.....	76
Figura 3-28 - Proveitos a recuperar	77
Figura 3-29 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição.....	78

Figura 3-30 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente	78
Figura 3-31 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais.....	80
Figura 3-32 - Variação do proveito unitário da TVCF de 2013 para 2014	81
Figura 3-33 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis.....	81
Figura 3-34 - Fornecimentos do CUR	82
Figura 3-35 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF.....	83
Figura 3-36 - Decomposição da variação nos proveitos unitários	83
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2014 da RAA.....	119
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2014 da RAM	122
Figura 7-1- Preço médio da tarifa transitória de Energia 2014/2013	185
Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema 2014/2013	186
Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT 2014/2013	187
Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT 2014/2013	187
Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT 2014/2013.....	188
Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT 2014/2013	188
Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT 2014/2013.....	189
Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN 2014/2013	189
Figura 7-9 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2013).....	192
Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes 2014/2013.....	194
Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema 2014/2013.....	194
Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT 2014/2013.....	196
Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT 2014/2013.....	196
Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT 2014/2013.....	197
Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT 2014/2013.....	197
Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT 2014/2013.....	198
Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT 2014/2013.....	198
Figura 7-18 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE 2014/2013.....	199
Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE 2014/2013.....	199
Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN 2014/2013.....	200
Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN 2014/2013.....	200

Figura 7-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2014, decomposto por atividade	201
Figura 7-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2014	201
Figura 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2014 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral.....	202
Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2014 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral	203
Figura 7-26 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	204
Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2013)	205
Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais 2014/2013.....	207
Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT 2014/2013	207
Figura 7-30 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT 2014/2013	208
Figura 7-31 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT 2014/2013.....	208
Figura 7-32 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE 2014/2013.....	209
Figura 7-33 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN 2014/2013.....	209
Figura 7-34 - Preço médio de referência de venda a clientes finais em 2014, decomposto por atividade	210
Figura 7-35 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2014	211
Figura 7-36 - Preço médio de referência de venda a clientes finais em 2014 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral	212
Figura 7-37 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2014 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral	212
Figura 7-38 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MT 2014/2013	213
Figura 7-39 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTE 2014/2013.....	214
Figura 7-40 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN 2014/2013	215
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) 2014/2013	216
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) 2014/2013	216
Figura 7-43 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2014....	217
Figura 7-44 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2014.....	218
Figura 7-45 - 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.....	219
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	219

Figura 7-47 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes).....	221
Figura 7-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2013)	221
Figura 7-49 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA	223
Figura 7-50 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA	224
Figura 7-51 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA	224
Figura 7-52 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAA ..	225
Figura 7-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (\leq 20,7 kVA) na RAA ..	225
Figura 7-54 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)	226
Figura 7-55 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2013).....	227
Figura 7-56 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM.....	228
Figura 7-57 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM.....	229
Figura 7-58 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM.....	230
Figura 7-59 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM ..	230
Figura 7-60 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (\leq 20,7 kVA) na RAM ..	231
Figura 7-61 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes).....	232
Figura 7-62 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2013)	233
Figura 7-63 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2013 e 2014	234
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	235
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	235
Figura 7-66 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999 ..	240
Figura 7-67 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2014, decomposto por componente	242
Figura 7-68 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2014.....	243
Figura 7-69 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes	244
Figura 7-70 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes	245

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2014” fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2014. Este documento integra os seguintes anexos: (i) “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2014” (ii) “Ajustamentos referentes a 2012 e 2013 a repercutir nas tarifas de 2014”, (iii) “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2014” e (iv) “Caracterização da procura de energia elétrica em 2014”.

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 2014”. O Conselho Tarifário emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, até 15 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 ao mesmo.

As tarifas aprovadas para 2014 em Portugal continental e nas Regiões Autónomas são as seguintes: (i) tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso em Portugal continental, (ii) tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso nas regiões Autónomas, (iii) tarifas de Acesso às Redes pagas pelo uso das redes de transporte e de distribuição e pelo uso global do sistema e, (iv) 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). No mercado regulado os preços praticados correspondem às tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aprovadas pela ERSE, calculadas somando as tarifas de Acesso às Redes com as tarifas transitórias 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 LEGISLATIVAS OCORRIDAS COM IMPACTE NAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA DE 2014

O cálculo de tarifas de energia elétrica para 2014 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

- Diretiva n.º 1/2013, de 2 de janeiro, que procede à revogação, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2013, do disposto no Capítulo III e no Artigo 2.º do Anexo II do Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril;
- Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, que procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro, e alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de maio, e 264/2007, de 24 de julho, no sentido de prever a possibilidade de redução das taxas nominais que incidem sobre os encargos previstos na alínea a) do número 4 do Artigo 5.º desse Decreto-Lei;
- Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro, que procede à redução da taxa nominal prevista na subalínea iv) da alínea b) do número 4 do Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, utilizada no cálculo da anuidade da parcela fixa dos CMEC;
- Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, que prevê a possibilidade dos titulares dos centros electroprodutores eólicos submetidos ao regime remuneratório da eletricidade previsto no anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação aplicável antes da data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, de adesão a um regime remuneratório alternativo durante um período adicional de cinco ou sete anos após o termo dos períodos iniciais de remuneração garantida atualmente em curso, mediante a assunção do compromisso de contribuir para a sustentabilidade do SEN, através do pagamento de uma compensação. Estabelece também um prazo máximo para a manutenção, pelas pequenas centrais hídricas submetidas ao regime remuneratório da eletricidade previsto no anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação aplicável antes da data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, das condições remuneratórias resultantes desse regime;
- Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, que transpõe para a ordem jurídica nacional um conjunto de disposições europeias relativas ao regime comunitário do comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, designadamente a Diretiva n.º 2009/29/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009. Em particular, este diploma dispõe que a partir de 2013 as licenças de emissão, que não sejam atribuídas a título gratuito, são leiloadas e que as receitas destes leilões, que constituem receita do Fundo Português de Carbono, devem ser aplicadas em ações que contribuam para um desenvolvimento assente numa economia competitiva e de baixo carbono. A respeito dos montantes que serão transferidos para o SEN, refere que deverão ser utilizados na compensação do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável;
- Portaria n.º 145/2013, de 9 de abril, que procede à aprovação das taxas previstas no número 3 do Artigo 2.º e no número 3 do Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro,

aplicáveis, respetivamente, ao diferimento dos sobrecustos com CMEC e ao diferimento dos sobrecustos com CAE;

- Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril, que procede à primeira alteração da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, e define os valores de determinados fatores a aplicar para efeitos da remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos para o ano de 2013;
- Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio, que estabelece o regime de verificação da disponibilidade dos centros electroprodutores que beneficiem de mecanismos de remuneração, subsídio ou comparticipação que tenham em consideração, para efeitos da sua aplicação ou cálculo, a disponibilidade desses centros. A portaria aplica-se, em particular, aos centros electroprodutores que recebem o incentivo à garantia de potência e aos que beneficiem da compensação pecuniária correspondente aos CMEC;
- Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, que prevê a criação de um mecanismo regulatório, com incidência na componente dos CIEG da tarifa de Uso Global do Sistema, destinado a corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade e, de igual modo, evitar que o funcionamento anómalo do mercado se repercuta nos produtores e consumidores portugueses;
- Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, que altera os parâmetros e o limite máximo da remuneração do serviço de interruptibilidade, previstos na Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, alterada pelas Portarias n.ºs 1308/2010, de 23 de dezembro, 71/2011, de 10 de fevereiro, e 200/2012, de 2 de julho, e na Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, alterada pelas Portarias n.ºs 268/2011, de 16 de setembro, e 200/2012, de 2 de julho. Estabelece ainda as regras aplicáveis à repercussão tarifária dos montantes pagos pelo operador da rede de transporte, responsável pela liquidação e faturação do serviço de interruptibilidade;
- Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, que aprova os requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes, bem como regras relativas à disponibilização de informação e faturação e, bem assim, ao financiamento dos custos inerentes à respetiva instalação, ao abrigo do disposto nos números 4 e 5 do Artigo 78.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Lei n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro, que operou a sua republicação. Define ainda que a ERSE efetua de dois em dois anos uma avaliação económica de longo prazo de todos os custos e benefícios para o mercado, em particular para os clientes finais, da substituição dos equipamentos existentes por contadores inteligentes, que deverá contemplar uma atualização dos principais pressupostos da análise;

- Despacho n.º 10244/2013, do Secretário de Estado da Energia, de 5 de agosto, que procede à aprovação dos termos de referência dos estudos a elaborar pela ERSE ao abrigo do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro, que estabelece o procedimento de elaboração, incluindo calendário e demais trâmites, do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia e os seus efeitos redistributivos nas diversas rubricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica, previsto no n.º 1 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 74/2013;
- Despacho n.º 12955-A/2013, do Secretário de Estado da Energia, de 10 de outubro, que define o montante de CIEG a repercutir nos produtores de energia elétrica em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, através dos termos tarifários da Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar à energia elétrica injetada na rede por esses produtores.
- Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, que estabelece a metodologia de determinação da taxa de remuneração a aplicar aos terrenos de afetos ao domínio público hídrico na posse da concessionária da Rede Nacional de Transporte;
- Despacho 13186-A/2013, de 15 de outubro, que ao abrigo do disposto no n.º 4 do Artigo 4.º e do n.º 5 do Artigo 5.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, altera as percentagens de distribuição dos sobrecustos com a convergência tarifária, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, mantendo os fatores *K* aprovados em Anexo à referida portaria
- Despacho n.º 15260/2013, de 22 de novembro, que estabelece o limite máximo de variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso para 2014;
- Despacho n.º 15674-B/2013, de 29 de novembro, que estabelece os parâmetros a utilizar em 2014 para determinação da taxa da remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial;
- Diploma aprovado em Conselho de Ministros de 5 de dezembro de 2013, que altera 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).

Foi igualmente integrada no cálculo das tarifas de energia elétrica para 2014 as disposições do diploma que aguarda publicação e que deverá produzir efeitos ao período de referência das tarifas:

- Portaria prevista no número 5 do Artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, que estabelece os procedimentos de repartição 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 com os organismos do SEN na alocação e utilização dessas receitas, bem como os montantes a deduzir à tarifa de Uso Global do Sistema;

As medidas legislativas acima mencionadas, têm reflexo na revisão regulamentar que acompanha as tarifárias para 2014, a qual tem como objetivo adaptar o Regulamento Tarifário ao quadro jurídico nacional vigente, designadamente nas seguintes matérias:

- Medidas mitigadoras do sobrecusto da produção em regime especial decorrentes da aplicação dos Decretos-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, e n.º 38/2013, de 15 de março;
- Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- Alteração da taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico, afetos à REN, decorrente da aplicação da Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro;
- Alteração dos parâmetros e do limite máximo da remuneração do serviço de interruptibilidade, decorrente da publicação da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, que estabelece ainda as regras aplicáveis à repercussão tarifária dos montantes pagos pelo operador da rede de transporte, responsável pela liquidação e faturação do serviço de interruptibilidade.

Adicionalmente, estas tarifas já incorporam a revisão do Regulamento Tarifário que introduz o mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas.

0.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2014 E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

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.

O citado diploma prevê a existência de tarifas transitórias a aplicar aos clientes que não exerçam o direito de escolha de um fornecedor de energia elétrica em regime de mercado. Este período transitório

termina a 31 de dezembro de 2014, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA, e a 31 de dezembro de 2015 para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

Assim, a partir de 1 de janeiro de 2013, as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE para Portugal continental passaram a ter um carácter transitório, sendo suscetíveis de revisão trimestral, 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 2014 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 2014/2013
Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN	2,8%
Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em BTN	1,0%

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

	Variação 2014/2013
Tarifas Transitórias	
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 apresentam-se as variações das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Varição 2014/2013
Clientes finais em MT	3,4%
Clientes finais em BTE	3,4%
Clientes finais em BTN	3,4%
Tarifa Social em BTN	1,0%

Quadro 0-4 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Varição 2014/2013
Clientes Finais em MT	0,2%
Clientes Finais em BTE	3,6%
Clientes Finais em BTN	2,1%
Tarifa Social em BTN	1,0%

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 2014 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 0-5 - 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	80,2%	3,4%
Região Autónoma da Madeira	65,4%	2,0%

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes. Estas tarifas estão incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e nas tarifas dos comercializadores de mercado negociadas livremente com os consumidores de energia elétrica. A variação das tarifas de Acesso às Redes (Quadro 0-6), em Portugal continental, é diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Quadro 0-6 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2014

	Variação 2014/2013
Tarifas de Acesso às Redes	6,3%
Acesso às Redes em MAT	3,0%
Acesso às Redes em AT	3,2%
Acesso às Redes em MT	5,8%
Acesso às Redes em BTE	9,4%
Acesso às Redes em BTN	6,5%

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. Em virtude da alocação diferenciada de custos na tarifa de UGS, os impactes tarifários afetam de forma distinta os clientes em BTN e os restantes.

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 0-7 apresentam-se as variações das tarifas por atividade em Portugal continental.

Quadro 0-7 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental

	Variação 2014/2013
Tarifa de Energia	-1,8%
Tarifa de Uso Global do Sistema	11,9%
Tarifas de Uso de Redes	
Uso da Rede de Transporte	9,1%
Uso da Rede de Distribuição em AT	1,5%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-0,6%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-0,9%
Tarifas de Comercialização	0,6%

Da análise do quadro anterior verifica-se que a variação tarifária global de 2,8%, para a BTN, é o resultado de:

- uma variação da componente de energia de -1,8%, continuando a manter-se elevado o nível de preços de energia no mercado em resultado do custo acentuado dos vetores energéticos que condicionam a produção de energia elétrica;
- variações reduzidas das tarifas de Uso das Redes de Distribuição justificadas pela aplicação de ganhos de eficiência, que permitem compensar a diminuição da procura observada nos últimos anos;
- um acréscimo de 11,9% da tarifa de Uso Global do Sistema justificado, em parte,
 - pela repercussão dos sobrecustos da PRE num período alargado de 5 anos,
 - pela repercussão parcial do CMEC de 2011,
 - pelo pagamento de uma parcela dos CIEG pelos produtores, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 74/2013.

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.

Seguindo 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, os preços dos serviços regulados em 2014 apresentam as seguintes alterações:

- Os preços aplicáveis a instalações em BTE, MT, AT e MAT refletem os custos da prestação dos serviços. A grande maioria dos preços sofre aumentos entre 0,4% e 1,8%.
- Os preços aplicáveis a instalações em BTN que ainda não reflitam totalmente os custos sofrem aumentos que, em alguns casos, atingem os 5% em 2014, de modo a assegurar uma gradual aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços. A grande maioria dos preços sofre aumentos entre 0,4% e 1,8%.
- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas não sofrem alterações.

De acordo com o regulamento da qualidade de serviço recentemente aprovado, aplicável em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, a ERSE aprova o valor limite a pagar por uma monitorização da onda de tensão, o preço a pagar pelo cliente caso não se encontre na sua instalação numa visita combinada ou pelo operador da rede se este não se apresentar na instalação no intervalo de tempo definido e o preço a suportar pelo cliente caso a empresa seja chamada para reparação de uma avaria que se situa no interior da instalação. Os valores aprovados pela ERSE para os clientes em BTN registam variações que não ultrapassam os 1,3%.

0.3 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DOS PROVEITOS

A determinação das tarifas para 2014 tem em consideração os valores dos custos e investimentos ocorridos em 2012, estimados para 2013 e os previstos para 2014, enviados pelas empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, bem como os parâmetros de regulação estabelecidos em 2011 para o período de regulação 2012-2014. Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2014.

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 2014, são os seguintes:

Quadro 0-8 - Pressupostos financeiros

	2014
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2012, para cálculo dos ajustamentos de 2012	1,11%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2012 e de 2013	0,54%
<i>Spread</i> no ano 2012 para cálculo dos ajustamentos de 2012	1,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2013 para cálculo dos ajustamentos de 2012 e dos ajustamentos de 2013	1,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2013, para cálculo das rendas dos défices tarifários	0,72%
<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 2013	5,85%
Taxa 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 média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2012	4,00%
Taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2013	4,20%

0.3.2 CUSTOS DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2014, plasmadas no mercado de futuro de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o preço para o próximo ano deverá ser mais elevado do que o valor médio em 2013 verificado até à data do preço no mercado *spot* de energia elétrica para Portugal,

que se situa em torno dos 45 €/MWh¹. Se a este preço for adicionado o acerto ao preço de mercado base devido ao perfil horário de compras de energia elétrica por parte do CUR, bem como os custos com os serviços de sistema e com os desvios do CUR, o custo médio de aquisição de energia elétrica para 2013 deverá ser cerca de 48 €/MWh. Este preço é inferior ao preço previsto nas tarifas de 2013 para 2013, em grande parte como consequência de condições de hidraulicidade mais favoráveis e da estagnação do preço do petróleo, ocorrida em 2013

Quadro 0-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR² para fornecimento dos clientes para 2013 e para 2014

	2013		2014
	Tarifas 2013	Estimativa 2013 (valores reais até Setembro)	Tarifas 2014
Preço médio de aquisição do CUR em Portugal €/MWh	62,0	47,9	59,0
Preço petróleo EUR/bbl	85,6	82,4	81,6
Índice de produtividade hidroelétrica	1,0	1,2	1,0

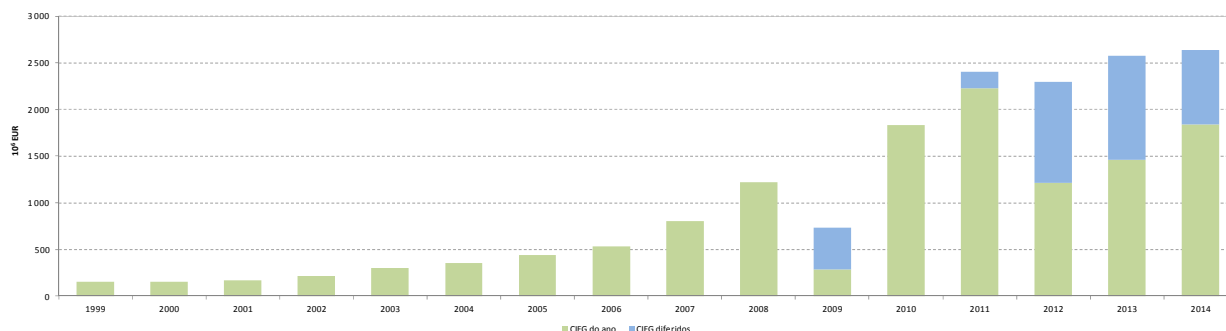
0.3.3 CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

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 Preços à fronteira

² 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 2014 atingem 2,6 mil milhões de euros. O total de custos de política energética, de estabilidade, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de 2014 é de cerca de 1,7 mil milhões de euros³. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os consumidores de energia elétrica.

O Quadro 0-10 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.

³ Custos de política energética e de interesse económico geral (2 637 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (- 137 milhões de euros) + Alisamento do sobrecusto da PRE (-799 milhões de euros).

Quadro 0-10 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2014

Unidade: 10³ EUR

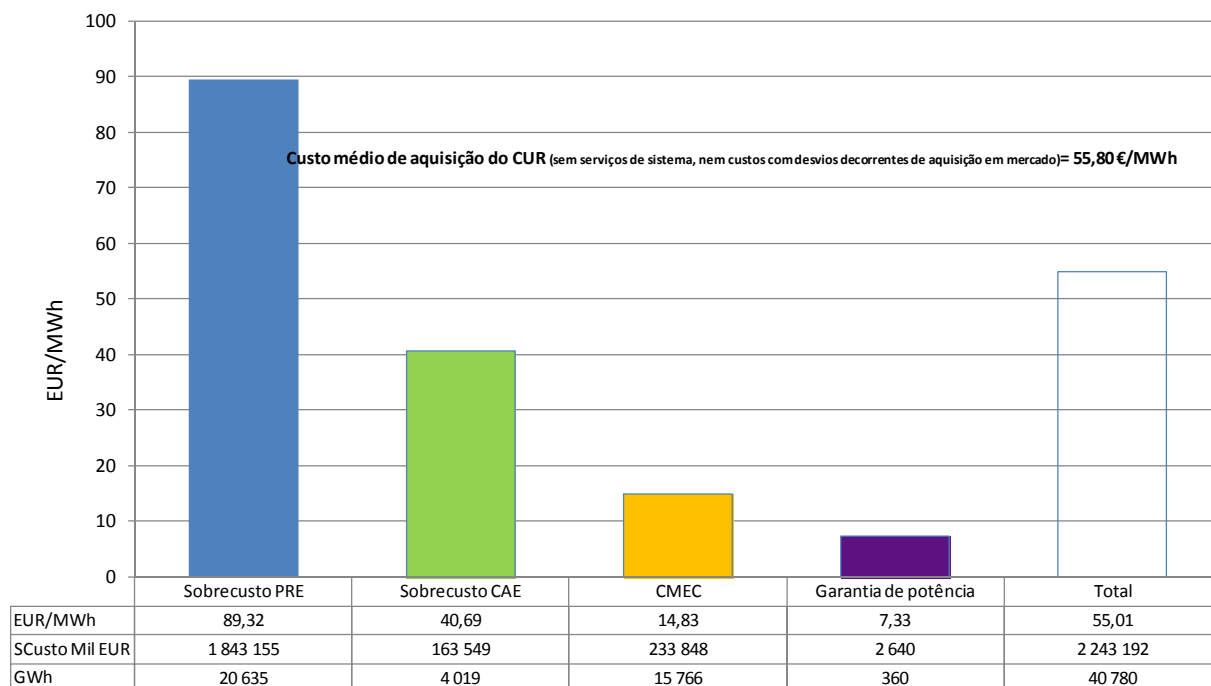
	2013	2014	Variação 2013/2014
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 575 241	2 637 124	2,4%
Sobrecusto da PRE	1 312 123	1 749 062	33,3%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	591 321	233 848	-60,5%
Sobrecusto dos CAE	177 969	163 549	-8,1%
Rendas de concessão da distribuição em BT	257 059	256 893	-0,1%
Sobrecusto da RAA e da RAM	190 189	158 637	-16,6%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 776	19 565	-1,1%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 448	19 240	-1,1%
Custos de natureza ambiental	420	339	-19,1%
Terrenos das centrais	21 414	13 386	-37,5%
Custos com a garantia de potência	-35 823	2 640	-107,4%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	11 500	0,0%
ERSE	5 113	5 113	0,0%
Gestão das faixas de combustível	4 200	2 600	-38,1%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	126	344	172,2%
Autoridade da Concorrência	406	406	0,0%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	76 641	-136 636	
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	140 466	137 100	
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	104 457	101 929	
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	36 009	35 171	
Medidas de sustentabilidade de mercados	-62 935	-285 181	
Diferencial extinção TVCF	13 297	21 996	
Sobreproveito	-10 590	-9 041	
Tarifa social	-3 597	-1 510	
Alisamento dos custos da PRE	-950 766	-799 069	
Reposição gradual da reclassificação da cogeração FER	0	0	
Alisamento do sobrecusto da PRE	-950 766	-799 069	
Diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC	-149 825		
Diferimento excepcional do ajustamento do sobrecusto CAE	-13 317		
Total	1 537 974	1 701 418	10,6%

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 ao investimento em capacidade de produção previsto nos serviços de garantia de potência determinados de acordo com a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, por unidade prevista produzir em 2014 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 valor da parcela de acerto dos CMEC de 2012;
- iv) 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 2014 incluem o ajustamento definitivo referente ao ano de 2012 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 2013. 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 0-11 sintetiza os ajustamentos de 2012 e 2013 a refletir nas tarifas de 2014.

Quadro 0-11 - Ajustamentos de 2012 e 2013 a repercutir em tarifas de 2014

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento 2012	Ajustamento 2013	Total
Tarifa de energia	1	-286	-285
Tarifa UGS	-65	-289	-354
CMEC+SCAE	67	132	199
SPRE	-131	-422	-553
Ajustamento total	-64	-575	-639

0.3.3.2 SOBRECUSTO 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.

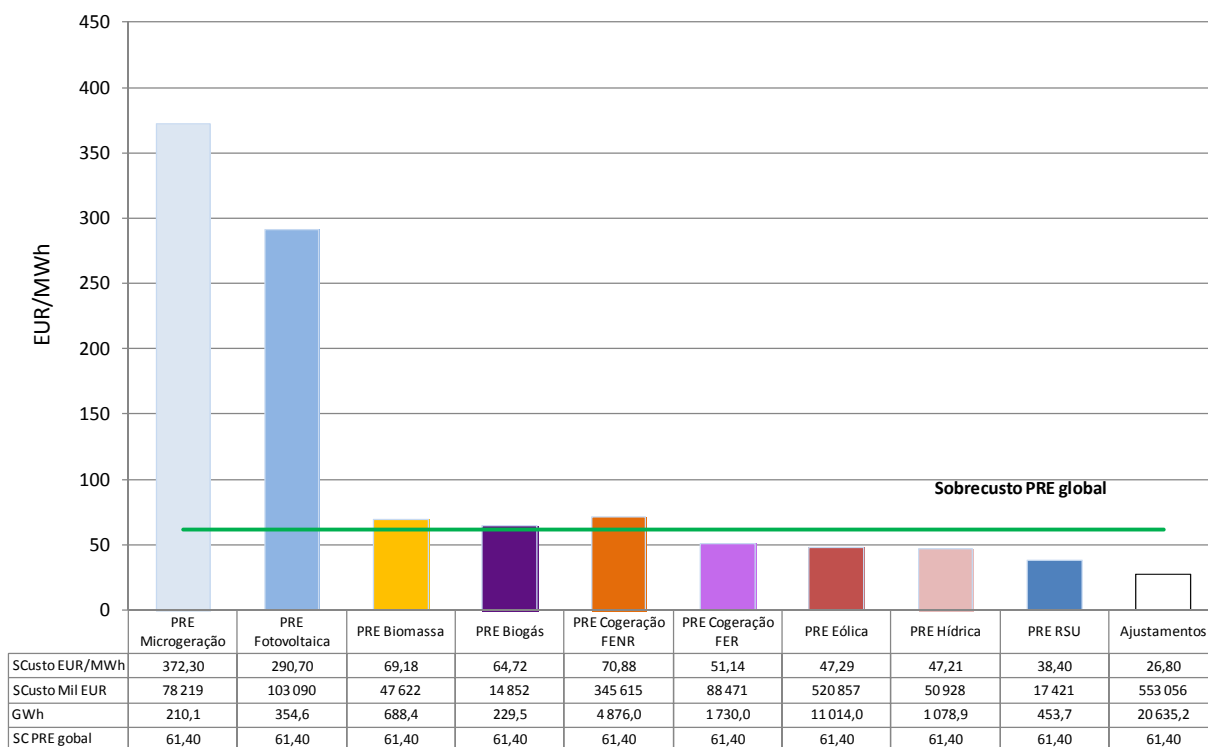
A repercussão nos proveitos permitidos destes pagamentos é determinada face à referência do preço da energia transacionada no mercado organizado e recuperada pela tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os consumidores independentemente do seu fornecedor.

Ilustra-se na figura seguinte os sobrecustos unitários de cada tecnologia de PRE, os quais incorporam os ajustamentos efetuados em 2014, relativos aos anos de 2012 e 2013. Para esta análise também não foi considerado:

- Diferimento do sobrecusto 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 aos montantes de proveitos permitidos do valor das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa;
- Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013.

Figura 0-3 – Sobrecusto PRE por unidade produzida



0.3.3.3 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

O valor dos CMEC considerado nas Tarifas de 2014 ascende a 233,8 milhões de euros e é composto pelas seguintes parcelas:

- Parcela fixa no montante de 66,2 milhões de euros que inclui a renda anual de 67,5 milhões de euros, calculada à taxa de 4,72%⁴, o acerto decorrente da alteração da taxa de juro de 5%, aplicada em Tarifas 2013, para a taxa definitiva no decorrer de 2013 no montante de -0,7 milhões de euros e o remanescente do ajustamento da parcela fixa de 2012 no montante de - 0,6 milhões de euros;

⁴ Taxa definida na Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro.

- Parcela de acerto que recupera os desvios de faturação de 2012 e de 2013 no montante de -0,01 e 5,6 milhões de euros, respetivamente, e a primeira 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 78,7 milhões de euros;
- Parcela de alisamento no total de 119 milhões de euros relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de faturação em 2012 no montante de 0,7 milhões de euros e (ii) revisibilidade de 2013 no montante de 118,3 milhões de euros.
- Saldo remanescente da correção de hidraulicidade, no montante de -35,6 milhões de euros.

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 71,8 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.

PARCELA DE ACERTO

Na sequência do processo instrutório relativo ao apuramento do ajustamento dos CMEC para o ano de 2012 ainda se encontrar em curso, não foi emitido despacho de homologação desta parcela por parte da Secretaria de Estado da Energia. Por este motivo e de acordo com os procedimentos de repercussão do valor do ajustamento nos proveitos permitidos, previstos no Artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, não considerou o montante relativo à diferença entre o valor de revisibilidade de 2012 considerado em Tarifas de 2013 e o valor da revisibilidade de 2012, nos proveitos permitidos de 2014.

0.3.3.4 DIFERENCIAL DE CUSTO DAS CENTRAIS COM CAE

Prevê-se que o valor do sobrecusto para 2014, de 130 149 milhares de euros, seja menor do que o verificado em 2012⁶, 182 231 milhares de euros. Esta evolução deve-se essencialmente à redução acentuada verificada no encargo de energia, sobretudo por via da diminuição prevista da produção da central da Turbogás.

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.

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.

⁶ Sem ajustamentos.

Quadro 0-12 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2014Unidade: 10³ EUR

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2014	81 214	77 423	158 637
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2013	97 340	92 849	190 189

0.3.4 AMORTIZAÇÕES E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 0-13 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2014, 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 2014, referente a estes défices, é de 57,8 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 sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para 2012. O saldo em dívida em 2014, referente a este diferimento é de 516,4 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizado, conforme se apresenta de seguida: (i) ao BCP, em abril de 2013, um montante de 150 milhões de euros; (ii) ao Santander, em maio de 2013, um montante de 140,9 milhões de euros; e (iii) à Tagus, em maio de 2013, um montante de 422,7 milhões de euros.
- 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 sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para 2013. O saldo em dívida em 2014, referente a este diferimento é de 982,7 milhões de euros.
- O diferimento, num montante de 1 533,9 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 sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para 2014;
- 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

défi ce 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 2014, referente a estes défi ces, é de 1 225,9 milhões de euros. Estes défi ces 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;

- O diferimento do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE, num montante de 13,3 milhões de euros foi totalmente recuperado em 2014.

Quadro 0-13 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2013	Juros 2014	Amortização 2014	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2014	Saldo em dívida em 2014
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5)
EDA (BCP e CGD)	48 549	349	12 007	12 356	36 542
Convergência tarifária de 2006	17 117	123	4 233	4 356	12 884
Convergência tarifária de 2007	31 432	226	7 774	8 000	23 658
EEM (BCP e CGD)	27 051	194	6 690	6 885	20 360
Convergência tarifária de 2006	6 258	45	1 548	1 593	4 710
Convergência tarifária de 2007	20 793	149	5 143	5 292	15 650
EDP Serviço Universal	3 438 214	150 943	655 262	806 205	4 316 829
BCP e CGD	76 876	552	19 013	19 565	57 863
Défice de BT de 2006	55 726	400	13 782	14 182	41 944
Continente	53 552	385	13 245	13 629	40 308
Regiões Autónomas	2 173	16	538	553	1 636
Défice de BTn de 2007	21 150	152	5 231	5 383	15 919
Continente	20 325	146	5 027	5 173	15 298
Regiões Autónomas	826	6	204	210	622
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	751 886	47 519	235 436	282 955	516 450
EDP Serviço Universal	160 255	10 128	50 180	60 308	110 075
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	122 862	7 765	38 471	46 236	84 390
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	115 449	7 296	36 150	43 447	79 299
Tagus, SA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	353 320	22 330	110 634	132 964	242 686
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	1 274 756	74 518	292 066	366 585	982 690
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	0	0	0	0	1 533 878
Tagus, SA	1 334 696	28 936	108 747	137 683	1 225 949
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	988 101	21 422	80 507	101 929	907 594
Sobrecusto da PRE 2009	346 595	7 514	28 239	35 754	318 355
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-583	0	-583	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-583	0	-583	0
EDP Distribuição	149 825	3 746	74 912	78 658	74 912
Parcela de acerto de 2011	149 825	3 746	74 912	78 658	74 912
REN Trading	13 317	533	13 317	13 850	0
Diferimento do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE	13 317	533	13 317	13 850	0
Total	3 676 955	155 764	762 189	917 953	4 448 644

0.3.5 PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

As previsões de evolução da procura de energia elétrica adotadas pela ERSE para 2014 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 0-14 apresentam-se os fornecimentos por nível de tensão considerados em tarifas de 2014 e a sua variação face aos valores do cálculo tarifário do ano anterior, constatando-se um decréscimo na previsão da procura de energia elétrica da ordem de 2% para o total dos fornecimentos do CUR e dos comercializadores em mercado.

Quadro 0-14 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2013	Tarifas 2014	$\Delta\%$ T2014 / T2013
Fornecimentos CUR + ML	45 399	44 533	-1,9%
MAT	1 732	2 192	26,5%
AT	6 308	6 395	1,4%
MT	13 964	13 636	-2,3%
BTE	3 438	3 304	-3,9%
BTN	19 203	19 006	-1,0%
IP [1]	754	0	-100,0%

Nota: [1] Em 2014 os consumos correspondentes à IP estão englobados na BTN.

No atual contexto de instabilidade social e económica do país, o exercício de previsão da procura de energia elétrica realizado pelas empresas e pela ERSE tem uma maior incerteza associada, sendo o leque de variáveis explicativas mais alargado. Os dados mais recentes para a evolução da economia portuguesa apontam para uma queda mais moderada da atividade económica em 2013, face ao ocorrido em 2012, e para um ligeiro aumento em 2014.

Verifica-se também um desempenho positivo de alguns setores da indústria nacional e da 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, fatores estruturais, como sejam medidas de promoção da eficiência no consumo e a elevada carga fiscal sobre a eletricidade para o consumidor final, deverão ter tendência a pressionar no sentido de diminuir o consumo de energia elétrica.

Face ao exposto, a ERSE considerou uma estagnação do consumo referido à emissão estimado para o ano de 2013, face ao ocorrido no ano de 2012. Para 2014, a ERSE assumiu a manutenção do consumo referido à emissão face à sua estimativa para 2013, o que representa uma previsão mais otimista do que as últimas previsões divulgadas pelo operador da rede de transporte. Assim, apesar dos dados mais recentes começarem a apontar para a retoma da economia portuguesa a partir do 2.º trimestre de 2013 e durante o ano de 2014, a evolução do consumo referido à emissão que a ERSE incluiu no cálculo

tarifário de 2014, não reflete por completo esta tendência, devido ao clima de incerteza em que o país ainda se encontra e que deverá subsistir em 2014. Estes pressupostos levam a que o nível de consumo para 2014 se situe próximo do consumo ocorrido em 2006.

Assinala-se ainda a forte evolução do mercado liberalizado verificada em Portugal Continental nos meses já decorridos de 2013, que se deverá manter durante o ano de 2014.

Relativamente à Região Autónoma dos Açores, as estimativas para 2013 consideram um decréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago da ordem de 2%, seguida de novo decréscimo em 2014, embora de menor amplitude. Estas previsões confirmam a inversão do crescimento positivo que se havia verificado até 2010 e acentuam a forte queda do consumo verificada desde 2011, 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 em 2013 uma queda do consumo de energia elétrica superior a 3%, em resultado da desaceleração da economia da região, fortemente afetada pela conjuntura económica desfavorável a nível nacional e internacional. Contudo, para 2014 deverá assistir-se a uma ligeira retoma, com um crescimento do consumo de eletricidade de cerca de 0,5%.

0.3.6 PROVEITOS PERMITIDOS POR ATIVIDADE EM 2014

O Quadro 0-15 sintetiza os proveitos permitidos em 2014, por atividade, em Portugal continental.

Quadro 0-15 - Proveitos permitidos em Portugal continental em 2014

Unidade: 10⁶ EUR

Tarifas 2014	Proveitos permitidos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2014, previstos em 2013 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2014 (6) = (3) - (4) + (5)
REN Trading	163 549		0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	163 549	-163 549 (GGS)	0	0	0	0
REN	658 367		821 915	0	0	821 915
Gestão Global do Sistema (GGS)	287 679	163 549 (CVEEAC)	451 228			451 228
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	370 688		370 688			370 688
EDP Distribuição	3 489 178	-821 915	2 667 263	272 226	-1 510	2 393 527
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 253 847		1 253 847			1 253 847
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 235 331	-821 915 (GGS + TEE)	1 413 416	272 226		1 141 190
Tarifa Social					-1 510	-1 510
EDP Serviço Universal (CUR)	2 532 395	-2 042 524	489 872	-272 226	0	762 098
Compra e Venda de Energia Eléctrica	1 375 019	-949 993	425 026	-285 181		710 207
Compra e Venda de Energia Eléctrica FRE (CVEE FRE)	949 993	-949 993 (Sobrecusto da FRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	425 026		425 026	-285 181		710 207
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	1 092 531	-1 092 531 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	64 846		64 846	21 996		42 850
Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória				-9 041		9 041
			3 979 050	0	-1 510	3 977 540

O Quadro 0-16 sintetiza os proveitos permitidos em 2014, por atividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-16 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas, em 2014

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos por atividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2014 (3) = (1) - (2)
EDA	190 608	81 214	109 394
Actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	143 839	60 767	83 072
Actividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 822	15 293	24 528
Actividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 947	5 153	1 794
EEM	202 198	77 423	124 775
Actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	154 236	61 450	92 785
Actividade de Distribuição de Energia Elétrica	42 806	12 790	30 016
Actividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 157	3 183	1 974
Total nas Regiões Autónomas	392 806	158 637	234 169

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 2014”. O presente documento foi complementado por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante.

Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços para o Continente e para as Regiões Autónomas, a vigorarem em 2014.

As tarifas para 2014 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 496/2011, de 19 de agosto.

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 2014, têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2012, previstos para 2013 e estimados para 2014, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

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

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2014.

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

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

No capítulo 3 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram à fixação de tarifas e preços a aplicar em 2014. 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 2014.

No capítulo 5 apresentam-se os parâmetros que vigoram no período de regulação de 2012 a 2014.

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 2014.

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

2 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SECTORIAL

2.1 ECONOMIA MUNDIAL

O ano de 2012 caracterizou-se por um abrandamento no ritmo de crescimento da economia mundial, face ao ano anterior atingindo um crescimento de 3,1%⁷ em 2012, por comparação com um crescimento de 3,9% em 2011. A desaceleração da atividade mundial verificou-se tanto nas economias avançadas, como nas economias de mercado emergente e em desenvolvimento, num contexto em que o comércio mundial de bens e serviços abrandou fortemente, registando uma queda no seu ritmo de crescimento de cerca de 3,5 pontos percentuais, apresentado em 2012 um crescimento de 2,5% face ao ano anterior.

Para 2013 e segundo o FMI, a economia mundial manterá o ritmo de crescimento do ano transato, sendo que a manutenção do ritmo de crescimento será comum tanto às economias avançadas como às economias de mercado emergente e em desenvolvimento. A existência de uma procura interna frágil e de crescimentos reduzidos em diversas economias-chave proveniente de mercados emergentes e a existência de uma recessão mais prolongada da economia da área do euro justificam a manutenção do ritmo de crescimento para 2013.

Segundo o FMI, a economia norte-americana apresenta para 2013 um crescimento da sua atividade económica, embora a um ritmo mais moderado quando comparado com o crescimento verificado no ano anterior. Para a área do Euro é expectável em 2013, a manutenção da recessão (-0,6%). O Reino Unido deverá apresentar um incremento na sua atividade económica mais expressivo do que a expectável para a economia nipónica em 2013 (de 0,3% para 0,9% e 1,9% para 2,0%, respetivamente).

Para 2014, o FMI prevê um ligeiro aceleração no ritmo de crescimento da economia mundial face ao ano anterior (+3,8%). Tanto as economias avançadas, como os países emergentes apresentarão uma ligeira aceleração no seu ritmo de crescimento (de 1,2% para 2,1% e 5,0% para 5,4%, respetivamente). Segundo o referido organismo, a área do Euro retomará o crescimento da sua economia (+0,9%), após a estimativa de uma contração da mesma para 2013 (-0,6%) justificado pela crise que esta economia atravessa e atrasos na implementação de políticas em áreas chave.

2.2 ECONOMIA PORTUGUESA

A economia portuguesa caracterizou-se em 2012 pelo prosseguimento do Programa de Assistência Económica e Financeira acordado entre o Estado Português, a União Europeia (UE), o Banco Central Europeu (BCE) e o FMI, iniciado em Abril de 2011.

⁷ FMI, "World economic Outlook – update", julho/2013.

A atividade económica portuguesa contraiu-se em 2012, embora de uma forma mais expressiva do que no ano anterior, com uma quebra do produto de -3,2% por comparação com uma quebra do produto de -1,6% em 2011, segundo os dados divulgados pelo Banco de Portugal.

Em 2012 verificou-se, pelo segundo ano consecutivo, uma forte quebra no investimento e no consumo, tanto privado como público, justificado pelo processo de ajustamento na economia decorrente da necessidade de correção dos desequilíbrios macroeconómicos existentes. A contrariar este andamento, regista-se o comportamento das exportações, com um crescimento de 3,2% face ao ano anterior e um contributo positivo de 3,8 pontos percentuais, para a variação real do PIB português. Em sentido contrário, encontra-se a procura interna com um contributo negativo de 7,0 pontos percentuais para a variação real do PIB português.

A inflação, enquanto medida através do Índice Harmonizado Preços no Consumidor (IHPC), apresentou uma tendência decrescente entre 2012 e 2011 (+3,6%), tendo registado um crescimento de +2,8%. A evolução atrás descrita é justificada por medidas decorrentes da consolidação orçamental a que Portugal se encontra sujeito, que se traduziram no aumento das taxas de Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA) de alguns bens, o agravamento do imposto aplicável ao tabaco e o aumento do preço de alguns bens e serviços sujeitos a regulação (por exemplo, no sector dos transportes e da saúde).

De acordo com as estimativas de diversos organismos (Quadro 2-1), o ano de 2013 caracteriza-se por uma contração da atividade económica menos acentuada do que a verificada em 2012, seguido de uma ligeira recuperação em 2014, com a economia portuguesa a apresentar uma variação positiva no crescimento do PIB. Em 2013, a componente das exportações é a única que regista um crescimento positivo entre 2012 e 2013, sendo que a procura interna continuará em contração, mas menos acentuada do que a estimada para 2012. O crescimento positivo da atividade económica em 2014 resulta da conjugação do crescimento expressivo das exportações, da manutenção da forte redução do consumo público e de uma ligeira recuperação do consumo privado.

A dissipação de alguns fatores associados ao processo de consolidação orçamental descritos anteriormente contribui para que a inflação medida através do índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC) apresente uma tendência descendente entre 2012 e 2013. O aumento do preço de importação de bens não energéticos, no seguimento da evolução positiva da economia mundial contribui para o incremento deste índice entre 2013 e 2014. Inversamente, o deflator do PIB apresenta uma tendência descendente entre 2013 e 2014.

Quadro 2-1 - Principais indicadores económicos

	2012	2013				2014					
	B. Portugal	MF	Comissão Europeia	OCDE	FMI	B. Portugal	MF	Comissão Europeia	OCDE	FMI	B. Portugal
PIB (crescimento real %)	-3,2	-2,3	-2,3	-2,7	-2,3	-2,0	0,6	0,6	0,2	0,6	0,3
Consumo Privado	-5,6	-3,2	-3,3	-4,0	-3,3	-3,4	0,1	0,1	-1,5	0,1	-1,4
Formação bruta de capital fixo	-14,5	-7,6	-7,6	-10,6	-7,6	-8,9	2,5	2,5	-0,7	2,5	1,1
Consumo público	-4,4	-4,2	-4,2	-3,9	-4,2	-2,1	-3,1	-2,0	-2,0	-2,0	-3,2
Exportações	3,2	0,8	0,9	1,4	0,9	4,7	4,5	4,4	5,1	4,4	5,5
Importações	-6,7	-3,9	-3,9	-3,1	-3,9	-1,7	3,0	3,1	1,3	3,1	2,1
Deflador do PIB (em %)		1,8	1,8	-0,4	1,8		1,3	1,3	0,0	1,3	
IHPC (em %)*	2,8	0,7	0,7	0,0	0,7	0,4	1,0	1,0	0,2	1,0	0,8

Nota: (*) IPC no caso do Ministério das Finanças

Fonte: MF - "Documento de Estratégia Orçamental – 2013-2017", abril/2013; CE – "European Economic Forecast - Spring 2013" - *European Economy no.2/2013*, maio; OCDE – "Economic Outlook no.93", maio/2013; FMI – "Seventh review under the extended arrangement and request for modification of end-June performance criteria", junho/2013; Banco de Portugal – Boletim de Verão – julho/2013.

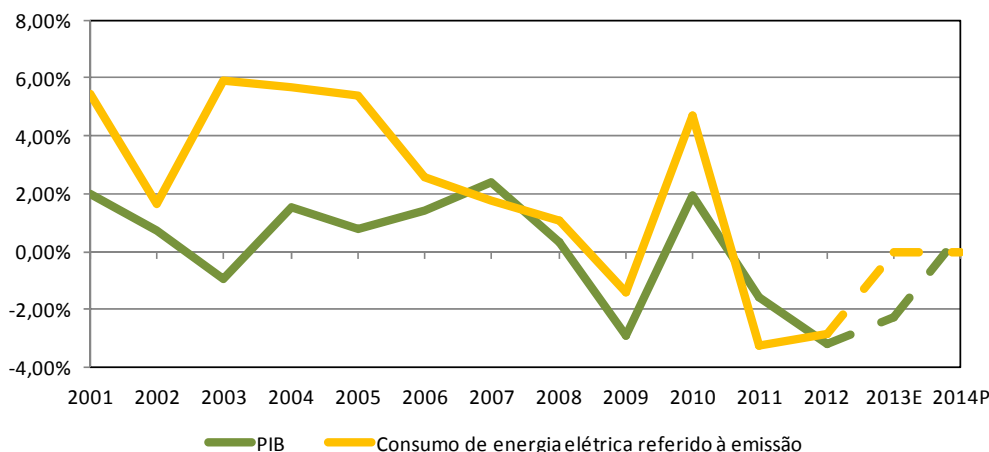
2.3 ENQUADRAMENTO SECTORIAL

O ano de 2012 foi marcado por diversos acontecimentos, influenciando tanto o lado da procura como da oferta de petróleo a nível mundial. Se por um lado, a instabilidade sentida no médio Oriente, nomeadamente a guerra na Síria, condicionou a oferta desta *commodity*, por outro lado, a desaceleração das economias americanas e chinesas e a crise sentida na área do euro, permitiu a diminuição da pressão do lado da procura, contribuindo para a manutenção do preço do petróleo em níveis próximos dos registados no ano anterior. Assim, em 2012, o preço do petróleo atingiu uma cotação média de 111,6 USD/bbl. De registar que, desde 2009, o seu preço evidência uma tendência de subida.

Na Figura 2-1 é apresentada a taxa de crescimento real do produto interno bruto (a preços constantes de 2006) e a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica referido à emissão⁸, entre 2001 e 2014.

⁸ A série do consumo referido à emissão não inclui a correção dos efeitos relacionados com a temperatura e dias úteis.

Figura 2-1 - Taxas de variação

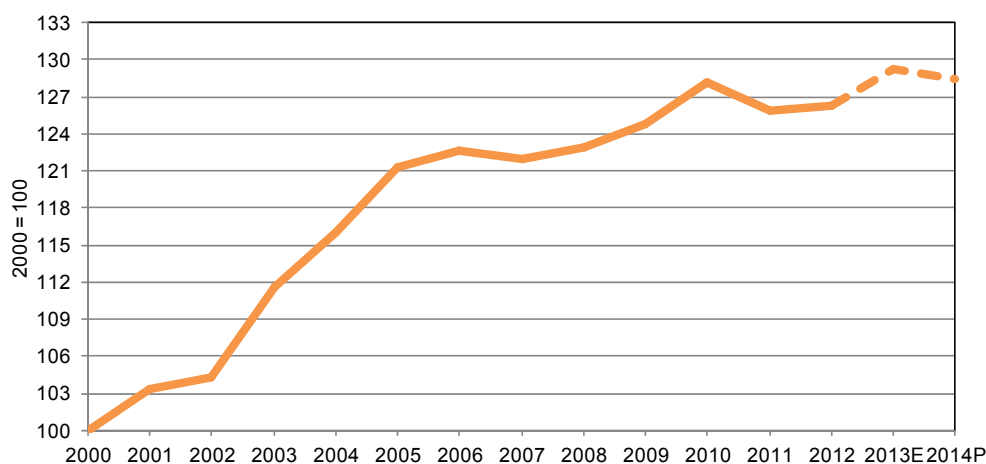


Fonte: INE, ERSE, REN, MF

O andamento das taxas de variação dos dois indicadores é coincidente, aproximando-se fortemente a partir do ano de 2007. Em 2012, a quebra no PIB (-3,2%) foi mais expressiva do que a sentida no consumo de energia elétrica (-2,9%). Para 2014, é expectável uma recuperação da economia com um crescimento em torno de 0,6% enquanto para o consumo referido à emissão é expectável uma estagnação.

A intensidade energética é um indicador que permite estabelecer a comparação entre o andamento da economia e o andamento do consumo de energia elétrica. A Figura 2-2 apresenta a evolução da intensidade energética para Portugal continental entre 2000 e 2014, calculada tendo por base o consumo de energia elétrica referido à emissão e o produto interno bruto, a preços constantes de 2006.

Figura 2-2 - Intensidade energética em Portugal continental



Fonte: INE, ERSE, REN, MF

Pela análise da figura verifica-se que a intensidade energética apresenta uma tendência crescente, com exceção dos anos de 2007, 2011 e 2014. 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, indicando um menor consumo de energia elétrica por unidade de riqueza produzida no país.

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 “Ajustamentos referentes a 2012 e 2013 a repercutir nas tarifas de 2014”, “Caracterização da procura de energia elétrica em 2014”, e “Proveitos permitidos das empresas reguladas no setor elétrico em 2014” e o documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”⁹.

No documento “Ajustamentos referentes a 2012 e 2013 a repercutir nas tarifas de 2014” analisa-se o ano de 2012 para todas as atividades e o ano de 2013 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 2013. Adicionalmente, para 2013 e para todas as atividades analisa-se o acerto provisório do CAPEX.

Relativamente a 2012, 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 2012. 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 2013, 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.

No documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas no setor elétrico em 2014” definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2014 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.

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.

⁹ Documento publicado em dezembro de 2011.

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 2012-2014	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: 1.) Incentivo à eficiente oferta da energia da central da Turbogás no mercado diário. 1.) Incentivo à maximização das receitas da central da Tejo Energia. Mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO ₂ : 1co2) Incentivo à eficiente gestão das licenças de emissão de CO ₂ . Partilha de ganhos com operações de troca de EUA por CER. Refira-se que o formato destes incentivos será revisto de acordo com o mecanismo apresentado nesta proposta tarifária e que se baseia na maximização da margem operacional das duas centrais (incluindo o	Taxa de remuneração do ativo 9,0% Metodologia de indexação aos CDS 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 9,0% Metodologia de indexação aos CDS 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 9,0% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Custos de referência - Taxa de remuneração do ativo - 9,0% + 1,5% Fator de eficiência de 3,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Proveitos permitidos

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.	Taxa de remuneração do ativo 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Investimentos em redes inovadoras - Taxa de remuneração do ativo - 9,5% + 1,5% Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,5% 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) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória.			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
EDP SU, SA Comercializador de último recurso (CUR)	Compra e Venda de Energia Eléctrica	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 eléctrica à PRE: Custos com a aquisição de Energia eléctrica a produtores em regime especial - Função de Compra e venda de Energia eléctrica para fornecimento aos clientes: Custos com a aquisição de Energia eléctrica no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais		Taxa de remuneração do ativo 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa	Tarifa de Energia
	Comercialização	Regulação por <i>Price cap</i> Margem (reposição do custo das necessidades financeiras resultantes do desfasamento temporal entre os prazos médios de recebimentos e os prazos médios de pagamentos). Ajustamento ao fim de 2 anos tendo em conta eventuais desvios do nível de atividade e do cálculo da margem com base em custos reais.			Taxa de remuneração do ativo 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa 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.				

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 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 funcionamento. 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 funcionamento.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental. Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo. Mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO ₂ : i.) Incentivo à eficiente gestão das licenças de emissão de CO ₂ . Partilha de ganhos com operações de troca de EUA por CER. A aplicação deste incentivo foi suspensa a partir de 2013. A sua revisão é apresentada nesta proposta tarifária e produzirá efeitos a partir de 2014.	Taxa de remuneração do ativo 9,0% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5% ao ano.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de funcionamento. 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 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5% ao ano.	
	Comercialização de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de funcionamento. Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.			Taxa de remuneração do ativo 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 0,4% a 3,0%.	
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 funcionamento. 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 funcionamento.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental. Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo. Mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO ₂ : i.) Incentivo à eficiente gestão das licenças de emissão de CO ₂ . Partilha de ganhos com operações de troca de EUA por CER. A aplicação deste incentivo foi suspensa a partir de 2013. A sua revisão é apresentada nesta proposta tarifária e produzirá efeitos a partir de 2014.	Taxa de remuneração do ativo 9,0% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,55% ao ano.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de funcionamento. 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 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 5% ao ano.	
	Comercialização de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de funcionamento. Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.			Taxa de remuneração do ativo 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 5% a 6%.	

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS COM IMPACTE NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O cálculo de tarifas de energia elétrica para 2014 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

- Diretiva n.º 1/2013, de 2 de janeiro, que procede à revogação, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2013, do disposto no Capítulo III e no Artigo 2.º do Anexo II do Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril;
- Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, que procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro, e alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de maio, e 264/2007, de 24 de julho, no sentido de prever a possibilidade de redução das taxas nominais que incidem sobre os encargos previstos na alínea a) do número 4 do Artigo 5.º desse Decreto-Lei;
- Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro, que procede à redução da taxa nominal prevista na subalínea iv) da alínea b) do número 4 do Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, utilizada no cálculo da anuidade da parcela fixa dos CMEC;
- Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, que prevê a possibilidade dos titulares dos centros electroprodutores eólicos submetidos ao regime remuneratório da eletricidade previsto no anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação aplicável antes da data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, de adesão a um regime remuneratório alternativo durante um período adicional de cinco ou sete anos após o termo dos períodos iniciais de remuneração garantida atualmente em curso, mediante a assunção do compromisso de contribuir para a sustentabilidade do SEN, através do pagamento de uma compensação. Estabelece também um prazo máximo para a manutenção, pelas pequenas centrais hídricas submetidas ao regime remuneratório da eletricidade previsto no anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação aplicável antes da data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, das condições remuneratórias resultantes desse regime;
- Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, que transpõe para a ordem jurídica nacional um conjunto de disposições europeias relativas ao regime comunitário do comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, designadamente a Diretiva n.º 2009/29/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009. Em particular, este diploma dispõe que a partir de 2013 as licenças de emissão, que não sejam atribuídas a título gratuito, são leiloadas e que as receitas destes leilões, que constituem receita do Fundo Português de Carbono, devem ser aplicadas em ações que contribuam para um desenvolvimento assente numa economia competitiva e de baixo carbono. A respeito dos montantes que serão

transferidos para o SEN, refere que deverão ser utilizados na compensação do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável;

- Portaria n.º 145/2013, de 9 de abril, que procede à aprovação das taxas previstas no número 3 do Artigo 2.º e no número 3 do Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, aplicáveis, respetivamente, ao diferimento dos sobrecustos com CMEC e ao diferimento dos sobrecustos com CAE;
- Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril, que procede à primeira alteração da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, e define os valores de determinados fatores a aplicar para efeitos da remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos para o ano de 2013;
- Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio, que estabelece o regime de verificação da disponibilidade dos centros electroprodutores que beneficiem de mecanismos de remuneração, subsídio ou comparticipação que tenham em consideração, para efeitos da sua aplicação ou cálculo, a disponibilidade desses centros. A portaria aplica-se, em particular, aos centros electroprodutores que recebem o incentivo à garantia de potência e aos que beneficiem da compensação pecuniária correspondente aos CMEC;
- Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, que prevê a criação de um mecanismo regulatório, com incidência na componente dos CIEG da tarifa de Uso Global do Sistema, destinado a corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade e, de igual modo, evitar que o funcionamento anómalo do mercado se repercuta nos produtores e consumidores portugueses;
- Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, que altera os parâmetros e o limite máximo da remuneração do serviço de interruptibilidade, previstos na Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, alterada pelas Portarias n.ºs 1308/2010, de 23 de dezembro, 71/2011, de 10 de fevereiro, e 200/2012, de 2 de julho, e na Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, alterada pelas Portarias n.ºs 268/2011, de 16 de setembro, e 200/2012, de 2 de julho. Estabelece ainda as regras aplicáveis à repercussão tarifária dos montantes pagos pelo operador da rede de transporte, responsável pela liquidação e faturação do serviço de interruptibilidade;
- Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, que aprova os requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes, bem como regras relativas à disponibilização de informação e faturação e, bem assim, ao financiamento dos custos inerentes à respetiva instalação, ao abrigo do disposto nos números 4 e 5 do Artigo 78.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Lei n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro, que operou a sua republicação. Define ainda que a ERSE efetua de dois em dois anos uma avaliação económica

de longo prazo de todos os custos e benefícios para o mercado, em particular para os clientes finais, da substituição dos equipamentos existentes por contadores inteligentes, que deverá contemplar uma atualização dos principais pressupostos da análise;

- Despacho n.º 10244/2013, do Secretário de Estado da Energia, de 5 de agosto, que procede à aprovação dos termos de referência dos estudos a elaborar pela ERSE ao abrigo do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro, que estabelece o procedimento de elaboração, incluindo calendário e demais trâmites, do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia e os seus efeitos redistributivos nas diversas rubricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica, previsto no n.º 1 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 74/2013;
- Despacho n.º 12955-A/2013, do Secretário de Estado da Energia, de 10 de outubro, que define o montante de CIEG a repercutir nos produtores de energia elétrica em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, através dos termos tarifários da Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar à energia elétrica injetada na rede por esses produtores.
- Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, que estabelece a metodologia de determinação da taxa de remuneração a aplicar aos terrenos de afetos ao domínio público hídrico na posse da concessionária da Rede Nacional de Transporte;
- Despacho n.º 13186-A/2013, de 15 de outubro, que determina a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, entre os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento e a sua afetação aos consumidores em cada nível de tensão e tipo de fornecimento, tendo em conta a potência contratada, o perfil tarifário, bem como os consumos verificados por período horário e sazonal.
- Despacho n.º 15260/2013, de 22 de novembro, que estabelece o limite máximo de variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso para 2014;
- Despacho n.º 15674-B/2013, de 29 de novembro, que estabelece os parâmetros a utilizar em 2014 para determinação da taxa da remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial;
- Diploma aprovado em Conselho de Ministros de 5 de dezembro de 2013, que altera 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).

Foi igualmente integrada no cálculo das tarifas de energia elétrica para 2014 as disposições do diploma que aguarda publicação e que deverá produzir efeitos ao período de referência das tarifas:

- Portaria prevista no número 5 do Artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, que estabelece os procedimentos de repartição 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 com os organismos do SEN na alocação e utilização dessas receitas, bem como os montantes a deduzir à tarifa de Uso Global do Sistema;

As medidas legislativas acima mencionadas, têm reflexo na revisão regulamentar que acompanha as tarifárias para 2014, a qual tem como objetivo adaptar o Regulamento Tarifário ao quadro jurídico nacional vigente, designadamente nas seguintes matérias:

- Medidas mitigadoras do sobrecusto da produção em regime especial decorrentes da aplicação dos Decretos-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, e n.º 38/2013, de 15 de março;
- Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- Alteração da taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico, afetos à REN, decorrente da aplicação da Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro;
- Alteração dos parâmetros e do limite máximo da remuneração do serviço de interruptibilidade, decorrente da publicação da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, que estabelece ainda as regras aplicáveis à repercussão tarifária dos montantes pagos pelo operador da rede de transporte, responsável pela liquidação e faturação do serviço de interruptibilidade.

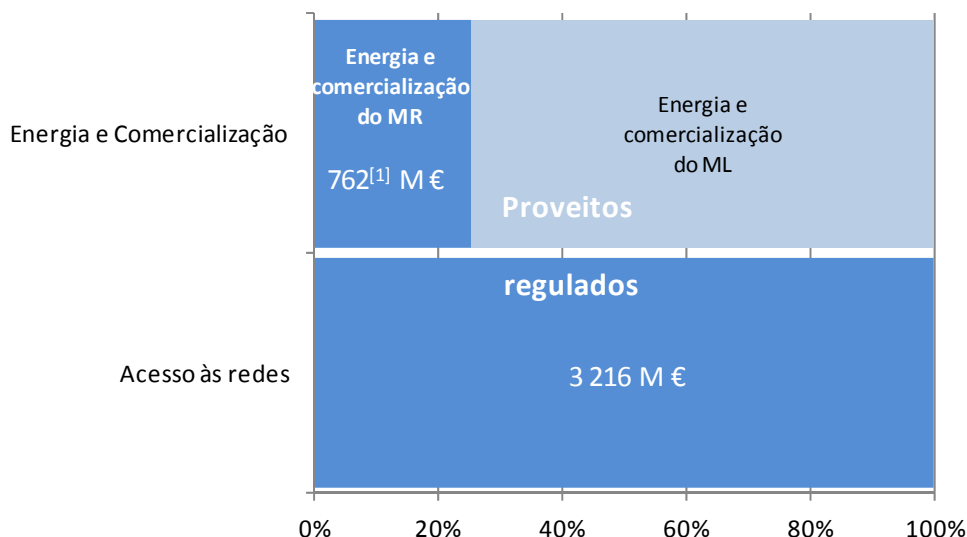
Adicionalmente, estas tarifas já incorporam a revisão do Regulamento Tarifário que introduz o mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas.

3.1 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2014

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 setor¹⁰, no montante de 6 201¹¹ milhões de euros.

Figura 3-1 - Proveitos do setor elétrico



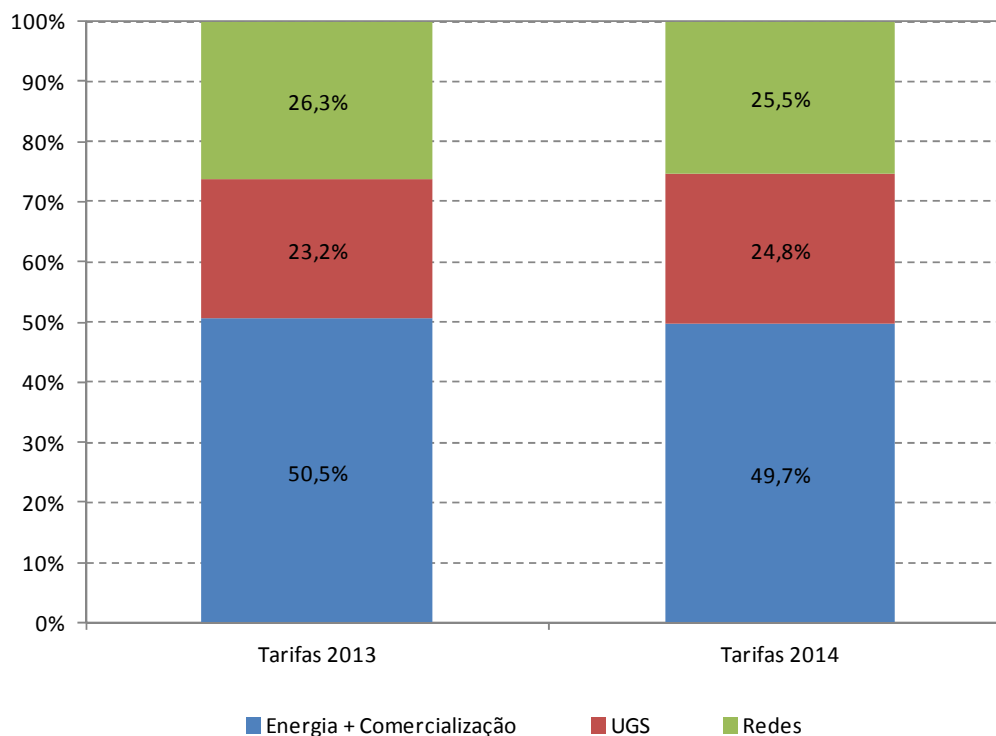
Nota: O valor de 762M€ inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias, no valor de 9,0 M€

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, 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 2013 para tarifas 2014.

¹⁰ 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.

¹¹ Este valor inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias no montante de 9,0 milhões de euros.

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

Da análise da figura, verifica-se que o peso da Energia e comercialização diminuiu 0,8 p.p. A UGS aumentou 1,6 p.p., sendo a sua justificação explicitada no capítulo 3.3 através da Figura 3-21.

Nos quadros seguintes apresenta-se o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação nas tarifas de energia elétrica em Portugal continental (Quadro 3-4) e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (Quadro 3-5) considerados para tarifas 2013 e 2014.

Quadro 3-4 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental

	Unidade: 10 ³ EUR		
	Tarifas 2013	Tarifas 2014	Varição de proveitos T2014/T2013
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Gestão Global do Sistema			
Proveitos permitidos do ORT	511 175	451 228	
Custos gestão do sistema	115 289	80 708	
Custos de interesse geral	431 709	367 879	
Custos com garantia de potência	-35 823	2 640	
Custos a recuperar pelo ORD	1 000 915	1 408 203	
Sustentabilidade de mercados e coexistência	-62 935	-285 181	
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	13 297	21 996	
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	-10 590	-9 041	
Proveitos a recuperar com a UGS	1 451 862	1 587 205	9,3%
Transporte de energia elétrica			
Proveitos permitidos do ORT	376 191	370 688	
Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN	-10 155	5 213	
	0		
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	366 036	375 901	2,7%
Distribuição de energia elétrica			
Total dos proveitos em AT/MT	508 451	503 619	
Total dos proveitos em BT	770 815	750 228	
	0		
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 279 267	1 253 847	-2,0%
Comercialização regulada			
	0		
	0		
	0		
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	324	230	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	439	231	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	68 363	42 389	
	0		
Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização	69 126	42 850	-38,0%
Aquisição em mercado+OMP+Cesur	12 537	-483 820	
Aquisição aos PRE (exclui sobrecusto)	1 134 793	1 151 514	
Custos com serviços do sistema	61 820	37 957	
Custos de funcionamento	3 916	4 556	
	0		
	0		
Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia	1 213 065	710 207	-41,5%
Proveitos a recuperar com as tarifas	4 379 356	3 970 009	-9,3%
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	10 590	9 041	
Tarifa Social	-3 597	-1 510	
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	4 386 349	3 977 540	-9,3%

Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2013	Tarifas 2014	Varição de proveitos T2014/T2013
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	153 841	143 839	-6,5%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	44 032	39 822	-9,6%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 989	6 947	-0,6%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores	204 863	190 608	-7,0%

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2013	Tarifas 2014	Varição de proveitos T2014/T2013
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	163 183	154 236	-5,5%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	50 538	42 806	-15,3%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 420	5 157	-4,9%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira	219 141	202 198	-7,7%

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 2013 para 2014, por atividade, para o Continente.

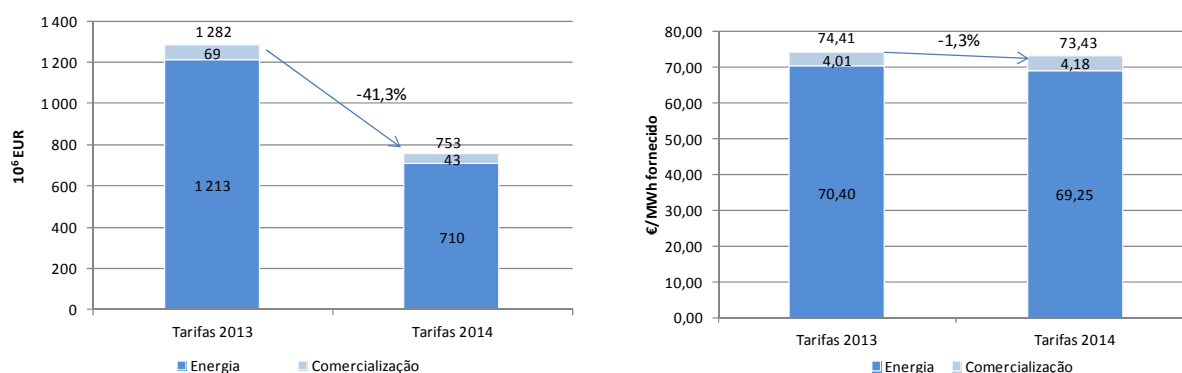
Relativamente às Regiões Autónomas o diferencial entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais nas respetivas regiões é pago por todos os consumidores do setor elétrico através das tarifas de Uso Global do Sistema. O impacto da variação 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 2013 para 2014. 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 seguintes¹².

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



¹² 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

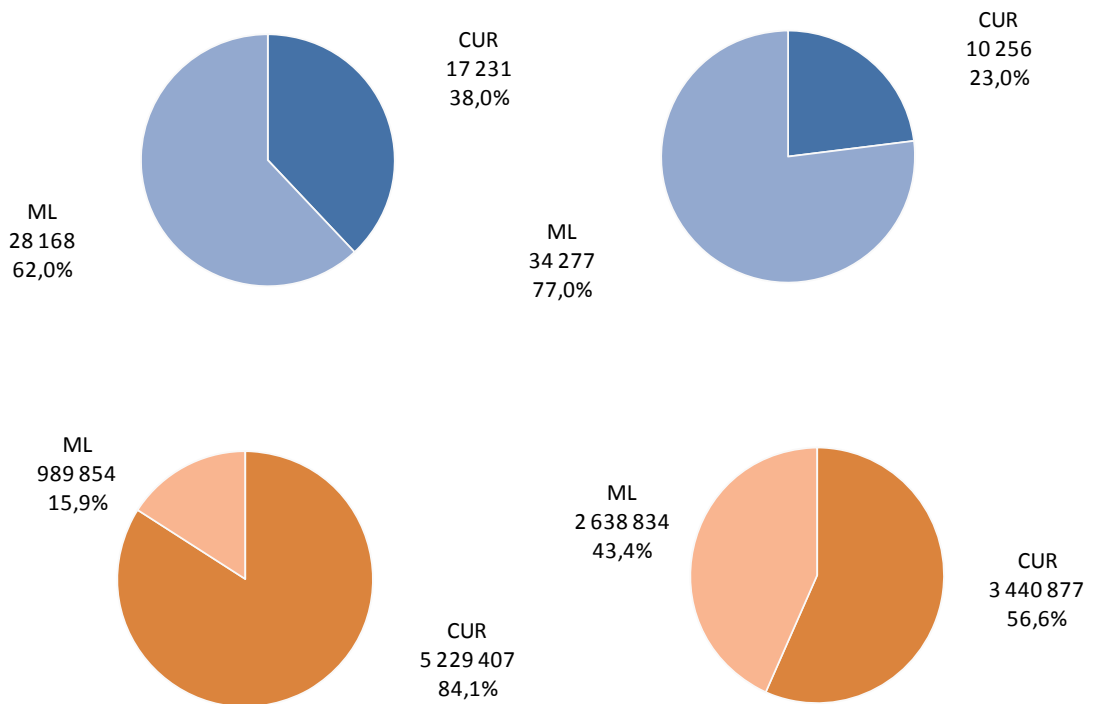
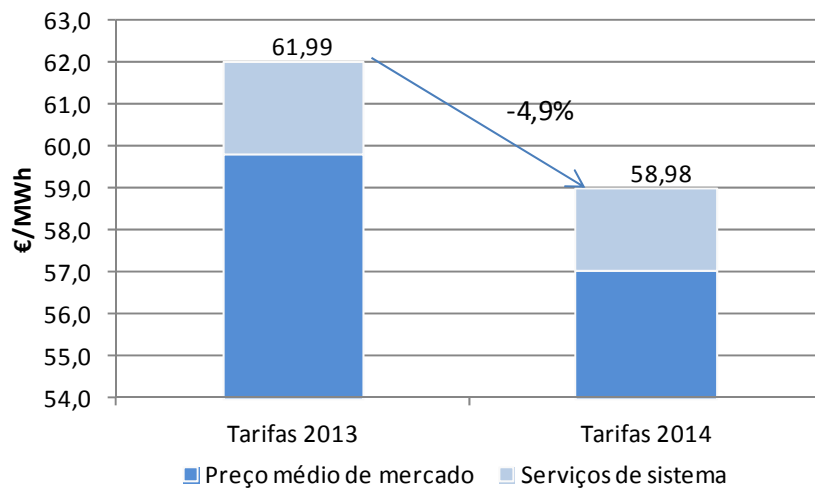
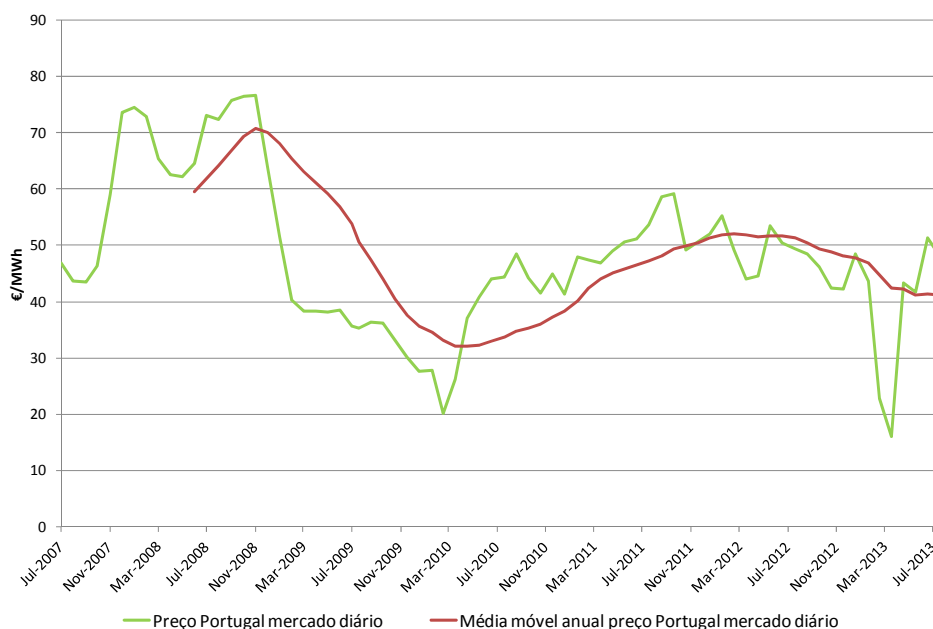


Figura 3-5 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema



EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE ENERGIA**EVOLUÇÃO DOS PREÇOS EM PORTUGAL E ESPANHA**

O preço da energia elétrica no mercado diário¹³ 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 desta data tem-se observado uma diminuição do preço, sujeita a uma grande volatilidade, tendo o preço médio fixado em agosto de 2013 em cerca de 48,4€/MWh para Portugal.

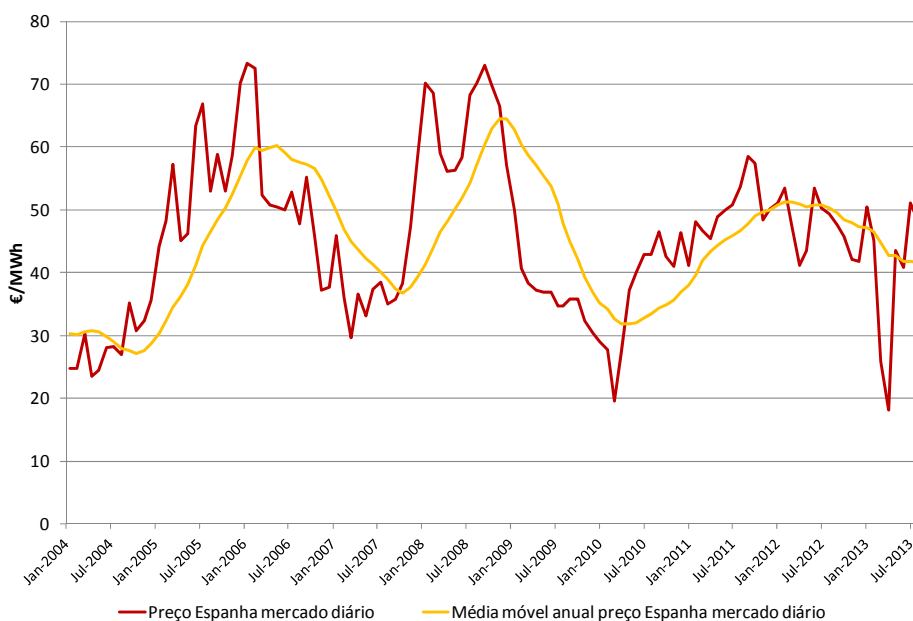
Figura 3-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal

Fonte: OMEL

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

¹³ Média aritmética mensal dos preços horários do mercado diário.

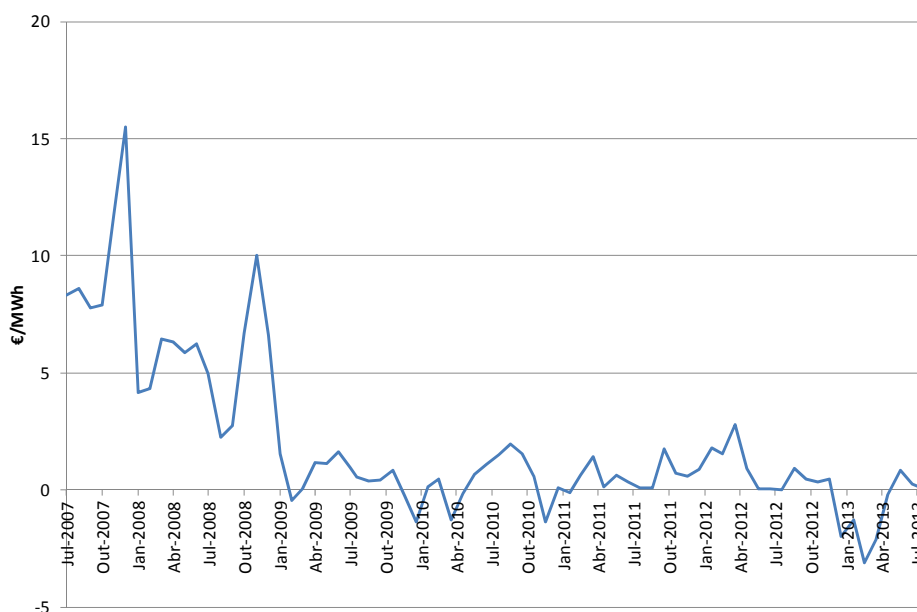
Figura 3-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha



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

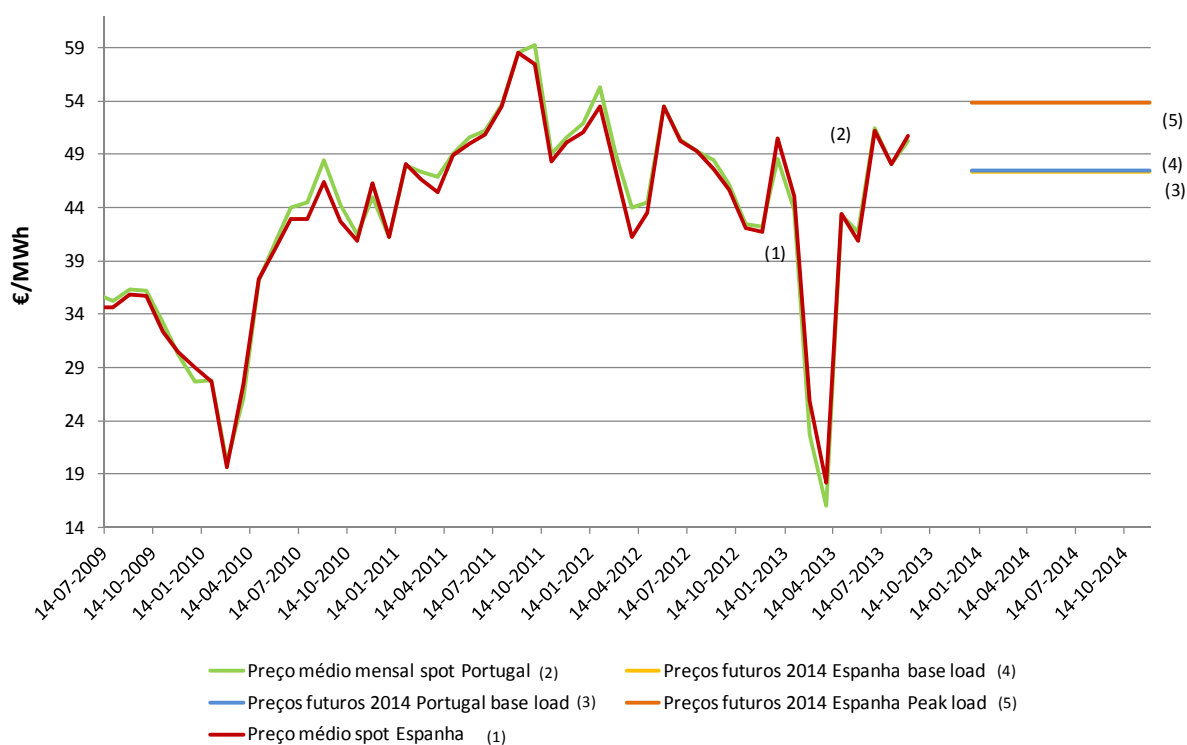


Fonte: OMEL

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.

Tendo por base os valores médios observados em outubro de 2013, os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2014 apontam para a diminuição dos valores do preço de energia face aos valores registados em agosto de 2013 em cerca de 1 €/MWh, para 47,3 €/MWh no que diz respeito a contratos *base load* e a um aumento de cerca 6 €/MWh, para 53,8 €/MWh para contratos *peak load*.

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



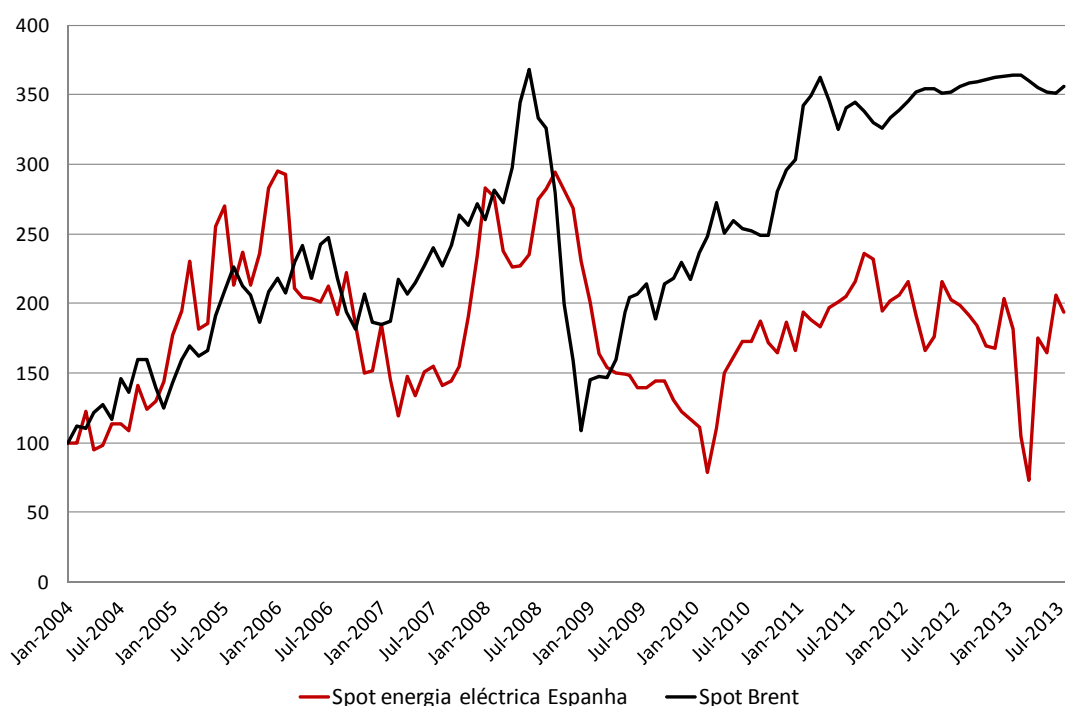
Fonte: OMIP

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**



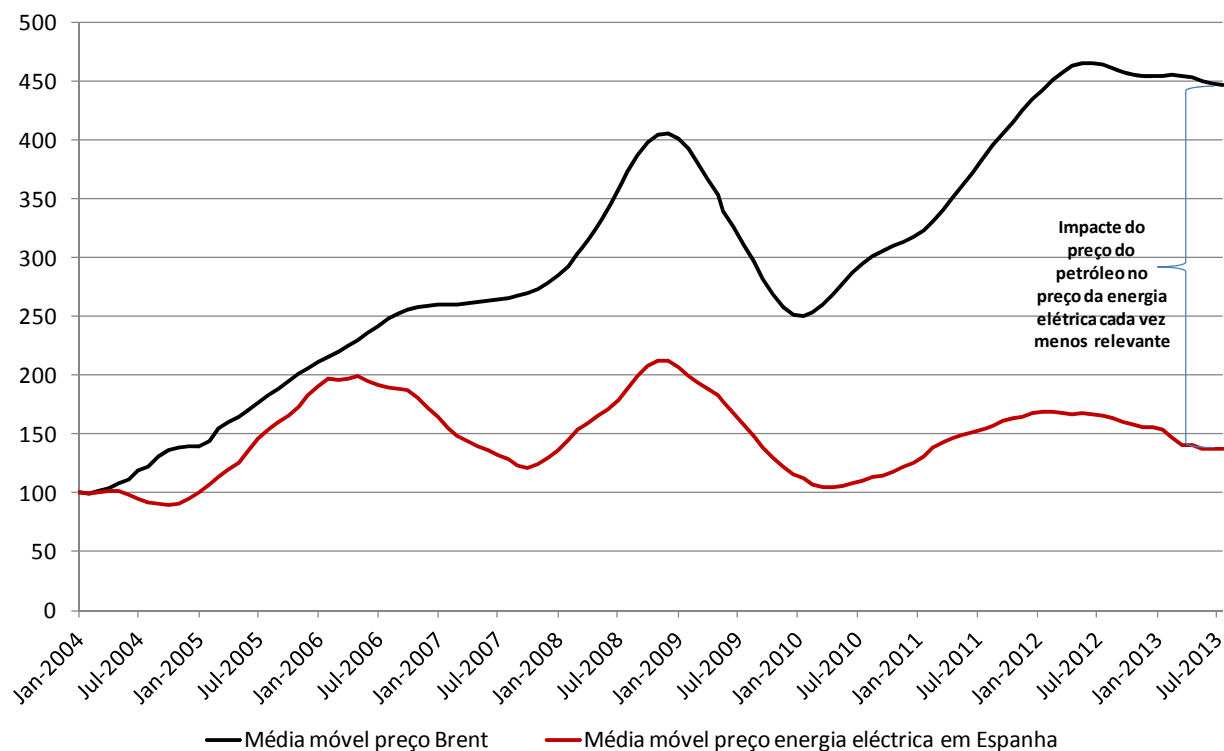
Fonte: OMEL

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 2004¹⁴, e do preço do petróleo desfasado em dois trimestres.

¹⁴ 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

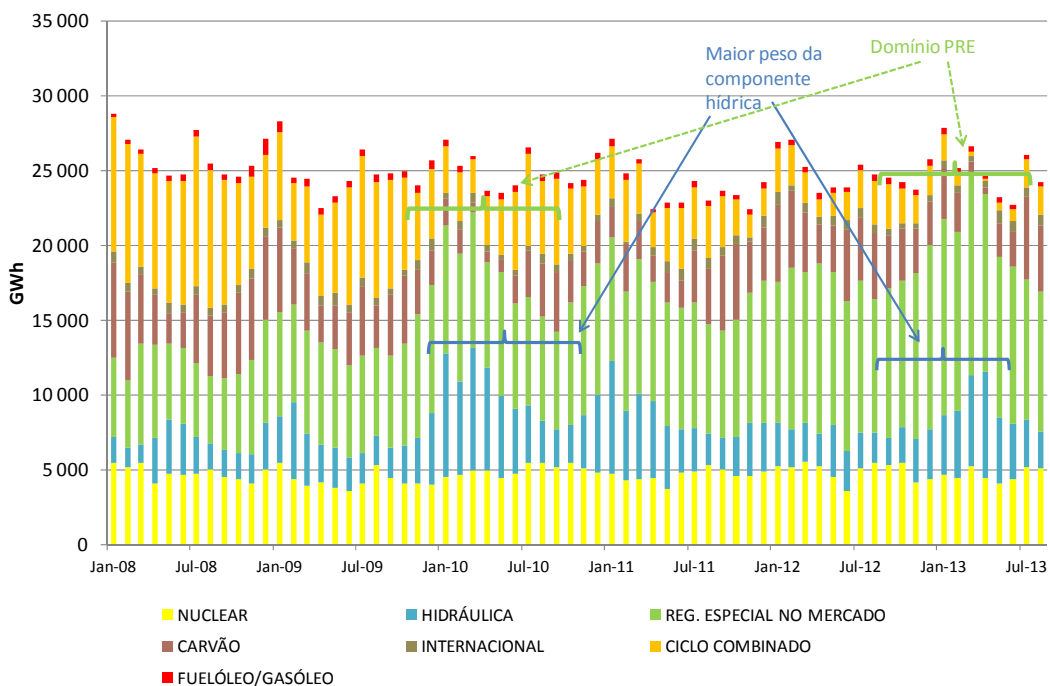
A observação da Figura 3-11 reforça a conclusão de que o impacto do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica é cada vez menor.

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

De modo a melhor serem entendidos 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.

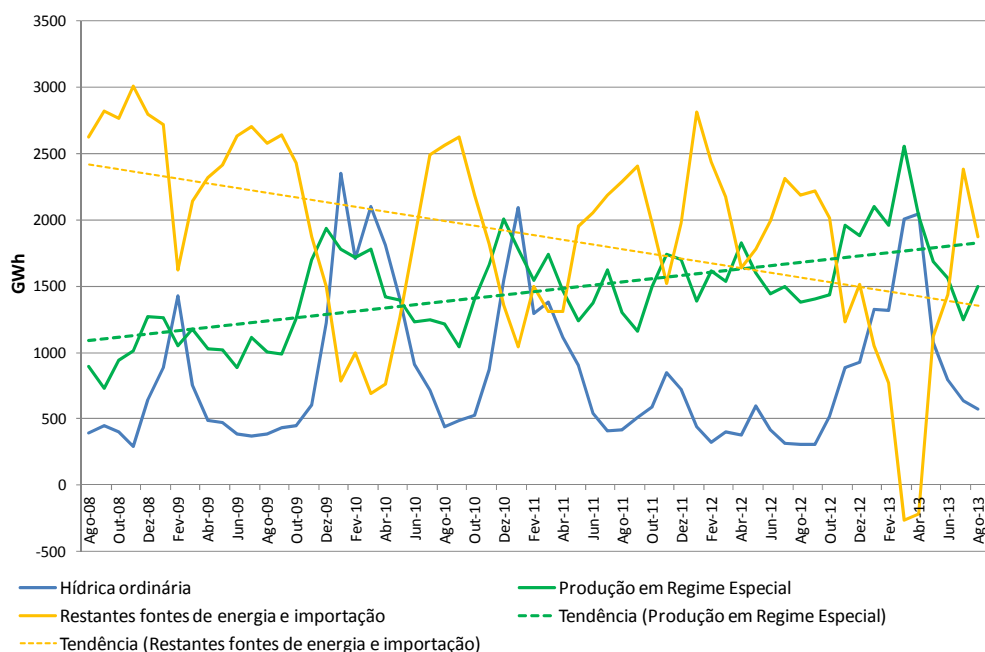
No que diz respeito ao *mix* de produção, tem-se assistido a um aumento contínuo do peso da produção em regime especial, em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis.

Figura 3-12 - Energia transacionada por tecnologia



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;
- 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.

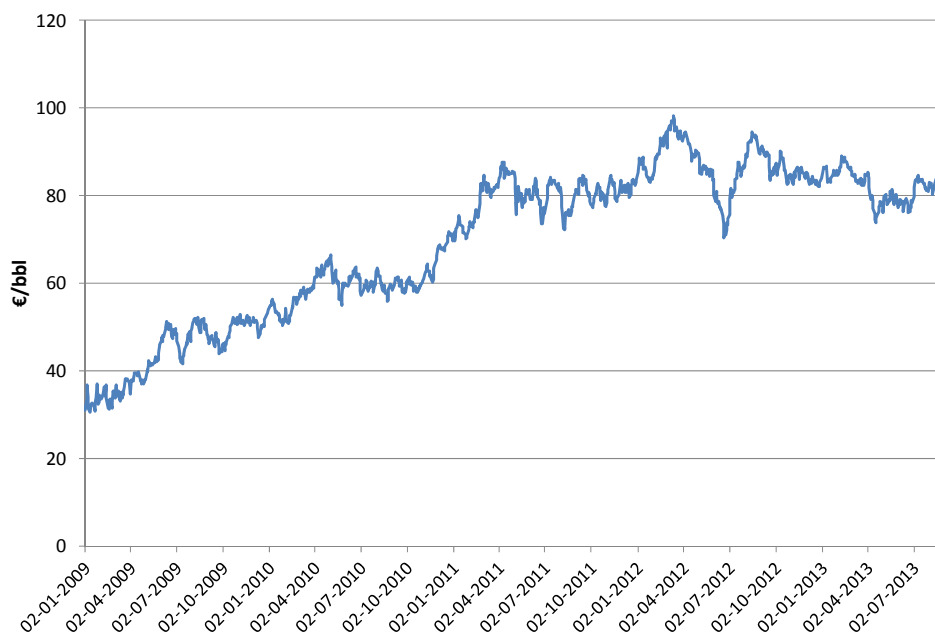
De facto, o crescimento da produção em regime especial, bem como a diminuição do consumo de energia elétrica verificada nos últimos anos, estão a conduzir a uma diminuição da procura residual de energia elétrica em mercado, levando, em consequência, à diminuição ou à estagnação do seu preço, pese embora o aumento do preço observável na Figura 3-14 que ocorreu até final de 2012. Em 2013 o preço do Brent apresenta uma ligeira redução.

Figura 3-14 - Evolução preço Brent (EUR/bbl) entre 1992 e 2013



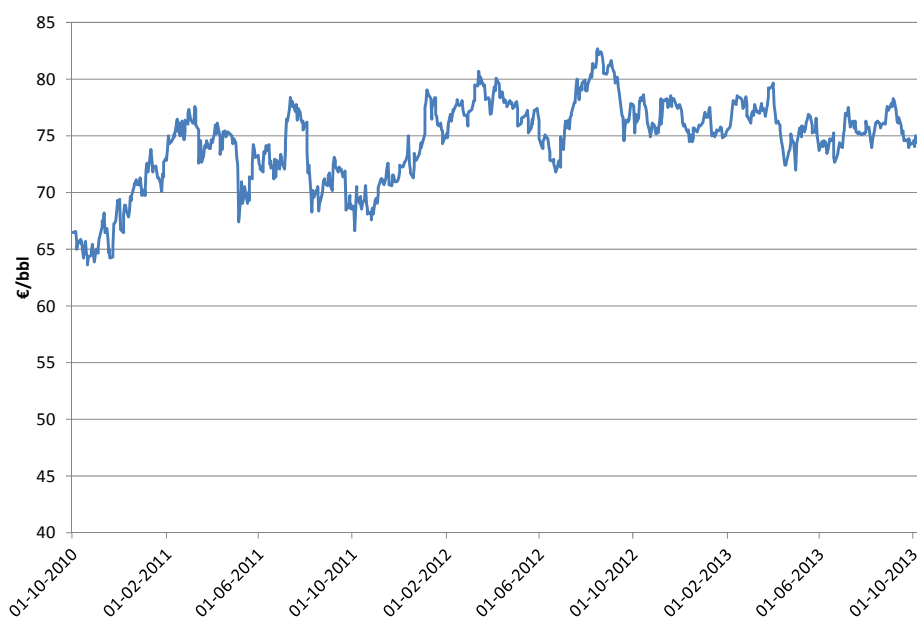
Fonte: Reuters

A evolução mais recente do preço do petróleo aponta para a sua estagnação, embora a um nível bastante elevado. A Figura 3-15 apresenta a evolução do preço do petróleo desde 2009, permitindo verificar que o preço manteve-se estável desde agosto de 2012 entre 80€/bbl e 90€/bbl.

Figura 3-15 - Evolução preço diário Brent (EUR/bbl) entre 2009 e 2013

Fonte: Reuters

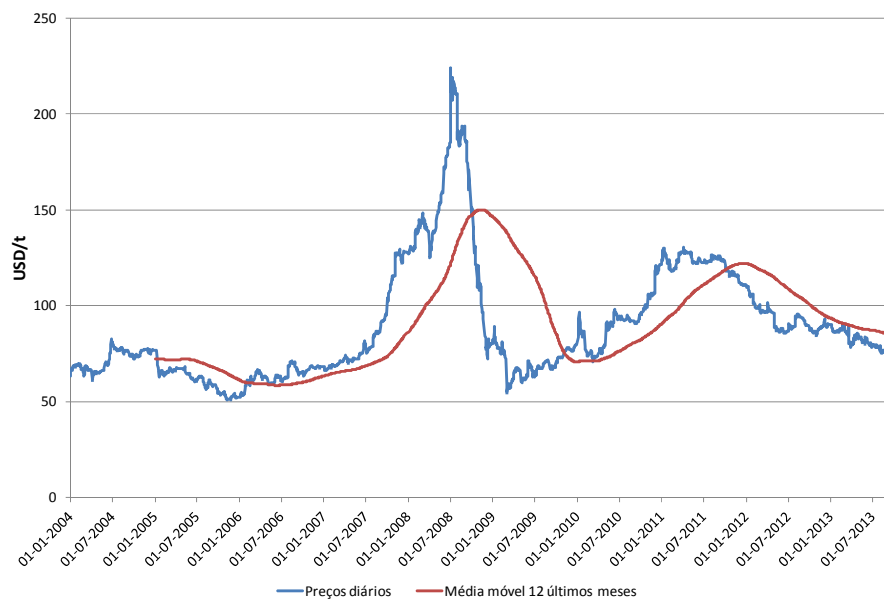
Os dados disponíveis à data para os preços no mercado de futuros do petróleo para entrega no final do próximo ano apontam para valores na ordem dos 75 €/bbl.

Figura 3-16 - Preço de futuros do petróleo Brent para entrega em dezembro de 2014

Fonte: Reuters (dados 20013/10/07)

No caso do carvão, o gráfico seguinte mostra que o seu preço tem diminuído, embora ligeiramente, desde janeiro de 2011, tornando as centrais a carvão mais competitivas face às centrais de ciclo combinado a gás natural. Deste modo, 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 3-17 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t)



Fonte: Reuters

**Figura 3-18 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t)
base 100 2008**



Fonte: Reuters

PREVISÕES

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2014, plasmadas no mercado de futuro de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o preço para o próximo ano deverá ser mais elevado do que o valor médio em 2013, verificado até à data, do preço no mercado *spot* de energia elétrica para Portugal, que se situa em torno dos 45 €/MWh¹⁵.

Quadro 3-6 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR¹⁶ para fornecimento dos clientes para 2013 e para 2014

	2013		2014
	Tarifas 2013	Estimativa 2013 (valores reais até Setembro)	Tarifas 2014
Preço médio de aquisição do CUR em Portugal €/MWh	62,0	47,9	59,0
Preço petróleo EUR/bbl	85,6	82,4	81,6
Índice de produtividade hidroelétrica	1,0	1,2	1,0

Assim, o preço médio diário no mercado *spot* de energia elétrica previsto para 2014 em Portugal é cerca de 53,5 €/MWh. Este preço tem por base a observação do mercado de futuros, *peak e base load*, e internaliza os riscos decorrentes de eventuais fatores de instabilidade macroeconómicos ou legislativos perceptíveis, por exemplo, na volatilidade em sentido ascendente observado no início do mês de outubro de 2013 nos preços dos futuros para entrega em 2014. Acrescentando a este preço base o acerto devido ao perfil horário de compras de energia elétrica por parte do CUR (cada vez mais associado às horas de ponta e cheia, devido ao maior peso da BTN), bem como dos custos com os serviços de sistema e dos desvios do CUR, obtém-se um custo médio de aquisição de energia elétrica para 2014 de cerca de 59 €/MWh.

¹⁵ Preços à fronteira - Se a este preço for adicionado o acerto ao preço de mercado base devido ao perfil horário de compras de energia elétrica por parte do CUR, bem como os custos com os serviços de sistema e com os desvios do CUR, o custo médio de aquisição de energia elétrica para 2013 deverá ser cerca de 48 €/MWh. Este preço é inferior ao preço previsto nas tarifas de 2013 para 2013, em grande parte como consequência de condições de hidraulicidade mais favoráveis e da estagnação do preço do petróleo, ocorrida em 2013.

¹⁶ O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

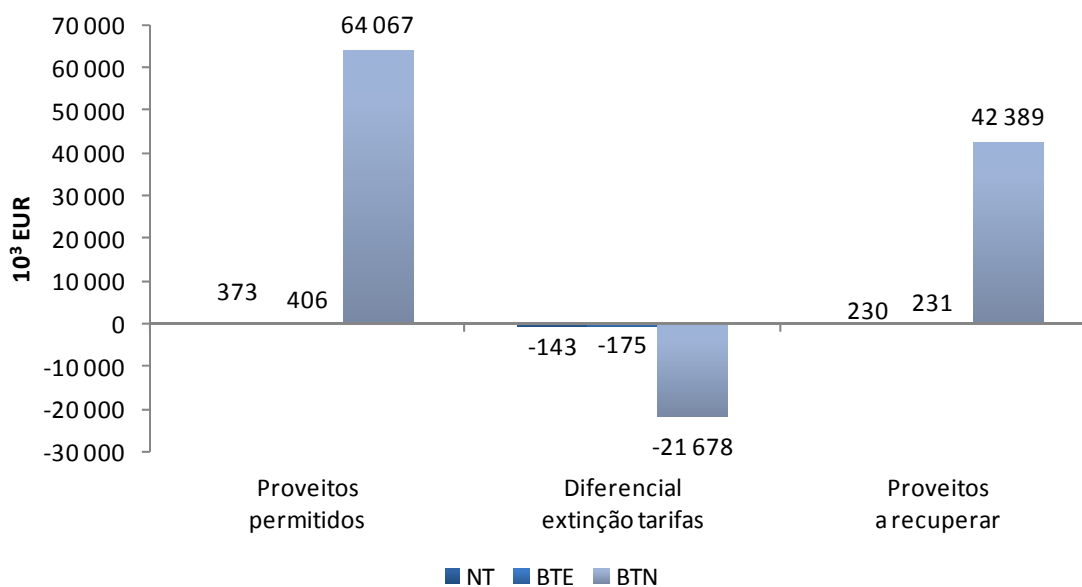
Quadro 3-7 - Componentes do custo médio de aquisição dos clientes previsto para 2014

	€/MWh
	2014
Preço médio de energia elétrica em Portugal	53,5
Acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR	2,3
Custo unitário acerto de contas e serviços de sistema	3,2
Custos médio de aquisição de energia elétrica para fornecimento	59,0

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 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.

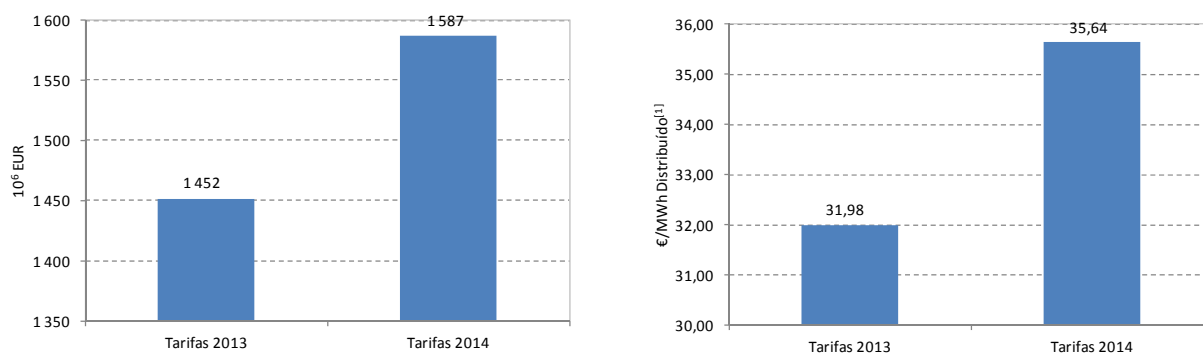
Figura 3-19 - Diferencial da atividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em NT, BTE e BTN



3.3 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam um aumento de cerca de 166 milhões de euros (Figura 3-20).

Figura 3-20 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS

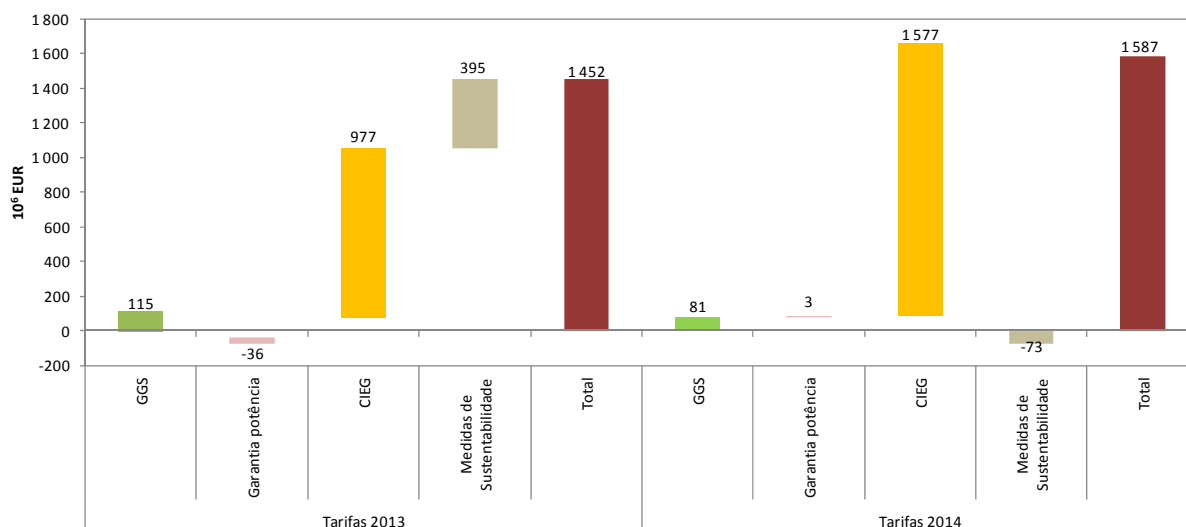


Nota: ^[1] Energia distribuída à saída da rede de distribuição

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 3-21 permite analisar a evolução destas componentes de 2013 para 2014 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS.

Figura 3-21 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente

3.3.1 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Os custos de gestão do sistema baixam significativamente (-30%), relativamente aos valores aceites para tarifas 2013. Para esta variação contribuiu a redução dos ajustamentos referentes a anos anteriores que passaram de 31 milhões de euros a recuperar pela empresa em 2013, para 27 milhões de euros a devolver à tarifa em 2014.

3.3.2 INTERRUPTIBILIDADE

Para o ano de 2014 foi considerado um montante previsional de 78 000 milhares de euros, relativo aos custos com o serviço de interruptibilidade prestado 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:

- 12 519 milhares de euros, correspondente à estimativa para o custo com o serviço de interruptibilidade prestado no segundo semestre do ano de 2013, por instalações abastecidas em Muito Alta Tensão e que tenham uma potência média anual superior a 50 MW. A este valor acrescem 481 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.
- 65 000 milhares de euros, correspondente à previsão para os custos com o serviço de interruptibilidade em 2014, 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, deixando a taxa de ser calculada com base na taxa mid-swap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causal e passou, a partir de 2014, a ser calculada com base na fórmula definida na referida portaria. De referir que o cálculo do horizonte de amortização legal dos terrenos, teve como base a média ponderada, da vida útil restante dos diversos investimentos que ocorreram em cada aproveitamento hidroelétrico cuja central hidroelétrica se encontra em exploração.

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).

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

	1999 a 2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
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	7 832	157
Taxa de remuneração	6,50%	5,50%	4,80%	4,27%	3,90%	2,40%	2,90%	-0,40%	3,99%	3,09%	2,67%	0,06%
		SWAP	SWAP	SWAP	SWAP/IPC _{Set}	IPC _{Set}	IPC _{Set}	IPC _{Set}	MID-SWAP	MID-SWAP	MID-SWAP	Portaria n.º 301-A/2013

3.3.4 CUSTOS COM GARANTIA DE POTÊNCIA

A Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, que estabeleceu o regime dos serviços de garantia de potência que os centros electroprodutores em regime ordinário podem prestar, foi revogada pela Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio, que produziu efeitos a partir de 1 de junho de 2012.

Em substituição do regime cessado e com efeitos na mesma data, surgiu o regime de atribuição de incentivos à garantia de potência enquadrado pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto. Este diploma prevê as modalidades de incentivo à disponibilidade, que visa promover a maximização da disponibilidade dos centros electroprodutores térmicos, e de incentivo ao investimento em tecnologias de produção a partir de fontes hídricas.

Este regime introduziu disposições de exclusão dos centros electroprodutores do âmbito de atribuição destes incentivos, nomeadamente, se a potência instalada for igual ou inferior a 30MW, se os produtores forem abrangidos por um CAE ou beneficiarem dos CMEC, ou caso recebam ou tenham recebido qualquer tipo de compensação para assegurar uma rentabilidade mínima da atividade de produção de energia elétrica. No que diz respeito ao período de atribuição dos incentivos, no caso dos centros hídricos mantém-se o período de 10 anos, após o início de exploração, enquanto para os centros electroprodutores térmicos a atribuição do incentivo à disponibilidade vigora até à cessação da licença

de exploração, estando contudo suspensa a sua atribuição durante a vigência do Programa de Assistência Financeira a Portugal.

Com esta alteração legislativa, foi igualmente definido que 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 reportam, sendo acrescidos de juros calculados à taxa de juro EURIBOR a 12 meses¹⁷, adicionada de um *spread*, conforme previsto no Regulamento Tarifário.

Com este enquadramento legal, o cálculo dos proveitos de 2014 inclui nos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema o montante respeitante ao incentivo à garantia de potência de 2013 na modalidade de incentivo ao investimento da central de Alqueva II¹⁸.

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.

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

¹⁷ Média dos valores diários da EURIBOR a 12 meses verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano a que o incentivo se reporta.

¹⁸ Os custos previsionais com garantia de potência incluídos nos proveitos permitidos para 2013 foram de 2 640 milhares de euros, correspondentes ao incentivo ao investimento do aproveitamento hidroelétrico Alqueva II para o próprio ano de 2013. Assim, no cálculo de proveitos para o ano de 2015, será efetuado a devolução deste montante ao sistema, em sede de ajustamentos, nos termos do Regulamento Tarifário.

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 2014 o montante considerado em proveitos é de 344 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.

Para determinação do valor anual da correção de hidraulicidade, a ERSE estabelece a taxa prevista na alínea d) do número 1 do artigo 4º do referido Decreto-Lei, nos termos previstos no número 5 do artigo 83º do Regulamento Tarifário publicado pela ERSE no Regulamento n.º 496/2011, de 19 de agosto.

A publicação dessa taxa está incluída nos parâmetros e irá influenciar a determinação do diferencial anual de correção de hidraulicidade ajustado, tal como previsto no número 2 do artigo 5º do Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro.

Anualmente, aquele montante será reduzido por um valor mínimo igual ao sétimo do valor definido para o valor máximo de referência em 2009. Em 2014, e conforme o Despacho n.º 8/GSEnergia/2013 de 24 de setembro, o montante a ser aplicado em benefício da tarifa de uso global do sistema deve corresponder à totalidade do saldo efetivo existente na conta de correção de hidraulicidade. Desta forma, o montante considerado em proveitos é de -35 641 milhares de euros.

3.3.7 DESCONTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

O valor do desconto por aplicação da tarifa social é 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. De acordo com o Despacho n.º 15 260/2013, de 22 de novembro a variação para 2014 foi fixada em 1%.

Os custos com a tarifa social ascendem, em 2014, a 1 510 milhares de euros, sendo financiada conforme se apresenta no quadro seguinte:

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

	Tarifa Social 2014		
	Potência para repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	10 ³ EUR
EDP Produção	7 875,6	70,4%	1 063,8
Centrais com CMEC	4 078,6	36,5%	550,9
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo	248,0	2,2%	33,5
Restantes centrais	3 549,0	31,7%	479,4
Iberdrola	290,1	2,6%	39,2
Centrais com CMEC	290,1	2,6%	39,2
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
Endesa	845,0	7,6%	114,1
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	845,0	7,6%	114,1
Tejo Energia	615,2	5,5%	83,1
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	615,2	5,5%	83,1
Turbogás	1 057,1	9,5%	142,8
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	1 057,1	9,5%	142,8
Hidroelétrica Guadiana	497,4	4,4%	67,2
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo	257,4	2,3%	34,8
Restantes centrais	240,0	2,1%	32,4
Total	11 180,5	100,0%	1 510,2
Centrais com CMEC	4 368,7	39,1%	590,1
Centrais com CAE	1 672,3	15,0%	225,9
Centrais com Incentivo	505,4	4,5%	68,3
Restantes centrais	4 634,0	41,4%	625,9

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

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 conseqüente 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 2014 ascendem a 21 996 milhares de euros e -9 041 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 2014 e os respetivos juros no período quinquenal.

Quadro 3-10 - Alisamento do sobrecusto da PRE previsto para 2014

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE					
	T2014	T2015	T2016	T2017	T2018	Total
PRE¹						
anuidade	245 193	245 193	245 193	245 193	245 193	1 225 967
Amortização capital ²	193 797	203 133	212 918	223 174	233 925	1 066 948
juros	51 396	42 061	32 275	22 019	11 268	159 019
valor a abater aos pp ³	873 150					
Alisamento quinquenal	-873 150	245 193	245 193	245 193	245 193	1 225 967
PRE⁴						
anuidade	161 597	161 597	161 597	161 597	161 597	807 986
Amortização capital ²	127 724	133 877	140 326	147 085	154 171	703 183
juros	33 873	27 720	21 271	14 512	7 427	104 803
valor a abater aos pp ³	575 458					
Alisamento quinquenal	-575 458	161 597	161 597	161 597	161 597	807 986

Notas: PRE¹ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
Amortização capital² - Valor equivalente do SPRE a 1 de janeiro de 2014

Valor a abater aos pp³ - Valor a 31 de dezembro de 2014

PRE⁴ - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Seguidamente apresenta-se o quadro com o impacto do valor diferido de proveitos permitidos de 2012 a 2014 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 2014 nos proveitos permitidos de 2014Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE				
	T2014	T2015	T2016	T2017	T2018
PRE¹					
anuidade	575 048	575 048	575 048	431 888	245 193
Amortização capital	461 659	487 218	514 211	399 558	233 925
juros	113 389	87 830	60 838	32 330	11 268
valor a abater aos pp	873 150				
Alisamento quinquenal	-543 296	575 048	575 048	431 888	245 193
PRE⁴					
anuidade	481 282	481 282	481 282	341 487	161 597
Amortização capital	387 364	409 246	432 379	317 040	154 171
juros	93 918	72 036	48 903	24 447	7 427
valor a abater aos pp	575 458				
Alisamento quinquenal	-255 774	481 282	481 282	341 487	161 597

Notas: PRE¹ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
 PRE⁴ - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

No documento “Proveitos Permitidos das empresas reguladas do setor elétrico de 2014” 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 2014, foram consideradas medidas de sustentabilidade do SEN com impacte nos custos da PRE considerados em tarifas, enquadradas legislativamente através do Decreto-Lei n.º 252/2012, de 26 de novembro e do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, o Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro e o Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, 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.

A previsão das receitas que revertem para o SEN, provenientes dos leilões de CO₂, foi efetuada tendo em conta o histórico de emissões verificado nos últimos anos e o preço futuro do CO₂, considerado no cálculo tarifário para 2014, afetados do fator previsto no Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março.

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.

De referir que foram incluídos cerca de 36 milhões de euros referentes aos valores previstos para o ano de 2014 e estimados para 2013, relativos a este mecanismo regulatório. Os valores apresentados resultam de uma extrapolação que se espera prudente para os dois semestres seguintes dos resultados obtidos para o cenário alisado pelo referido estudo realizado pela ERSE para o primeiro semestre de 2013. 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/GSEnergia/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 2014 incluem o ajustamento definitivo, referente ao ano de 2012, 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 2013.

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 sobrecusto com a aquisição de energia elétrica aos produtores cujos contratos de aquisição de energia elétrica não cessaram (Sobrecusto 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 2012 e 2013 a refletir nas tarifas de 2014.

Quadro 3-12 - Ajustamentos de 2012 e 2013 a repercutir em tarifas de 2014

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento 2012	Ajustamento 2013	Total
Tarifa de energia	1	-286	-285
Tarifa UGS	-65	-289	-354
CMEC+SCAE	67	132	199
SPRE	-131	-422	-553
Ajustamento total	-64	-575	-639

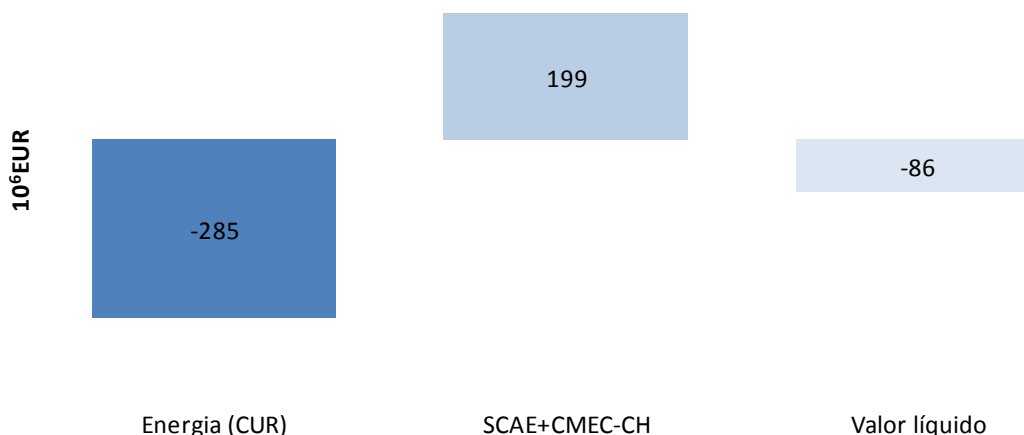
Em 2012, o custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema no mercado organizado situou-se abaixo do valor considerado em tarifas de 2012, o que gerou um desvio de cerca de 28 milhões de euros. O ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo em 2012 foi de cerca de -27 milhões de euros.

Em 2013, a redução do custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema, face ao considerado para tarifas 2013, gerou um desvio de cerca de -286 milhões de euros.

Assim, o montante de desvios dos custos de energia elétrica do CUR, referentes aos anos de 2012 e 2013 ascende a 285 milhões de euros a recuperar pelos clientes.

Os ajustamentos relativos ao sobrecusto CAE e aos CMEC totalizam cerca 199 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 86 milhões de euros, valor a recuperar pelos clientes, conforme mostra a Figura 3-22.

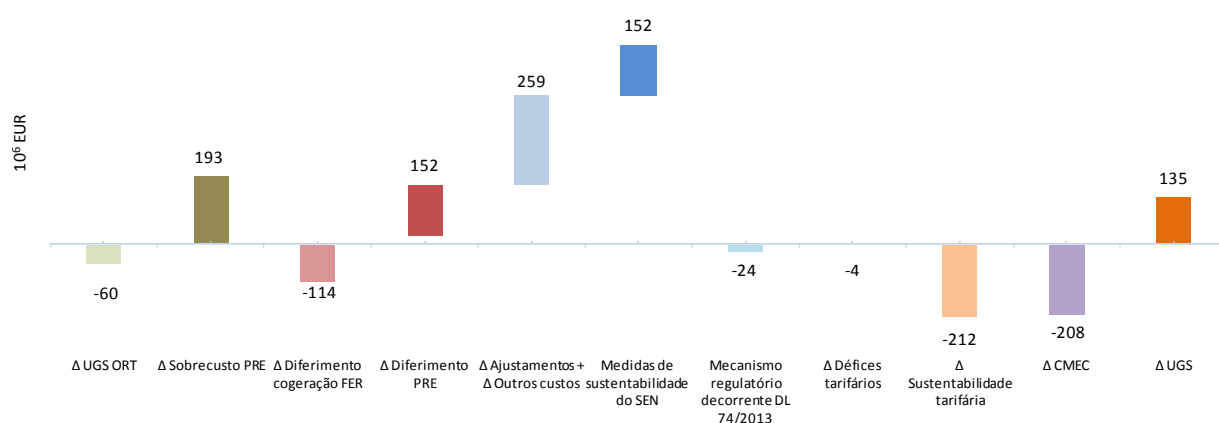
Figura 3-22 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia

Na Figura 3-23 apresenta-se a variação da UGS de 2013 para 2014:

- O efeito da redução de proveitos do operador da rede de transporte, no valor de 60 milhões de euros, resulta das seguintes parcelas:
 - Redução dos custos de gestão do sistema em 35 milhões de euros;
 - Redução dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 32 milhões de euros
 - Redução dos outros CIEG do ORT, onde se destacam a redução dos proveitos da REN Trading em cerca de 14 milhões de euros, a redução do valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das RAs em cerca de 9 milhões de euros, a redução da parcela associada aos terrenos hídricos no montante de 8 milhões de euros e a redução do ajustamento relativo a t-2 em cerca de 1 milhões de euros;
 - Não replicação do impacte da alteração do regime de incentivo à garantia de potência que conduz a um aumento de cerca de 38 milhões de euros.
- O efeito do agravamento do sobrecusto da PRE de cerca de 193 milhões de euros;
- Não replicação do impacte da reclassificação da cogeração^{FER} no montante de - 114 milhões de euros;
- Repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, diferimento PRE no valor de 152 milhões de euros;
- Variação de outros ajustamentos e outros custos em 259 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 152 milhões de euros;
- Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho no montante de -24 milhões de euros;
- O efeito dos défices tarifários em -4 milhões de euros;
- O efeito da sustentabilidade tarifária no valor de -212 milhões de euros resulta das seguintes parcelas:
 - O efeito dos ajustamentos da CVEE, em cerca de -222 milhões de euros:
 - Efeitos do processo de extinção de tarifas para níveis de tensão de MAT, AT, MT e BTE:
 - Variação do diferencial entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização, no valor de 9 milhões de euros;
 - Variação do sobreproveito pela aplicação das tarifas transitórias, no valor de 2 milhões de euros.
- A variação dos CMEC em -208 milhões de euros.

Figura 3-23 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS

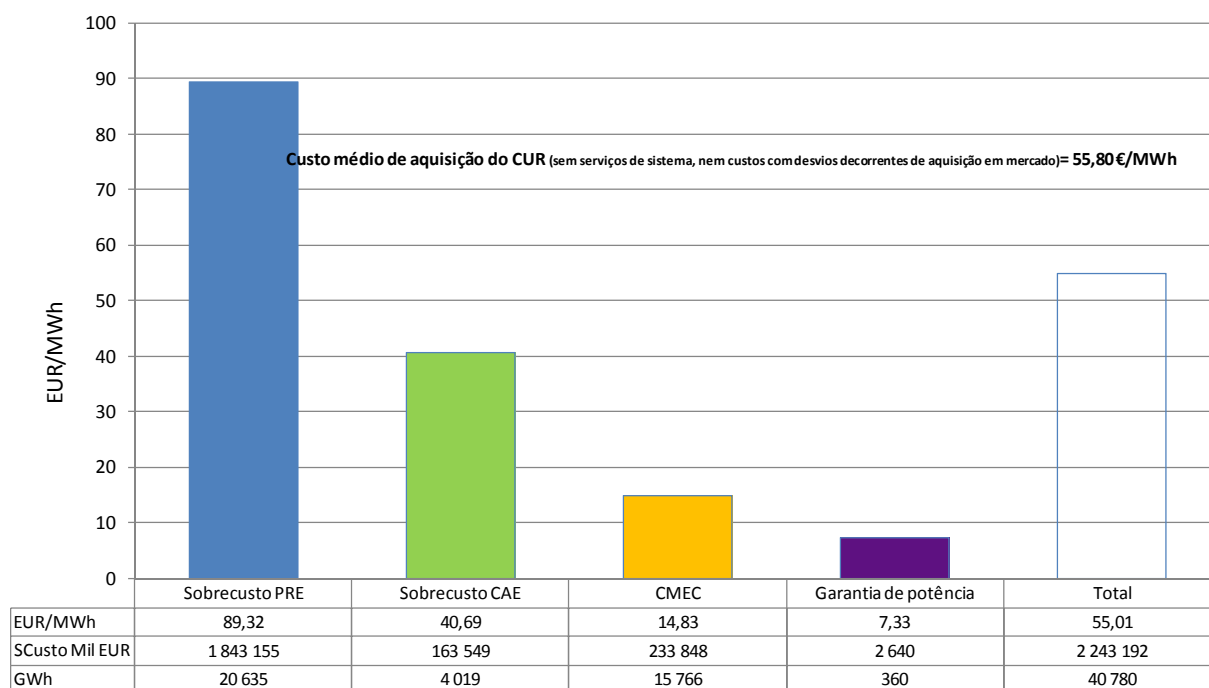


Na Figura 3-24 apresentam-se os custos de CIEG associados à produção em regime especial (PRE), aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e ao incentivo ao investimento em capacidade de produção previsto nos serviços de garantia de potência determinados de acordo com a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, por unidade prevista produzir em 2014 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 valor da parcela de acerto dos CMEC de 2012;
- iv) O mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013

Figura 3-24 - 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 2014, nomeadamente, o resultante da aquisição da produção previsível para 2014, dos ajustamentos relativos aos anos de 2012 (t-2) e 2013 (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 2014 e respetivos custos associados às centrais da Tejo Energia e da Turbogás, assim como os ajustamentos desta rubrica de custos relativos aos anos de 2012 (t-2) e 2013 (t-1).

Quanto ao sobrecusto dos CMEC, este integra todos os custos associados a este mecanismo que são incorporados nas tarifas de 2014, designadamente os custos com as parcelas fixa e de alisamento e os respetivos ajustamentos de faturação. A parcela de acerto de 2012 não foi incluída no cálculo do sobrecusto apresentado nesta figura, por ainda não se encontrara homologada. A produção considerada para o cálculo do sobrecusto unitário é a produção para 2014 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. De acordo com as disposições da portaria mencionada, a repercussão tarifária dos montantes deste incentivo é efetuada no ano seguinte ao ano a que diz respeito, acrescida de juros. No ano de 2013, apenas o centro hidroelétrico Alqueva II foi elegível para o mecanismo de garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento e o valor unitário apresentado na Figura 3-24 correspondente a um fator de utilização da potência instalada de 17% (aproximadamente 1500 horas).

Refira-se que a evolução destas rubricas de custos evidência 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 3-24 apresenta igualmente o valor médio do sobrecusto unitário do conjunto das instalações abrangidas pelos CIEG que ascende a 55,01 €/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 sobrecusto que é transferido para

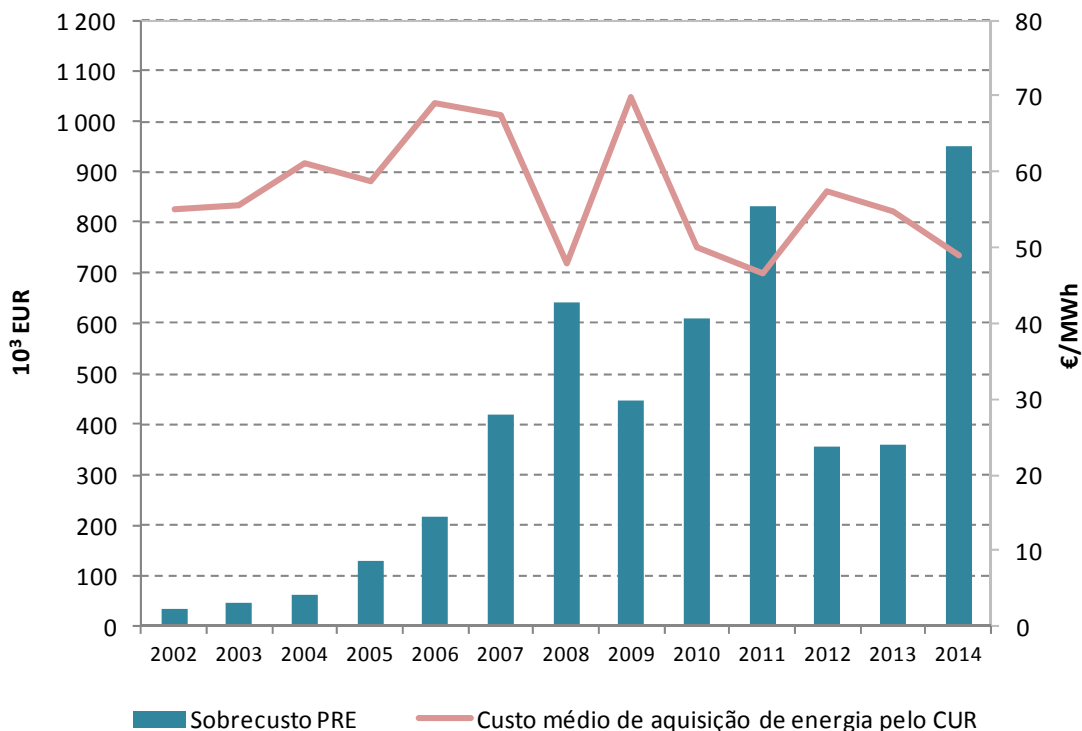
os consumidores através das tarifas. Para o consumidor de energia elétrica, o custo de produção implícito no preço da energia elétrica fornecida corresponde ao preço da energia adquirida no mercado grossista (*spot*, contratos bilaterais, mercado de futuros, etc.), adicionado dos custos unitários dos CIEG associados à produção de energia elétrica. No caso do consumidor regulado prevê-se, com base nos pressupostos enunciados, que para 2014 este custo corresponda a 110,81 €/MWh, isto é, à soma do custo médio unitário de aquisição do CUR, no valor de 55,80 €/MWh, acrescido do sobrecusto unitário associado à produção com CIEG, no valor de 55,01 €/MWh.

3.3.11 EVOLUÇÃO DO SOBRECUSTO DA PRE

O sobrecusto unitário 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 energia em mercado¹⁹.

Na Figura 3-25 apresenta-se a evolução do sobrecusto com a aquisição a produtores em regime especial no período de 2002 a 2014, 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.

¹⁹ Até 1 de julho de 2007 foi utilizado no cálculo do sobrecusto 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 sobrecusto 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 *spot*, acrescida de outros custos da função CVEE PRE.

Figura 3-25 - Evolução do sobrecusto PRE (valores previstos para tarifas)

A grande redução do valor do sobrecusto que se observa nas tarifas de 2012 deve-se essencialmente ao efeito do diferimento do sobrecusto da PRE 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 mitigadoras do sobrecusto da PRE, designadamente a dedução das receitas para o SEN provenientes dos leilões de licenças CO₂ e a contribuição para a sustentabilidade do SEN dos PRE eólicos, no âmbito do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro. Por outro lado, o acréscimo que se observa em tarifas 2014 decorre das seguintes alterações de 2013 para 2014:

- Aumento do sobrecusto do ano, por efeito de quantidades e de preço;
- Diminuição do montante de medidas mitigadoras a deduzir ao sobrecusto em 2014;
- Aumento dos ajustamentos de anos anteriores a repercutir em 2014.

Na Figura 3-26 apresentam-se os valores efetivamente ocorridos, quer do sobrecusto quer do valor de referência para a sua determinação.

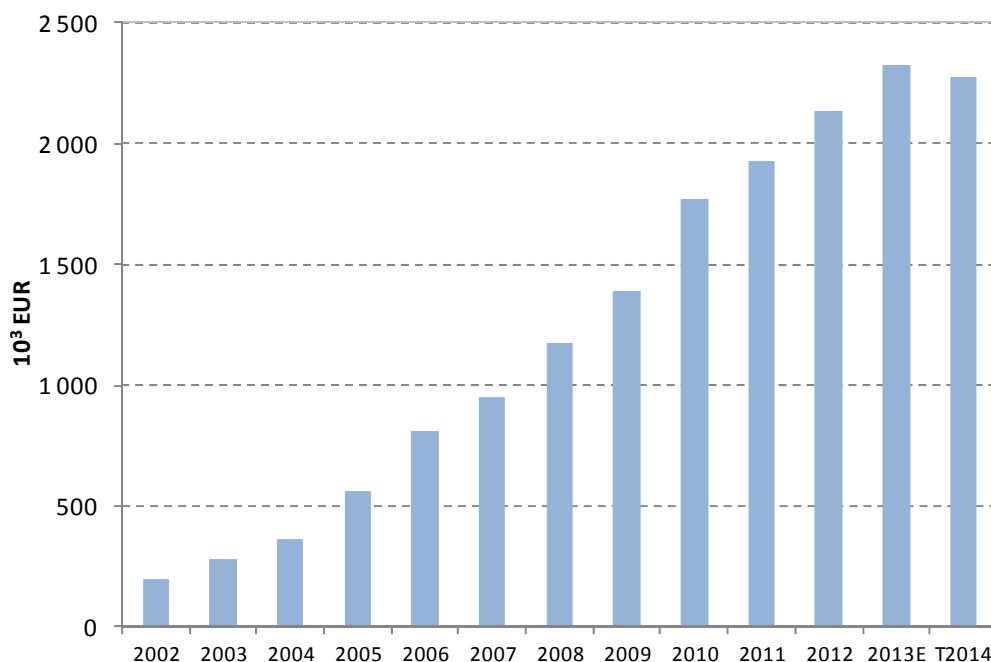
Figura 3-26 - Evolução do sobrecusto PRE (valores ocorridos)



A diferença entre as duas figuras anteriores corresponde, maioritariamente, ao desvio entre o valor previsto e o valor ocorrido de quantidades e preços da PRE e do valor de referência para o cálculo do sobrecusto. Após 2012, com a inclusão de medidas mitigadoras do sobrecusto da PRE, estas diferenças passaram a depender também dos desvios resultantes das previsões destas medidas.

A análise das figuras anteriores permite também evidenciar a relação inversa existente entre o preço de mercado e o sobrecusto da PRE. Este comportamento é visível tanto para os valores de previstos para tarifas como para os valores reais.

Embora, os valores do sobrecusto apresentem as variações já mencionadas, o custo total com as aquisições a produtores em regime especial apresentam uma tendência crescente, conforme mostra a Figura 3-27 (valores ocorridos desde 2002). A estimativa para 2013 tem em conta a elevada produção de origem eólica e hídrica verificada nos primeiros meses deste ano, devido às condições meteorológicas excecionais. Na previsão para 2014, considera-se que os índices de produtividade eólica e hídrica retomam os valores médios, o que origina uma descida face a 2013.

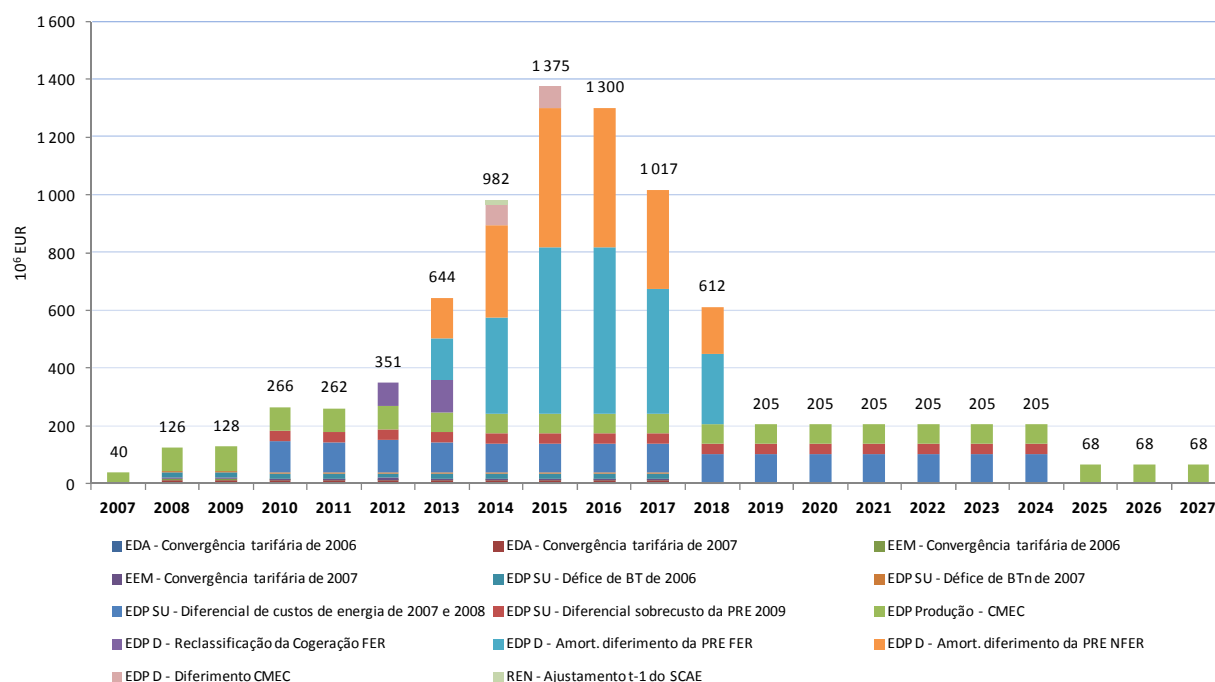
Figura 3-27 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial

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;

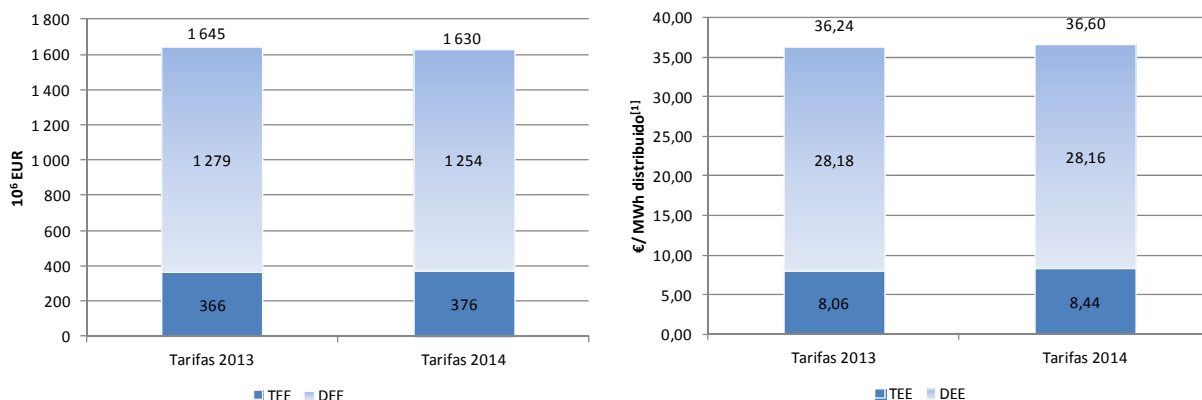
Figura 3-28 - Proveitos a recuperar



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

Da análise da Figura 3-29 verifica-se que os proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica apresentam um decréscimo de 0,9% e que os custos unitários por unidade distribuída crescem 1,0%.

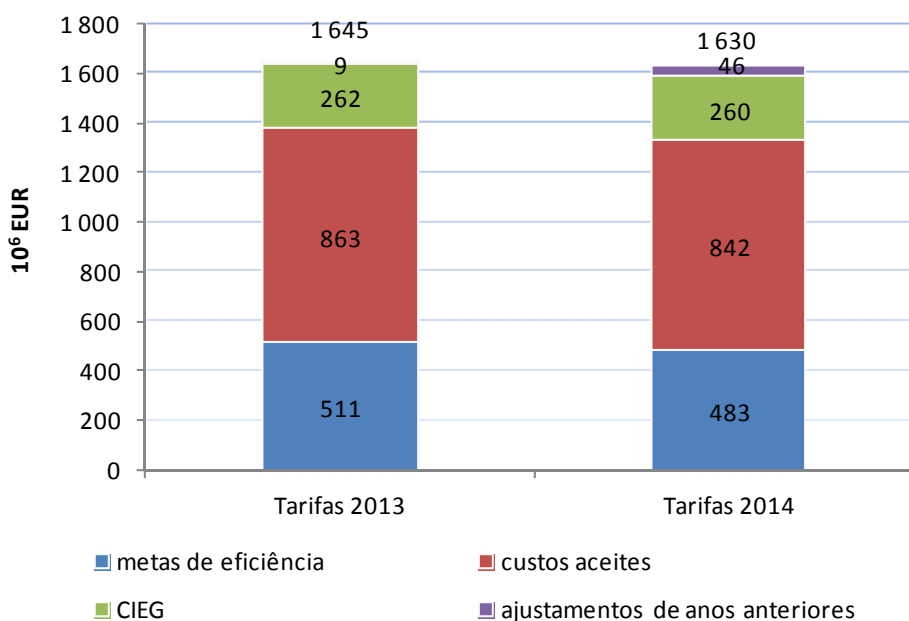
Figura 3-29 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição



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 3-30

Figura 3-30 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente



Através da análise da figura verificamos uma redução das metas de eficiência e dos custos aceites e dos CIEG. 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.

O cálculo de proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica para 2014 inclui os ajustamentos da aplicação deste mecanismo para os investimentos transferidos para exploração em 2012, tendo por base os valores de investimento reais e auditados. A explicitação dos valores aceites em sede de ajustamento encontra-se no documento “Ajustamentos referentes a 2012 e 2013 a repercutir nas tarifas de 2014”, em anexo.

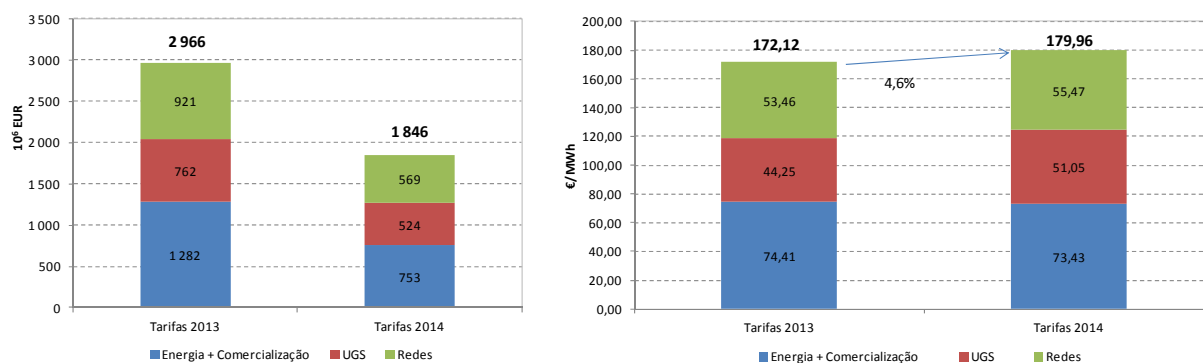
No que respeita aos investimentos a transferir para exploração em 2013 e 2014 sujeitos à aplicação deste mecanismo, considerou-se a sua valorização com os custos de referência determinados pela ERSE, tendo por base a caracterização técnica dos investimentos disponibilizada pela REN e os processos de atualização de custos previstos no mecanismo. Uma vez que os custos previsionais dos investimentos indicados pela empresa são iguais ao seu custo de referência, a aplicação deste mecanismo origina a valorização do ativo ao custo de referência e a sua remuneração à taxa com prémio. A explicitação dos valores aceites no âmbito deste mecanismo para os anos de 2013 e 2014 encontra-se no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector elétrico em 2014”, 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 2013 para 2014.

Figura 3-31 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais

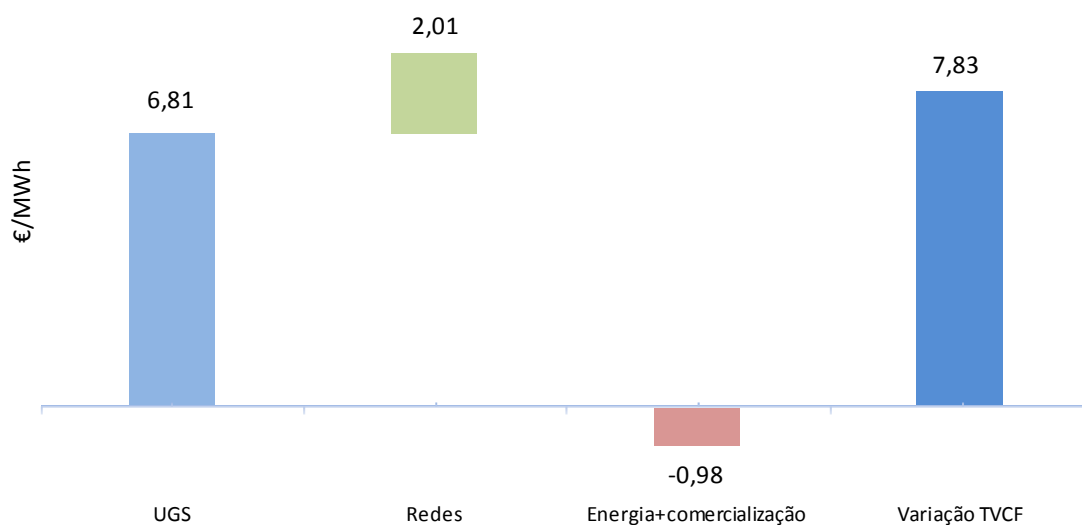


Nota: Não inclui sobreproveito

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 noutras perspetivas, nomeadamente, na perspetiva da variação dos custos unitários por atividade e na ótica da repartição entre custos fixos e variáveis, sendo esta última efetuada na presente secção.

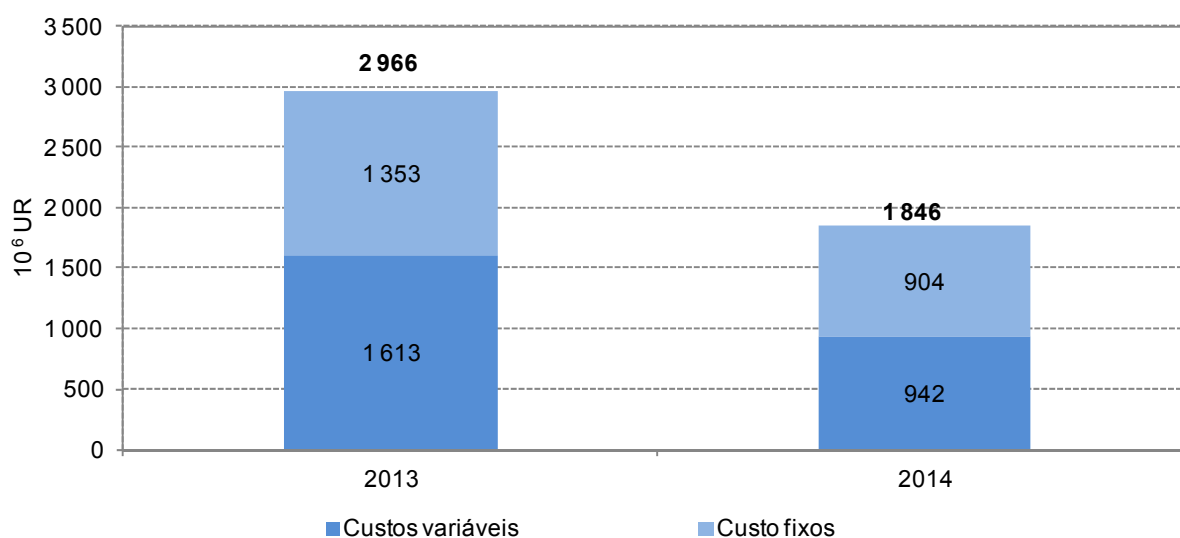
A variação de 7,83 €/MWh no proveito unitário resulta de um aumento dos proveitos unitários a recuperar com as tarifas de acesso em 6,81 €/MWh e 2,01 €/MWh, embora os custos com a aquisição de energia e comercialização recuem 0,98 €/MWh, conforme se pode verificar pela análise da Figura 3-32.

Figura 3-32 - Variação do proveito unitário da TVCF de 2013 para 2014



A Figura 3-33 apresenta a decomposição do nível global de proveitos a recuperar pelas TVCF de 2013 e de 2014, distinguindo-se entre custos fixos e custos variáveis associados com a evolução dos consumos.

Figura 3-33 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis



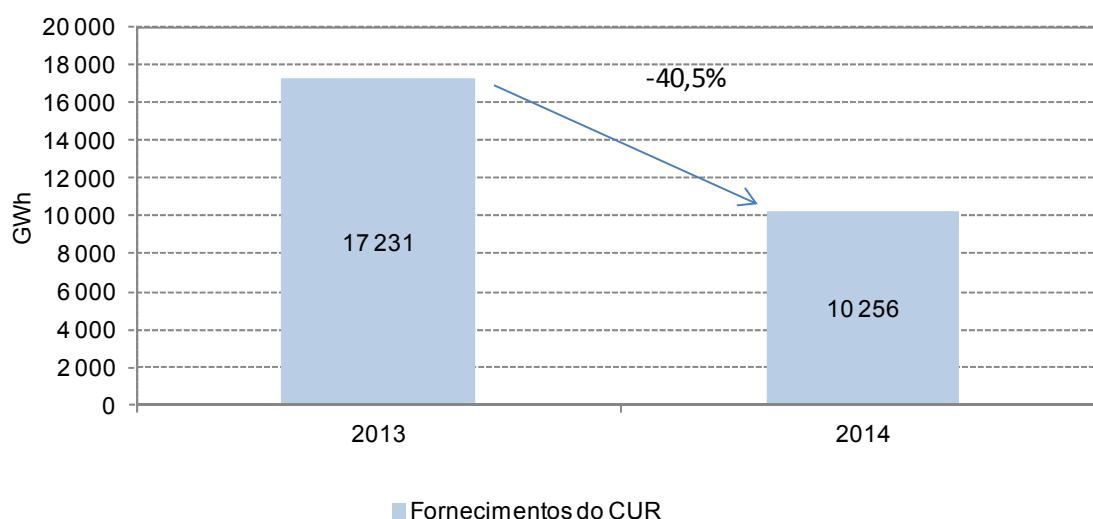
Na parte dos custos variáveis consideram-se todos os custos de energia, os custos de comercialização (com exceção dos ajustamentos referentes a 2012 e da parcela fixa dos proveitos da comercialização),

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 2012 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, bem como a parcela fixa dos proveitos da comercialização.

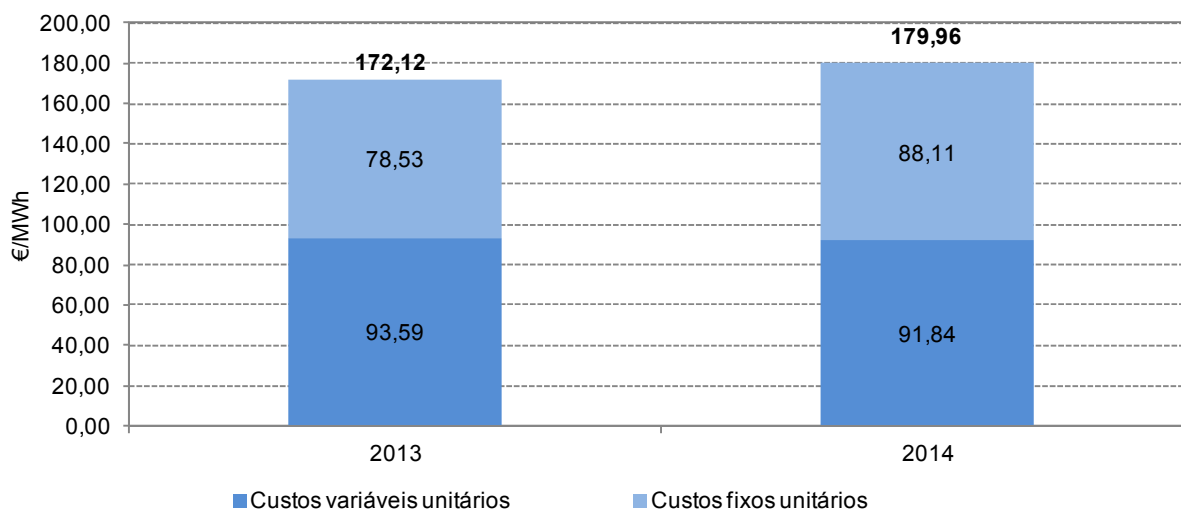
A Figura 3-34 apresenta os valores dos fornecimentos do CUR, considerados pela ERSE nas tarifas de 2013 e nas tarifas para 2014.

Figura 3-34 - Fornecimentos do CUR

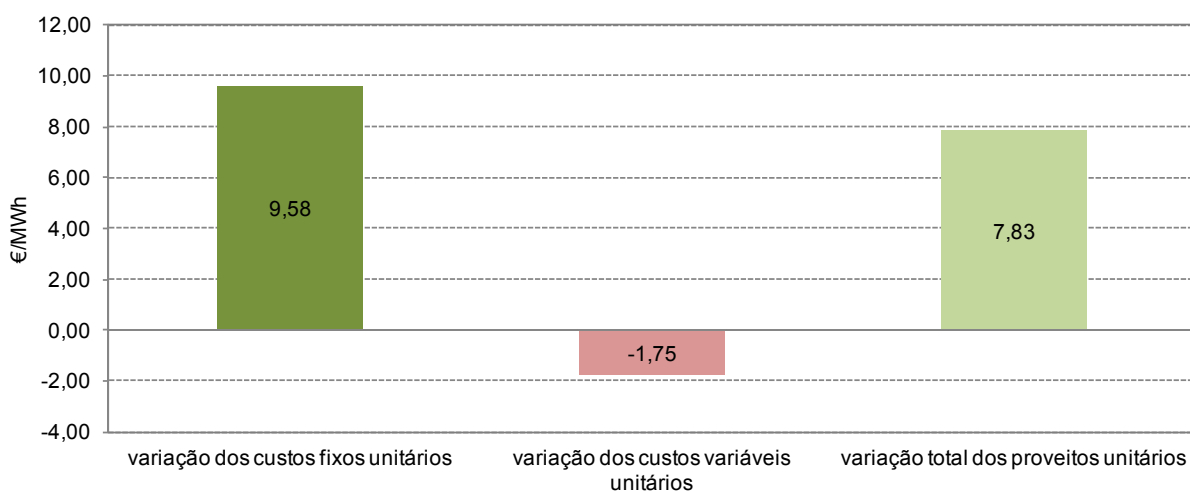


Os fornecimentos do CUR apresentam um decréscimo de cerca de 40% justificando parte do agravamento dos custos unitários incluídos na TVCF.

A Figura 3-35 evidencia a evolução dos proveitos unitários da TVCF entre 2013 e 2014, por categoria de custo fixo e variável.

Figura 3-35 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF

O crescimento dos proveitos unitários de 7,83€/MWh pode ser decomposto pela variação dos custos fixos unitários (+9,58€/MWh) e pela variação dos custos variáveis unitários (-1,75€/MWh), tal como se apresenta na Figura 3-36.

Figura 3-36 - 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, em

antecipação à preparação do próximo período regulatório, 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 X do documento complementar “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2014”, que acompanha o presente documento.

PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

A ERSE elaborou um questionário que submeteu às empresas reguladas do setor elétrico, por forma a obter informação relevante com vista à monitorização das operações intragrupo realizadas entre empresas reguladas e empresas não reguladas inseridas no mesmo Grupo empresarial, nomeadamente, no que concerne aos custos de exploração, de estrutura e de financiamento. Neste processo, foi igualmente solicitado o Dossier Fiscal de Preços de Transferência (DFPT) às empresas reguladas, o qual consiste num processo de documentação onde se mantém organizada a informação respeitante à política de preços de transferência adotada nas operações intragrupo.

Este documento 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. Estas consistem em transações comerciais e/ou financeiras com entidades em situações de relação especial)²⁰.

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.

A análise tem em vista evitar situações de subsídio cruzada e de duplicação de custos na esfera das empresas envolvidas.

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;

²⁰ 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.

- 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).

Relativamente à documentação analisada, importa referir que, por vezes, é justificada a aderência às condições de mercado dos preços praticados em determinadas operações intragrupo, pelo facto de as mesmas serem desenvolvidas por empresas reguladas através de entidades independentes. Assim, a ERSE, enquanto entidade reguladora, não produz conclusões acerca da aderência do preço das operações intragrupo realizadas às condições de mercado, procurando antes analisar a razoabilidade da natureza dos custos e respetivos montantes, para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos das empresas, numa ótica de benefício do sistema: garantir simultaneamente a proteção dos consumidores e o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

Não obstante a análise preliminar agora realizada e apresentada, as operações intragrupo serão, a partir de agora, objeto de monitorização continua por parte da ERSE, com particular relevância aquando da definição de parâmetros para o novo período regulatório que se aproxima.

Deste modo, complementarmente à informação enviada pelas empresas sobre a temática dos preços de transferência, a ERSE poderá realizar análises adicionais que permitam comprovar a aderência dos termos e condições praticados nas operações intragrupo às práticas de mercado e, bem assim, a eficiência dos custos incorridos pelas empresas, bem como a inexistência de subsidiação cruzada.

COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CEE)

Com o aproximar de um novo período regulatório, é essencial a monitorização e avaliação, por parte da ERSE, da razoabilidade dos indutores de custos que têm sido imputados à comercialização, bem como da base de custos definida.

Particularmente no Continente, o processo de extinção de tarifas da atividade de CEE acarreta alterações significativas.

Deste modo, foi elaborado um questionário às empresas que desenvolvem esta atividade, primeiro passo de uma análise mais aprofundada, com o objetivo de obter mais informação sobre a sua atividade operacional e ser uma base documental de suporte:

- Por um lado, à definição de custos de referência²¹, nos termos do Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro, para a atividade de CEE, tendo em conta, naturalmente, as especificidades das empresas, nomeadamente em termos de localização, dimensão, dispersão do negócio, inserção em Grupos empresariais, maturidade da atividade, entre outros; e
- Por outro, à definição dos indutores de custo que registem elevada aderência à evolução da atividade de CEE, procurando também proporcionar uma harmonização entre a metodologia de regulação do continente e das RAs, não descurando, mais uma vez, as especificidades de cada empresa.

A análise preliminar efetuado tem com objetivo caracterizar a atual situação da atividade de CEE, objeto de aprofundamento futuro, aquando da preparação do próximo período regulatório.

A definição de indutores de custo entre as empresas que desenvolvem a atividade de CEE, bem como a definição de custos de referência para esta mesma atividade exige a disponibilização de informação detalhada por parte das empresas, bem como uma análise cuidada desta informação por parte da ERSE, na medida em que se revela essencial ajustar e compatibilizar a informação às especificidades das empresas.

De acordo com a análise prévia realizada, foi possível concluir de forma clara que os custos unitários por cliente são sensíveis a fatores como a dimensão das empresas, localização e dispersão do negócio.

Foi também possível observar, através dos questionários realizados, que as tipologias de custos que maior peso assumem no agregado total de custos incorridos com a atividade de CEE²² das empresas analisadas, independentemente das suas especificidades, são os processos de faturação e cobrança. Adicionalmente, e de acordo com as duas empresas das RAs, estes consubstanciam-se, também, nos processos que maior aderência registam à função de comercialização, bem como ao número de clientes e à energia comercializada.

Por último, importa referir que, os custos incorridos pelas empresas com a prossecução da atividade de comercialização serão objeto de monitorização futura e de análises adicionais, nomeadamente através da realização de estudos de *benchmarking*, com maior enfoque aquando da definição dos parâmetros para o próximo período regulatório. Nomeadamente, a ERSE irá realizar análises que permitam definir os custos de referência da atividade de comercialização, bem como os *drivers* de custos mais aderentes à evolução da atividade de comercialização.

²¹ Para esse cálculo o custo de referência da atividade da comercialização é determinado com base na informação respeitante aos proveitos permitidos ao comercializador de último recurso, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente, conforme número 9, do artigo 50.º

²² No caso da EDP SU esta análise incidiu apenas sobre a parcela dos custos imputados pela EDP SC, conforme já referido.

AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES DO CUR

O Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, desenvolve as bases gerais instituídas pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade do Sistema Elétrico Nacional. Na base dessa revisão estiveram as Grandes Opções do Plano 2012-2015, aprovadas pela Lei n.º 64-A/2012, de 30 de dezembro, no sentido de privilegiar a promoção da competitividade, transparência dos preços, e do bom funcionamento e efetiva liberalização dos mercados de eletricidade.

Neste sentido, o Decreto-Lei 215-B/2012 atribui à ERSE a responsabilidade de elaboração de um relatório anual indicando os preços recomendados para o fornecimento de energia elétrica em BT, o qual de acordo com o número 8, do artigo 50.º, do referido diploma, resulta do somatório das tarifas de acesso, com os custos de referência da atividade de comercialização e dos custos médios de referência para as aquisições de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR. Os custos médios de referência para a aquisição de energia elétrica são determinados de acordo com o mecanismo de aprovisionamento eficiente de energia elétrica por parte do comercializador de último recurso previsto no Regulamento Tarifário, conforme número 10, do artigo 50.º.

Neste quadro, o trabalho efetuado neste primeiro ano pretende lançar as bases para um conhecimento mais aprofundado sobre a atividade de aquisição de energia elétrica e mercado, no que se refere aos custos médios de referência para a aquisição de energia elétrica

Este trabalho tem ainda em vista o desenvolvimento de um mecanismo de aprovisionamento eficiente, a aplicar a partir do próximo período regulatório.

De uma forma genérica, o custo de aquisição de um comercializador depende de:

- Do perfil de consumo da carteira de clientes;
- Da capacidade de previsão desse consumo e;
- Da dimensão da carteira

Registe-se que a última característica depende da gestão técnica do sistema. Estas características ditam a dimensão de cada uma das parcelas que se adicionam ao preço de mercado e constituem o custo de aquisição do comercializador. Assim, a definição de custos de referência para a atividade de aquisição de energia elétrica, deve ter em consideração as características particulares da sua carteira de clientes, as curvas de perfil de consumos, bem como a dimensão dos clientes abastecidos.

4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2014

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)

PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Tarifas para a energia elétrica em 2014

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)

PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Tarifas para a energia elétrica em 2014

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

PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Tarifas para a energia elétrica em 2014

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, nos termos do Artigo 22.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema, que se apresentam nos pontos seguintes.

4.2.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

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 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.

Por último, a parcela III é composta por preços de energia em horas de ponta e em horas cheias e permite recuperar os custos com a garantia de potência associados à promoção da disponibilidade das centrais existentes e de nova capacidade de produção. A estrutura dos preços de energia da parcela III deve refletir a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia.

A Portaria n.º 332/2012 de afetação dos CIEG implicou alterações na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes. No presente documento não se inclui qualquer alteração à tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, remetendo-se para uma próxima revisão regulamentar a discussão desta matéria.

No Quadro 4-2, no Quadro 4-3 e no Quadro 4-4 apresentam-se, respetivamente, os preços da parcela I, II e III da tarifa de Uso Global do Sistema para 2014.

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	0,0017
	Horas cheias	0,0017
	Horas de vazio normal	0,0017
	Horas de super vazio	0,0017

Quadro 4-3 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral) 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	0,0076
	Horas cheias	0,0076
	Horas de vazio normal	0,0076
	Horas de super vazio	0,0076

Quadro 4-4 - Preços da parcela III (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 III		PREÇOS
Energia ativa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0001
	Horas cheias	0,0001

No Quadro 4-5 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2014, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I, II e III.

Quadro 4-5 - 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	0,0094
	Horas cheias	0,0094
	Horas de vazio normal	0,0093
	Horas de super vazio	0,0093

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 regime ordinário e aos produtores em regime especial 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 2014” encontra-se o enquadramento e justificação desta tarifa.

No Quadro 4-6 apresentam-se os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND para 2014.

Quadro 4-6 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND

USO DA REDE DE TRANSPORTE		PREÇOS
Energia ativa (EUR/MWh)		
	Horas de fora de vazio	0,5457
	Horas de vazio	0,4259

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 2014 proporcionam os proveitos permitidos em 2014, de acordo com o estabelecido no Artigo 123.º do Regulamento Tarifário.

No Quadro 4-7 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2014 que está definida no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2014”.

Quadro 4-7 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2014

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 respetivos fatores de ajustamento para perdas na rede de transporte.

No Quadro 4-8 e no Quadro 4-9 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 2014.

Quadro 4-8 - 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	1,818
	Contratada	0,202
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	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0222
	Capacitiva	0,0166

Quadro 4-9 - 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	3,452
	Contratada	0,384
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0006
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0222
	Capacitiva	0,0166

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

A parcela I apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT relativa aos custos com a

gestão do sistema. Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se no Quadro 4-10.

Quadro 4-10 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0017
	Horas cheias	0,0017
	Horas de vazio normal	0,0017
	Horas de super vazio	0,0017

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, adicionados dos sobrecustos da produção em regime especial decorrentes dos prémios atribuídos a este tipo de produção, 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 com os CMEC (Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual).

A parcela III recupera o conjunto de proveitos da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT relativa aos custos com o mecanismo de garantia de potência.

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 CIEG: os sobrecustos com a PRE, os sobrecustos com os CAE, os encargos com os CMEC, os encargos com a garantia de potência, os sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, os custos diferidos ao abrigo do

Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos de sustentabilidade²³, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC.

Em concreto, a mencionada portaria vem alterar a metodologia de cálculo dos termos de energia das parcelas II e III da tarifa de Uso Global do Sistema, definindo a forma de repartição dos sobrecustos com a convergência tarifária, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, bem como a distribuição, 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 renovável²⁴, dos sobrecustos com os CAE, 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.

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 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, custos com a convergência tarifária, custos com os terrenos e custos com o PPEC.

O Despacho n.º 13186-A/2013, de 15 de outubro, veio alterar a distribuição dos sobrecustos com a convergência tarifária, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, prevista na Portaria n.º 332/2012.

No quadro seguinte apresenta-se a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG enquadrados pela referida portaria.

²³ 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.

²⁴ Não abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 90/2006.

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	1,8	2,6	5,2	459,1	468,7
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	23,7	69,1	147,4	35,7	24,1	181,3	481,3
Sobrecusto dos CAE	8,1	23,5	50,1	12,1	8,2	61,6	163,5
CMEC	4,0	7,2	28,8	9,7	11,7	172,5	233,8
Garantia de potência	0,1	0,4	0,8	0,2	0,1	1,0	2,6
Sobrecusto RAAs	4,2	18,7	93,4	45,0	2,0	14,6	177,9
Défice 2009	6,7	19,7	42,0	10,2	6,9	51,6	137,1
Ajust. de aquisição de energia	-14,0	-41,0	-87,3	-21,2	-14,3	-107,4	-285,2
Diferencial extinção TVCF	1,1	3,2	6,7	1,6	1,1	8,3	22,0
Sobreprovento	-0,4	-1,3	-2,8	-0,7	-0,5	-3,4	-9,0
Terrenos	0,7	1,9	4,1	1,0	0,7	5,0	13,4
PPEC	0,6	1,7	3,5	0,9	0,6	4,3	11,5
TOTAL	34,6	103,0	288,5	97,1	45,8	848,6	1.417,7

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	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,15	0,09	1,02	0,90	0,46	3,03	2,68	1,38	35,57	31,47	19,62
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	14,05	12,43	9,07	14,05	12,43	8,59	14,05	12,43	7,20	14,05	12,43	6,31	14,05	12,43	6,38	14,05	12,43	7,75
Sobrecusto dos CAE	4,77	4,22	3,08	4,77	4,22	2,92	4,77	4,22	2,45	4,77	4,22	2,15	4,77	4,22	2,17	4,77	4,22	2,63
Garantia de potência	0,08	0,07	0,05	0,08	0,07	0,05	0,08	0,07	0,04	0,08	0,07	0,03	0,08	0,07	0,03	0,08	0,07	0,04
Sobrecusto RAAs	2,48	2,19	1,60	3,80	3,36	2,32	8,90	7,88	4,56	17,71	15,66	7,96	1,14	1,01	0,62	1,14	1,01	0,62
Défica 2009	4,00	3,54	2,59	4,00	3,54	2,45	4,00	3,54	2,05	4,00	3,54	1,80	4,00	3,54	1,82	4,00	3,54	2,21
Ajust. de aquisição de energia	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40	-6,40
Diferencial extinção TVCF	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
Sobreproveito	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20	-0,20
Terrenos	0,39	0,35	0,25	0,39	0,35	0,24	0,39	0,35	0,20	0,39	0,35	0,18	0,39	0,35	0,18	0,39	0,35	0,22
PPEC	0,34	0,30	0,22	0,34	0,30	0,21	0,34	0,30	0,17	0,34	0,30	0,15	0,34	0,30	0,15	0,34	0,30	0,19

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

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias, apresentam-se no Quadro 4-13.

Quadro 4-13 - 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	0,0231	0,0201	0,0138	0,0138	
AT	4	0,419	0,0245	0,0213	0,0138	0,0138	
MT	4	0,419	0,0299	0,0261	0,0139	0,0139	
BTE	4	0,419	0,0405	0,0356	0,0170	0,0169	
BTN>	3	0,419	0,0262	0,0230	0,0110		
BTN< tri-horárias	3	0,419	0,0588	0,0518	0,0315		
BTN bi-horárias	2	0,419	0,0533		0,0315		
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	0,419	0,0448				
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	0,419	0,0452				

No Quadro 4-14 apresenta-se a desagregação do valor do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 4-13.

Quadro 4-14 - 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		Correção de hidraulicidade	CMEC - EDP Distribuição
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Revisib. Prevista	Ajust. Previstos		Parcela de acerto
	Renda Anual	Ajust.	Revisib	Ajust.			Revisib	
MAT	0,121	-0,002	0,000	0,010	0,212	0,001	-0,064	0,141
AT	0,121	-0,002	0,000	0,010	0,212	0,001	-0,064	0,141
MT	0,121	-0,002	0,000	0,010	0,212	0,001	-0,064	0,141
BTE	0,121	-0,002	0,000	0,010	0,212	0,001	-0,064	0,141
BTN>	0,121	-0,002	0,000	0,010	0,212	0,001	-0,064	0,141
BTN< tri-horárias	0,121	-0,002	0,000	0,010	0,212	0,001	-0,064	0,141
BTN bi-horárias	0,121	-0,002	0,000	0,010	0,212	0,001	-0,064	0,141
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	0,121	-0,002	0,000	0,010	0,212	0,001	-0,064	0,141
BTN simples (<=2,3 kVA)	0,121	-0,002	0,000	0,010	0,212	0,001	-0,064	0,141

4.3.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

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

quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado resultam das quantidades medidas nos contadores desses clientes ajustadas para perdas até à saída da RNT.

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam-se no Quadro 4-15 e no Quadro 4-16.

Quadro 4-15 - 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	1,818
	Contratada	0,202
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	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0222
	Capacitiva	0,0166

Quadro 4-16 - 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	3,483
	Contratada	0,387
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0006
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	-
	Capacitiva	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-17.

Quadro 4-17 - 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	4,028	0,0008	0,0007	0,0006	0,0005	0,0008	0,0007	0,0007	0,0006
MT	4	4,219	0,0009	0,0007	0,0006	0,0005	0,0008	0,0007	0,0007	0,0006
BTE	4	4,627	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
BTN>	3	-	0,0562	0,0008	0,0007		0,0562	0,0008	0,0007	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0562	0,0008	0,0007		0,0562	0,0008	0,0007	
BTN bi-horárias	2	-	0,0131		0,0007		0,0131		0,0007	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,0083				0,0083			
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	-	0,0085				0,0085			

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 2014 proporcionam os proveitos permitidos em 2014, de acordo com o estabelecido no Artigo 125.º do Regulamento Tarifário.

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

No Quadro 4-18 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2014 determinada de acordo com o descrito no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2014”.

Quadro 4-18 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2014

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
AT	0,1087	1,2547
MT	0,9934	5,9164
BT	0,5401	7,0938

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 4-19 - 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	0,807
	Contratada	0,070
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0004
	Horas de super vazio	0,0002
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0004
	Horas de super vazio	0,0003
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0226
	Capacitiva	0,0169

Quadro 4-20 - 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	3,803
	Contratada	0,639
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0022
	Horas cheias	0,0016
	Horas de vazio normal	0,0011
	Horas de super vazio	0,0006
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0021
	Horas cheias	0,0017
	Horas de vazio normal	0,0012
	Horas de super vazio	0,0008
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0246
	Capacitiva	0,0185

Quadro 4-21 - 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	9,179
	Contratada	0,699
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0045
	Horas cheias	0,0035
	Horas de vazio normal	0,0025
	Horas de super vazio	0,0011
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0043
	Horas cheias	0,0035
	Horas de vazio normal	0,0027
	Horas de super vazio	0,0014
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0293
	Capacitiva	0,0223

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

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

Quadro 4-22 - 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	0,807	0,070	0,0008	0,0006	0,0004	0,0002	0,0007	0,0006	0,0004	0,0003	0,0226	0,0169
MT	4	0,936	-	0,0008	0,0006	0,0004	0,0003	0,0007	0,0006	0,0004	0,0003	-	-
BTE	4	1,026	-	0,0008	0,0007	0,0005	0,0003	0,0008	0,0007	0,0005	0,0003	-	-
BTN>	3	-	-	0,0131	0,0007	0,0004	0,0131	0,0007	0,0004	0,0004	-	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0131	0,0007	0,0004	0,0131	0,0007	0,0004	0,0004	-	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0034	0,0004	0,0034	0,0004	0,0034	0,0004	0,0004	-	-	-
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	-	-	0,0023				0,0023				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	-	-	0,0023				0,0023				-	-

Quadro 4-23 - 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	3,803	0,639	0,0022	0,0016	0,0011	0,0006	0,0021	0,0017	0,0012	0,0008	0,0246	0,0185
BTE	4	5,042	-	0,0023	0,0018	0,0013	0,0008	0,0023	0,0018	0,0013	0,0008	-	-
BTN>	3	-	-	0,0626	0,0018	0,0011	0,0626	0,0018	0,0011	0,0011	-	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0626	0,0018	0,0011	0,0626	0,0018	0,0011	0,0011	-	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0153	0,0011	0,0153	0,0011	0,0153	0,0011	0,0011	-	-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	-	0,0098				0,0098				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	-	-	0,0100				0,0100				-	-

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

Quadro 4-24 - 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	9,179	0,699	0,0044	0,0035	0,0026	0,0013	0,0293	0,0223
BTN>	3	-	0,699	0,0341	0,0332	0,0022		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,699	0,0337	0,0328	0,0022		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,699	0,0280		0,0022		-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,699	0,0180				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	-	0,699	0,0184				-	-

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 2014 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 2014”, 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 4-25 - Preços da tarifa transitória de Energia

ENERGIA		PREÇOS
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0747
	Horas cheias	0,0637
	Horas de vazio normal	0,0540
	Horas de super vazio	0,0388
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0705
	Horas cheias	0,0649
	Horas de vazio normal	0,0573
	Horas de super vazio	0,0499

Os preços da tarifa transitória de Energia convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-26.

Quadro 4-26 - 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	0,0759	0,0646	0,0546	0,0392	0,0717	0,0659	0,0580	0,0504
MT	4	0,0795	0,0673	0,0565	0,0403	0,0750	0,0686	0,0599	0,0517
BTE	4	0,0848	0,0739	0,0627	0,0485	0,0848	0,0739	0,0627	0,0485
BTN>	3	0,0854	0,0739	0,0585		0,0854	0,0739	0,0585	
BTN< tri-horárias	3	0,0857	0,0738	0,0581		0,0857	0,0738	0,0581	
BTN bi-horárias	2	0,0765		0,0581		0,0765		0,0581	
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	0,0694				0,0694			
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	0,0694				0,0694			

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 2014” em anexo ao presente documento.

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

Quadro 4-27 - Preços das tarifas de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM AT E MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	2,14	0,07020	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0003		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	2,19	0,07194	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0002		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	0,45	0,01482	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0025		

* RRC art. 220.º, n.º 3

4.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

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

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

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2014.

Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2014

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	1,818	0,0598
	Contratada	0,621	0,0204
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0238	
	Horas cheias	0,0207	
	Horas de vazio normal	0,0143	
	Horas de super vazio	0,0142	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0237	
	Horas cheias	0,0207	
	Horas de vazio normal	0,0143	
	Horas de super vazio	0,0143	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0222	
	Capacitiva	0,0166	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Tarifas para a energia elétrica em 2014

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	4,835	0,1590
	Contratada	0,489	0,0161
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0261	
	Horas cheias	0,0226	
	Horas de vazio normal	0,0148	
	Horas de super vazio	0,0145	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0260	
	Horas cheias	0,0226	
	Horas de vazio normal	0,0149	
	Horas de super vazio	0,0147	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0226	
	Capacitiva	0,0169	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,958	0,2945
	Contratada	1,058	0,0348
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0338	
	Horas cheias	0,0290	
	Horas de vazio normal	0,0160	
	Horas de super vazio	0,0153	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0335	
	Horas cheias	0,0291	
	Horas de vazio normal	0,0162	
	Horas de super vazio	0,0156	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0246	
	Capacitiva	0,0185	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	19,874	0,6534
	Contratada	1,118	0,0368
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0489	
	Horas cheias	0,0424	
	Horas de vazio normal	0,0221	
	Horas de super vazio	0,0199	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0293	
	Capacitiva	0,0223	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	27,6	30,86	1,0145
	34,5	38,57	1,2681
	41,4	46,29	1,5217
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1922	
	Horas cheias	0,0595	
	Horas de vazio	0,0154	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	3,86	0,1268
	4,6	5,14	0,1691
	5,75	6,43	0,2113
	6,9	7,71	0,2536
	10,35	11,57	0,3804
	13,8	15,43	0,5072
	17,25	19,29	0,6340
	20,7	23,14	0,7609
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0832	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1131	
	Horas de vazio	0,0359	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2244	
	Hora cheia	0,0879	
	Hora vazio	0,0359	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	1,29	0,0423
	2,3	2,57	0,0845
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0844	

* RRC art. 220.º, n.º 3

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 2014, 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	71%
AT	59%
MT	44%
BTE	48%
BTN > 20,7 kVA	39%
BTN ≤ 20,7 kVA	58%

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, 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 2014 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 4-29 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica a vigorarem em 2014

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
	MT	0,0482
	BTE	0,0815
	BTN	0,1073

4.7 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

A partir de 1 de janeiro de 2011 procedeu-se à extinção das tarifas reguladas de venda de energia elétrica aos clientes com consumos em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE), na sequência do disposto no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro,

passando a aplicar-se uma tarifa transitória de venda aos clientes finais que continuaram a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso.

Adicionalmente, o Decreto-lei n.º 75/2012, de 26 de março, estabeleceu, por um lado, que a ERSE deveria proceder com a periodicidade mínima trimestral à apreciação das condições de mercado, e, por outro lado, 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 2014.

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

Quadro 4-30 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2014

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		PREÇOS		
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*	
		69,94	2,2995	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	6,010	0,1976	
	Contratada	0,820	0,0270	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	5,824	0,1915	
	Contratada	0,677	0,0223	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	11,834	0,3891	
	Contratada	0,478	0,0157	
Energia ativa		(EUR/kWh)		
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1133	
		Horas cheias	0,0909	
		Horas de vazio normal	0,0691	
		Horas de super vazio	0,0582	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1124	
		Horas cheias	0,0937	
		Horas de vazio normal	0,0714	
		Horas de super vazio	0,0654	
	Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1250
			Horas cheias	0,0934
Horas de vazio normal			0,0698	
Horas de super vazio			0,0606	
Períodos II, III		Horas de ponta	0,1261	
		Horas cheias	0,0964	
		Horas de vazio normal	0,0732	
		Horas de super vazio	0,0654	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1462	
		Horas cheias	0,1068	
		Horas de vazio normal	0,0702	
		Horas de super vazio	0,0621	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1458	
		Horas cheias	0,1065	
		Horas de vazio normal	0,0732	
		Horas de super vazio	0,0666	
Energia reativa		(EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0226		
	Capacitiva	0,0169		

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Tarifas para a energia elétrica em 2014

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		45,19	1,4856
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	9,595	0,3155
	Contratada	1,468	0,0483
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	9,671	0,3179
	Contratada	1,381	0,0454
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	14,259	0,4688
	Contratada	0,580	0,0191
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1287
		Horas cheias	0,1004
		Horas de vazio normal	0,0708
		Horas de super vazio	0,0604
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1316
		Horas cheias	0,1030
		Horas de vazio normal	0,0735
		Horas de super vazio	0,0677
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1346
		Horas cheias	0,1036
		Horas de vazio normal	0,0720
		Horas de super vazio	0,0615
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1403
		Horas cheias	0,1042
		Horas de vazio normal	0,0760
		Horas de super vazio	0,0677
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2025
		Horas cheias	0,1121
		Horas de vazio normal	0,0761
		Horas de super vazio	0,0679
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2022
		Horas cheias	0,1121
		Horas de vazio normal	0,0766
		Horas de super vazio	0,0713
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0246
		Capacitiva	0,0185

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		25,32	0,8326
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	14,407	0,4737
	Contratada	0,628	0,0206
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	20,467	0,6729
	Contratada	1,449	0,0476
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2097
		Horas cheias	0,1211
		Horas vazio normal	0,0849
		Horas super vazio	0,0747
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1491
		Horas cheias	0,1164
		Horas vazio normal	0,0776
		Horas super vazio	0,0685
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0293
		Capacitiva	0,0223

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Tarifas para a energia elétrica em 2014

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	44,02	1,4473
		34,5	54,87	1,8038
	Tarifa de longas utilizações	41,4	65,71	2,1604
		27,6	150,60	4,9512
		34,5	188,17	6,1865
		41,4	225,73	7,4214
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações		Horas de ponta	0,2938	
		Horas cheias	0,1477	
		Horas de vazio	0,0845	
Tarifa de longas utilizações		Horas de ponta	0,2131	
		Horas cheias	0,1233	
		Horas de vazio	0,0767	

* RRC art. 220.º, n.º 3

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	4,64	0,1526
		4,6	6,03	0,1984
		5,75	7,42	0,2439
		6,9	8,81	0,2895
		10,35	12,96	0,4262
		13,8	17,12	0,5629
		17,25	21,28	0,6996
		20,7	25,44	0,8362
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples <=6,9 kVA			0,1528	
Tarifa simples >6,9 kVA			0,1543	
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA		Horas fora de vazio	0,1785	
		Horas de vazio	0,0946	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA		Horas fora de vazio	0,1821	
		Horas de vazio	0,0955	
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA		Horas de ponta	0,2029	
		Horas de cheias	0,1613	
		Horas de vazio	0,0946	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA		Horas de ponta	0,2066	
		Horas de cheias	0,1642	
		Horas de vazio	0,0955	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples		1,15	2,43	0,0797
		2,3	4,26	0,1400
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1317	

* RRC art. 220.º, n.º 3

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	27,03	0,8887
	34,5	33,79	1,1108
	41,4	40,53	1,3325
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2926	
	Horas cheias	0,1563	
	Horas de vazio	0,0834	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	2,02	0,0663
	4,6	2,83	0,0931
	5,75	3,65	0,1198
	6,9	4,46	0,1466
	10,35	6,73	0,2214
	13,8	9,06	0,2978
	17,25	11,32	0,3722
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	4,52	0,1487
	4,6	5,73	0,1885
	5,75	6,90	0,2267
	6,9	8,16	0,2683
	10,35	10,67	0,3507
	13,8	12,99	0,4271
	17,25	15,26	0,5016
	20,7	17,64	0,5799
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1686	
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1718	
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1916	
	Horas de vazio	0,0946	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1921	
	Horas de vazio	0,0946	
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,3102	
	Horas de cheias	0,1633	
	Horas de vazio	0,0946	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,3102	
	Horas de cheias	0,1657	
	Horas de vazio	0,0946	

* RRC art. 220.º, n.º 3

4.8 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

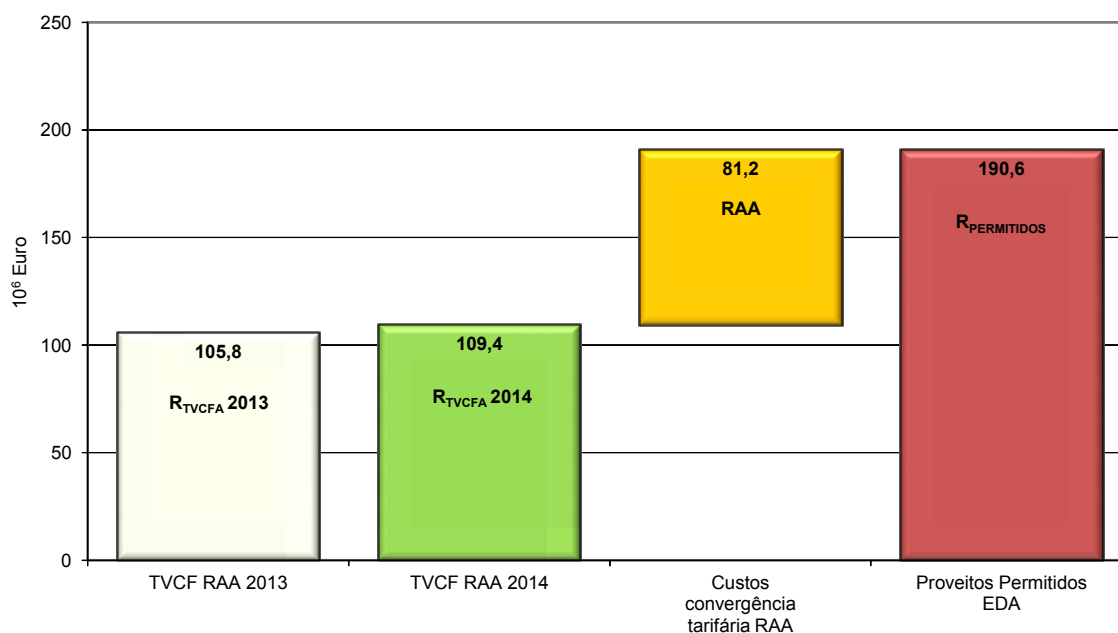
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 2014 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2014”.

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2014 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 2014 da RAA



RTVCFA 2013 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2013
 RTVCFA 2014 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2014
 RAA - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a incorporar na tarifa UGS
 Rpermitted - Proveitos Permitidos à EDA em 2014

A aplicação em 2014 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2013 proporcionaria 105,8 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 109,4 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.

4.8.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA A VIGORAREM EM 2014

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2014, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-31 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2014

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		29,23	0,9610
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	9,085	0,2987
	Contratada	1,208	0,0397
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1198	
	Horas cheias	0,0988	
	Horas de vazio normal	0,0677	
	Horas de super vazio	0,0580	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1200	
	Horas cheias	0,1003	
	Horas de vazio normal	0,0704	
	Horas de super vazio	0,0655	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0242	
	Capacitiva	0,0179	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		6,89	0,2265
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	20,061	0,6595
	Contratada	1,174	0,0386
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1350	
	Horas cheias	0,1164	
	Horas de vazio normal	0,0762	
	Horas de super vazio	0,0685	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0289	
	Capacitiva	0,0216	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	27,6	40,55	1,3331
	34,5	50,57	1,6626
	41,4	60,59	1,9920
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2900	
	Horas cheias	0,1450	
	Horas de vazio	0,0805	

* RRC art. 220.º, n.º 3

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	4,78	0,1573
	4,6	6,24	0,2053
	5,75	7,60	0,2498
	6,9	9,03	0,2968
	10,35	13,24	0,4353
	13,8	17,45	0,5738
	17,25	21,59	0,7099
	20,7	26,09	0,8579
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	4,93	0,1619
	4,6	6,44	0,2118
	5,75	7,71	0,2535
	6,9	9,18	0,3018
	10,35	13,43	0,4416
	13,8	17,69	0,5815
	17,25	21,94	0,7213
20,7	26,09	0,8579	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1551	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1794	
	Horas de vazio	0,0952	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2054	
	Horas cheias	0,1565	
	Horas de vazio	0,0952	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	2,00	0,0658
	2,3	3,62	0,1191
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1436	

* RRC art. 220.º, n.º 3

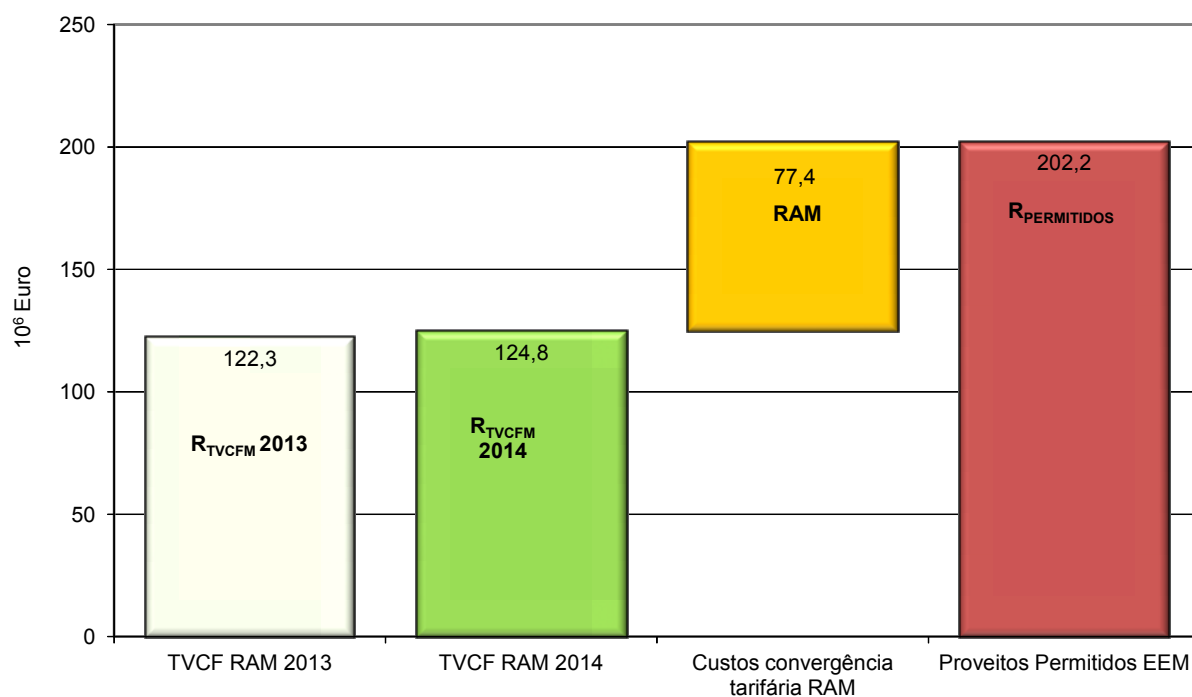
4.9 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

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 2014 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2014”.

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2014 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 2014 da RAM

RTVCFM 2013 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2013

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

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

Rpermitidos - Proveitos Permitidos à EEM em 2014

A aplicação em 2014 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2013 proporcionaria 122,3 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 124,8 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da EEM e o valor dos proveitos proporcionados pela aplicação das tarifas aditivas do Continente às quantidades da RAM.

4.9.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM A VIGORAREM EM 2014

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2014, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2014

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		20,16	0,6629
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,957	0,2945
	Contratada	1,180	0,0388
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1162	
	Horas cheias	0,0966	
	Horas vazio normal	0,0666	
	Horas super vazio	0,0565	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1149	
	Horas cheias	0,0980	
	Horas vazio normal	0,0691	
	Horas super vazio	0,0643	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0239	
	Capacitiva	0,0178	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		8,64	0,2841
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	20,128	0,6618
	Contratada	1,145	0,0376
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1369	
	Horas cheias	0,1164	
	Horas vazio normal	0,0765	
	Horas super vazio	0,0685	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0287	
	Capacitiva	0,0218	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	27,6	31,29	1,0287
	34,5	38,25	1,2575
	41,4	45,19	1,4858
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2946	
	Horas cheias	0,1416	
	Horas de vazio	0,0712	

* RRC art. 220.º, n.º 3

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	4,76	0,1564
	4,6	6,21	0,2040
	5,75	7,56	0,2486
	6,9	8,98	0,2954
	10,35	13,25	0,4356
	13,8	17,46	0,5739
	17,25	21,66	0,7121
Tarifa bi-horária e tri-horária	20,7	25,87	0,8504
	3,45	4,82	0,1584
	4,6	6,29	0,2069
	5,75	7,58	0,2491
	6,9	9,02	0,2964
	10,35	13,27	0,4363
	13,8	17,51	0,5758
17,25	21,78	0,7161	
20,7	26,05	0,8563	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1536	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1761	
	Horas de vazio	0,0940	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2001	
	Horas cheia	0,1603	
	Horas vazio	0,0940	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	1,91	0,0628
	2,3	3,41	0,1122
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1399	

* RRC art. 220.º, n.º 3

4.10 TARIFA SOCIAL

A situação de crescente incremento dos custos energéticos que se tem verificado internacionalmente e a intenção de prosseguir o aprofundamento da liberalização do mercado elétrico justificam a adoção de medidas concretas de proteção dos consumidores economicamente mais vulneráveis, em linha com o estabelecido na Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho, relativa ao mercado interno da eletricidade.

Uma das formas de proteger os consumidores vulneráveis, na sua perspetiva de insuficiência económica, será garantir o seu acesso ao fornecimento de energia elétrica a preços razoáveis, independentemente de quem seja o prestador do serviço. A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de eletricidade que se encontrem numa situação de carência socioeconómica pode ser uma das medidas a adotar, no quadro da proteção dos clientes vulneráveis, sem prejuízo dos princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação que devem estar subjacentes à aplicação de tais medidas.

É neste quadro que o Governo aprovou o Decreto-Lei 138-A/2010, de 26 de dezembro, que estabelece a aplicação de tarifas sociais de acesso e de último recurso. Neste diploma estabelece-se que os beneficiários do Rendimento Social de Inserção, do Complemento Solidário para Idosos, do Subsídio

Social de Desemprego, do 1.º Escalão do Abono de Família para crianças e jovens e da Pensão Social de Invalidez poderão usufruir de uma tarifa social de eletricidade. Esta decisão é orientada pelo facto de serem as situações de carência socioeconómica que motivam a atribuição de recursos mínimos de sobrevivência ou complementares, como mecanismos de combate à pobreza ou de apoio social.

Adicionalmente o diploma estabelece que os clientes economicamente vulneráveis que podem beneficiar de uma tarifa social serão inevitavelmente consumidores domésticos, que sejam titulares de um contrato de fornecimento de energia elétrica para a sua habitação permanente e que possam satisfazer as suas necessidades mínimas, mas essenciais, de energia elétrica, o que fundamenta a introdução de alguns limites na sua utilização, mais precisamente na potência contratada. Neste sentido prevê-se que uma das condições para a atribuição da tarifa social seja a potência contratada não ultrapassar os 4,6 kVA.

Cada cliente economicamente vulnerável apenas pode beneficiar da tarifa social num único ponto de ligação às redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão.

A ERSE prevê que o número de beneficiários das prestações sociais anteriormente indicadas seja para 2014 de cem mil consumidores.

De forma a assegurar que a tarifa social seja aplicável a todos os clientes independentemente do seu comercializador, esta será aplicada através de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em baixa tensão normal, devendo os comercializadores explicitar este desconto nas faturas dos seus clientes vulneráveis.

Para além da tarifa social de Acesso às Redes a ERSE estabelece uma tarifa social de Venda a Clientes Finais aplicável pelo Comercializador de Último Recurso. O desconto aplicado na tarifa social de Acesso às Redes permite limitar o acréscimo da tarifa social de Venda a Clientes Finais.

O modelo de proteção dos consumidores vulneráveis através de um desconto nas tarifas de Acesso às Redes permite estender esta medida a todos os comercializadores que abasteçam estes consumidores, de forma compatível com a Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho, relativa ao mercado interno da eletricidade.

Uma vez que a decisão relativa à definição do referido desconto a aplicar aos clientes se insere no âmbito da política energética nacional, sem prejuízo da sua componente social, o valor do desconto a aplicar em cada ano será calculado pela ERSE tendo em conta o limite da variação tarifária a definir anualmente pelo membro do Governo responsável pela área da energia, de modo a ser considerado no processo de fixação das tarifas de energia elétrica para o ano seguinte.

O valor do desconto a aplicar em cada ano, calculado pela ERSE, considera as seguintes opções:

- Aplicação no termo de potência contratada, de modo a transmitir aos clientes um sinal preço dos seus consumos e assim racionalizar e garantir a eficiente utilização do recurso energia elétrica.

- Desconto idêntico em €/kVA para todas as opções tarifárias e escalões de potência, comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas, de modo a manter a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada das várias opções tarifárias e escalões de potência.

Neste contexto e tendo em conta o limite máximo de variação tarifária anual da tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso, a considerar no cálculo das tarifas de energia elétrica para 2014, definido pelo membro do Governo responsável pela área da energia, de 1,0%, 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 0,40 €/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.

4.10.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2014

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 2014.

Quadro 4-33 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorem em 2014

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN SOCIAL (≤4,6 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	2,49	0,0819
	4,6	3,32	0,1092
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0832	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1131	
	Horas de vazio	0,0359	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2244	
	Hora cheia	0,0879	
	Hora vazio	0,0359	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN SOCIAL (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	0,83	0,0273
	2,3	1,66	0,0546
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0844	

* RRC art. 220.º, n.º 3

4.10.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A VIGORAREM EM 2014

A tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorar em 2014 apresenta-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-34 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2014 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	3,27	0,1077	
	4,6	4,21	0,1385	
Energia ativa		(EUR/kWh)		
Tarifa simples		0,1528		
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1785		
	Horas de vazio	0,0946		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2029		
	Horas de cheias	0,1613		
	Horas de vazio	0,0946		

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (<=2,3 kVA)		PREÇOS		
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	1,97	0,0648	
	2,3	3,35	0,1101	
Energia ativa		(EUR/kWh)		
Tarifa simples		0,1317		

* RRC art. 220.º, n.º 3

Quadro 4-35 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2014 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		3,42	0,1124
	4,6		4,42	0,1454
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45		3,56	0,1170
	4,6		4,62	0,1519
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1551	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1794	
	Horas de vazio		0,0952	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2054	
	Horas cheias		0,1565	
	Horas de vazio		0,0952	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN SOCIAL (<=2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15		1,55	0,0509
	2,3		2,71	0,0892
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1436	

* RRC art. 220.º, n.º 3

Quadro 4-36 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2014 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		3,39	0,1115
	4,6		4,38	0,1442
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45		3,45	0,1135
	4,6		4,47	0,1471
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1536	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1761	
	Horas de vazio		0,0940	
Tarifa tri-horária	Horas ponta		0,2001	
	Horas cheia		0,1603	
	Horas vazio		0,0940	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN SOCIAL (<=2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15		1,46	0,0479
	2,3		2,50	0,0823
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1399	

* RRC art. 220.º, n.º 3

5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

5.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2014

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	9,0%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, fixada para 2014, em percentagem	Art.º 73.º
δ_{t-2}	1,50	<i>Spread</i> de 2012, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	1,50	<i>Spread</i> de 2013, em pontos percentuais	-
$r_{GS,t}$	9,0%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Global do Sistema, fixada para 2014, em percentagem	Art.º 74.º
$Cl_{S,URT,3}$	5 100	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite para 2014 (em €/painel de subestação)	Art.º 79.º
$Cl_{r,URT,3}$	401	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para 2014 (em €/km)	Art.º 79.º
$X_{I,URT,3}$	3,5%	Fator de eficiência a aplicar aos custos incrementais associados à extensão de rede de transporte e aos painéis de subestações, no ano t	Art.º 79.º
$r_{CA,URT,t}$	9,0%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, fixada para 2014, em percentagem	Art.º 79.º
$r_{CREf,URT,t}$	10,5%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, fixada para 2014, em percentagem	Art.º 79.º
α_2	50%	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, em 2013	Art.º 79.º
$r_{Ime,URT,3}$	10,5%	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração, em 2014, em percentagem	Art.º 79.º
-	4,00%	Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2012	Art.º 83.º
-	4,20%	Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2013	Art.º 83.º
$FCE_{URD,AT/MT,3}$	39 163	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 85.º
$X_{FCE,RC,AT/MT,3}$	3,5%	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 85.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{FCE,RI,AT/MT,3}$	0,1%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede inteligente, em AT/MT, em percentagem	Art.º 85.º
$VCE_{URD,AT/MT,3}$	0,001325	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 85.º
$X_{VCE,RC,AT/MT,3}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede convencional, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em percentagem	Art.º 85.º
$X_{VCE,RI,AT/MT,3}$	0,1%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede inteligente, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em percentagem	Art.º 85.º
$VCE_{URD,AT/MT,3}$	0,000496	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica injetada na rede de distribuição em AT/MT, em Euros por kWh	Art.º 85.º
$X_{VCE,RC,AT/MT,3}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede convencional, associada à energia elétrica injetada na rede de distribuição em AT/MT, em percentagem	Art.º 85.º
$X_{VCE,RI,AT/MT,3}$	0,1%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede inteligente, associada à energia elétrica injetada na rede de distribuição em AT/MT, em percentagem	Art.º 85.º
$VCE_{URD,AT/MT,3}$	1 976	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes em AT/MT, em Euros por cliente	Art.º 85.º
$X_{VCE,RC,AT/MT,3}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede convencional, associada ao número de clientes em AT/MT, em percentagem	Art.º 85.º
$X_{VCE,RI,AT/MT,3}$	0,1%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede inteligente, associada ao número de clientes em AT/MT, em percentagem	Art.º 85.º
$FCE_{URD,BT,3}$	70 680	Componente fixa dos proveitos do Uso da Rede de Distribuição, em BT, em milhares de euros	Art.º 85.º
$X_{FCE,RC,BT,3}$	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede convencional, em BT, em percentagem	Art.º 85.º
$X_{FCE,RI,BT,3}$	0,1%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede inteligente, em BT, em percentagem	Art.º 85.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VCE_{URD,BT,3}$	0,003776	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 85.º
$X_{VCE,RC,BT,3}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede convencional, associada à energia elétrica distribuída em BT, em percentagem	Art.º 85.º
$X_{VCE,RI,BT,3}$	0,1%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede inteligente, associada à energia elétrica distribuída em BT, em percentagem	Art.º 85.º
$VCE_{URD,BT,3}$	n.a	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica injetada na rede de distribuição em BT, em Euros por kWh	Art.º 85.º
$X_{VCE,RC,BT,3}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede convencional, associada à energia elétrica injetada na rede de distribuição em BT, em percentagem	Art.º 85.º
$X_{VCE,RI,BT,3}$	0,1%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede inteligente, associada à energia elétrica injetada na rede de distribuição em BT, em percentagem	Art.º 85.º
$VCE_{URD,BT,3}$	11,53	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes em BT, em Euros por cliente	Art.º 85.º
$X_{VCE,RC,BT,3}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede convencional, associada ao número de clientes em BT, em percentagem	Art.º 85.º
$X_{VCE,RI,BT,3}$	0,1%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede inteligente, associada ao número de clientes em BT, em percentagem	Art.º 85.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{URD,RC,3}$	9,5%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculados no âmbito da rede convencional, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, fixada para 2014, em percentagem	Art.º 85.º
$r_{URD,RI,3}$	11,0%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculados no âmbito da rede inteligente, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, fixada para 2014, em percentagem	Art.º 85.º
$r_{CVPRE,3}^{CR}$	9,5%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, fixada para 2014, em percentagem	Art.º 87.º
$r_{CVVEE,3}^{CR}$	9,5%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, fixada para 2014, em percentagem	Art.º 88.º
$F_{C,NT,3}$	93	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 90.º
$X_{C,F,NT,3}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 90.º
$V_{C,NT,3}$	10,760	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em Euros por consumidor	Art.º 90.º
$X_{C,v,NT,3}$	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 90.º
$V_{C,NT,3}$	3,493	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número de processos de atendimento em NT, em Euros por processo	Art.º 90.º
$X_{C,v,NT,3}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número de processos de atendimento em NT, em percentagem	Art.º 90.º
$F_{C,BTE,3}$	105	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 90.º
$X_{C,F,BTE,3}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 90.º
$V_{C,BTE,3}$	6,194	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em Euros por consumidor	Art.º 90.º
$X_{C,v,BTE,3}$	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 90.º
$V_{C,BTE,3}$	3,493	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número de processos de atendimento em BTE, em Euros por processo	Art.º 90.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{C,v,BTE,3}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número de processos de atendimento em BTE, em percentagem	Art.º 90.º
$F_{C,BT,3}$	34 129	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em milhares de euros	Art.º 90.
$X_{C,F,BT,3}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BT, em percentagem	Art.º 90.
$V_{C,BT,3}$	3,487	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BT, em Euros por consumidor	Art.º 90.
$X_{C,v,BT,3}$	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 90.
$V_{C,BT,3}$	3,493	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número de processos de atendimento em BT, em Euros por processo	Art.º 90.
$X_{C,v,BT,3}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número de processos de atendimento em BT, em percentagem	Art.º 90.
$r_{c,r}$	9,5%	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às atividades do comercializador de último recurso, em percentagem	Art.º 90.
$\bar{\delta}_{t-2}$	1,5	<i>Spread</i> de 2012, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
$\bar{\delta}_{t-1}$	1,5	<i>Spread</i> de 2013, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
r_3^{AGS}	9,00%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 93.º
FC_3^{AGS}	14 933	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 93.º
X_{FC}^{AGS}	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 93.º
r_3^D	9,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 95.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{AT/MT,3}^A^D$	2 556	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 95.º
$FC_{BT,3}^A^D$	5 113	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 95.º
$VC_{ef,AT/MT,3}^A^D$	0,0043	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 95.º
$VC_{ef,BT,3}^A^D$	0,0051	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 95.º
$VC_{nc,AT/MT,3}^A^D$	1,8617	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 95.º
$VC_{nc,BT,3}^A^D$	0,0209	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 95.º
$X_{FC,AT/MT,BT}^A^D$	2,48%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 95.º
$X_{VC_{ef,nc,AT/MT,BT}}^A^D$	2,48%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 95.º
$r_3^A^C$	9,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, fixada para o período de regulação, no ano t, em percentagem	Art.º 96.º
$C_{NADMT,3}^A^C$	341	Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, em MT, em milhares de euros	Art.º 96.º
$C_{NADBT,3}^A^C$	5 702	Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, em BT, em milhares de euros	Art.º 96.º
$r_3^M^{AGS}$	9,00%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 100.º
$FC_3^M^{AGS}$	13 233	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 100.º
$X_{FC}^M^{AGS}$	2,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 100.º
$r_3^M^D$	9,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, fixada para o período de	Art.º 102.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
		regulação, em percentagem	
$FC_{AT/MT,3}^D$	2 251	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 102.º
$FC_{BT,3}^D$	6 487	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 102.º
$VC_{EFAT/MT,3}^D$	0,006233	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em AT/MT, em euros por KWh	Art.º 102.º
$VC_{EFBT,3}^D$	0,004815	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 102.º
$VC_{NCAT/MT,3}^D$	4,51127	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 102.º
$VC_{NCBT,3}^D$	0,023572	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 102.º
$X_{FC, AT/MT e BT}^D$	5,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT e BT, em percentagem	Art.º 102.º
$X_{VC_{EF e NC, AT/MT e BT}}^D$	5,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT e BT, em percentagem	Art.º 102.º
r_3^C	9,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 103.º
$C_{NADMT,3}^C$	465	Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, em MT, em milhares de euros	Art.º 103.º
$C_{NADBT,3}^C$	3 798	Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, em BT, em milhares de euros	Art.º 103.º
$X_{NADMT e BT}^C$	0%	Parâmetro associado aos custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, em MT e BT, em percentagem	Art.º 103.º

5.2 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA REN

5.2.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

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

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

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2014		
	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	181 517	181 517	363 033	333 316	333 316	666 632	514 833	514 833	1 029 665
Fevereiro	181 517	181 517	363 033	333 316	333 316	666 632	514 833	514 833	1 029 665
Março	181 517	181 517	363 033	333 316	333 316	666 632	514 833	514 833	1 029 665
Abril	181 517	181 517	363 033	333 316	333 316	666 632	514 833	514 833	1 029 665
Mai	181 517	181 517	363 033	333 316	333 316	666 632	514 833	514 833	1 029 665
Junho	181 517	181 517	363 033	333 316	333 316	666 632	514 833	514 833	1 029 665
Julho	181 517	181 517	363 033	333 316	333 316	666 632	514 833	514 833	1 029 665
Agosto	181 517	181 517	363 033	333 316	333 316	666 632	514 833	514 833	1 029 665
Setembro	181 517	181 517	363 033	333 316	333 316	666 632	514 833	514 833	1 029 665
Outubro	181 517	181 517	363 033	333 316	333 316	666 632	514 833	514 833	1 029 665
Novembro	181 517	181 517	363 033	333 316	333 316	666 632	514 833	514 833	1 029 665
Dezembro	181 517	181 517	363 033	333 316	333 316	666 632	514 833	514 833	1 029 665
Total	2 178 199	2 178 199	4 356 398	3 999 792	3 999 792	7 999 584	6 177 991	6 177 991	12 355 982

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores, em 2014, totalizam € 81 213 704²⁵.

²⁵ Este valor deve ser transferido da REN para a EDA, em duodécimos.

Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2014
Janeiro	6 767 809
Fevereiro	6 767 809
Março	6 767 809
Abril	6 767 809
Maiο	6 767 809
Junho	6 767 809
Julho	6 767 809
Agosto	6 767 809
Setembro	6 767 809
Outubro	6 767 809
Novembro	6 767 809
Dezembro	6 767 809
Total	81 213 704

5.2.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

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

Quadro 5-3 - 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 2014		
	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	66 360	66 360	132 721	220 494	220 494	440 989	286 855	286 855	573 709
Fevereiro	66 360	66 360	132 721	220 494	220 494	440 989	286 855	286 855	573 709
Março	66 360	66 360	132 721	220 494	220 494	440 989	286 855	286 855	573 709
Abril	66 360	66 360	132 721	220 494	220 494	440 989	286 855	286 855	573 709
Mai	66 360	66 360	132 721	220 494	220 494	440 989	286 855	286 855	573 709
Junho	66 360	66 360	132 721	220 494	220 494	440 989	286 855	286 855	573 709
Julho	66 360	66 360	132 721	220 494	220 494	440 989	286 855	286 855	573 709
Agosto	66 360	66 360	132 721	220 494	220 494	440 989	286 855	286 855	573 709
Setembro	66 360	66 360	132 721	220 494	220 494	440 989	286 855	286 855	573 709
Outubro	66 360	66 360	132 721	220 494	220 494	440 989	286 855	286 855	573 709
Novembro	66 360	66 360	132 721	220 494	220 494	440 989	286 855	286 855	573 709
Dezembro	66 360	66 360	132 721	220 494	220 494	440 989	286 855	286 855	573 709
Total	796 325	796 325	1 592 650	2 645 932	2 645 932	5 291 863	3 442 256	3 442 256	6 884 513

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira, em 2014, totalizam € 77 423 321²⁶.

Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2014
Janeiro	6 451 943
Fevereiro	6 451 943
Março	6 451 943
Abril	6 451 943
Mai	6 451 943
Junho	6 451 943
Julho	6 451 943
Agosto	6 451 943
Setembro	6 451 943
Outubro	6 451 943
Novembro	6 451 943
Dezembro	6 451 943
Total	77 423 321

²⁶ Este valor deve ser transferido da REN para a EEM, em duodécimos.

5.2.3 TRANSFERÊNCIAS PARA OS CENTROS ELECTROPRODUTORES

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

Quadro 5-5 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência

Unidade: EUR

Garantia de Potência	
Centrais com incentivo ao investimento	
Hidroelétrica do Guadiana	2 640 000
Janeiro	220 000
Fevereiro	220 000
Março	220 000
Abril	220 000
Maio	220 000
Junho	220 000
Julho	220 000
Agosto	220 000
Setembro	220 000
Outubro	220 000
Novembro	220 000
Dezembro	220 000

Nota: Os valores efetivos a transferir para cada centro electroprodutor deve estar de acordo com os ofícios da DGEG.

Quadro 5-6 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à tarifa social

Unidade: EUR

Tarifa Social (valor líquido a transferir em 2014)							
Centrais com Incentivo		Centrais com CMEC/CAE			Restantes centrais		
EDP Produção	1 114 522	EDP Produção	2 480 310	Turbogás	345 918	EDP Produção	-546 462
Janeiro	92 877	Janeiro	206 692	Janeiro	28 827	Janeiro	-45 538
Fevereiro	92 877	Fevereiro	206 692	Fevereiro	28 827	Fevereiro	-45 538
Março	92 877	Março	206 692	Março	28 827	Março	-45 538
Abril	92 877	Abril	206 692	Abril	28 827	Abril	-45 538
Maio	92 877	Maio	206 692	Maio	28 827	Maio	-45 538
Junho	92 877	Junho	206 692	Junho	28 827	Junho	-45 538
Julho	92 877	Julho	206 692	Julho	28 827	Julho	-45 538
Agosto	92 877	Agosto	206 692	Agosto	28 827	Agosto	-45 538
Setembro	92 877	Setembro	206 692	Setembro	28 827	Setembro	-45 538
Outubro	92 877	Outubro	206 692	Outubro	28 827	Outubro	-45 538
Novembro	92 877	Novembro	206 692	Novembro	28 827	Novembro	-45 538
Dezembro	92 877	Dezembro	206 692	Dezembro	28 827	Dezembro	-45 538
Hidroelétrica do Guadiana	84 321	EDP Produção (Iberdrola)	148 702	Tejo Energia	206 097	Hidroelétrica do Guadiana	-48 182
Janeiro	7 027	Janeiro	12 392	Janeiro	17 175	Janeiro	-4 015
Fevereiro	7 027	Fevereiro	12 392	Fevereiro	17 175	Fevereiro	-4 015
Março	7 027	Março	12 392	Março	17 175	Março	-4 015
Abril	7 027	Abril	12 392	Abril	17 175	Abril	-4 015
Maio	7 027	Maio	12 392	Maio	17 175	Maio	-4 015
Junho	7 027	Junho	12 392	Junho	17 175	Junho	-4 015
Julho	7 027	Julho	12 392	Julho	17 175	Julho	-4 015
Agosto	7 027	Agosto	12 392	Agosto	17 175	Agosto	-4 015
Setembro	7 027	Setembro	12 392	Setembro	17 175	Setembro	-4 015
Outubro	7 027	Outubro	12 392	Outubro	17 175	Outubro	-4 015
Novembro	7 027	Novembro	12 392	Novembro	17 175	Novembro	-4 015
Dezembro	7 027	Dezembro	12 392	Dezembro	17 175	Dezembro	-4 015
						Endesa	256 095
						Janeiro	21 341
						Fevereiro	21 341
						Março	21 341
						Abril	21 341
						Maio	21 341
						Junho	21 341
						Julho	21 341
						Agosto	21 341
						Setembro	21 341
						Outubro	21 341
						Novembro	21 341
						Dezembro	21 341
Total Tarifa Social				4 041 321			

Nota: Os valores apresentados neste quadro incluem as correções do ajustamento da tarifa social de 2011 face aos valores transferidos em 2013.

5.2.4 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 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA EDP DISTRIBUIÇÃO

5.3.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A REN

Quadro 5-7 – Transferências da EDP Distribuição para a REN referente à tarifa social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	336 777
Fevereiro	336 777
Março	336 777
Abril	336 777
Maio	336 777
Junho	336 777
Julho	336 777
Agosto	336 777
Setembro	336 777
Outubro	336 777
Novembro	336 777
Dezembro	336 777
Total	4 041 321

Os montantes acima referidos referem-se à tarifa social de 2014, incluindo o ajustamento da tarifa social de 2012, e correspondem aos mencionados no ponto 5.2.3.

5.3.2 TRANSFERÊNCIAS PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

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

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

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Diferencial extinção tarifas	Sustentabilidade mercados	Sobreproveito	Total	50% do prémio de emissão de titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Janeiro	60 612 175	1 832 970	-23 765 066	-753 406	37 926 672	-48 591	37 878 081
Fevereiro	60 612 175	1 832 970	-23 765 066	-753 406	37 926 672	-48 591	37 878 081
Março	60 612 175	1 832 970	-23 765 066	-753 406	37 926 672	-48 591	37 878 081
Abril	60 612 175	1 832 970	-23 765 066	-753 406	37 926 672	-48 591	37 878 081
Maió	60 612 175	1 832 970	-23 765 066	-753 406	37 926 672	-48 591	37 878 081
Junho	60 612 175	1 832 970	-23 765 066	-753 406	37 926 672	-48 591	37 878 081
Julho	60 612 175	1 832 970	-23 765 066	-753 406	37 926 672	-48 591	37 878 081
Agosto	60 612 175	1 832 970	-23 765 066	-753 406	37 926 672	-48 591	37 878 081
Setembro	60 612 175	1 832 970	-23 765 066	-753 406	37 926 672	-48 591	37 878 081
Outubro	60 612 175	1 832 970	-23 765 066	-753 406	37 926 672	-48 591	37 878 081
Novembro	60 612 175	1 832 970	-23 765 066	-753 406	37 926 672	-48 591	37 878 081
Dezembro	60 612 175	1 832 970	-23 765 066	-753 406	37 926 672	-48 591	37 878 081
Total	727 346 101	21 995 636	-285 180 797	-9 040 874	455 120 065	-583 095	454 536 970

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

- a) 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.
- b) Ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de aquisição de energia elétrica relativos aos anos de 2007 e 2008.
- c) 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.
- d) 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 conforme se apresenta de seguida: (i) ao BCP, em abril de 2013, um montante de 150 milhões de euros; (ii) ao Santander, em maio de 2013, um montante de 140,9 milhões de euros; e (iii) à Tagus, em maio de 2013, um montante de 422,7 milhões de euros.

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

Quadro 5-9 - 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 2014	
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português
Janeiro	590 934	590 934	1 181 869	224 286	224 286	448 572	815 220	815 220
Fevereiro	590 934	590 934	1 181 869	224 286	224 286	448 572	815 220	815 220
Março	590 934	590 934	1 181 869	224 286	224 286	448 572	815 220	815 220
Abril	590 934	590 934	1 181 869	224 286	224 286	448 572	815 220	815 220
Mai	590 934	590 934	1 181 869	224 286	224 286	448 572	815 220	815 220
Junho	590 934	590 934	1 181 869	224 286	224 286	448 572	815 220	815 220
Julho	590 934	590 934	1 181 869	224 286	224 286	448 572	815 220	815 220
Agosto	590 934	590 934	1 181 869	224 286	224 286	448 572	815 220	815 220
Setembro	590 934	590 934	1 181 869	224 286	224 286	448 572	815 220	815 220
Outubro	590 934	590 934	1 181 869	224 286	224 286	448 572	815 220	815 220
Novembro	590 934	590 934	1 181 869	224 286	224 286	448 572	815 220	815 220
Dezembro	590 934	590 934	1 181 869	224 286	224 286	448 572	815 220	815 220
Total	7 091 212	7 091 212	14 182 423	2 691 431	2 691 431	5 382 862	9 782 642	9 782 642

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

Quadro 5-10 - 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	8 494 117
Fevereiro	8 494 117
Março	8 494 117
Abril	8 494 117
Maio	8 494 117
Junho	8 494 117
Julho	8 494 117
Agosto	8 494 117
Setembro	8 494 117
Outubro	8 494 117
Novembro	8 494 117
Dezembro	8 494 117
Total	101 929 407

Quadro 5-11 - 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	2 979 468
Fevereiro	2 979 468
Março	2 979 468
Abril	2 979 468
Maio	2 979 468
Junho	2 979 468
Julho	2 979 468
Agosto	2 979 468
Setembro	2 979 468
Outubro	2 979 468
Novembro	2 979 468
Dezembro	2 979 468
Total	35 753 620

5.3.5 TRANSFERÊNCIAS PARA AS ENTIDADES CESSIONÁRIAS REFERENTE AO SOBRECUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA E PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL DE 2012

Quadro 5-12 - 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

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2012
Janeiro	3 853 012
Fevereiro	3 853 012
Março	3 853 012
Abril	3 853 012
Maio	3 853 012
Junho	3 853 012
Julho	3 853 012
Agosto	3 853 012
Setembro	3 853 012
Outubro	3 853 012
Novembro	3 853 012
Dezembro	3 853 012
Total	46 236 144

Quadro 5-13 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Santander Totta referente a uma parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2012	
Janeiro	3 620 557
Fevereiro	3 620 557
Março	3 620 557
Abril	3 620 557
Maio	3 620 557
Junho	3 620 557
Julho	3 620 557
Agosto	3 620 557
Setembro	3 620 557
Outubro	3 620 557
Novembro	3 620 557
Dezembro	3 620 557
Total	43 446 688

Quadro 5-14 - 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

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2012	
Janeiro	11 080 318
Fevereiro	11 080 318
Março	11 080 318
Abril	11 080 318
Maio	11 080 318
Junho	11 080 318
Julho	11 080 318
Agosto	11 080 318
Setembro	11 080 318
Outubro	11 080 318
Novembro	11 080 318
Dezembro	11 080 318
Total	132 963 816

Os montantes acima referidos são recuperados pela EDP Distribuição através da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos para a EDP SU em duodécimos.

5.4 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Dando cumprimento ao estipulado 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 2014.

Identifica-se ainda o montante de dívida gerada com a aplicação de medidas excecionais, ao abrigo do n.º 7 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, no estabelecimento de tarifas para 2009, bem como os montantes em dívida resultantes do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.

Quadro 5-15 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2013	Juros 2014	Amortização 2014	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2014	Saldo em dívida em 2014
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5)
EDA (BCP e CGD)	48 549	349	12 007	12 356	36 542
Convergência tarifária de 2006	17 117	123	4 233	4 356	12 884
Convergência tarifária de 2007	31 432	226	7 774	8 000	23 658
EEM (BCP e CGD)	27 051	194	6 690	6 885	20 360
Convergência tarifária de 2006	6 258	45	1 548	1 593	4 710
Convergência tarifária de 2007	20 793	149	5 143	5 292	15 650
EDP Serviço Universal	3 438 214	150 943	655 262	806 205	4 316 829
BCP e CGD	76 876	552	19 013	19 565	57 863
Défice de BT de 2006	55 726	400	13 782	14 182	41 944
Continente	53 552	385	13 245	13 629	40 308
Regiões Autónomas	2 173	16	538	553	1 636
Défice de BTn de 2007	21 150	152	5 231	5 383	15 919
Continente	20 325	146	5 027	5 173	15 298
Regiões Autónomas	826	6	204	210	622
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	751 886	47 519	235 436	282 955	516 450
EDP Serviço Universal	160 255	10 128	50 180	60 308	110 075
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	122 862	7 765	38 471	46 236	84 390
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	115 449	7 296	36 150	43 447	79 299
Tagus, SA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	353 320	22 330	110 634	132 964	242 686
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	1 274 756	74 518	292 066	366 585	982 690
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	0	0	0	0	1 533 878
Tagus, SA	1 334 696	28 936	108 747	137 683	1 225 949
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	988 101	21 422	80 507	101 929	907 594
Sobrecusto da PRE 2009	346 595	7 514	28 239	35 754	318 355
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-583	0	-583	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-583	0	-583	0
EDP Distribuição	149 825	3 746	74 912	78 658	74 912
Parcela de acerto de 2011	149 825	3 746	74 912	78 658	74 912
REN Trading	13 317	533	13 317	13 850	0
Diferimento do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE	13 317	533	13 317	13 850	0
Total	3 676 955	155 764	762 189	917 953	4 448 644

5.5 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2012 E 2013

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 2012 e 2013 e respetivos juros.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-16 - Valor dos ajustamentos de 2012 e 2013 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2014	Ajustamento dos proveitos relativos a 2012	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2012	Ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nas tarifas de 2013	Juros sobre o ajustamento provisório de 2013 definido pela Portaria 145/2013, de 9 de Abril	Ajustamento do ano de 2012 a recuperar(-) a devolver (+) em 2014	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2013	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2013	Ajustamento provisório do ano de 2013 a recuperar(-) a devolver (+) em 2014	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2014
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₂) x (1+i ₂₀₁₃)-1]	(3)	(4)	(5) = (1)+(2)-(-3)+(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i ₂₀₁₃)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-17 413	-819	0	-533	-18 764	-13 144	-268	-13 411	-32 176
Proveitos permitidos à REN Trading	-17 413	-819	0	-533	-18 764	-13 144	-268	-13 411	-32 176

Quadro 5-17 - Valor dos ajustamentos de 2012 incluídos nos proveitos permitidos da REN

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2014	Ajustamento dos proveitos relativos a 2012	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2012	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	Total dos ajustamentos de 2012 a recuperar(-) a devolver (+) em 2014	Acerto do CAPEX de 2013 em tarifas de 2014	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2014
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₂) x (1+i ₂₀₁₃)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₂)-1]	(5)	(6)	(7) = (1)+(2)-(-3)-(-4)-(5)-(6)	(8)	(9) = (7)+(8)
Gestão Global do Sistema (GGS)	23 101	1 086	-10 075	-205		1 660	32 808	158	32 966
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	-9 506	-447			989	3 013	-13 955	19 009	5 053
Proveitos permitidos à REN	13 595	639	-10 075	-205	989	4 673	18 852	19 167	38 019

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-18 - Valor dos ajustamentos de 2012 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2014	Ajustamento dos proveitos relativos a 2012	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2012	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2012 a recuperar(-) a devolver (+) em 2014	Acerto do CAPEX de 2013 em tarifas de 2014	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2014
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₂) x (1+i ₂₀₁₃) ⁻¹]	(3)	(4) = (1)+(2)-(3)	(5)	(6) = (4)+(5)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-69 635	-3 275		-72 910		-72 910
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	-23 955	-1 126	1 334	-26 415	32 928	6 513
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	-93 590	-4 401	1 334	-99 325	32 928	-66 397

Quadro 5-19 - Valor dos ajustamentos de 2012 e 2013 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2014	Ajustamento dos proveitos relativos a 2012	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2012	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 2012 a recuperar(-) a devolver (+) em 2014	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2013	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2013	Ajustamento provisório do ano de 2013 a recuperar(-) a devolver (+) em 2014	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2014
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₂) x (1+i ₂₀₁₃) ⁻¹]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₃) ⁻¹]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(5)+(6) x (1+i ₂₀₁₂) ⁻¹]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	-242 810	-11 418	-119 816	-2 441	-131 971	-133 191	-2 713	-135 904	-267 875
Sobrecusto da PRE	-383 487	-18 033	-264 809	-5 395	-131 316	-413 320	-8 420	-421 740	-553 056
CVEE	114 995	5 407	144 993	2 954	-27 545	280 129	5 707	285 836	258 291
Ajustamento da aditividade tarifária	25 682	1 208			26 890				26 890
Compra e venda do acesso a rede de transporte e distribuição (CVATD)									
Comercialização (C)	-4 064	-191			-4 255				-4 255
Proveitos permitidos à EDP SU	-246 874	-11 609	-119 816	-2 441	-136 226	-133 191	-2 713	-135 904	-272 130

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2014

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-20 - Valor dos ajustamentos de 2012 incluídos nos proveitos permitidos da EDA

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2012	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2012	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2012 a recuperar(-) a devolver (+) em 2014	Acerto do CAPEX de 2013 em tarifas de 2014	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2014
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-3 758	-177	-2 608	-6 543	2 576	-3 968
Distribuição de Energia Elétrica	869	41	-250	660	2 549	3 209
Comercialização de Energia Elétrica	-60	-3	-141	-203	18	-185
EDA	-2 949	-139	-2 998	-6 086	5 143	-3 942

Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2012 incluídos nos proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2012	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2012	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2012 a recuperar(-) a devolver (+) em 2014	Acerto do CAPEX de 2013 em tarifas de 2014	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2014
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-14 318	-673	508	-14 483	2 520	-11 963
Distribuição de Energia Elétrica	533	25	-859	-301	3 114	2 813
Comercialização de Energia Elétrica	-90	-4	-12	-107	38	-69
EEM	-13 876	-652	-363	-14 891	5 671	-9 583

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 ou comercializadores de último recurso.

O preço do serviço regulado relativo à ativação do fornecimento de energia elétrica a instalações eventuais (ex.: feiras, circos e outros eventos com duração limitada), previsto pela primeira vez na revisão do RRC ocorrida em agosto de 2011, passa, de acordo com o artigo n.º 125.º do RRC, a ser atualizado anualmente a partir de janeiro de 2014, de acordo com o valor previsto para o deflator implícito do consumo privado (1,0%)²⁷.

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 2014.

A EDA e a EEM propõem para 2014 a atualização generalizada dos diversos preços em vigor em 2013, por aplicação da taxa de inflação apresentada nas projeções financeiras das respetivas empresas para 2014 e que são de 1,1% no caso da EDA e de 1,51 % no caso da EEM.

²⁷ *European Economic Forecast – Spring 2013*

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 e BTE. A utilização generalizada da telecontagem na BTE permite que, pela primeira vez, se possa prescindir da aprovação do preço deste serviço para este nível de tensão, à semelhança do que sucedera no passado relativamente com a MT.

Os preços propostos pela EDP Distribuição para a leitura extraordinária para 2014 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 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

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2013	Preços propostos pela EDP D para 2014	Variação (%)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,50	5,78	5,1
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,68	25,91	5,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,00	30,14	0,5

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

Na sua proposta de preços para a leitura extraordinária, a EDP Distribuição menciona a realização de 25 463 leituras extraordinárias a clientes em BTN durante o ano de 2012 e 19 438 durante o 1.º semestre de 2013, das quais foram faturadas aos clientes respetivamente 1 121 e 4 636. Os valores globais faturados a clientes em BTN em 2012 e no 1.º semestre de 2013 ascenderam a 9 925,18 e a 36 646,54 euros respetivamente.

A EDP Distribuição justifica a discrepância entre o número de leituras extraordinárias realizado e o valor faturado com o facto de só algumas das leituras extraordinárias terem sido efetuadas após ter decorrido o período máximo estabelecido regulamentarmente sem que tenha sido possível, por facto imputável ao cliente, realizar a leitura dos equipamentos de medição, condição necessária para exigir ao cliente o preço publicado para a realização da leitura extraordinária.

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 2014, 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 2014

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Tarefa Prestador Serviço	Custo Administrativo	Custo Total
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	13,03	2,61	15,64
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	50,24	10,05	60,28
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	50,24	10,05	60,28

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 2014.

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

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2013	Preços propostos pela EDA para 2014	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,04	10,15	1,1
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,08	20,30	1,1
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,10	25,38	1,1
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,15	5,21	1,2
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,08	20,30	1,1
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,10	25,38	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 2014.

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

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2013	Preços propostos pela EEM para 2014	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,04	10,19	1,5
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,08	20,38	1,5
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,10	25,48	1,5
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,90	7,00	1,5
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	19,05	19,34	1,5
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,10	25,48	1,5

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 2014 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

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2013	Preços propostos pela EDP Serviço Universal e pela EEM para 2014	Preços propostos pela EDA para 2014
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 (1,0%).

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 são apresentados no Quadro 6-6. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos para 2014.

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 2014 explicitam-se aumentos de 0,5% para a quase totalidade dos serviços, com exceção do adicional para reposição urgente do fornecimento em BTN e do adicional para a operação de enfiamento/desenfiamento de derivação, para os quais são propostos aumentos de 5,0% e 1,8%, respetivamente. Refira-se que este último preço ocorre na sequência de tentativas ilegais de religação da instalação após interrupção do fornecimento por motivo imputável ao cliente.

A EDP Distribuição justifica os aumentos de preços propostos 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 2014 refletem as variações verificadas no índice de preços no consumidor e as variações nos preços dos materiais e combustíveis.

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

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2013	Preços propostos pela EDP D para 2014	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	88,33	88,75	0,5
	Restabelecimento	88,33	88,75	0,5
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	773,19	776,82	0,5
	Restabelecimento	773,19	776,82	0,5
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	59,72	60,00	0,5
	Restabelecimento	103,62	104,10	0,5
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	244,30	245,45	0,5
	Restabelecimento	244,30	245,45	0,5
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	11,56	11,61	0,4
	Restabelecimento	11,56	11,61	0,4
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,90	12,97	0,5
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	32,57	32,72	0,5
	Restabelecimento	32,57	32,72	0,5
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	56,14	56,40	0,5
Restabelecimento	56,14	56,40	0,5	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	48,45	48,67	0,5
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	11,56	11,61	0,4
	Restabelecimento	11,56	11,61	0,4
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,74	12,97	1,8
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	13,87	13,94	0,5
	Restabelecimento	13,87	13,94	0,5
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	56,14	56,40	0,5
Restabelecimento	56,14	56,40	0,5	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	21,74	22,83	5,0

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

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O Quadro 6-7 apresenta os valores propostos pela EDA para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

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

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2013 na RAA	Preços propostos pela EDA para 2014	Variação (%)
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	60,24	60,90	1,1
	Restabelecimento	60,24	60,90	1,1
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	200,80	203,01	1,1
	Restabelecimento	200,80	203,01	1,1
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	15,06	15,23	1,1
	Restabelecimento	15,06	15,23	1,1
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>			
	Interrupção	25,10	25,38	1,1
	Restabelecimento	25,10	25,38	1,1
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>			
	Interrupção	30,12	30,45	1,1
	Restabelecimento	30,12	30,45	1,1
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>			
	Interrupção	56,29	56,91	1,1
	Restabelecimento	56,29	56,91	1,1
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>			
	Interrupção	60,24	60,90	1,1
	Restabelecimento	60,24	60,90	1,1
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica				
Clientes em BTE	22,09	22,33	1,1	
Clientes em BTN	20,82	21,05	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 eléctrica pela EEM são os constantes do Quadro 6-8.

Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EEM

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2013 na RAM	Preços propostos pela EEM para 2014	Variação (%)
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	60,24	61,15	1,5
	Restabelecimento	60,24	61,15	1,5
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	200,80	203,83	1,5
	Restabelecimento	200,80	203,83	1,5
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	<i>BTN</i>			
	Interrupção	11,16	11,33	1,5
	Restabelecimento	11,16	11,33	1,5
	<i>BTE</i>			
	Interrupção	15,06	15,29	1,5
	Restabelecimento	15,06	15,29	1,5
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>			
	Interrupção	25,07	25,45	1,5
	Restabelecimento	25,07	25,45	1,5
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>			
	Interrupção	30,12	30,57	1,5
	Restabelecimento	30,12	30,57	1,5
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>			
	Interrupção	72,51	73,60	1,5
	Restabelecimento	72,51	73,60	1,5
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>			
Interrupção	75,30	76,44	1,5	
Restabelecimento	75,30	76,44	1,5	
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica				
Cientes em BTE	22,09	22,42	1,5	
Cientes em BTN	20,78	21,09	1,5	

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

6.1.3 PREÇOS PARA VIGORAREM EM 2014

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.

Integrando no contexto atual para 2014 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 2014 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 do PIB previsto para 2014 (1,3%²⁸) 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.

A aplicação destes pressupostos conduz aos seguintes resultados principais para os preços dos serviços regulados propostos para 2014:

- 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 2014, de modo a assegurar a aderência progressiva dos preços aos custos de prestação destes serviços.

Tendo por base este enquadramento, apresentam-se seguidamente as justificações da ERSE para os preços dos serviços regulados previstos no RRC.

²⁸ Fonte : Ministério das Finanças - "Documento de Estratégia Orçamental, 2013-2017, abril 2013".

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 vigorar em 2014 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, nos casos de leituras extraordinárias realizadas em dias úteis. Este aumento insere-se no processo iniciado em 2012, de fazer aderir gradualmente os preços aos custos de prestação deste serviço. No caso das leituras extraordinárias realizadas em sábados, domingos e dias feriados a variação do preço regulado é de 0,5% face ao valor em vigor para 2013.

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 2014

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,78
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,91
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,14

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

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 abaixo do valor do pelo deflator do PIB previsto para 2014 (1,3%), e (iii) a desejável convergência de valores a nível do sector elétrico nacional como um todo, os preços em vigor em 2013 foram atualizados em 1,3%.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAA em 2014 são os constantes do Quadro 6-10.

Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2014

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,17
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,34
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,43
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,22
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,34
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,43

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 1,5%, valor este que se encontra acima do valor do pelo deflator do PIB previsto para 2014 (1,3%), e (iii) a desejável convergência de valores a nível do sector elétrico nacional como um todo, os preços em vigor em 2013 foram atualizados em 1,3%.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAM em 2014 são os constantes do Quadro 6-11.

Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2014

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,17
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,34
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,43
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,99
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	19,30
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,43

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 2014 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 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 (1,0%).

Deste modo, os preços para vigorarem em 2014 são os que constam do Quadro 6-13.

Quadro 6-13 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2014 em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Cliente	Preços
BTE	103,02
BTN	46,46

Aos valores constantes do Quadro 6-13 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

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

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM MAT

A entidade concessionária da RNT não apresentou qualquer proposta de alteração aos valores vigentes para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte.

De modo 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 (1,3%). Os preços aprovados para vigorarem em 2014 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 2014

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MAT	Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo:	
	Interrupção	268,50
	Restabelecimento	268,50
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação):	
Interrupção	1906,97	
Restabelecimento	1906,97	

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 2014 são os que constam do Quadro 6-15. Deste modo, para 2014, resultam as seguintes variações de preços relativamente a 2013:

- Em AT, MT e BTE, os preços observam aumentos de 0,5%.
- Em BTN, os preços observam aumentos de 0,4 a 0,5%, com exceção do adicional para a operação de enfiamento/desenfiamento de derivação e do adicional para reposição urgente do fornecimento que observam aumentos de respetivamente 1,8% e 5%.

Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2014 (AT, MT e BT)

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	88,75
	Restabelecimento	88,75
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
Interrupção	776,82	
Restabelecimento	776,82	
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	60,00
	Restabelecimento	104,10
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
Interrupção	245,45	
Restabelecimento	245,45	
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	11,61
	Restabelecimento	11,61
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	12,97
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	32,72
	Restabelecimento	32,72
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	56,40
Restabelecimento	56,40	
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	48,67	
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	11,61
	Restabelecimento	11,61
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	12,97
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	13,94
	Restabelecimento	13,94
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	56,40
Restabelecimento	56,40	
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	22,83	

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

Nos termos previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), o restabelecimento urgente de fornecimento deverá ser efetuado nos seguintes prazos máximos:

- Quatro horas nas Zonas A e B.
- Cinco horas nas Zonas C.

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 2013 foram atualizados pelo deflator do PIB previsto para 2014 (1,3%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2014 são os que constam do Quadro 6-16 e consagram uma variação superior à proposta da empresa para se manter alguma convergência de valores a nível nacional.

Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2014

		Unidade: EUR
Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	61,02
	Restabelecimento	61,02
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	203,41
	Restabelecimento	203,41
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	15,26
	Restabelecimento	15,26
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>	
	Interrupção	25,43
	Restabelecimento	25,43
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>	
	Interrupção	30,51
	Restabelecimento	30,51
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>	
	Interrupção	57,02
	Restabelecimento	57,02
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>	
	Interrupção	61,02
	Restabelecimento	61,02
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica		
Cientes em BTE	22,38	
Cientes em BTN	21,09	

Aos valores constantes do Quadro 6-16 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

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 2013 foram atualizados pelo deflator do PIB previsto para 2014 (1,3%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2014 são os que constam do Quadro 6-17, que se traduzem numa variação de preço inferior à proposta pela empresa.

Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2014

Unidade: EUR		
Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	61,02
	Restabelecimento	61,02
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	203,41
	Restabelecimento	203,41
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	<i>BTN</i>	
	Interrupção	11,31
	Restabelecimento	11,31
	<i>BTE</i>	
	Interrupção	15,26
	Restabelecimento	15,26
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>BTN - Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	25,40
	Restabelecimento	25,40
	<i>BTE - Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	30,51
	Restabelecimento	30,51
	<i>BTN - Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	73,45
	Restabelecimento	73,45
	<i>BTE - Chegadas subterrâneas</i>	
Interrupção	76,28	
Restabelecimento	76,28	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica	
	Cientes em BTE	22,38
	Cientes em BTN	21,05

Aos valores constantes do Quadro 6-17 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

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 dos seguintes valores:

- Valor limite a pagar pelos clientes devido a investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da onda de tensão quando os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante (artigo 43.º).
- Quantia exigível ao cliente quando não se encontra nas suas instalações durante o período acordado com o distribuidor para a realização de visita às suas instalações (artigo 55.º).
- Quantia exigível ao cliente quando se verificar que a avaria comunicada ao distribuidor se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade (artigo 55.º).
- Quantia exigível ao cliente em BT no caso de solicitação de restabelecimento urgente do serviço de fornecimento de energia elétrica (artigo 50.º). Este serviço passou a estar incluído no RRC, pelo que o seu preço é fixado ao abrigo deste regulamento.

6.2.2 PROPOSTA DAS EMPRESAS

À semelhança da proposta de preços apresentada para o RRC, a EDA e a EEM propõem para 2014 a atualização dos diversos valores em vigor em 2013 por aplicação da taxa de inflação apresentada nas projeções financeiras da respetivas empresas para 2014 e que são de 1,1% no caso da EDA e de 1,51% no caso da EEM.

6.2.2.1 VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

EDP DISTRIBUIÇÃO

A proposta da EDP Distribuição para o preço referido no artigo 43.º do RQS, relativo à verificação da qualidade da onda de tensão, refere que a estimativa dos custos diretos relativos à monitorização da qualidade da onda de tensão em MAT, AT e MT foi calculada pela EDP Distribuição considerando o desenvolvimento das atividades e custos unitários indicados no Quadro 6-18. Os custos do equipamento sofreram uma atualização de 1,3% relativamente aos considerados no ano anterior. No que respeita aos custos com transportes, foi considerado o valor do subsídio de transporte em automóvel próprio atribuído aos funcionários e agentes da Administração Pública (Decreto-Lei n.º 137/2010, de 28 de dezembro). Os

custos com a mão-de-obra correspondem aos custos internos considerados em projetos de investigação e desenvolvimento, valor que aumentou cerca de 1,3% relativamente ao ano anterior.

A verificação da qualidade da onda de tensão em clientes MAT, 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 MAT, AT e MT para 2014

Unidade: EUR

Atividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Aluguer do equipamento "Power Quality Analyser" (PQA)	1	mês	554,29	554,29
Instalação do "PQA" e análise da instalação cliente	32	h	45,15	1 444,85
Apoio da Direcção de Clientes e Redes	4	h	45,15	180,61
Apoio da Direcção de Condução	4	h	45,15	180,61
Análise de dados e elaboração do relatório	40	h	45,15	1 806,06
Preparação e apresentação de conclusões	16	h	45,15	722,42
Transportes	600	km	0,36	216,00
Total				5 104,83

A EDP Distribuição estima um custo direto de 5 104,83 euros por ação de monitorização, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos considerados pela empresa conduz a um custo total estimado de aproximadamente 6 125,80 euros. Este valor representa um aumento de 1,2% face ao valor em vigor em 2013 (6 050,51 euros).

No que respeita às instalações em BTE e BTN, a verificação da qualidade da onda de tensão 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 foi calculada pela EDP Distribuição considerando 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 2014

Unidade: EUR

Atividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Amortização do analisador	1	Semana	10,11	10,11
Instalação / Desmontagem do equipamento	3	h	25,65	76,96
Elaboração do relatório	1	h	45,15	45,15
Transportes	80	km	0,36	28,80
Total				161,02

A EDP Distribuição estima um custo direto de 161,02 euros para ações de monitorização em BT, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos, conduz a um custo total estimado de aproximadamente 193,23 euros. Este valor é cerca de 1,0% superior ao que vigora em 2013 para a BTE (191,19 euros).

Para BTE e AT, a EDP Distribuição propõe para 2014 que seja adotado o custo de prestação do serviço, o que corresponde a um aumento de cerca de 1% relativamente aos valores limite aprovados para 2013. Para BTN e MT, a empresa propõe uma atualização de respetivamente 6% e 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 2014 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 2014
BTN	193,23	23,56
BTE	193,23	193,23
MT	6 125,80	1 846,30
AT	6 125,80	6 125,80

No Quadro 6-21 comparam-se os valores limite propostos pela EDP Distribuição para 2014 com os valores em vigor em 2014.

Quadro 6-21 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2014

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em 2013	Valores limite propostos para 2014	Variação (%)
BTN	22,23	23,56	6,0
BTE	191,19	193,23	1,1
MT	1 758,38	1 846,30	5,0
AT	6 050,51	6 125,80	1,2

EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA não apresentou uma estimativa de custos para a realização das ações de monitorização da onda de tensão.

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 2013 na RAA	Valor limite proposto pela EDA para 2014	Variação (%)
BTN	20,52	20,75	1,1
BTE	213,91	215,40	0,7
MT	1 056,49	1 063,86	0,7

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM não apresentou uma estimativa de custos para a realização das ações de monitorização da onda de tensão.

A EEM propõe para 2014 a atualização em 1,51%, 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 43.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2013 na RAM	Valor limite proposto pela EEM para 2014	Variação (%)
BTN	22,46	22,80	1,51
BTE	175,96	178,62	1,51
MT	1 040,59	1 056,30	1,51

6.2.2.2 VISITA ÀS INSTALAÇÕES DE CLIENTES

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Os valores em vigor e os propostos pela EDA para 2014 são apresentados no Quadro 6-24.

Quadro 6-24 - Quantia prevista no artigo 55.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2013 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2014	Variação (%)
BTN	13,37	13,52	1,1
BTE	25,00	25,00	0,0
MT	42,79	43,26	1,1

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

Os valores em vigor e os propostos pela EEM para 2014 são apresentados no Quadro 6-25.

Quadro 6-25 - Quantia prevista no artigo 55.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2013 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2014	Variação (%)
BTN	14,41	14,63	1,51
BTE	25,00	25,00	0,0
MT	28,82	29,26	1,51

6.2.2.3 ARTIGO 35.º - AVARIAS NA ALIMENTAÇÃO INDIVIDUAL DOS CLIENTES**EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES**

Na elaboração da proposta para o valor da quantia exigível aos clientes no caso de se verificar que a avaria se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade, a EDA adotou os pressupostos que têm sido seguidos na fixação destes preços em anos anteriores (não ultrapassar o valor da compensação a que o cliente tem direito em caso de incumprimento por parte da empresa, excetuando-se o caso da BTN em que o valor é limitado a 50% da compensação).

Os valores em vigor e os propostos pela EDA para 2014 são apresentados no Quadro 6-26.

Quadro 6-26 - Quantia prevista no artigo 55.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2013 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2014	Variação (%)
BTN	7,50	7,50	0,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT (HN)	64,17	64,88	1,1
MT (HE)	75,00	75,00	0,0

HN – Horário normal (dias úteis, 07:01 às 20:00 horas)

HE – Horário extraordinário (dias úteis, 20:01 às 07:00 horas, feriados e fins de semana)

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe para 2014 um critério idêntico ao apresentado pela EDA.

Os valores em vigor e os propostos pela EEM para 2014 são apresentados no Quadro 6-27.

Quadro 6-27 - Quantia prevista no artigo 55.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2013 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2014	Variação (%)
BTN	7,50	7,50	0,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT (HN)	43,24	43,89	1,51
MT (HE)	51,43	52,21	1,51

HN – Horário normal (dias úteis das 08:00 às 17:00 horas)

HE – Horário extraordinário (restantes períodos)

6.2.3 VALORES PARA VIGORAREM EM 2014**6.2.3.1 MONITORIZAÇÃO DA ONDA TENSÃO****PORTUGAL CONTINENTAL**

A ERSE considera aceitável manter a metodologia seguida em anos anteriores para estimar os valores limite de realização das ações de monitorização da qualidade da onda de tensão 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 aplicado²⁹, 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 2014 (1,3%).

Tendo em conta o anteriormente exposto, apresentam-se no Quadro 6-28 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 2014, os valores limite propostos pela EDP Distribuição e os valores aprovados pela ERSE para 2014.

Quadro 6-28 - Valores limite previstos no artigo 43.º do RQS para 2014 em Portugal continental (monitorização da onda de tensão)

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2013	Custo estimado de prestação do serviço	50% faturação média mensal atualizada	Valores limite propostos pela EDP Distribuição	Valores limite para 2014
BTN	22,23	193,23	22,52	23,56	22,52
BTE	191,19	193,23	552,60	193,23	193,23
MT	1 758,38	6 125,80	1 781,24	1 846,30	1 846,30
AT	6 050,51	6 125,80	73 063,18	6 125,80	6 125,80
MAT	6 050,51	6 125,80	158 682,54	-	6 125,80

Aos valores constantes no Quadro 6-28 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

As variações entre os valores em vigor e os valores previstos para 2014 situam-se entre 1,1% e 5%.

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 Anexo V 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 6-28.

²⁹ 9 vezes em 2012 e 5 vezes no 1.º semestre de 2013, no caso da EDP Distribuição.

- Com o pagamento dos valores correspondentes à realização das ações de monitorização deverá ser entregue ao cliente um relatório com os resultados obtidos.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A EDA não apresentou uma estimativa de custos para a realização das ações de monitorização da onda de tensão.

Tendo em conta o acima exposto, a ERSE procedeu à atualização dos valores utilizando o deflador do PIB previsto para 2014 (1,3%).

No Quadro 6-29 apresentam-se os valores em vigor, os valores propostos pela EDA e os valores limite aprovados pela ERSE para 2014.

**Quadro 6-29 - Valores limite previstos no artigo 43.º do RQS para 2014, na RAA
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2013	Valores propostos pela EDA para 2014	Valores limite para 2014
BTN	20,52	20,75	20,79
BTE	213,91	215,40	216,69
MT	1 056,49	1 063,86	1 070,22

Aos valores constantes no Quadro 6-29 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

A cobrança de preços relativos à realização de ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na RAA deverá obedecer às condições previstas para Portugal continental.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A EEM não apresentou uma estimativa de custos para a realização das ações de monitorização da onda de tensão.

Tal como para a EDA, os valores para 2014 foram calculados tendo em consideração os valores atualmente em vigor atualizados pelo deflador do PIB previsto para 2014 (1,3%).

No Quadro 6-30 apresentam-se os valores limite em vigor, os valores propostos pela EEM e os valores limite aprovados pela ERSE para 2014.

**Quadro 6-30 - Valores limite previstos no artigo 43.º do RQS para 2014, na RAM
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2013	Valores limite propostos pela EEM para 2014	Valores limite para 2014
BTN	22,46	22,80	22,75
BTE	175,96	178,62	178,25
MT	1 040,59	1 056,30	1 054,12

Aos valores constantes no Quadro 6-30 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

A cobrança de preços relativos à realização de ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na RAM deverá obedecer às condições previstas para Portugal continental.

6.2.3.2 VISITA ÀS INSTALAÇÕES DE CLIENTES (ARTIGO 55.º DO RQS)

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Ao artigo 55.º do RQS na RAA está associado um indicador individual de qualidade comercial, pelo que a ERSE considera que na fixação da quantia exigível ao cliente quando este não se encontra nas suas instalações durante o período acordado com o distribuidor deverão ser tidos em conta os valores das compensações a pagar pelos distribuidores em caso de incumprimento deste padrão individual, de forma a assegurar a manutenção do equilíbrio entre os valores a pagar pelos clientes e o valor das compensações fixadas no RQS.

Em Portugal continental a ERSE considerou que o valor das quantias a pagar pelos clientes nas situações de incumprimento que lhe sejam imputáveis deverá ser igual ao valor das compensações a pagar aos clientes, com exceção da avaria na alimentação individual dos clientes em BTN em que se considera um valor correspondente a 50% do valor da compensação.

Os valores propostos pela EDA respeitam estes princípios não excedendo os valores das compensações estabelecidas no RQS. Tendo como objetivo assegurar a aderência do preço do serviço aos custos da sua prestação, a ERSE considera adequado proceder à atualização dos valores pelo deflador do PIB previsto para 2014 (1,3%).

No Quadro 6-15 apresenta-se o valor em vigor, os valores propostos pela EDA, a compensação associada por incumprimento do padrão de qualidade de serviço individual e o valor aprovado pela ERSE para 2014.

Quadro 6-31 - Preço previsto no artigo 55.º do RQS para 2014 (visita à instalação do cliente)

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2013 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2014	Compensação associada	Valores para 2014
BTN	13,37	13,52	15,00	13,54
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT	42,79	43,26	75,00	43,35

Aos valores constantes no Quadro 6-31 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A ERSE considera que na RAM deve ser seguida a mesma metodologia que foi adotada para a RAA.

No quadro seguinte apresenta-se o valor em vigor, os valores propostos pela EEM, a compensação associada por incumprimento do padrão de qualidade de serviço individual e o valor aprovado pela ERSE para 2014.

Quadro 6-32 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2014 (visita à instalação do cliente)

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2013 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2014	Compensação associada	Valores para 2014
BTN	14,41	14,63	15,00	14,60
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT	28,82	29,26	75,00	29,19

Aos valores constantes no Quadro 6-32 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.3.3 AVARIAS NA ALIMENTAÇÃO INDIVIDUAL DO CLIENTE (ARTIGO 55.º DO RQS)**REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES**

Para os clientes em BTE e MT, a ERSE considera adequado que a quantia a pagar pelos clientes no caso de se verificar que a avaria comunicada ao distribuidor se situa na instalação do cliente e é da sua responsabilidade, seja limitada ao valor da compensação prevista no RQS para as situações de incumprimento deste padrão pela EDA. Com efeito, correspondendo os padrões individuais a compromissos de qualidade de serviço existentes entre o distribuidor e os seus clientes considera-se

desejável assegurar um tratamento simétrico. Esta abordagem parece adequada aos clientes de maiores consumos a que corresponde normalmente um nível de informação mais elevado.

No caso dos clientes de BTN não parece adequado adotar a mesma metodologia. A falta de informação da maioria destes clientes recomenda que se mantenha a metodologia que tem sido seguida de limitar o valor desta quantia a 50% do valor da compensação (7,5 euros). Adicionalmente, sugere-se que as empresas promovam campanhas de informação sobre este assunto, com a finalidade de reduzir o número de comunicações de avarias ao distribuidor quando estas se situam nas instalações dos clientes, designadamente através do envio do folheto previsto na alínea b) do n.º 1 do artigo 29.º do RQS (“Atuação em caso de avaria ou interrupção do fornecimento de energia elétrica”).

A proposta da EDA está de acordo com os princípios anteriormente enunciados, propondo a empresa para 2014 a atualização dos valores em vigor com base na taxa de inflação apresentada nas projeções financeiras da EDA para o mesmo ano (1,1%).

Pelas razões já expostas, a ERSE considera adequado, com as limitações anteriormente referidas, proceder à atualização destes valores para 2014 através do deflator do PIB previsto para 2014 (1,3%)

No Quadro 6-33 apresentam-se os valores em vigor, a proposta da EDA e os valores aprovados pela ERSE para 2014.

**Quadro 6-33 - Valores da quantia prevista no artigo 55.º do RQS para 2014 na RAA
(avarias na alimentação individual dos clientes)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor na RAA em 2013	Valores propostos pela EDA para 2014	Compensação associada	Valores para 2014
BTN	7,50	7,50	7,50	7,50
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT (HN)	64,17	64,88	75,00	65,00
MT (HE)	75,00	75,00	75,00	75,00

HN – Horário normal (dias úteis, 07:01 às 20:00 horas)

HE – Horário extraordinário (dias úteis, 20:01 às 07:00 horas, feriados e fins-de-semana)

Aos valores constantes no Quadro 6-33 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Na RAM, foi adotada uma metodologia idêntica à aplicada para a RAA.

Quadro 6-34 - Valores da quantia prevista no artigo 55.º do RQS para 2014 na RAM (avarias na alimentação individual dos clientes)

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor na RAM em 2013	Valores propostos pela EEM para 2014	Compensação associada	Valores para 2014
BTN	7,50	7,50	7,50	7,50
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT (HN)	43,24	43,89	75,00	43,80
MT (HE)	51,43	52,21	75,00	52,10

HN – Horário normal (dias úteis, 08:00 às 17:00 horas)

HE – Horário extraordinário (dias úteis, 17:00 às 08:00 horas, feriados e fins-de-semana)

Aos valores constantes no Quadro 6-34 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

7 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES

7.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

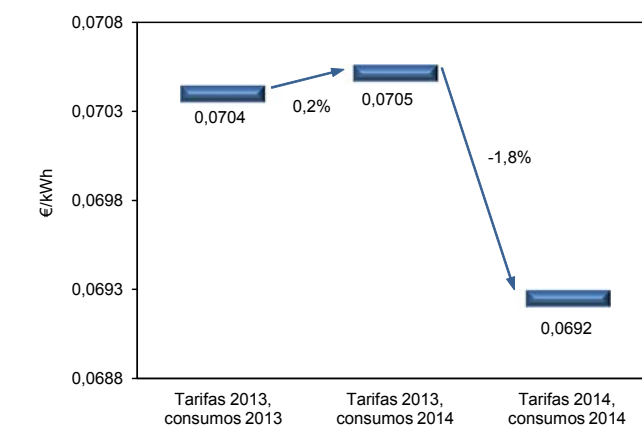
7.1.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 2013 E 2014

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por atividade, entre 2013 e 2014, 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 2013 e 2014, pode ser representada através de três estados (Figura 7-1). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2012, no cálculo das tarifas de 2013, em que se considerou um preço médio de 0,0704 €/kWh. O segundo estado corresponde ao preço médio com a estrutura e o nível de consumos previstos para 2014. Mantendo os preços das tarifas de 2013, a evolução da estrutura de consumos origina um acréscimo de 0,2% no preço médio. O terceiro estado corresponde ao preço médio da tarifa transitória de Energia previsto para 2014 (0,0692 €/kWh), que implica um decréscimo tarifário de 1,8% entre 2013 e 2014.

**Figura 7-1- Preço médio da tarifa transitória de Energia
2014/2013**



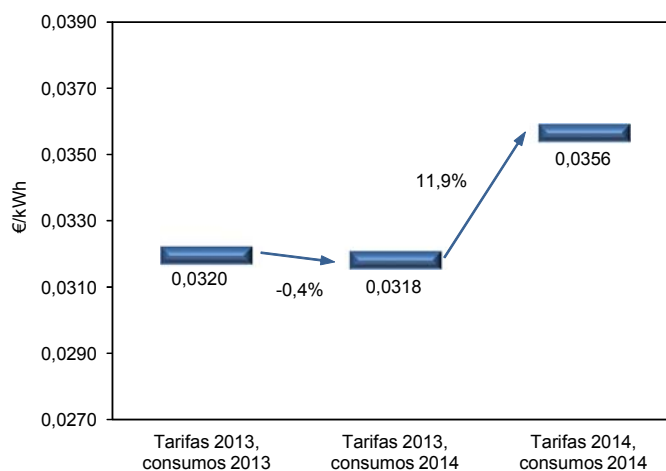
Variação preço médio= -1,6%
Variação tarifária= -1,8%

A evolução do preço médio da tarifa de UGS, entre 2013 e 2014, pode ser representada através de três estados (Figura 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2012, no cálculo das tarifas de 2013, em que se considerou um preço médio de 0,0320 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2014. Mantendo os preços das tarifas de 2013, a evolução da estrutura de consumos origina um decréscimo de 0,4% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema previsto para 2014 (0,0356 €/kWh), que corresponde a um acréscimo tarifário de 11,9% entre 2013 e 2014.

**Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema
2014/2013**

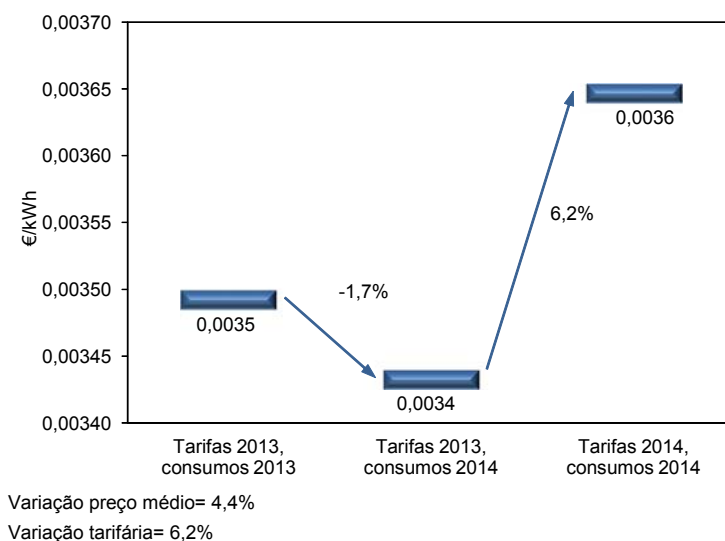


Variação preço médio= 11,4%

Variação tarifária= 11,9%

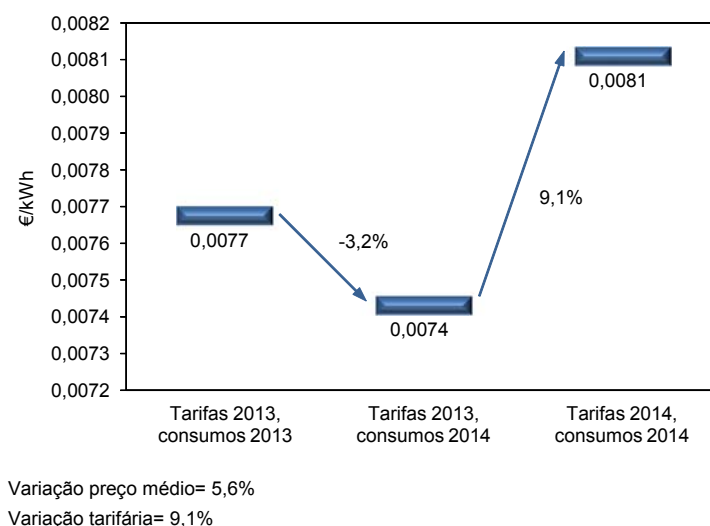
No que concerne as tarifas de Uso da Rede de Transporte, verifica-se um acréscimo de 4,4% no preço médio da tarifa de URT em MAT, devida a uma alteração da estrutura de consumos de -1,7% e à variação tarifária de 6,2%.

**Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
2014/2013**



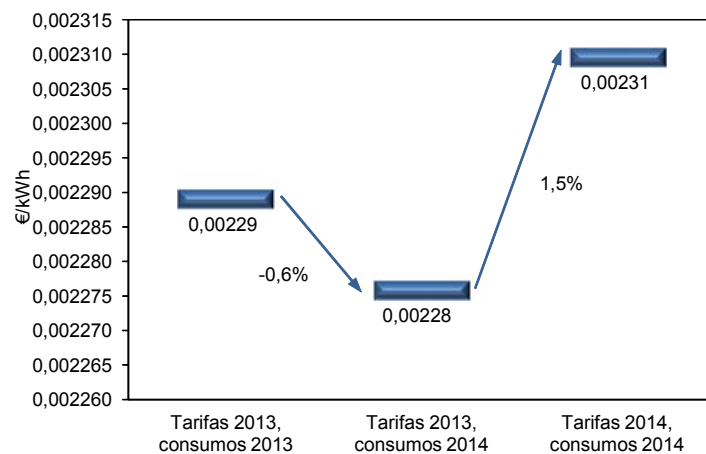
Na tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT verifica-se um acréscimo do preço médio de 5,6%, devida à alteração da estrutura de consumos de -3,2% e à variação tarifária de 9,1%.

**Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
2014/2013**



Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT observa-se um acréscimo de 0,9% no preço médio, devida à alteração da estrutura de consumos de -0,6% e à variação tarifária de 1,5%.

**Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
2014/2013**

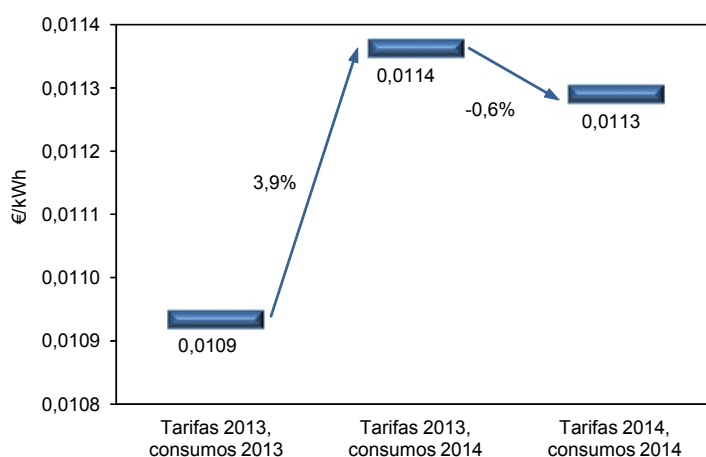


Variação preço médio= 0,9%

Variação tarifária= 1,5%

A alteração da estrutura de consumos foi responsável por um acréscimo no preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT de 3,9% e a variação tarifária por um decréscimo de 0,6%. Assim, o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT observa um acréscimo de 3,3%.

**Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
2014/2013**

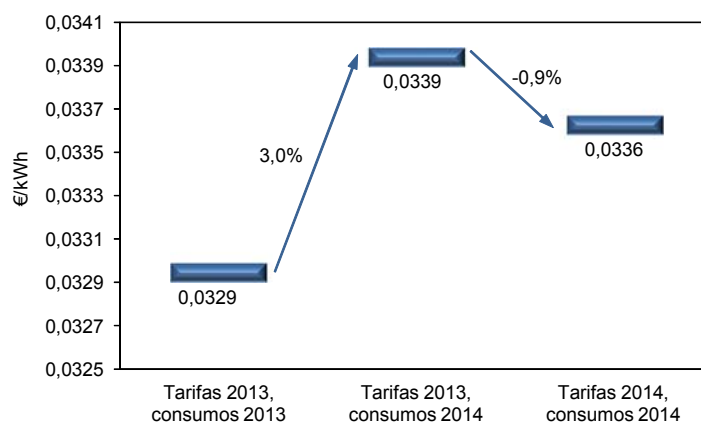


Variação preço médio= 3,3%

Variação tarifária= -0,6%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT observa-se um acréscimo de 2,1% no preço médio, resultante da alteração da estrutura de consumos de 3,0% e de uma variação tarifária de -0,9%.

**Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
2014/2013**

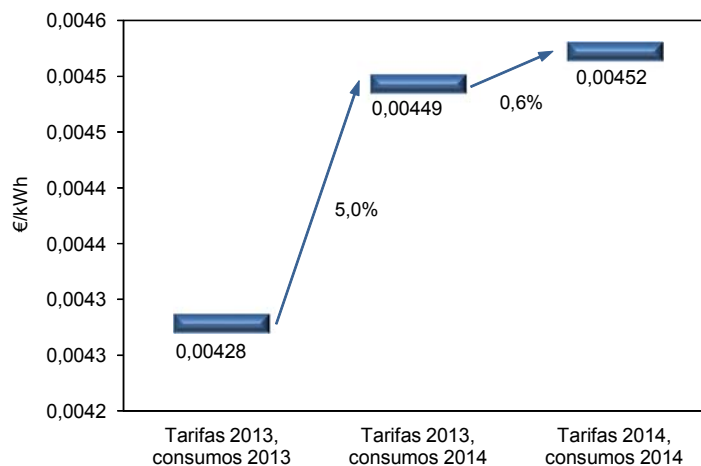


Variação preço médio= 2,1%

Variação tarifária= -0,9%

Na tarifa de Comercialização em BTN o aumento no preço médio é de 5,7%, resultante da alteração da estrutura de consumos de 5,0% e de uma variação tarifária de 0,6%.

**Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN
2014/2013**



Variação preço médio= 5,7%

Variação tarifária= 0,6%

7.1.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 1999 E 2014

O Quadro 7-1 e a Figura 7-9 apresentam a evolução verificada nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE, 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 2013 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 2001³⁰ e entre 2002 e 2014.

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.

Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade

Tarifas		1999	2000	2001	Variação 2001/1999	2002	2003	2004	2005	Variação 2005/2002	2006	2007	2008	Variação 2008/2006	2009	2010	2011	Variação 2011/2009	2012	2013	2014	Variação 2014/2002
Energia	real	100	98	104	4%	100	97	101	104	4%	99	97	90	-9%	126	88	82	-35%	104	105	102	2%
	nominal	100	101	111	11%	100	100	107	113	13%	110	111	104	-5%	148	104	97	-34%	123	127	125	25%
Uso Rede Transporte	real	100	90	76	-24%	100	93	103	105	5%	102	114	147	43%	147	189	181	23%	173	209	225	125%
	nominal	100	93	81	-19%	100	96	109	114	14%	114	131	170	50%	173	223	214	24%	205	251	274	174%
Uso Rede Distribuição AT	real	100	94	85	-15%	100	98	77	70	-30%	79	74	151	91%	164	164	144	-13%	159	166	167	67%
	nominal	100	97	91	-9%	100	101	82	76	-24%	88	84	175	99%	193	194	170	-12%	188	200	203	103%
Uso Rede Distribuição MT	real	100	94	88	-12%	100	96	92	85	-15%	90	93	95	5%	100	100	86	-14%	96	102	100	0%
	nominal	100	97	94	-6%	100	99	97	92	-8%	101	106	111	10%	117	118	102	-13%	114	123	122	22%
Uso Rede Distribuição BT	real	100	94	89	-11%	100	95	93	89	-11%	89	93	99	12%	91	101	92	1%	93	98	96	-4%
	nominal	100	97	95	-5%	100	98	98	97	-3%	99	106	115	17%	107	119	110	3%	111	118	117	17%
Uso Global do Sistema	real	100	86	87	-13%	100	131	138	194	94%	225	273	444	97%	50	483	684	1274%	661	647	715	615%
	nominal	100	88	93	-7%	100	135	146	210	110%	251	312	515	106%	58	569	811	1290%	782	780	873	773%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	-	-	-	-	100	286	437	337	237%	271	242	73	-73%	224	129	135	-40%	159	191	157	57%
	nominal	-	-	-	-	100	295	462	365	265%	301	276	84	-72%	262	152	160	-39%	188	178	173	73%
Comercialização em BTE	real	-	-	-	-	100	166	255	243	143%	197	198	85	-57%	109	70	69	-37%	84	105	101	1%
	nominal	-	-	-	-	100	171	269	263	163%	219	227	99	-55%	128	83	82	-36%	100	96	94	-6%
Comercialização em BTN	real	-	-	-	-	100	140	106	88	-12%	80	99	109	37%	127	126	108	-15%	100	99	99	-1%
	nominal	-	-	-	-	100	144	112	95	-5%	88	113	127	43%	149	149	128	-14%	118	120	120	20%

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

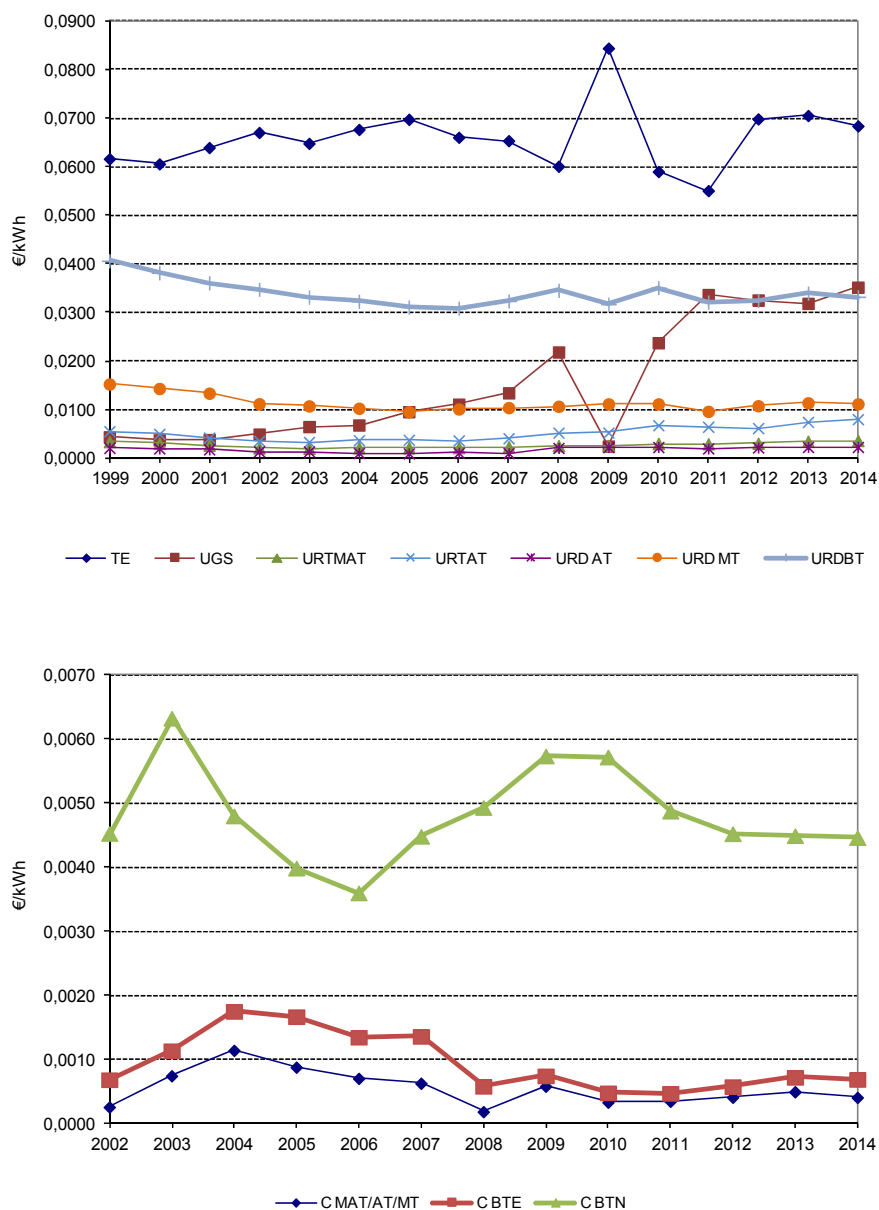
³⁰ Em 2002 observa-se uma quebra de série devido a uma alteração das variáveis de faturação.

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). Em 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. Em 2012, 2013 e 2014, 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. Em 2012 reflete também o adiamento do CMEC de 2010. Em 2013, a variação reflete a decisão de se proceder ao diferimento excepcional 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. Em 2013, a variação reflete a não repercussão de parte do CMEC de 2012, assim como o pagamento de uma parcela dos CIEG pelos promotores, 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 2013.

**Figura 7-9 - Evolução das tarifas por atividade
(preços constantes de 2013)**



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

7.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

7.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 2013 E 2014

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 2013 e 2014. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada do Acesso para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

O acréscimo de 5,9% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2013 e 2014, pode ser representado através de três estados (Figura 7-10 e Quadro 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2012, no cálculo das tarifas de 2013, em que se considerou um preço médio de 0,0677 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2014. Mantendo os preços das tarifas de 2013, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de 0,4% no preço médio.

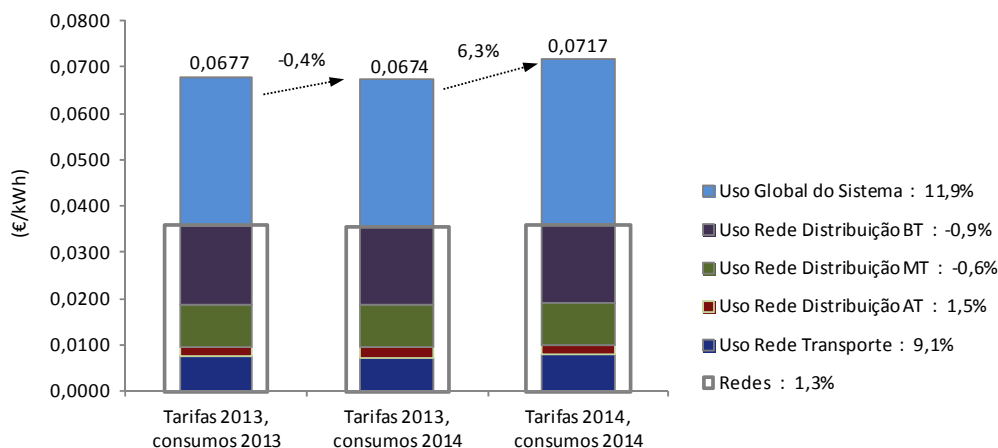
No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Acesso às Redes previsto para 2014 (0,0717 €/kWh), que corresponde a um acréscimo tarifário de 6,3% entre 2013 e 2014.

**Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes
2014/2013**

Estado e características	Tarifas 2013, consumo 2013 (1)	Tarifas 2013, consumo 2014 (2)	Tarifas 2014, consumo 2014 (3)
Proveitos (10 ⁶ Euros)	3 072	3 002	3 192
Consumo (GWh)	45 399	44 533	44 533
Preço médio (EUR/kWh)	0,0677	0,0674	0,0717
Variação (%)		(2)/(1) = -0,4%	(3)/(2) = 6,3%

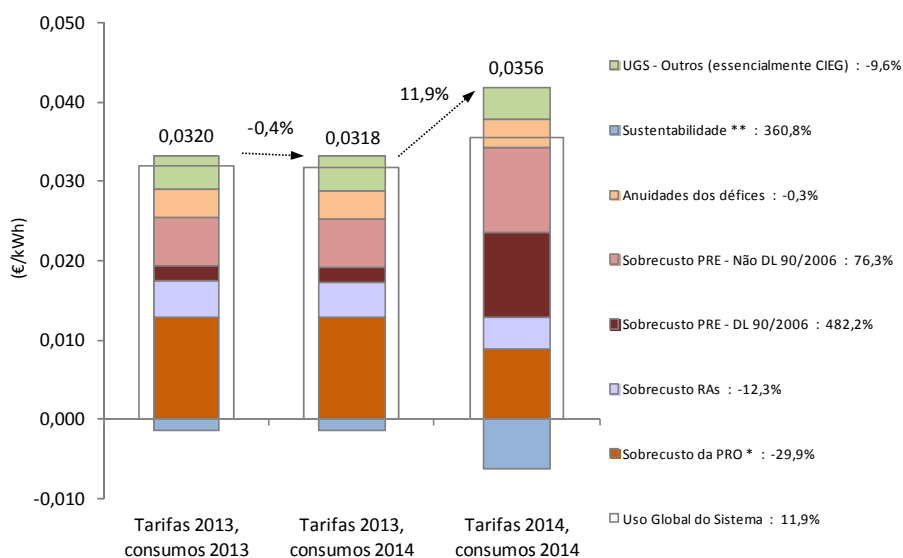
Na Figura 7-10, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: 9,1% para o Uso da Rede de Transporte, 1,5% para o Uso da Rede de Distribuição AT, -0,6% para o Uso da Rede de Distribuição MT, -0,9% para o Uso da Rede de Distribuição BT e 11,9% para o Uso Global do Sistema.

**Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes
2014/2013**



Dado o peso da tarifa de Uso Global do Sistema nas tarifas de Acesso às Redes, apresentam-se de seguida as variações da tarifa Uso Global do Sistema, diferenciadas por componente.

**Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema
2014/2013**



*Considera-se como sobrecusto da produção em regime ordinário o sobrecusto dos CAE, os encargos com os CMEC e com a garantia de potência.

** Considera-se como sustentabilidade os ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, o diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e o sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade das tarifas de Acesso às Redes, entre 2013 e 2014, para os diferentes níveis de tensão. Registam-se variações diferenciadas por

nível de tensão: 3,0% em MAT, 3,2% em AT, 5,8% em MT, 9,4% em BTE e 6,5% em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada do acesso.

Adicionalmente apresentam-se as variações da tarifa Uso Global do Sistema, registrando-se variações diferenciadas por nível de tensão. Verificam-se aumentos de 2,4% em MAT, 2,1% em AT, 10,1% em MT, 20,9% em BTE e um aumento de 13,4% 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 2014/2013

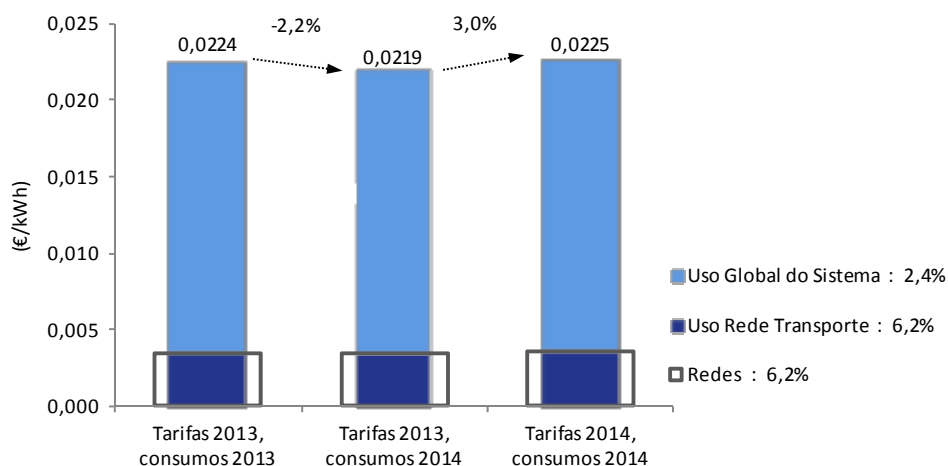
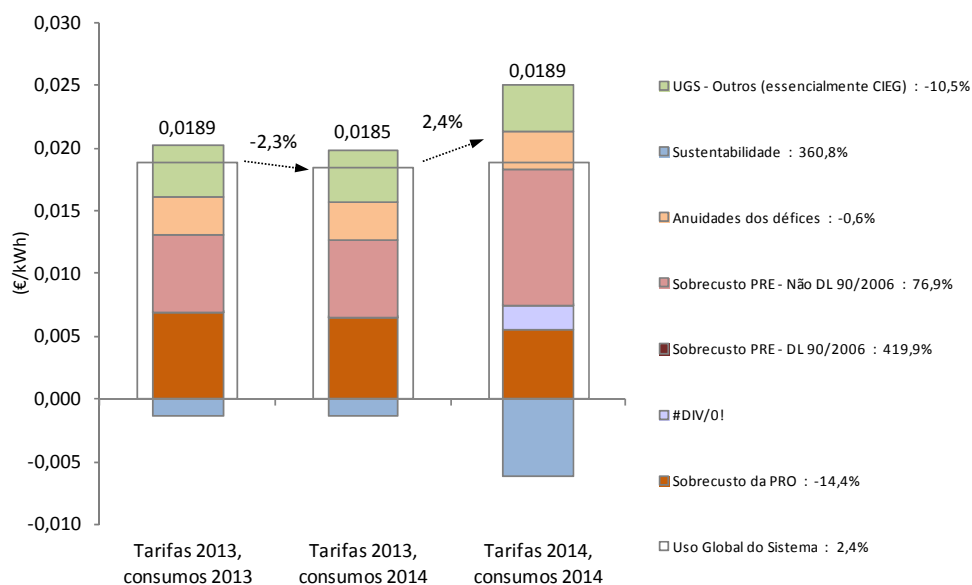
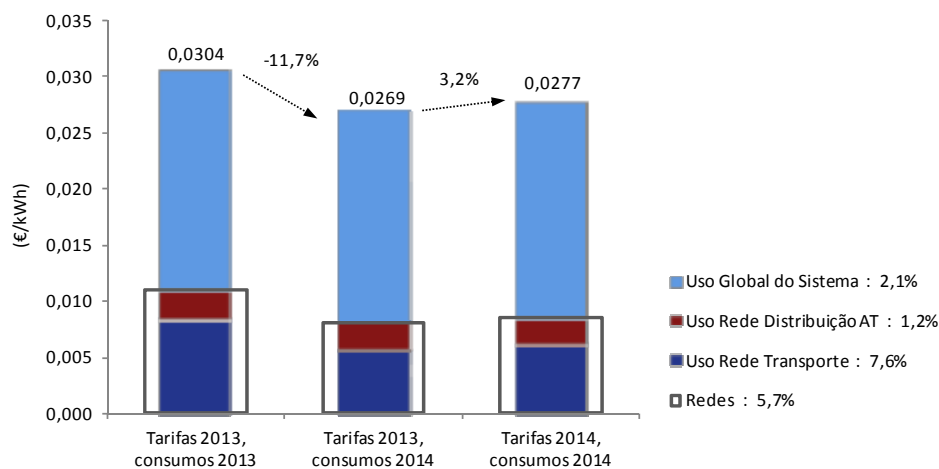


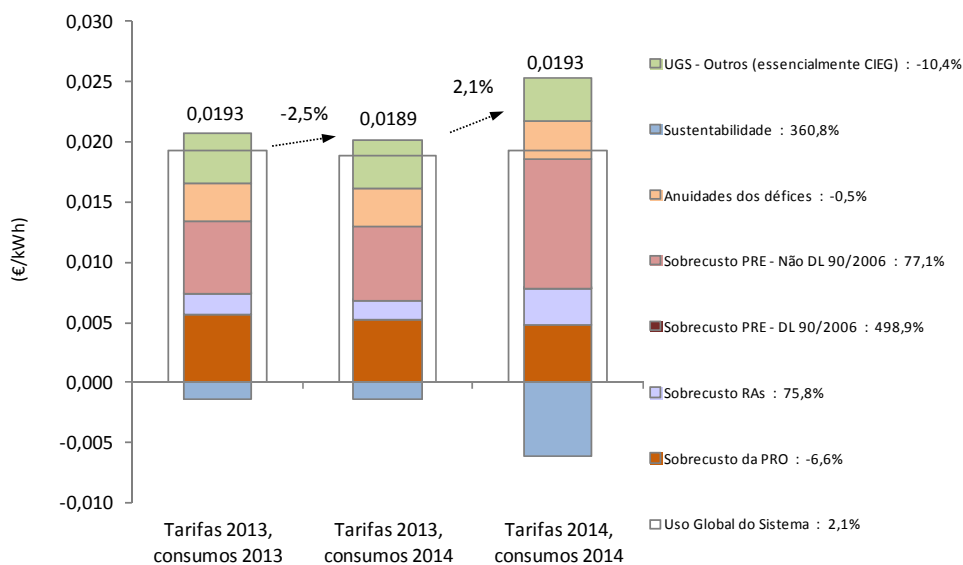
Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT 2014/2013



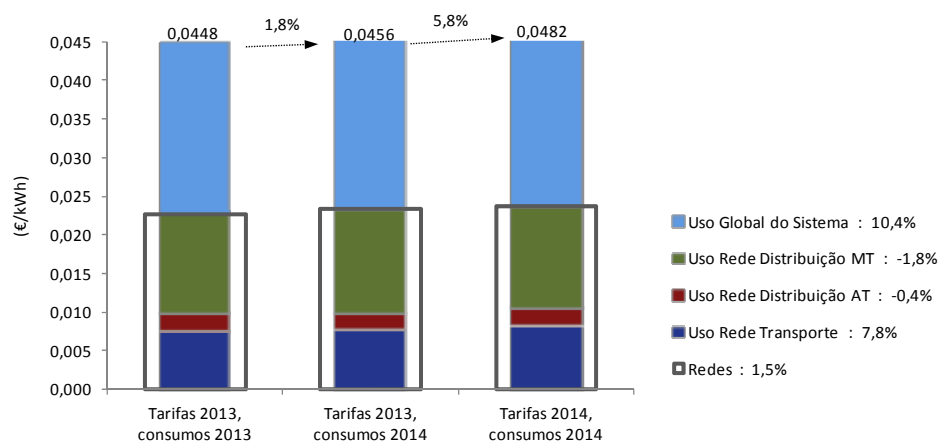
**Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT
2014/2013**



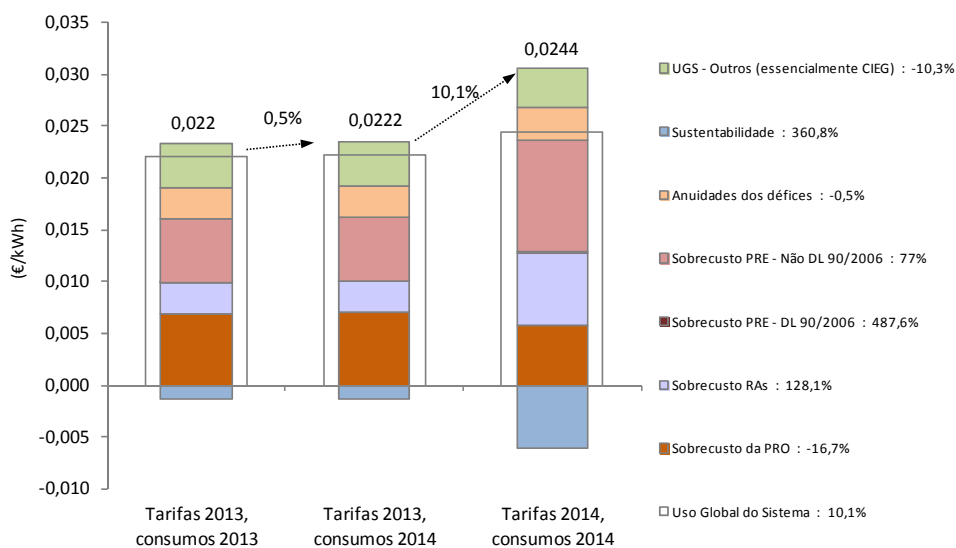
**Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT
2014/2013**



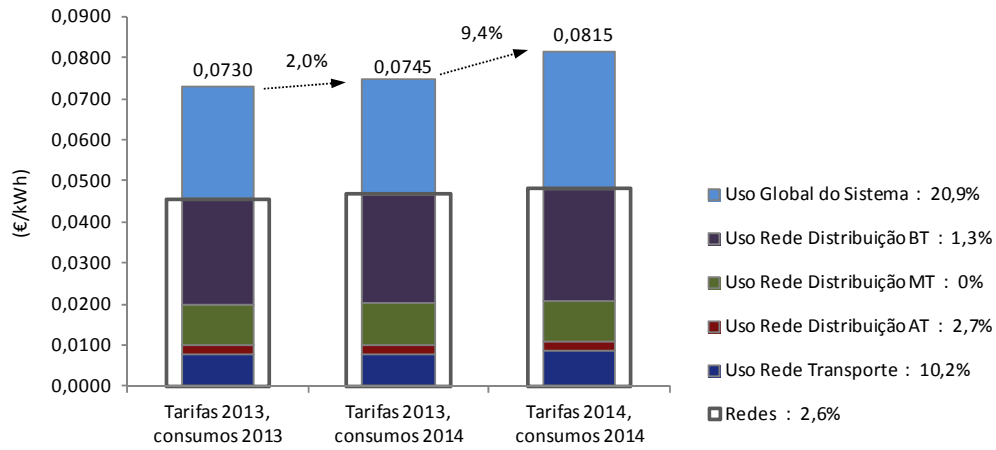
**Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT
2014/2013**



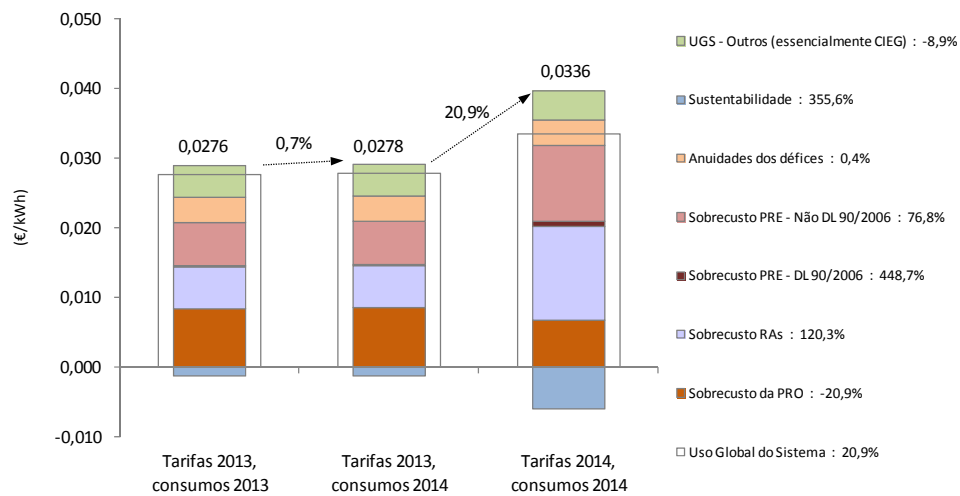
**Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT
2014/2013**



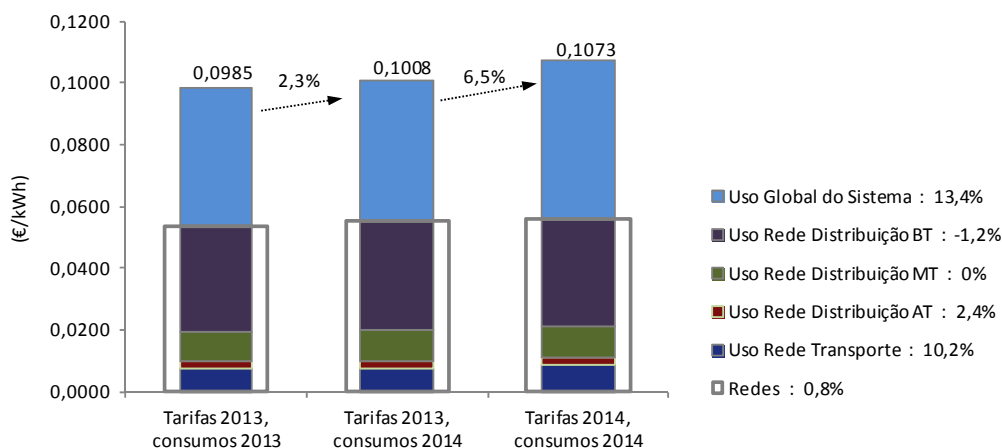
**Figura 7-18 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE
2014/2013**



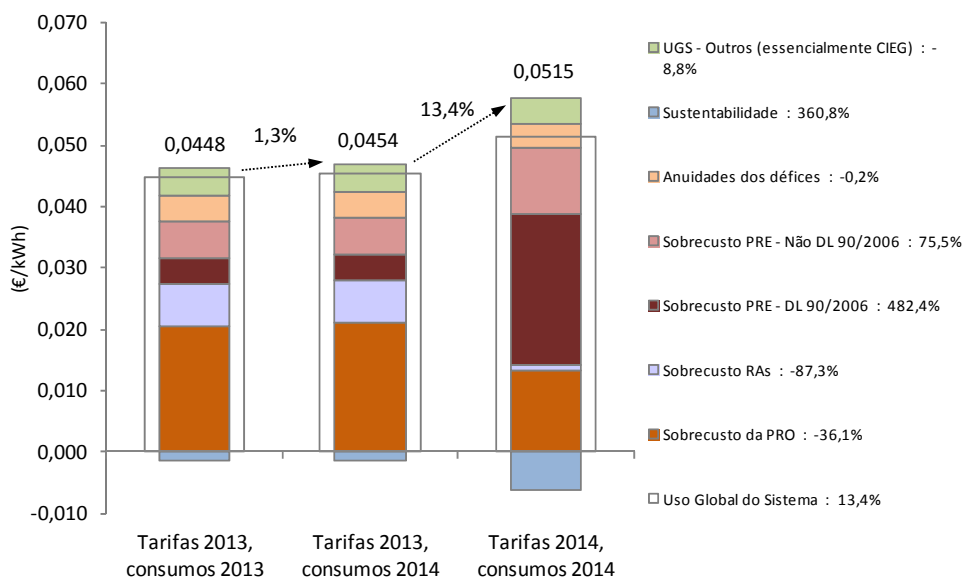
**Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE
2014/2013**



**Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN
2014/2013**



**Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN
2014/2013**



7.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2014

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 2014. 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 2014, decomposto por atividade

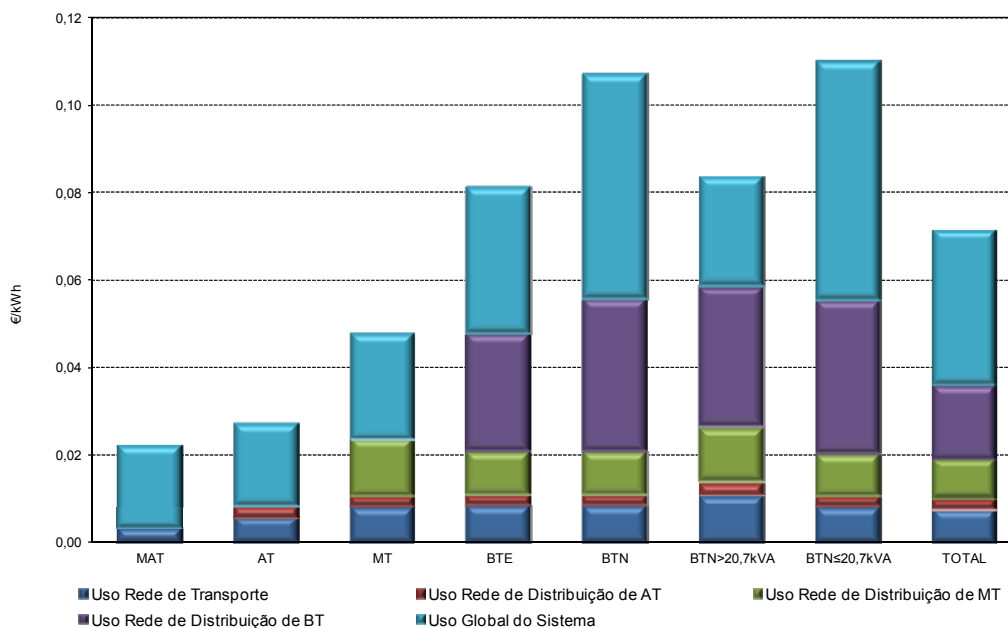
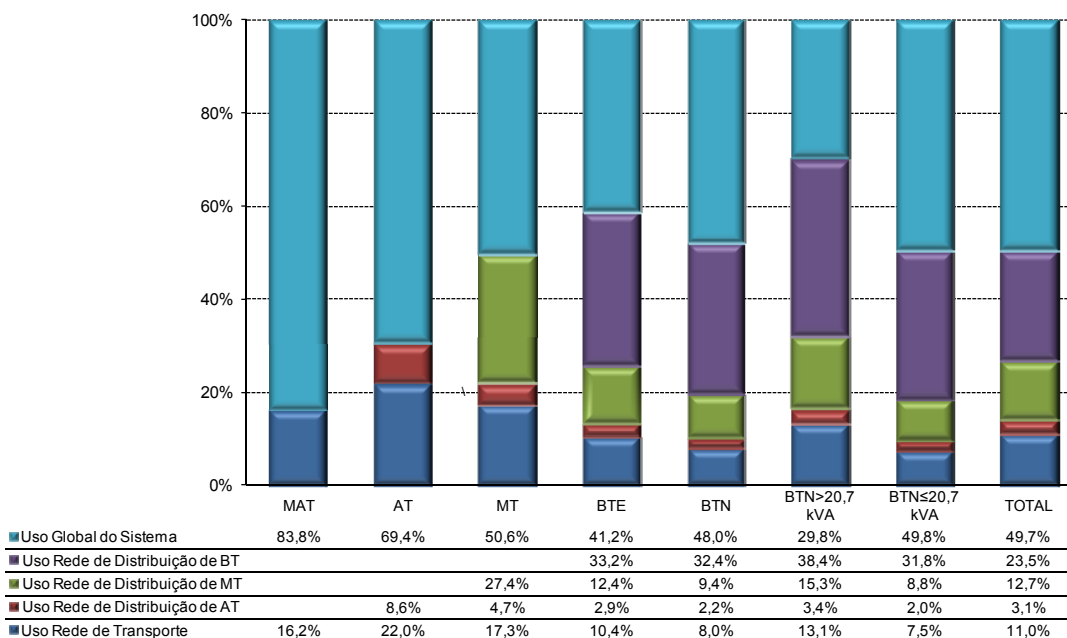


Figura 7-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2014



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 e III 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 2014 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral

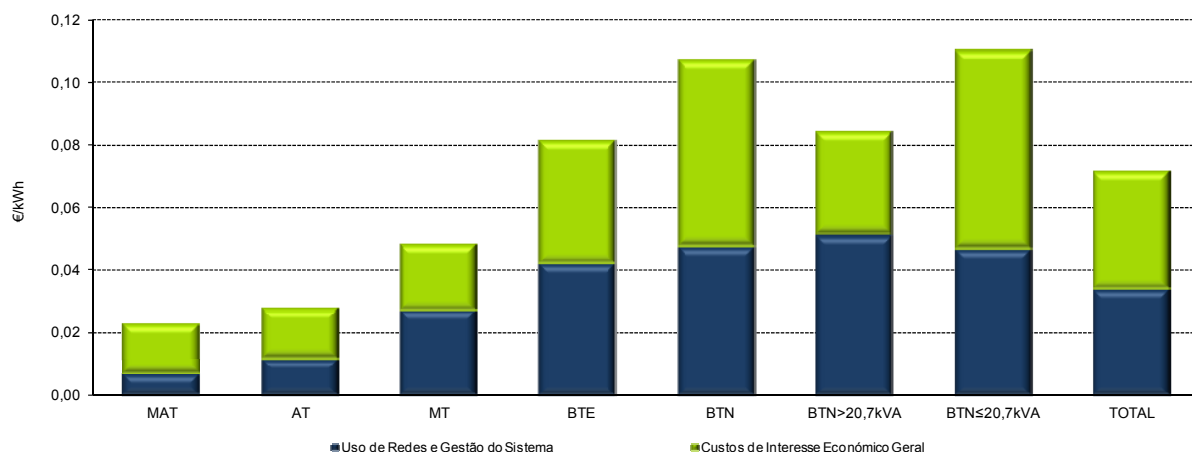
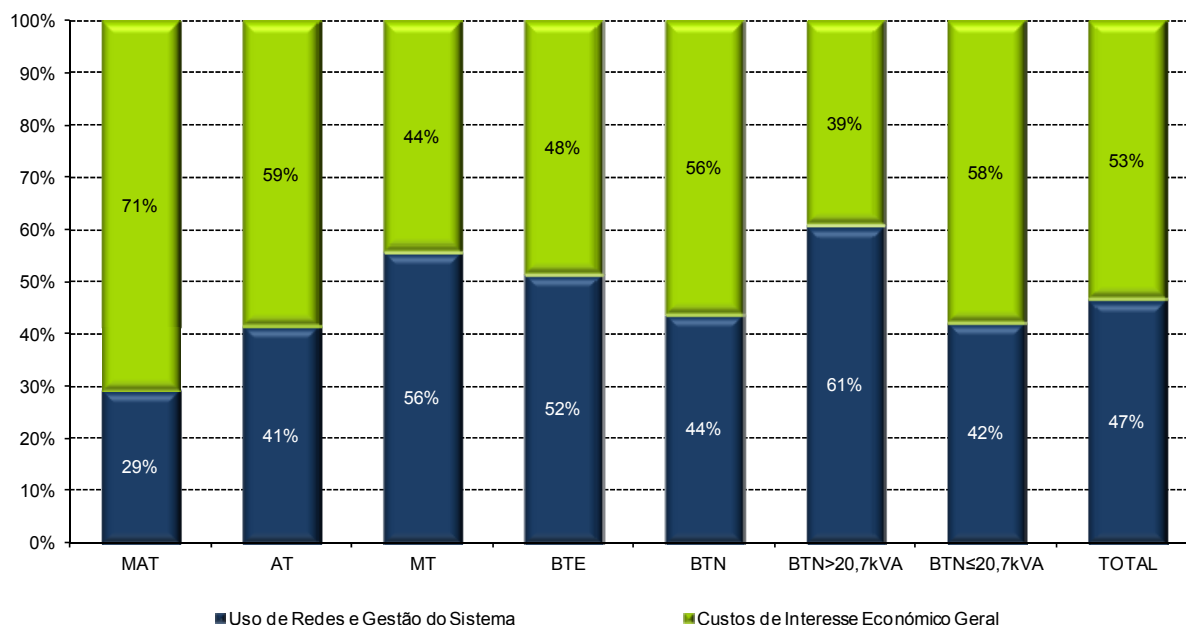


Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2014 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral



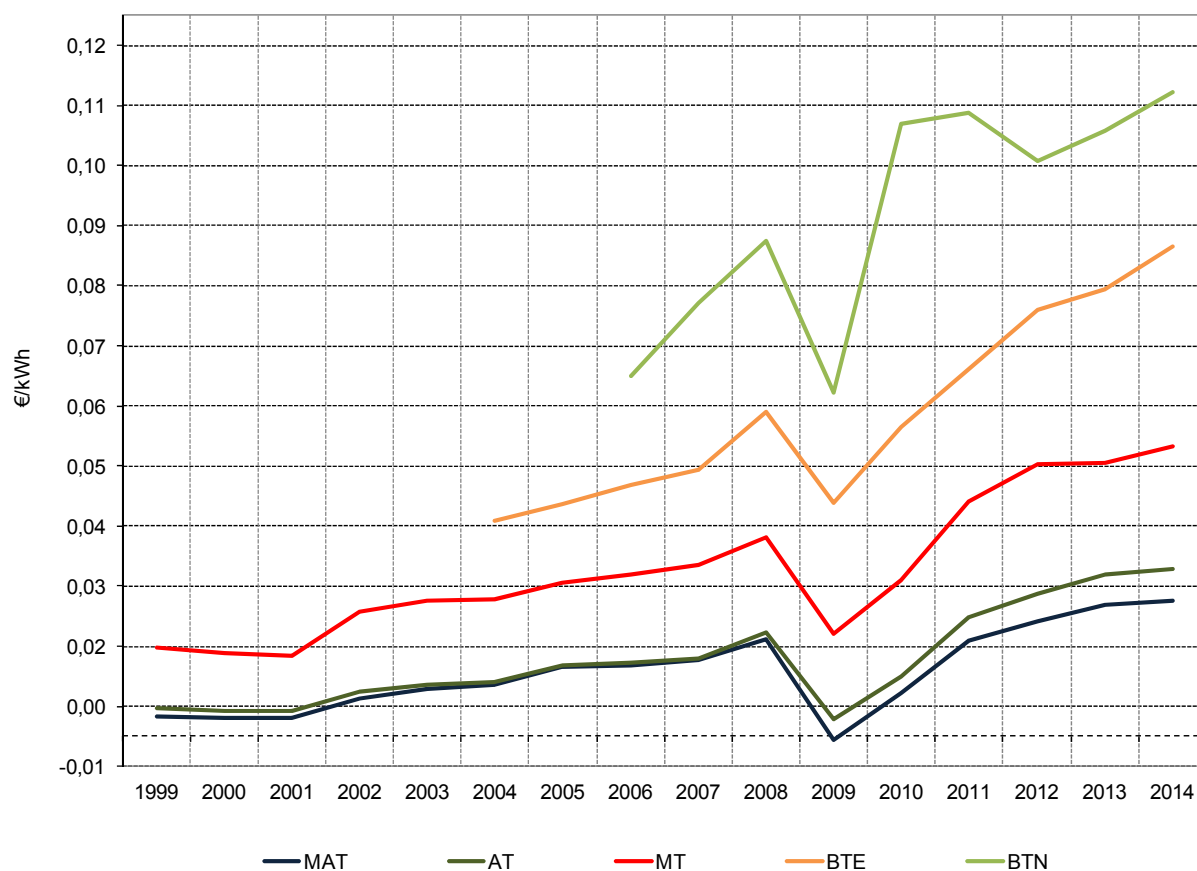
7.2.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 1999 E 2014

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 2014, por nível de tensão.

Os preços médios apresentados até 2013 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.

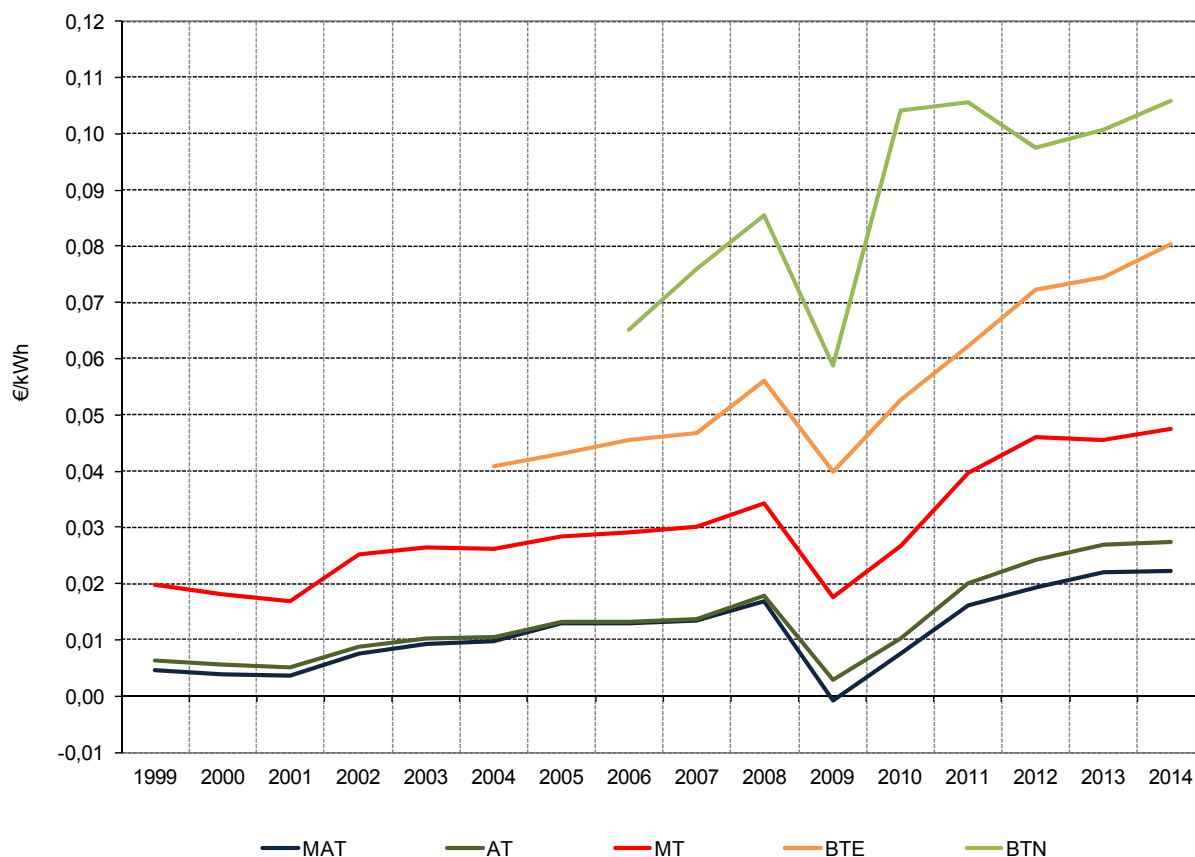
No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 12,7%, 11,8%, 7,7%, 7,8% e 6,6%, respetivamente.

**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 10,5%, 9,7%, 5,7%, 6,4% e 5,6%, respetivamente, a preços constantes de 2013.

**Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços constantes de 2013)**



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	Variação 2014/1999	
MAT	real	100	88	83	169	206	217	285	287	299	374	-15	166	361	432	487	495	395%
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	652	671	571%
AT	real	100	89	82	141	162	167	209	211	220	286	48	164	322	386	430	437	337%
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	574	593	493%
MT	real	100	91	85	127	134	133	144	147	152	174	89	134	201	234	231	241	141%
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	308	326	226%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	105	111	115	137	98	129	152	177	182	197	97%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	228	128%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	100	117	131	90	160	162	150	155	163	63%	
	nominal	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	179	79%	

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 2013 E 2014

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 2013 e 2014. 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 deste preço médio por atividade regulada para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

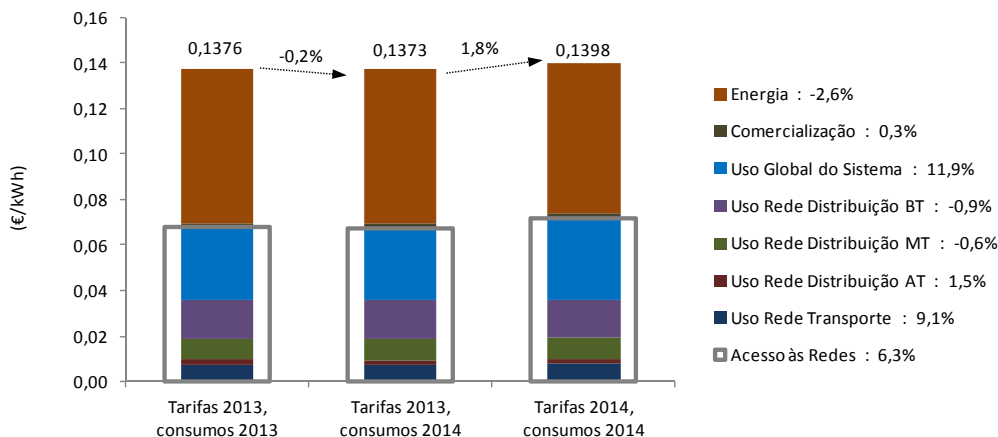
O acréscimo de 1,6% no preço médio de referência de venda a clientes finais, entre 2013 e 2014, pode ser representado através de três estados (Figura 7-28). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2012, no cálculo das tarifas de 2013, em que se considerou um preço médio de 0,1376 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2014. Mantendo os preços das tarifas de 2013, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de 0,2% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio de referência de venda a clientes finais previsto para 2014 (0,1398 €/kWh), que resulta de um acréscimo tarifário de 1,8% entre 2013 e 2014.

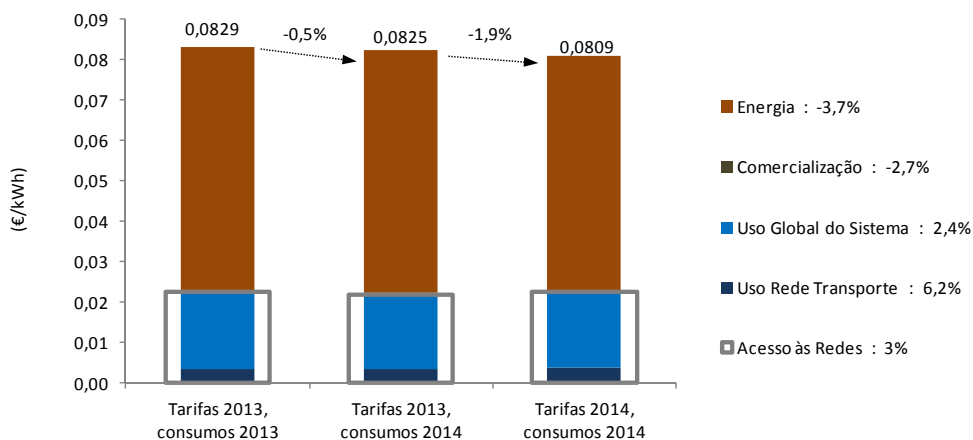
Na Figura 7-28, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: 9,1% para o Uso da Rede de Transporte, 1,5% para o Uso da Rede de Distribuição AT, -0,6% para o Uso da Rede de Distribuição MT, -0,9% para o Uso da Rede de Distribuição BT, 11,9% para o Uso Global do Sistema, 0,3% para a Comercialização e -2,6% para a Energia.

**Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais
2014/2013**

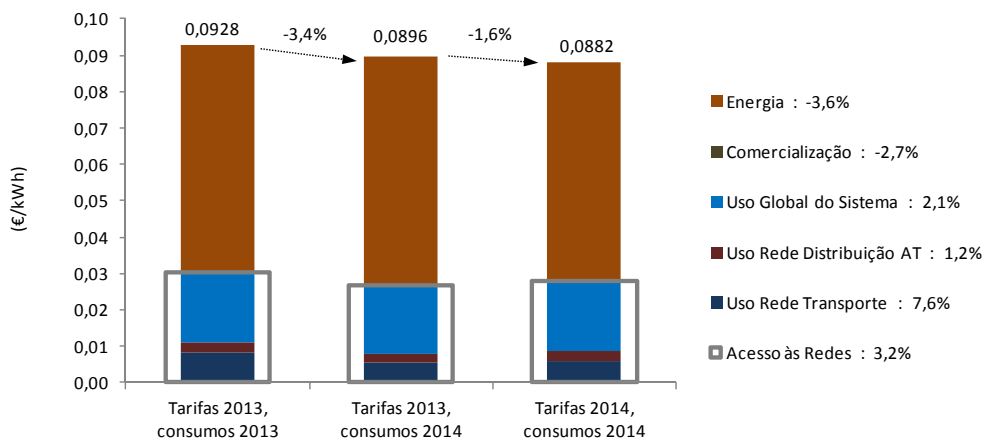


Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio de referência de venda a clientes finais, entre 2013 e 2014, para os diferentes níveis de tensão. Registam-se variações diferenciadas por nível de tensão: -1,9% em MAT, -1,6% em AT, 0,2% em MT, 3,9% em BTE e 3,0% 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
2014/2013**



**Figura 7-30 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT
2014/2013**



**Figura 7-31 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT
2014/2013**

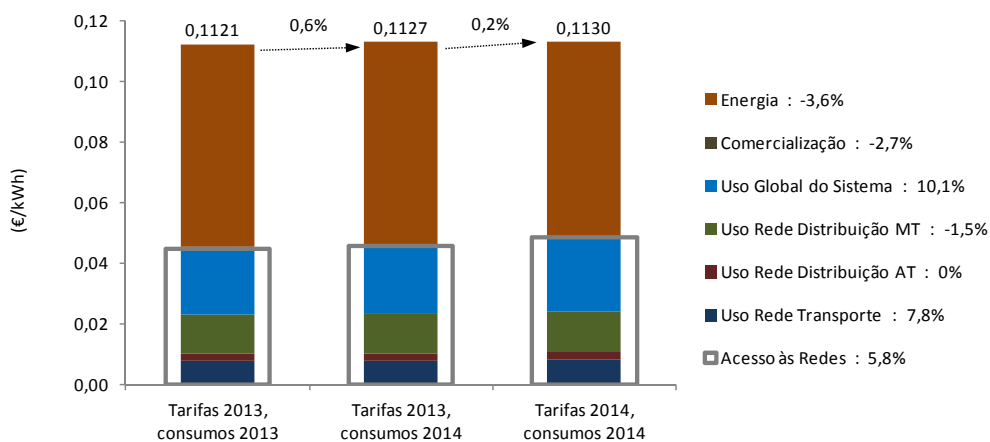


Figura 7-32 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE 2014/2013

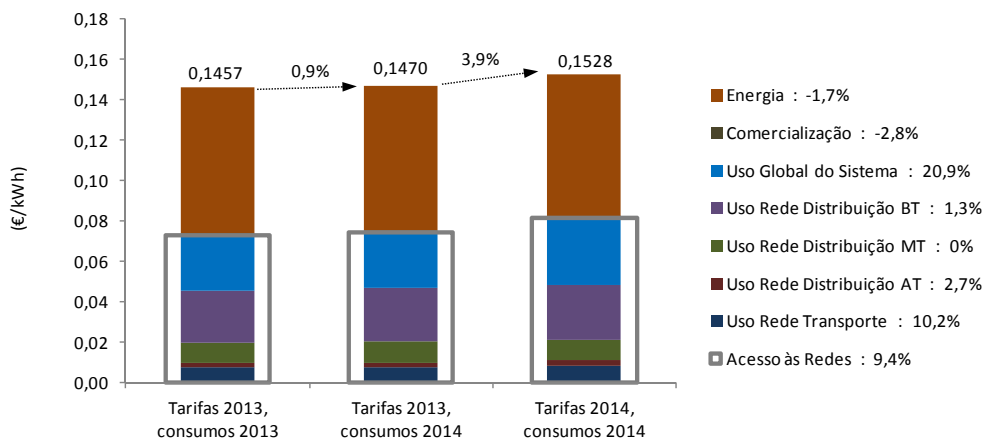
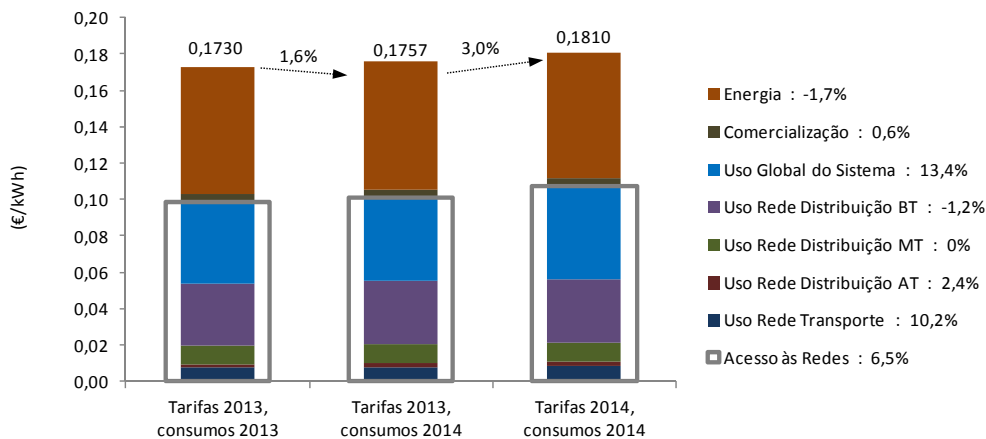


Figura 7-33 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN 2014/2013



7.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2014

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 2014. 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 2014, decomposto por atividade

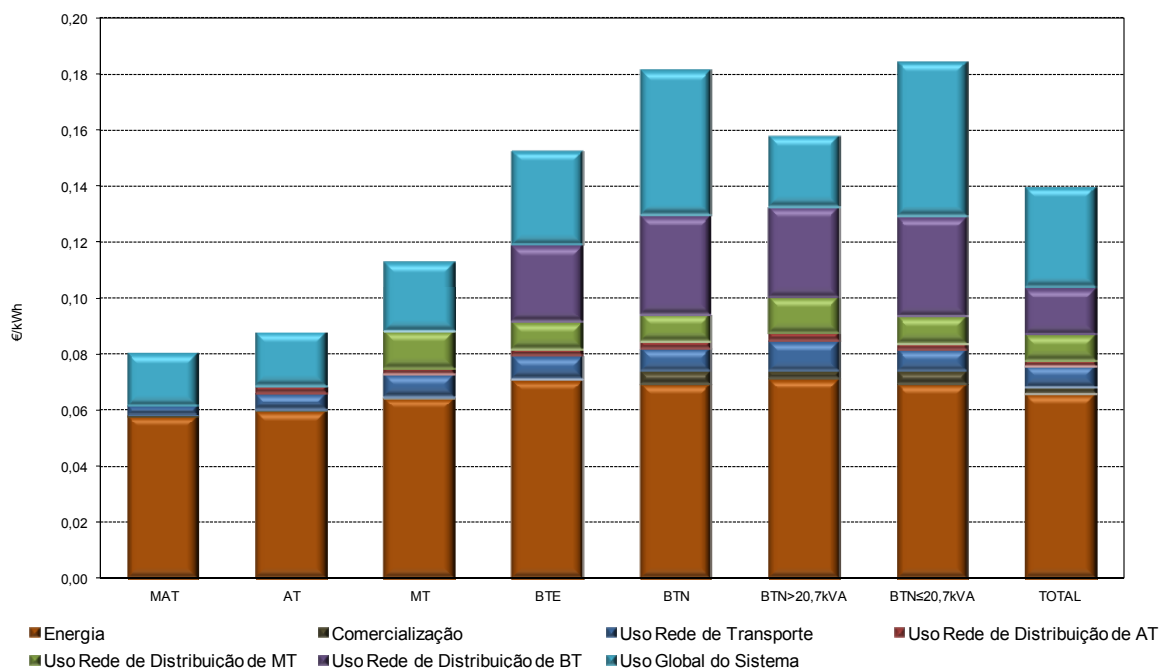
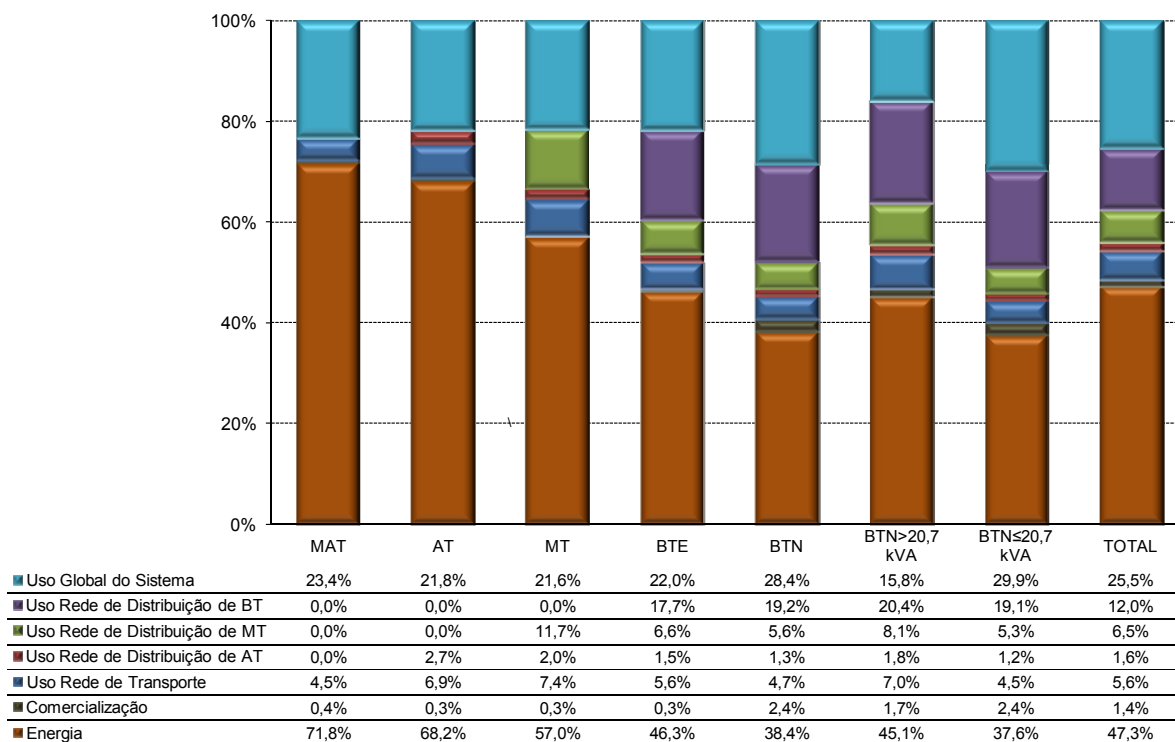


Figura 7-35 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2014



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 2014 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral

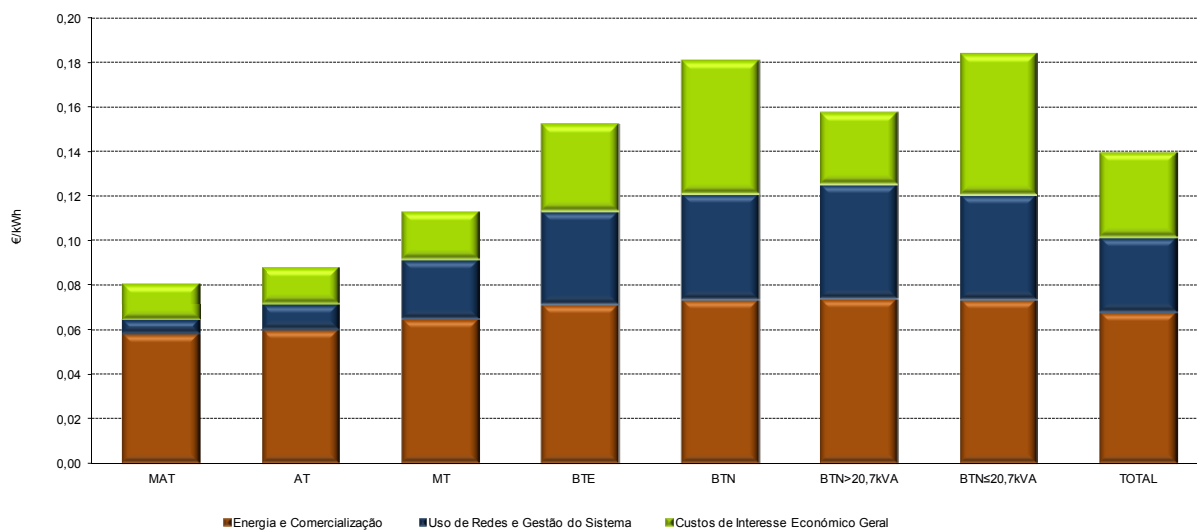
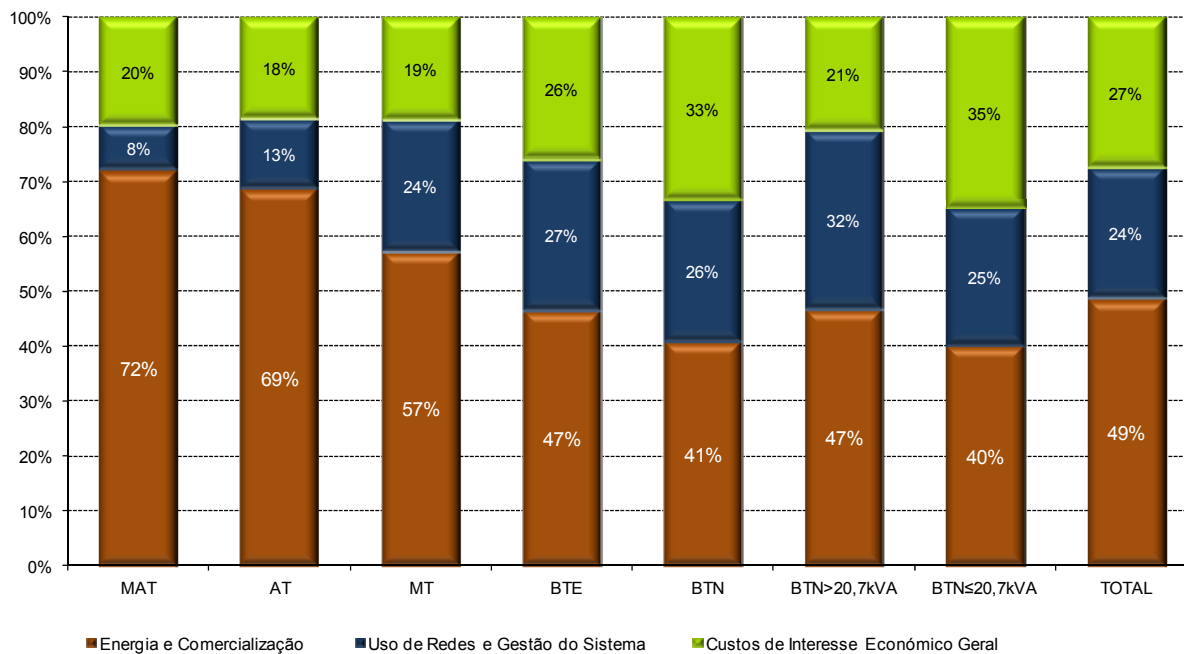


Figura 7-37 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2014 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral



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 2013 E 2014

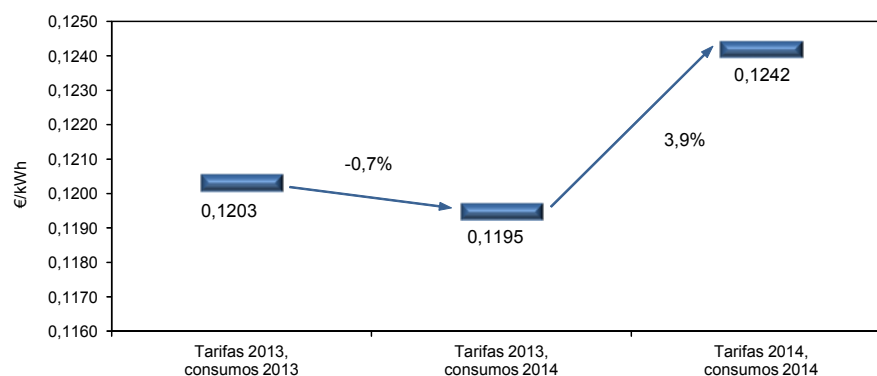
Nas figuras seguintes é apresentada a evolução do preço médio da energia elétrica das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, BTE e BTN, do comercializador de último recurso, representada através de três estados, a saber:

- Preços médios obtidos por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2013, publicadas em dezembro de 2012.
- Preços médios resultantes da aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2013 aos consumos de 2014.
- Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2014.

Em seguida apresenta-se a evolução do preço médio entre 2013 e 2014, 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 2014, verificar-se-á uma variação tarifária de 3,9% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, relativamente às tarifas de 2013, o que corresponde a uma variação de 3,2% no preço médio.

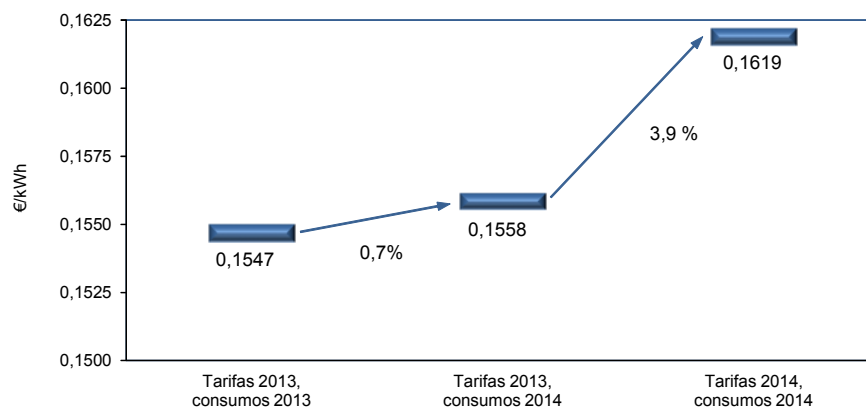
Figura 7-38 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MT 2014/2013



Variação preço médio = 3,2%
Variação tarifária = 3,9%

Conforme se ilustra na Figura 7-39, em 2013, verificar-se-á uma variação tarifária de 3,9% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTE, relativamente às tarifas de 2013, o que corresponde a uma variação de 4,7% no preço médio.

**Figura 7-39 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTE
2014/2013**



Variação preço médio = 4,7%

Variação tarifária = 3,9%

Conforme se ilustra no Quadro 7-4 e na Figura 7-40, em 2014, verificar-se-á um acréscimo tarifário de 2,8% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, relativamente às tarifas de 2013, o que corresponde a uma variação de 5,3% no preço médio.

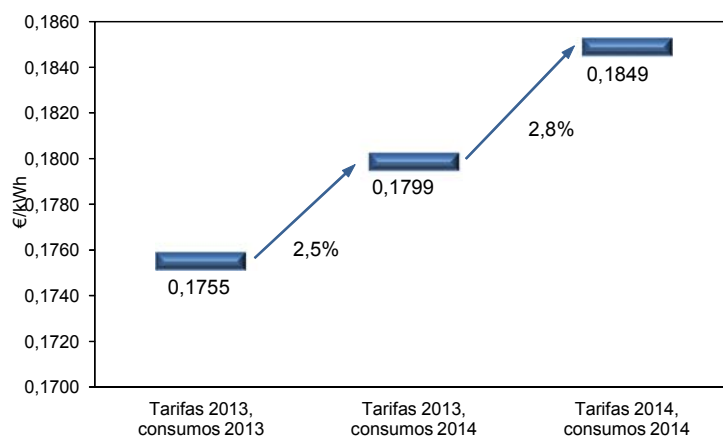
O primeiro estado representado corresponde à situação prevista em 2012 para vigorar em 2013, em que com proveitos permitidos de 2 805 milhões de euros e com consumos de 16 TWh corresponde o preço médio de 0,1755 €/kWh.

No segundo estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2014. Mantendo os preços das tarifas de 2013, a evolução da estrutura de consumos origina um aumento de 2,5% no preço médio. No último estado apresenta-se o preço médio que se irá observar em 2014, 0,1848 €/kWh, o que corresponde a uma variação tarifária de 2,8%.

**Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN
2014/2013**

Estado e características	Tarifas 2013, consumos 2013 (1)	Tarifas 2013, consumos 2014 (2)	Tarifas 2014, consumos 2014 (3)
Proveitos (10 ⁶ EUR)	2 805	1 686	1 733
Consumo (GWh)	15 977	9 373	9 373
Preço médio (€/kWh)	0,1755	0,1799	0,1849
Variação (%)		(2)/(1) = 2,5%	(3)/(2) = 2,8%

**Figura 7-40 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN
2014/2013**



Variação preço médio = 5,3%

Variação tarifária = 2,8%

Em seguida apresentam-se figuras com a evolução do preço médio entre 2013 e 2014, 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 e para os clientes com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA ocorrem variações tarifárias de 2,8%.

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)

2014/2013

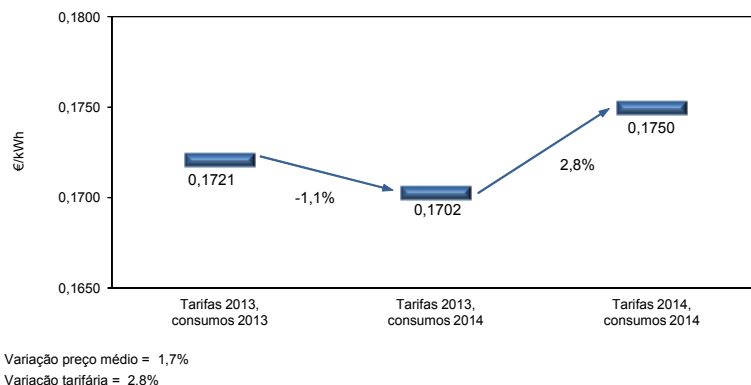
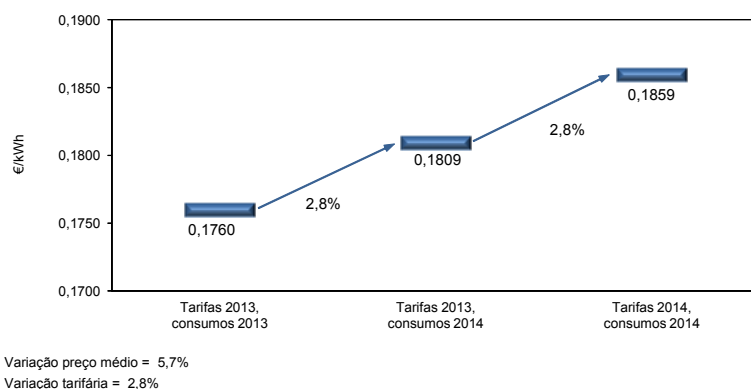


Figura 7-42 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (\leq 20,7 kVA)

2014/2013



7.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2014

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 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 2014

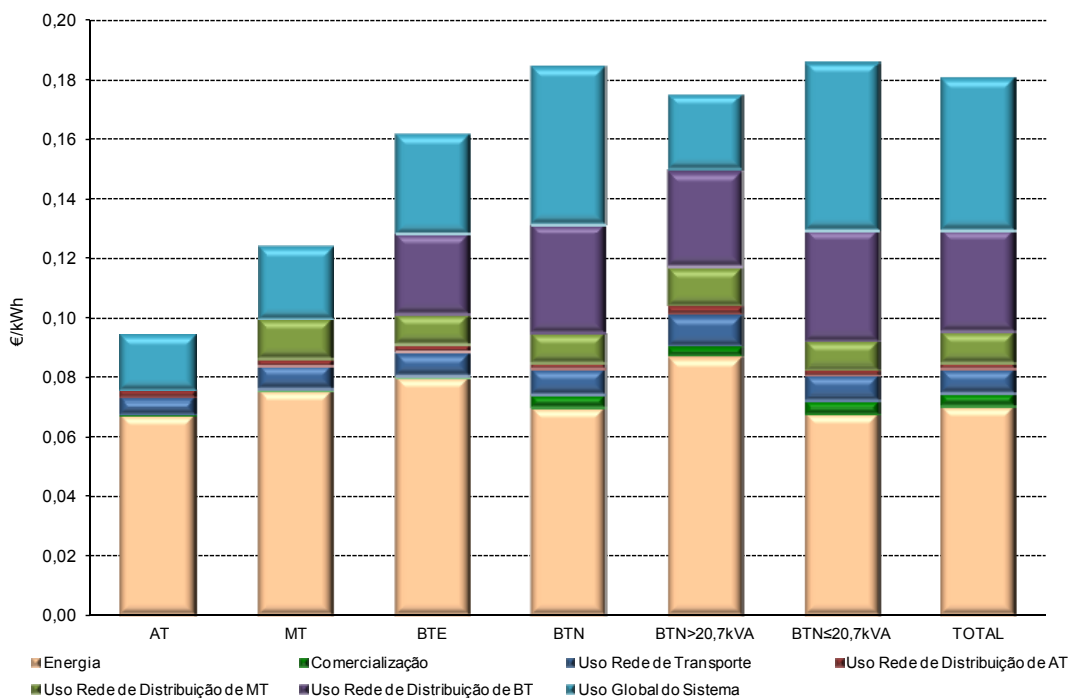
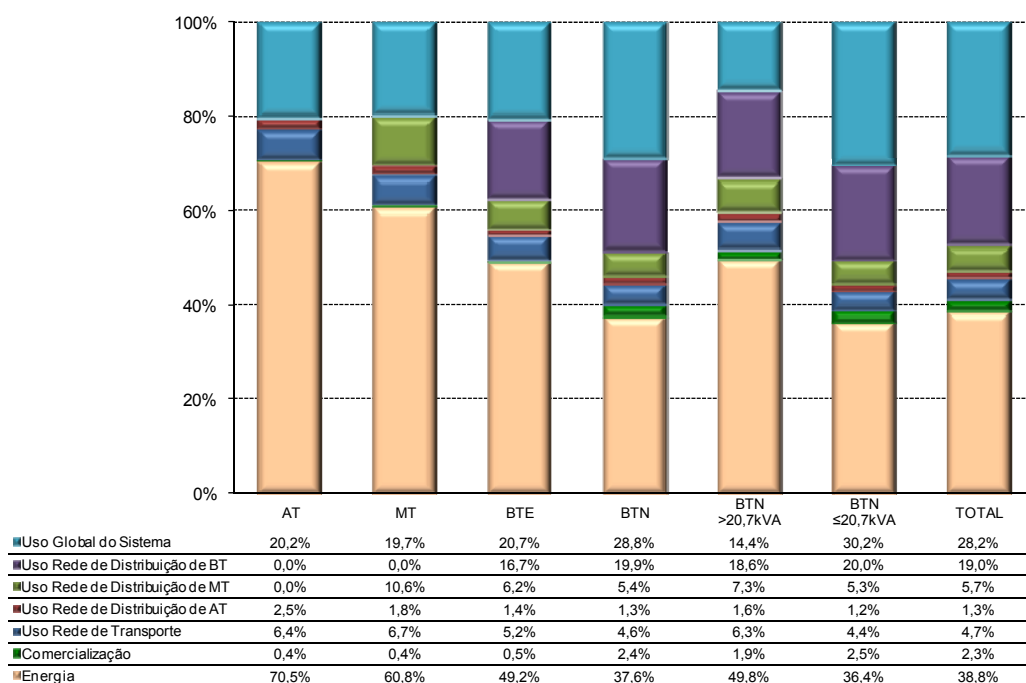


Figura 7-44 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2014



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 2014, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral

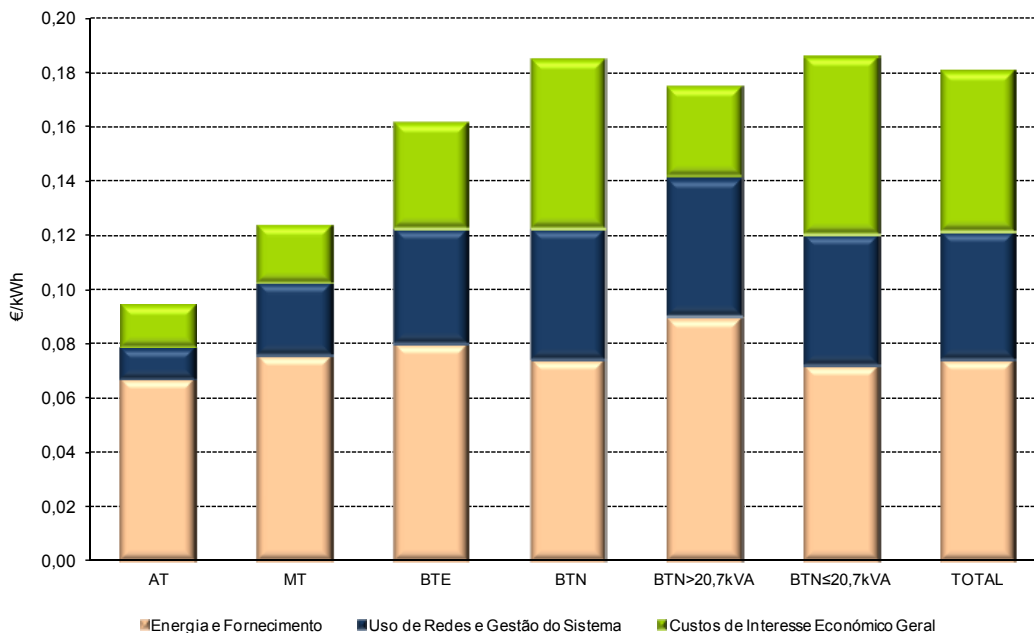
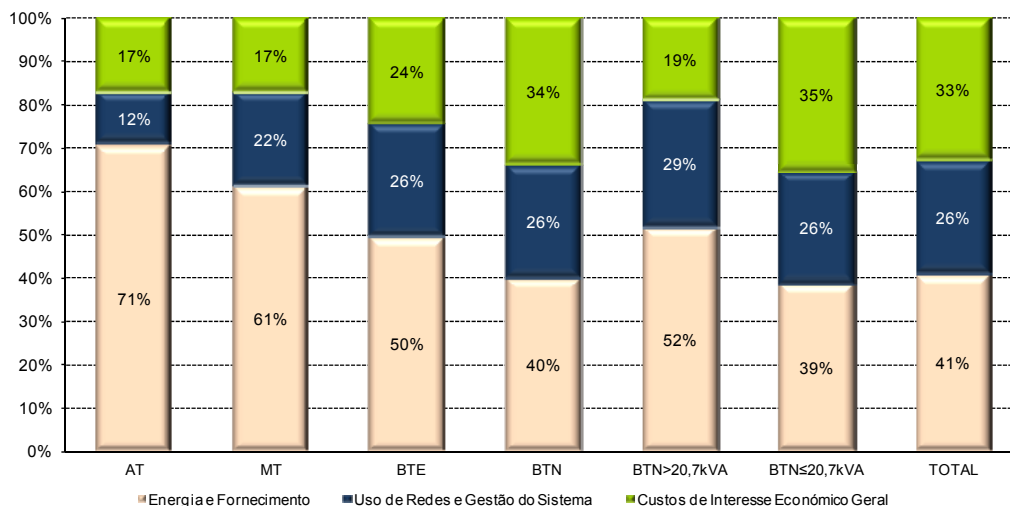


Figura 7-46 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2014, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral



7.4.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2014

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 2014, 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 2014, 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.

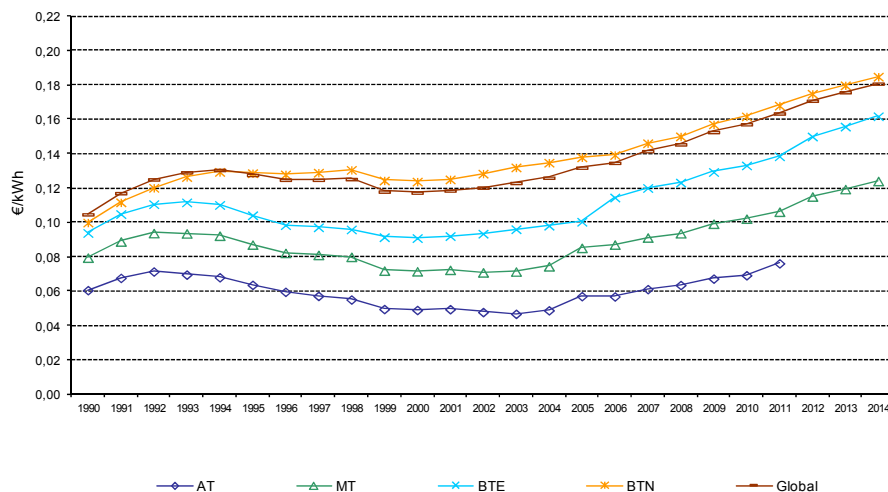
Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excecionais, revistas em julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006 que estabeleceu novas regras para a repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de origem renovável.

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).

Em 2013 e 2014 todos os preços apresentados correspondem a tarifas transitórias.

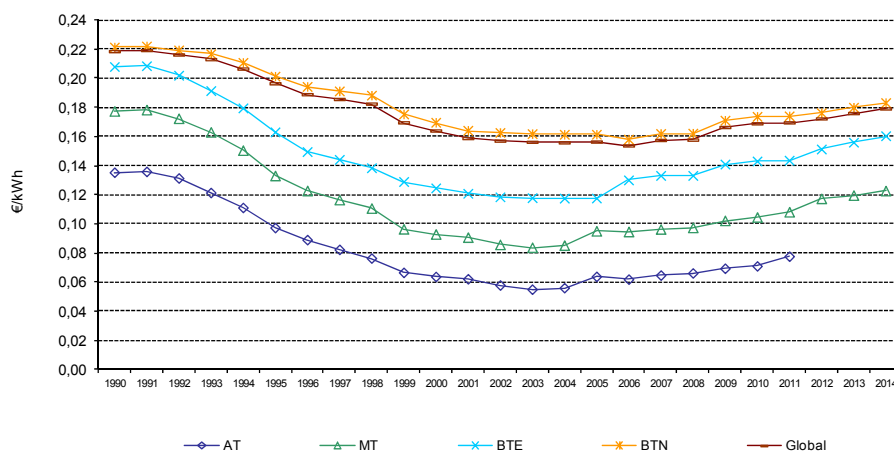
Figura 7-47 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2013 (Figura 7-48), o preço médio global registou desde 1990 até 2014 uma redução média anual de 0,8%. Em 2014, o preço médio global é cerca de 82% do verificado em 1990.

Em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2014 são cerca de 69%, 77% e 83% 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 2013)



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	Variação 2014/1998*	
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	108	111	11%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	144	149	155	55%
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	104	109	113	116	16%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	156	162	169	69%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	92	94	96	97	-3%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	134	138	142	42%
Global	real	100	93	90	87	86	86	85	86	84	86	86	91	93	93	94	96	98	-2%
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	131	136	140	144	44%

* Para AT apresenta-se a variação entre 1998 e 2011

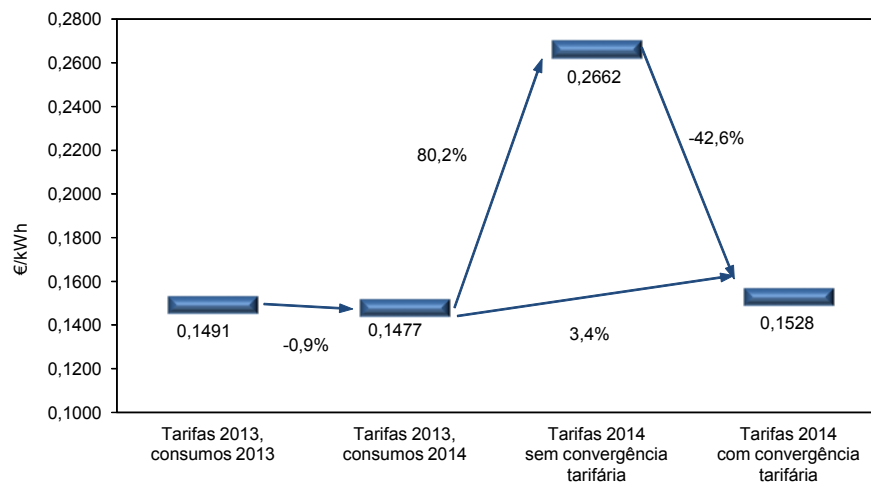
7.5 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

7.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 2013 E 2014

Em 2014, os preços de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 3,4%, relativamente a 2013, 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 2013, consumos 2013	Tarifas 2013, consumos 2014	Tarifas 2014 sem convergência tarifária	Tarifas 2014 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	107 522	105 799	190 608	109 394
Consumo (MWh)	721 033	716 098	716 098	716 098
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1491	(2) 0,1477	(3) 0,2662	(4) 0,1528
Variação (%)		(2)/(1) = -0,9%	(3)/(2) = 80,2%	(4)/(2) = 3,4%

Figura 7-49 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA

Variação preço médio = 2,4%

Variação tarifária = 3,4%

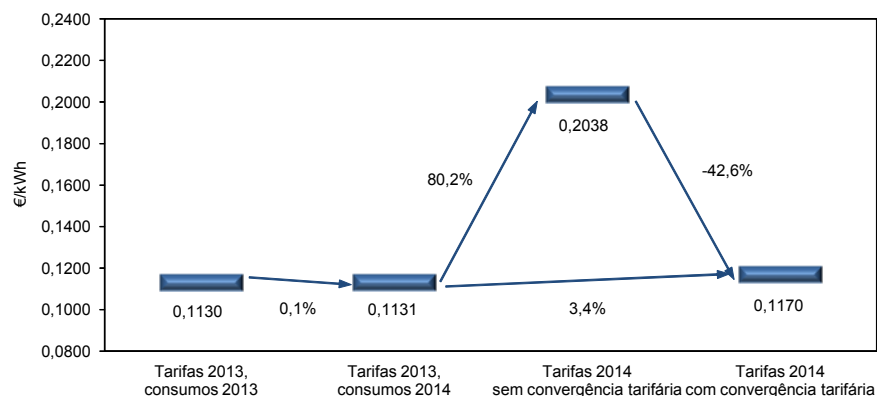
Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

- Preço médio publicado em dezembro de 2012 para vigorar em 2013.
- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2013 aos consumos de 2014.
- Preço médio das tarifas, em 2014, 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 2014, após convergência tarifária com as tarifas aditivas de Portugal continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2013 e 2014 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 2013 aos consumos previstos para 2014.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2013 e 2014 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-50 a Figura 7-53). Ocorrem variações de 3,4% em MT e em BTE, 1,4% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA e 3,6% para clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

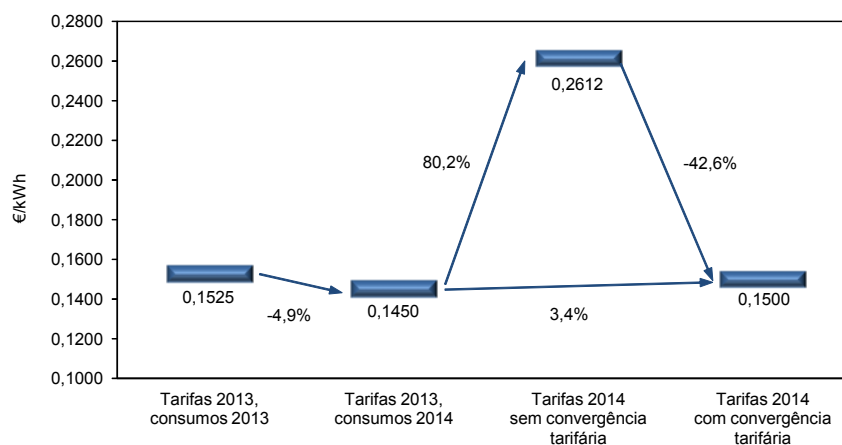
Figura 7-50 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA



Variação preço médio = 3,5%

Variação tarifária = 3,4%

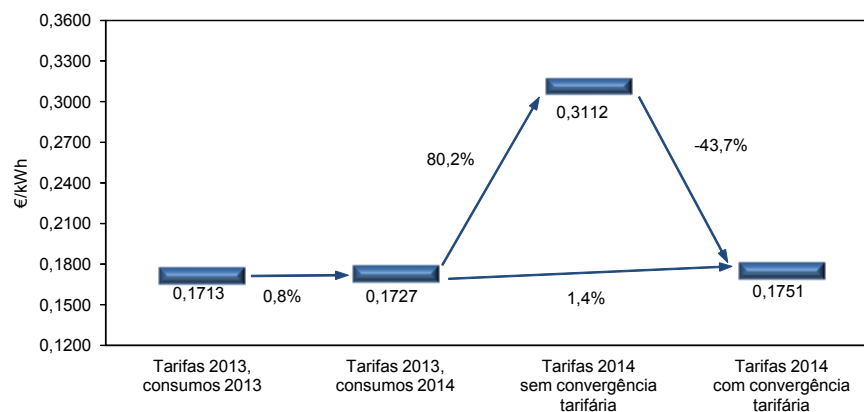
Figura 7-51 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA



Variação preço médio = -1,6%

Variação tarifária = 3,4%

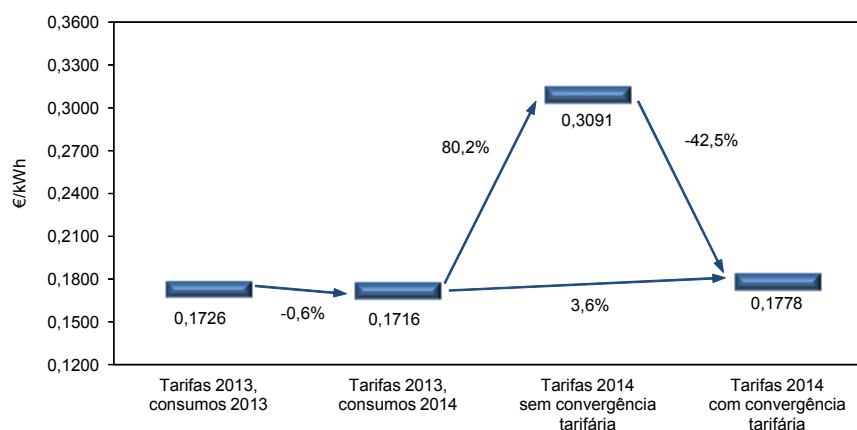
Figura 7-52 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAA



Variação preço médio = 2,2%

Variação tarifária = 1,4%

Figura 7-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA) na RAA



Variação preço médio = 3,0%

Variação tarifária = 3,6%

7.5.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 1990 E 2012

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 2014, 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 2014, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias

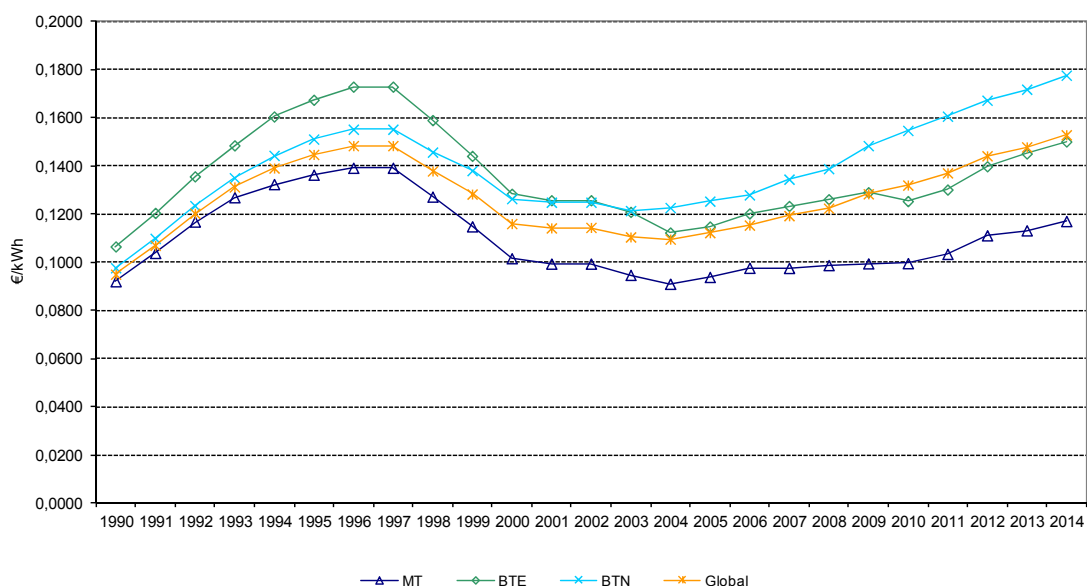
em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

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 2014, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 2,0%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 2,5%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de 1,4% e de 1,0% ao ano, respetivamente.

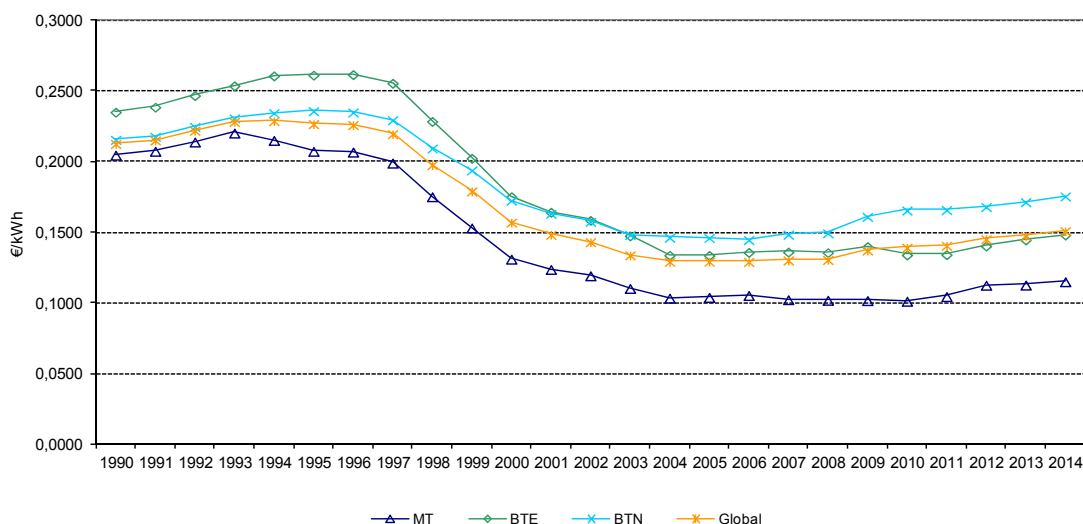
**Figura 7-54 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
(preços correntes)**



A preços constantes (Figura 7-55), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2005. Entre 1990 e 2014, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 1,4%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de 0,9%.

Em MT, os preços médios em 2014 são cerca de 56,3% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2014 são cerca de 63,1% e 81,5% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-55 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2013)



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	Variação 2013/2002	
MT	real	100	92	87	87	88	86	85	85	88	94	95	96	-4%	
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	114	118	18%
BTE	real	100	93	84	84	86	86	88	85	85	89	91	93	-7%	
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	115	119	19%
BTN	real	100	94	93	93	92	94	95	102	105	105	107	109	111	11%
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	138	142	42%

7.6 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

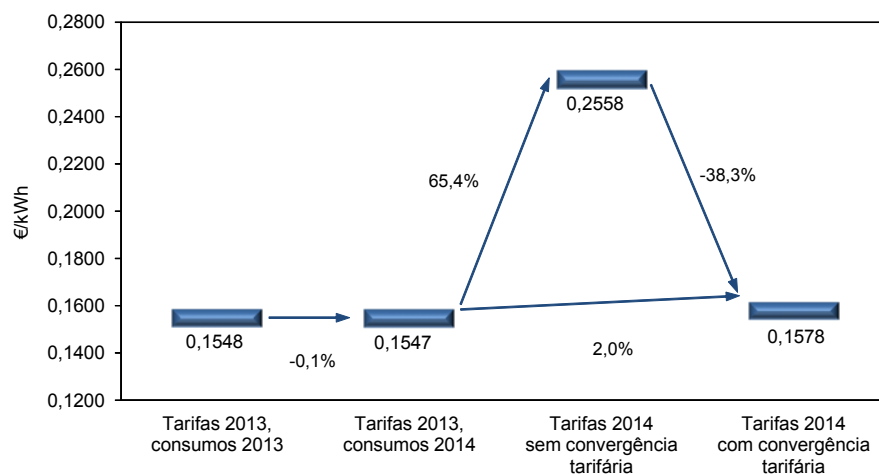
7.6.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 2013 E 2014

Em 2014 os preços de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 2,0%, relativamente a 2013, conforme se ilustra no Quadro 7-8 e na Figura 7-56. O preço médio apresenta uma subida de 1,9% 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 2013, consumos 2013	Tarifas 2013, consumos 2014	Tarifas 2014 sem convergência tarifária	Tarifas 2014 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	126 292	122 275	202 198	124 775
Consumo (MWh)	815 676	790 571	790 571	790 571
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1548	(2) 0,1547	(3) 0,2558	(4) 0,1578
Variação (%)		(2)/(1) = -0,1%	(3)/(2) = 65,4%	(4)/(2) = 2,0%

Figura 7-56 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM



Variação preço médio = 1,9%

Variação tarifária = 2,0%

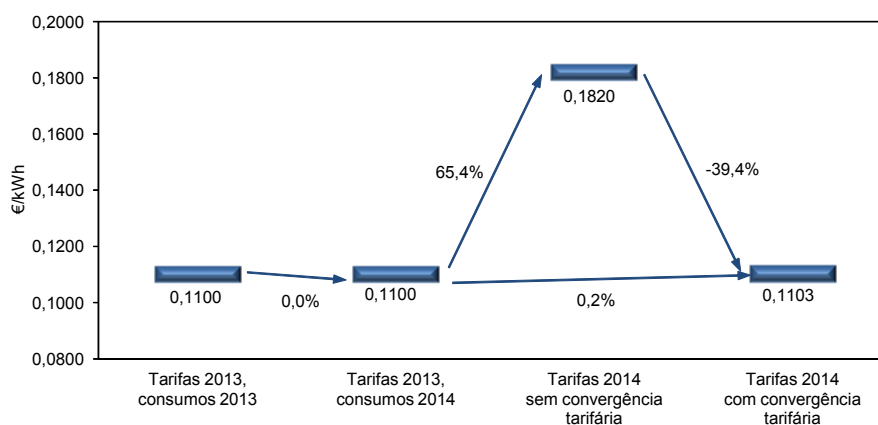
Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

- Preço médio publicado em dezembro de 2012 para vigorar em 2013.
- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2013 aos consumos de 2014.
- Preço médio das tarifas, em 2014, 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 2014, após convergência tarifária com as tarifas aditivas de Portugal continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2013 e 2014 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 2013 aos consumos previstos para 2014.

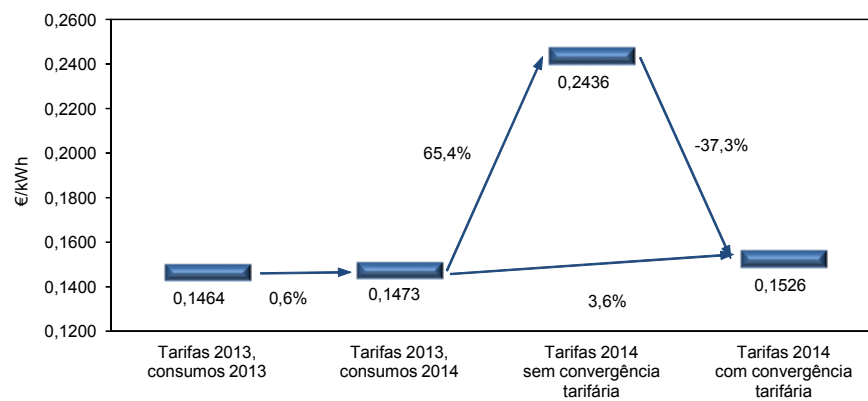
Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2013 e 2014 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-57 à Figura 7-60). Ocorreram variações por nível de tensão de: 0,2% em MT, 3,6% em BTE, 1,5% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA e 2,2% para os clientes 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 = 0,2%
 Variação tarifária = 0,2%

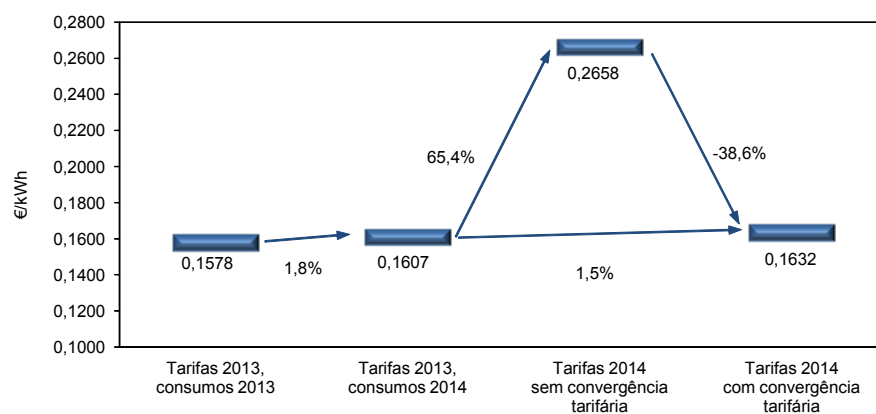
Figura 7-58 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM



Variação preço médio = 4,3%

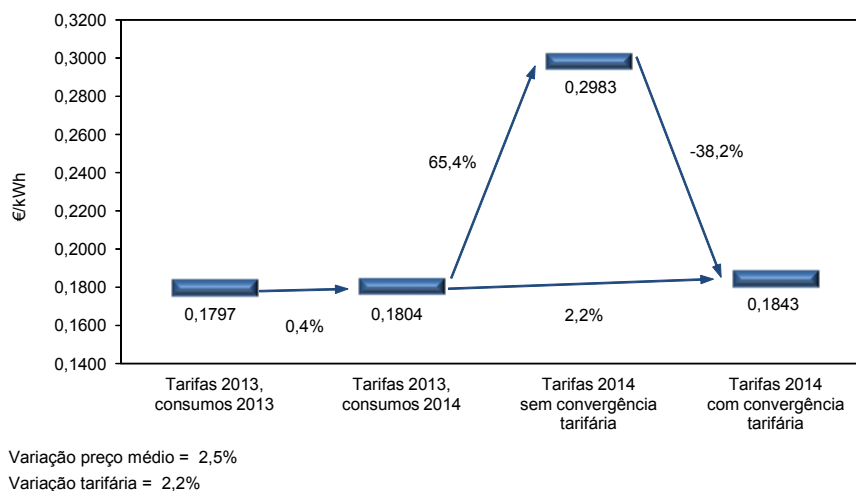
Variação tarifária = 3,6%

Figura 7-59 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM



Variação preço médio = 3,4%

Variação tarifária = 1,5%

Figura 7-60 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA) na RAM

7.6.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 1990 E 2014

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 2014, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN.

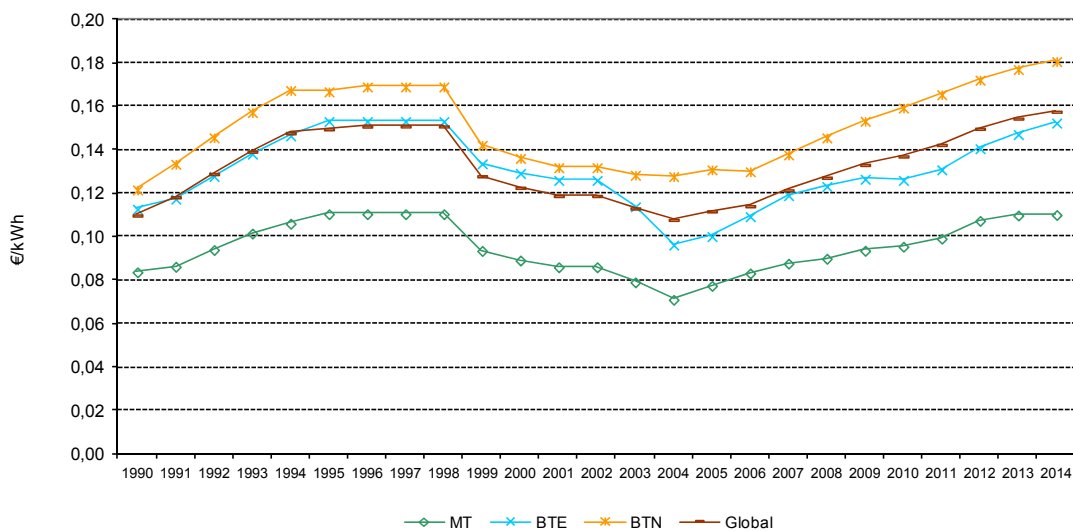
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2014, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão. No entanto, o ano de 2014 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 2014, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,5%, com a BTN a registar os maiores acréscimos médios anuais e BTE e MT acréscimos médios anuais mais moderados (1,7%, 1,3% e 1,1%, respetivamente), a preços correntes.

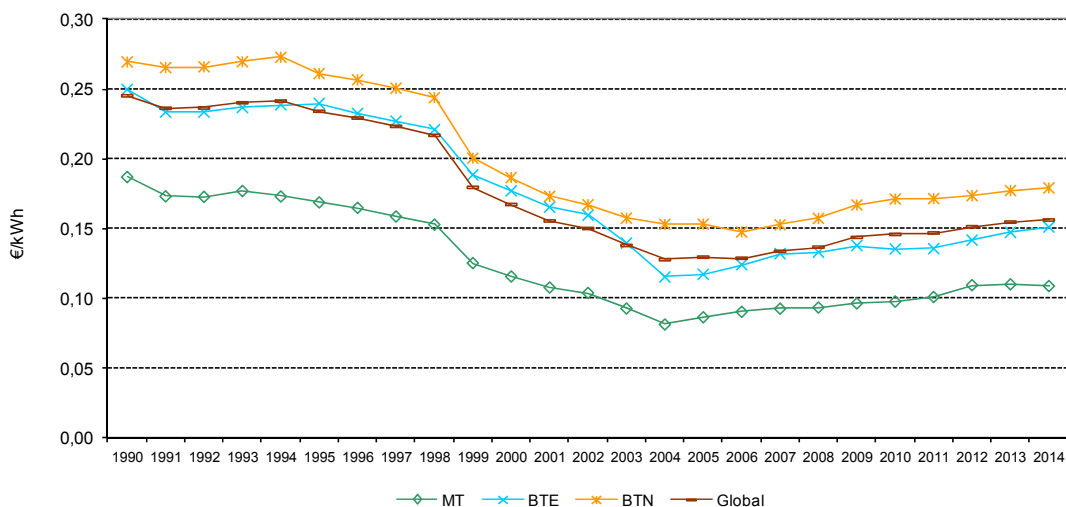
Figura 7-61 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes (Figura 7-62), entre 1990 e 2014, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 1,9%, sendo o valor de 2014 cerca de 63,7% do valor verificado em 1990.

Os preços médios de MT, em 2014, encontram-se 58,2% abaixo dos verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2014 são cerca de 60,5% e 66,5% dos respectivos 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 2013)



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	Variação 2014/2002	
MT	real	100	89	78	83	87	89	90	93	94	97	105	106	105	5%
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	128	128	28%
BTE	real	100	87	72	74	78	83	83	86	85	85	89	92	95	-5%
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	117	121	21%
BTN	real	100	94	92	92	88	91	94	100	102	103	104	106	107	7%
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	134	137	37%

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 2013 e de 2014. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2014. Assim, a evolução entre 2013 e 2014 corresponde à variação tarifária em cada região.

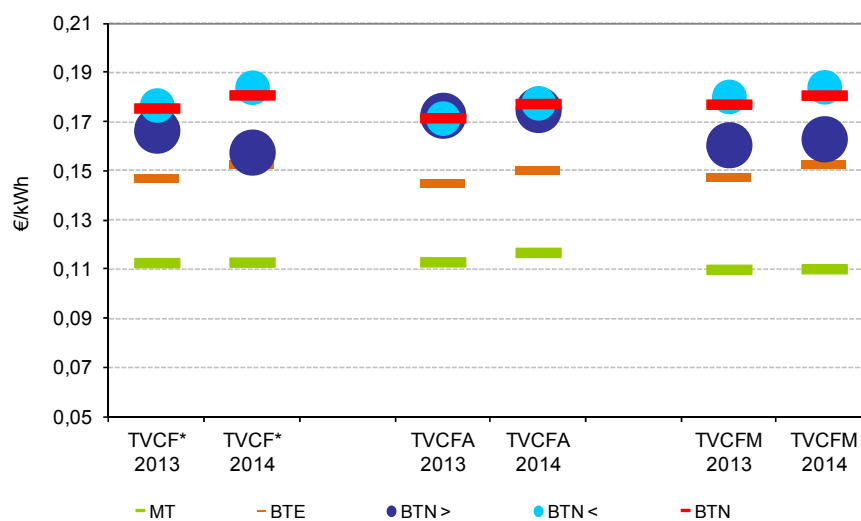
Importa referir que os preços médios de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, apresentados nas figuras supracitadas, resultam da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2013 e 2014 à estrutura de consumos do Continente e de cada Região Autónoma.

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 2013 e 2014



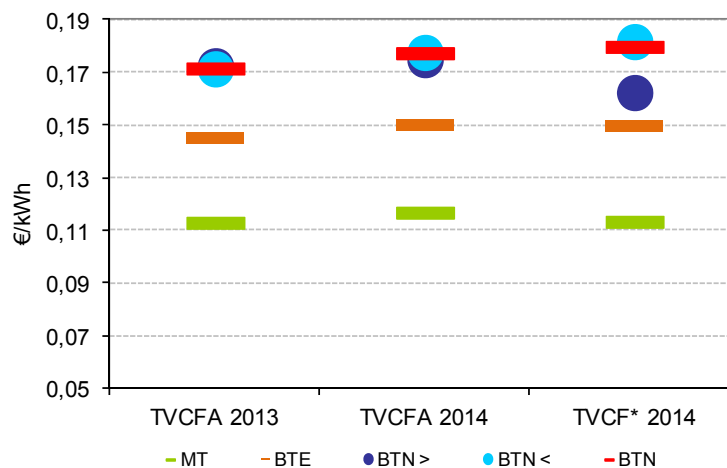
Notas: BTN> significa fornecimentos em BTN para potências contratadas superiores a 20,7kVA

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.

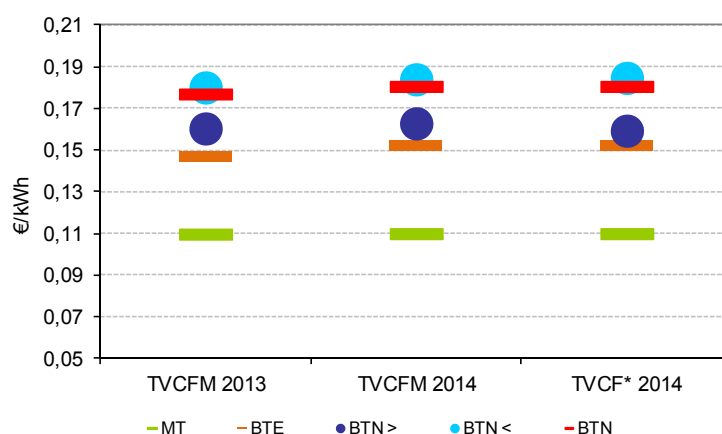
Figura 7-64 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos



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, 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 2014

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 2014 atingem 1,7 mil milhões de euros³¹.

O valor com os custos de política energética e de interesse económico geral apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2014 atingem 2,6 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 com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia elétrica.
- Custos com os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.
- Custos com os terrenos afetos ao domínio público hídrico (amortização e remuneração).
- Custos com mecanismo de Garantia de Potência.
- 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.

³¹ Custos de política energética e de interesse económico geral (2 637 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (- 137 milhões de euros) + Alisamento do sobrecusto da PRE (-799 milhões de euros).

- Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira.
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).
- Amortização e juros do défice tarifário, relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores em 2006 e 2007 não repercutidos nas tarifas.
- Amortização e juros do défice tarifário, relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira em 2006 e 2007 não repercutidos nas tarifas.
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão, relativo a 2006.
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal, relativo a 2007.
- Custos inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado.
- Custos com a Gestão das Faixas de Combustível no âmbito do Sistema Nacional de Defesa da Floresta contra Incêndios (limpeza de corredores de linhas aéreas).
- Custos com a Concessionária da Zona Piloto (Enondas).

Os custos com as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados incluídos em tarifas 2014 totalizam -136,6 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.
- Tarifa Social.
- 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 -799,1 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 (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 encargos com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental são pagos nas tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso das Redes de Transporte.

Os custos com a Gestão das Faixas de Combustível, no âmbito do Sistema Nacional de Defesa da Floresta contra Incêndios (limpeza de corredores de linhas aéreas) são pagos na tarifa de Uso das Redes de Transporte e de distribuição em AT e MT.

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.

Quadro 7-10 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2014

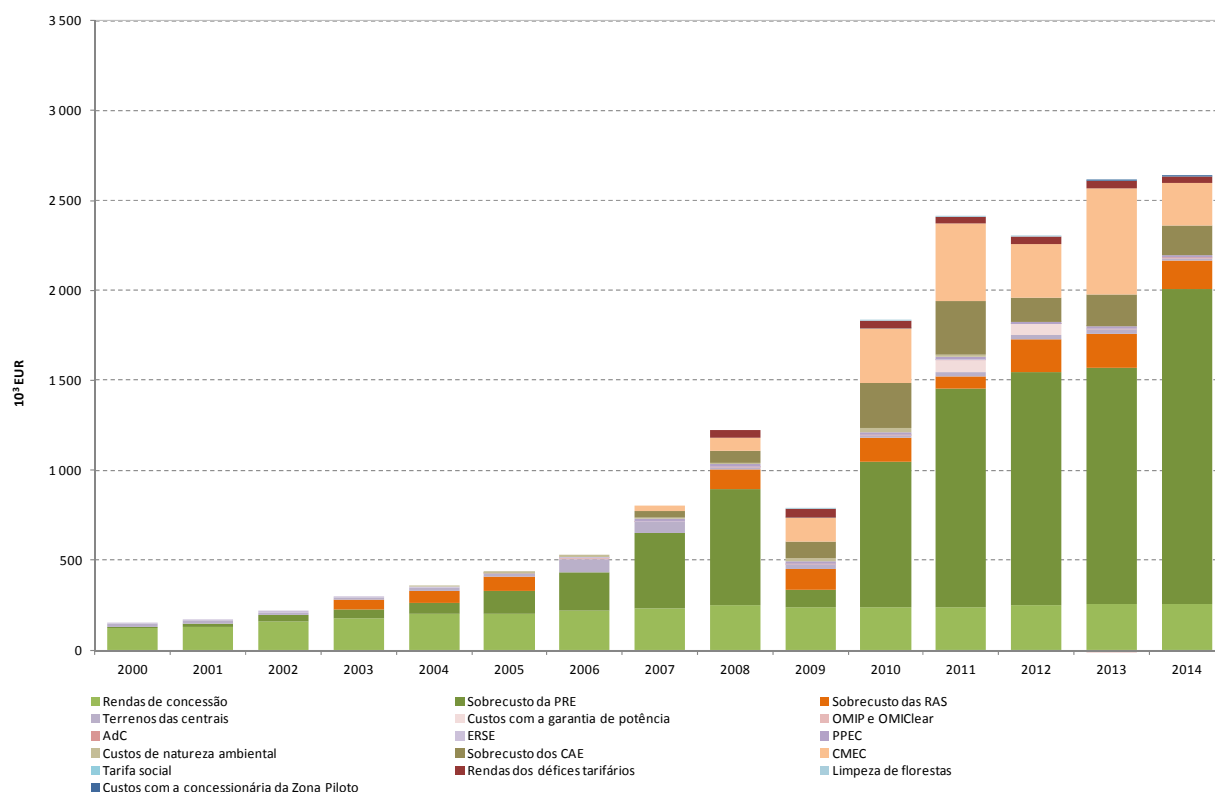
Unidade: 10³ EUR

	2013	2014	Variação 2013/2014
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 575 241	2 637 124	2,4%
Sobrecusto da PRE	1 312 123	1 749 062	33,3%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	591 321	233 848	-60,5%
Sobrecusto dos CAE	177 969	163 549	-8,1%
Rendas de concessão da distribuição em BT	257 059	256 893	-0,1%
Sobrecusto da RAA e da RAM	190 189	158 637	-16,6%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 776	19 565	-1,1%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 448	19 240	-1,1%
Custos de natureza ambiental	420	339	-19,1%
Terrenos das centrais	21 414	13 386	-37,5%
Custos com a garantia de potência	-35 823	2 640	-107,4%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	11 500	0,0%
ERSE	5 113	5 113	0,0%
Gestão das faixas de combustível	4 200	2 600	-38,1%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	126	344	172,2%
Autoridade da Concorrência	406	406	0,0%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	76 641	-136 636	
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	140 466	137 100	
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	104 457	101 929	
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	36 009	35 171	
Medidas de sustentabilidade de mercados	-62 935	-285 181	
Diferencial extinção TVCF	13 297	21 996	
Sobreproveito	-10 590	-9 041	
Tarifa social	-3 597	-1 510	
Alisamento dos custos da PRE	-950 766	-799 069	
Reposição gradual da reclassificação da cogeração FER	0	0	
Alisamento do sobrecusto da PRE	-950 766	-799 069	
Diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC	-149 825		
Diferimento excepcional do ajustamento do sobrecusto CAE	-13 317		
Total	1 537 974	1 701 418	10,6%

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. 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 continental³².

³² 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 2014

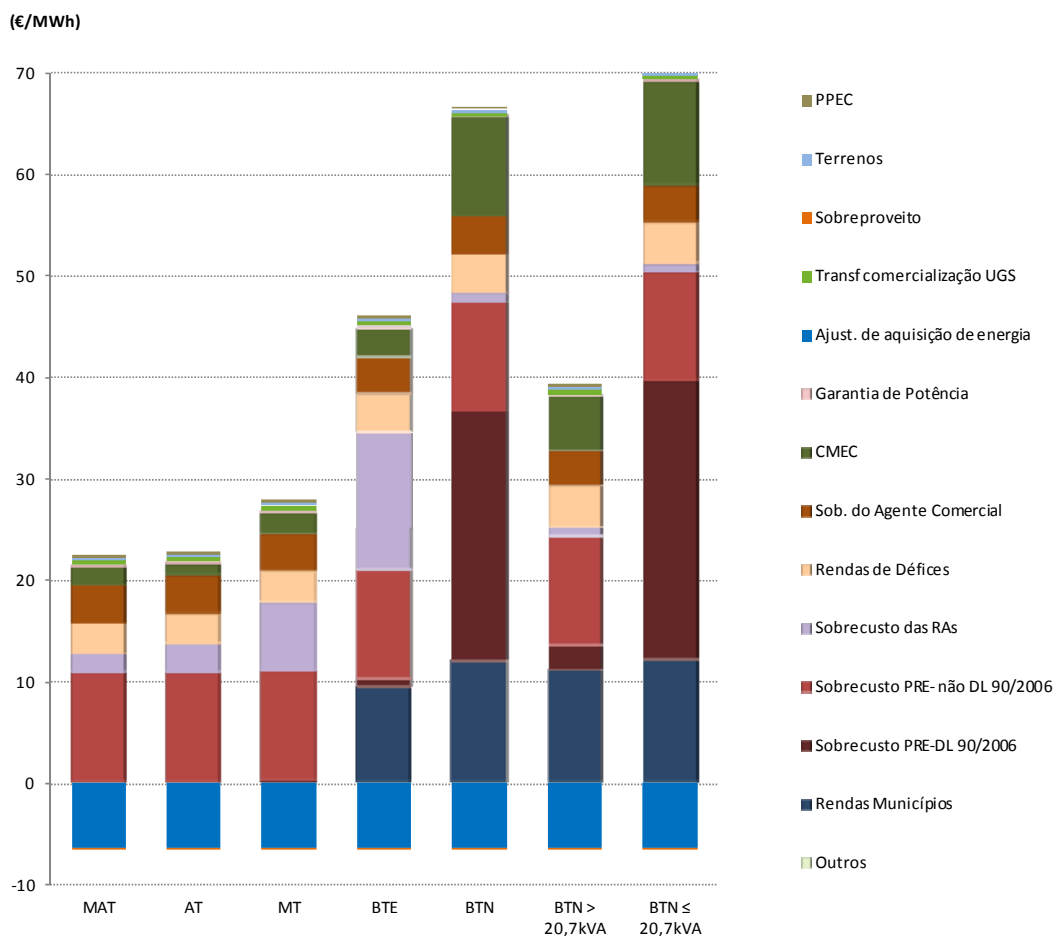
	2014
Custos de política energética e de interesse geral	42,5%
Sobrecusto da PRE	28,2%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	3,8%
Sobrecusto dos CAE	2,6%
Rendas de concessão da distribuição em BT	4,1%
Sobrecusto da RAA e da RAM	2,6%
Custos com a garantia de potência	0,0%
Rendas dos défices tarifários de 2006 e 2007	0,3%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	0,3%
Outros custos de política energética e interesse geral	0,5%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-2,2%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	2,2%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-4,6%
Diferencial extinção TVCF	0,4%
Sobreproveito	-0,1%
Tarifa social	0,0%
Alisamento dos custos da PRE	-12,9%
Alisamento do sobrecusto da PRE	-12,9%
Total	27,4%

7.8.2 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL EM 2014

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.

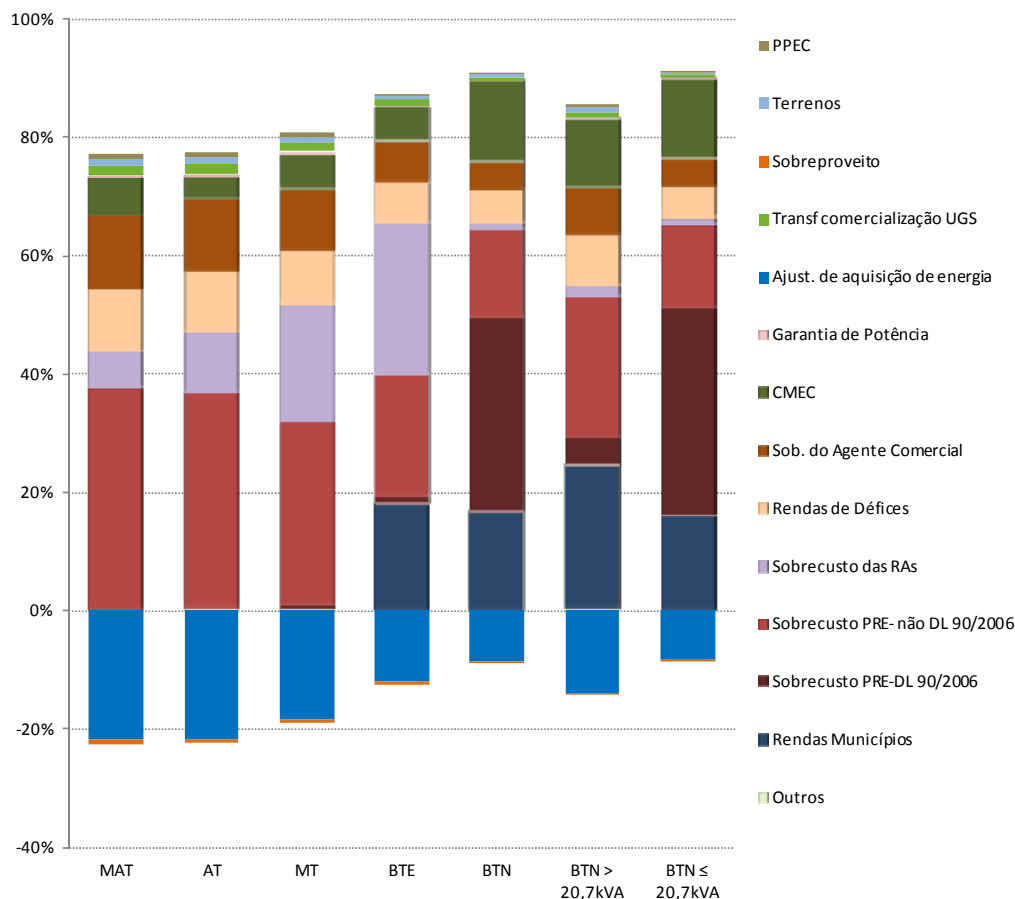
Na Figura 7-67 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2014, destacam-se as seguintes parcelas: os sobrecustos da produção em regime especial, os encargos com os CMEC, o sobrecusto do CAE, os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, as rendas dos défices, as rendas pagas aos Municípios e a parcela da sustentabilidade que engloba os desvios dos custos de aquisição de energia incorridos pelo comercializador de último recurso, referentes aos anos 2012 e 2013.

Figura 7-67 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2014, decomposto por componente



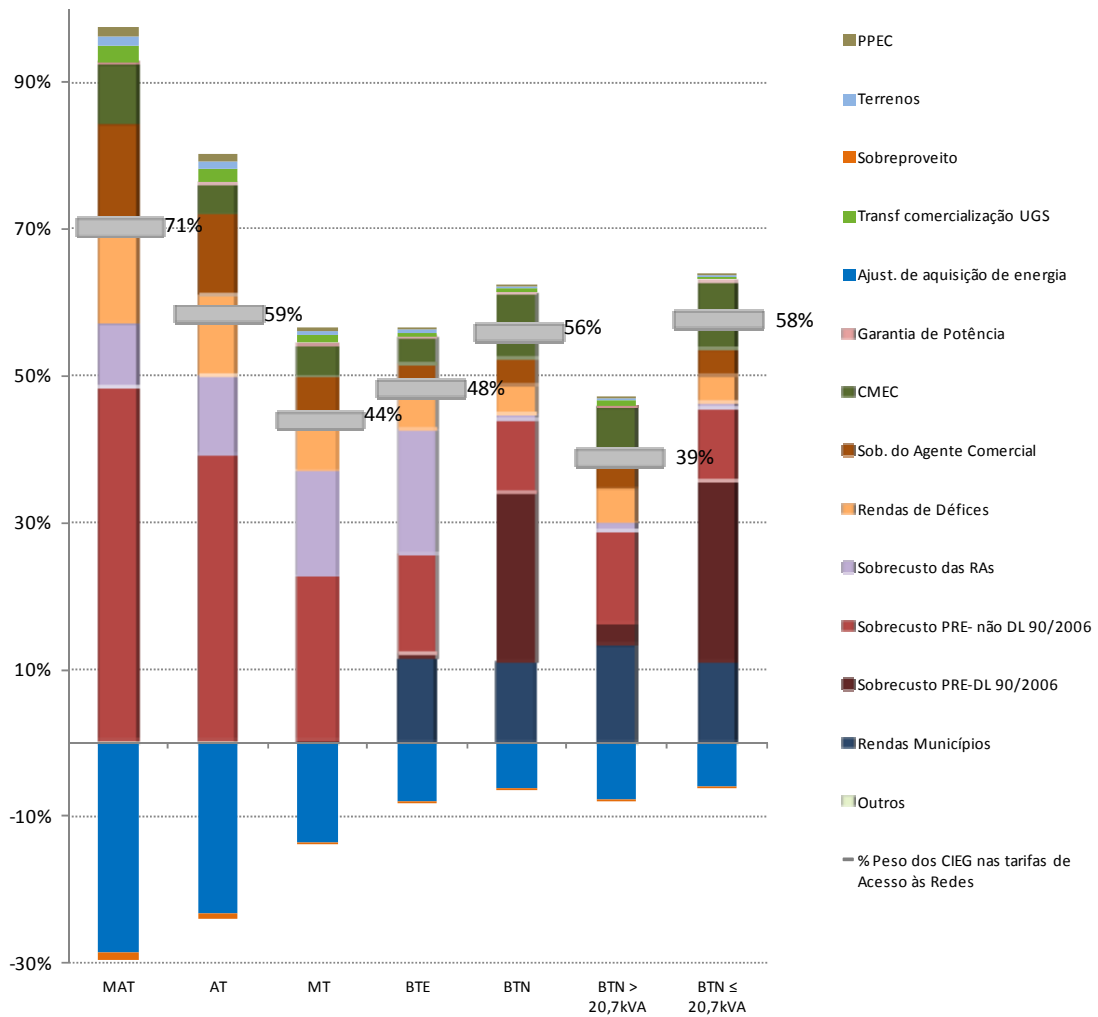
Na Figura 7-68, apresenta-se a estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão.

Figura 7-68 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2014



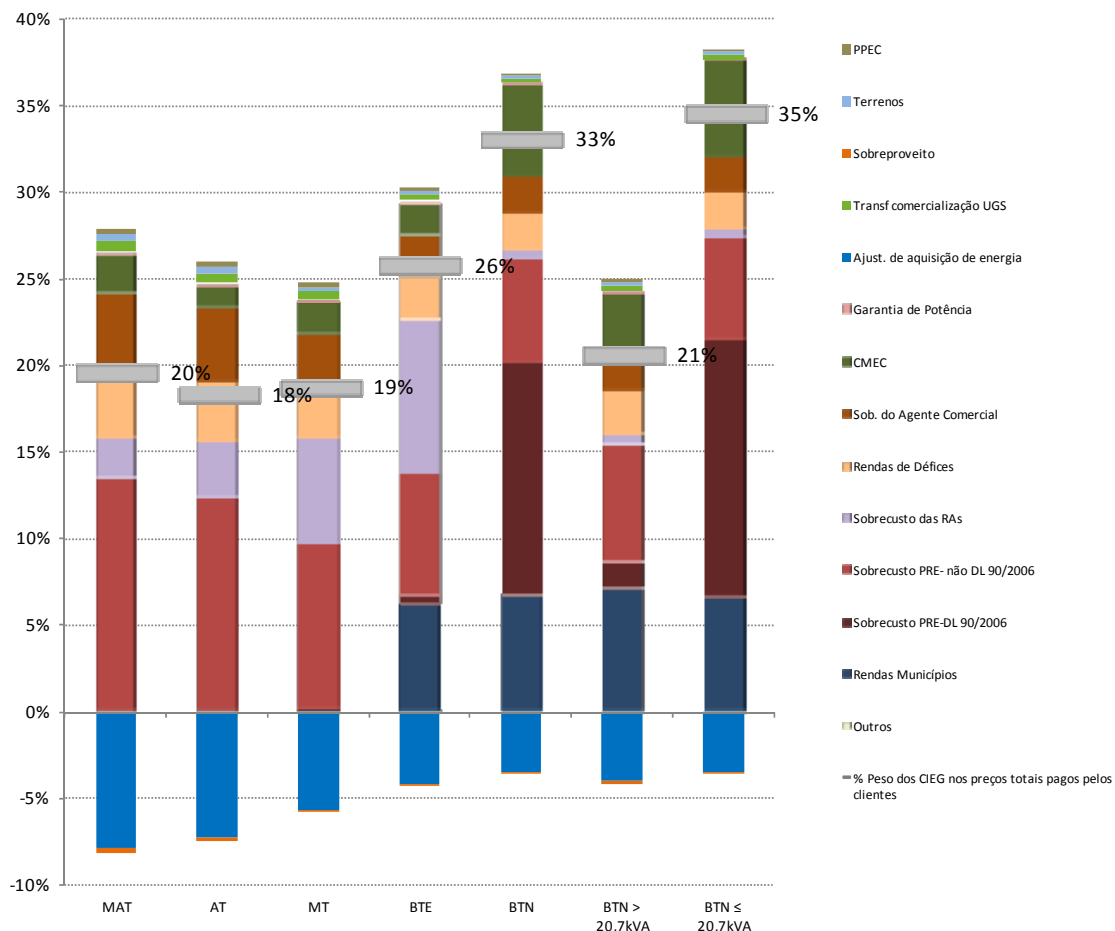
Na Figura 7-69 e na Figura 7-70, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente. Presentemente verifica-se que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes são CIEG.

Figura 7-69 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes



Nos preços pagos em 2014 pelos clientes, estima-se que os CIEG apresentem um peso entre 19% em MT e AT a 35% 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

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

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

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

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

- Caracterização da procura de energia elétrica em 2014
- Estrutura tarifária do setor elétrico em 2014
- Ajustamentos referentes a 2012 e 2013 a repercutir nas tarifas de 2014
- Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico para 2014

ANEXO III
PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA
E OUTROS SERVIÇOS EM 2014”

[Handwritten signatures and initials]

Parecer sobre

“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2014”

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 - sector 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 Energia Elétrica e Outros Serviços em 2014”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.

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 2014”

A – Desafios regulatórios e preocupações do Conselho Tarifário

1. A proposta da ERSE sobre as tarifas e preço para outros serviços em 2014 é a última que é apresentada aplicando os parâmetros fixados para o triénio regulatório em curso.
2. Com a passagem generalizada para a contratação da energia em mercado liberalizado, durante o próximo período regulatório 2015-2017, pela generalidade dos consumidores, a regulação irá enfrentar novos desafios.
3. A regulação desempenhará um papel decisivo no desenvolvimento de uma dinâmica de mercado competitivo, devendo ser determinada na promoção dessa dinâmica de mercado.
4. A regulação terá, ainda, pela frente novos desafios relativos à estrutura tarifária que poderão passar, por exemplo, pelo desenho e adoção de tarifas dinâmicas, com uma aderência cada vez maior às necessidades dos consumidores e aos custos induzidos no sistema.
5. Neste contexto, antecipando uma revisão do Regulamento Tarifário e a fixação de parâmetros regulatórios para o triénio 2015-2017 de acordo com um novo modelo de intervenção regulatória, o CT considera ser de particular interesse, neste parecer, deixar expressas algumas preocupações e contribuições.

¹ Doravante abreviado por CT.

² Cf. artigo 43º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

³ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por “documento” ou “proposta”.

6. Em concreto, é sabido que se enfrentarão os seguintes desafios:

a) Maior integração do MIBEL e acompanhamento europeu - a harmonização da regulamentação entre Portugal e Espanha deve prosseguir, para consolidação do MIBEL e obtenção de sinergias inerentes a essa integração, bem como devem, nesse sentido, ser acompanhados os desenvolvimentos no setor da energia a nível Europeu.

b) Liberalização do mercado - O processo de liberalização do mercado de retalho está em curso e deverá concluir-se durante o próximo período regulatório. A ERSE deverá garantir – no âmbito da sua esfera de competências – a existência das condições e enquadramento necessários a que essa liberalização se conclua com sucesso, sendo relevante, para benefício da dinamização do mercado, uma clareza das regras. O CT considera ser indicado que a ERSE avalie se o grau de concorrência dos agentes no mercado reflete um mercado dinâmico, se a informação sobre o processo de liberalização do mercado está a ser corretamente transmitida, entre outros.

c) Melhoria da concorrência no mercado elétrico – O CT reconhece que para que possa existir um verdadeiro mercado liberalizado da energia elétrica terão de ser reforçadas as interligações à Europa, estabelecidos mecanismos de gestão das interligações e redes que facilitem a otimização das condições de mercado e estabelecimento dum objetivo de redução progressiva da energia com preço garantido e conseqüentemente aumento do quantitativo da energia que esteja efetivamente em mercado. Não sendo da competência da ERSE a solução de tais questões, o CT não quer deixar de expressar como preocupação a circunstância de, devido a escassa ligação através dos Pirenéus, a Península Ibérica se tornar uma ilha elétrica, sem acesso à energia doutros países, privando os consumidores das possíveis vantagens dum mercado de maior dimensão. Em 2014, a soma das energias com preço garantido, ou subvencionado, em Portugal, PRE+CAE+CMEC+Energia, corresponde a 40.652GWh, o que representa 91% do consumo global, que é de 44.533GWh da energia comercializada, implicando que nestas condições a concorrência efetiva em mercado tenha uma expressão muito reduzida.

d) Melhoria da competitividade da economia e bem estar social – Sendo o custo da energia elétrica transversal a toda a economia e sociedade, tanto podendo interferir no nível de competitividade dos preços das empresas exportadoras como lançar as famílias para situações de pobreza energética, o CT sublinha a necessidade da cuidada análise e sensibilidade quanto aos impactos tarifários na sustentabilidade e desenvolvimento.

e) Sustentabilidade do consumo e eficiência energética - A transposição para breve da Diretiva sobre a Eficiência Energética vem colocar sobre a ERSE e os agentes nacionais novos desafios. A ERSE deverá criar as condições necessárias para que os agentes económicos e as famílias disponham dos instrumentos necessários à concretização dos objetivos de eficiência energética, com vista à redução da fatura energética. Sendo importante manter ou incrementar uma elevada eficiência no uso da energia, por razões ambientais e económicas, importa ter em consideração que a atenuação da pressão de aumento das tarifas seria fortemente atenuado se houvesse aumento do consumo, o que pode ser incentivado conjugando esse objetivo com outros igualmente importantes para a economia portuguesa.

[Handwritten signature]

f) Equipamentos inteligentes – No ano 2014, a ERSE terá oportunidade de atualizar o estudo que efetuou sobre equipamentos inteligentes, numa ótica de custo benefícios bem como tomar uma decisão em conformidade. Refere o CT que uma decisão tardia sobre o *roll-out* dos equipamentos inteligentes, se positiva, pode implicar um esforço acrescido e mais concentrado no tempo, desperdiçando-se desde já oportunidades de poupança energética.

g) Adiamento das tarifas transitórias -Os sucessivos adiamentos do fim das tarifas transitórias têm sido um obstáculo ao desejável e normal funcionamento do mercado liberalizado em especial pelo condicionamento de preços que induz. Devem ser asseguradas as condições de concorrência efetiva que assegurem a prática de preços concorrenciais nas ofertas comerciais aos consumidores.

h) Pobreza energética e tarifa social - A tarifa social não está suficientemente divulgada e disponível para os consumidores vulneráveis, sendo necessário proceder a uma revisão do seu âmbito e procedimento e ser avaliados alguns sinais, como sendo o crescente número de desconexões, desligamentos, incumprimentos.

i) Aditividade e estrutura tarifária – É importante que a ERSE prossiga e intensifique a convergência para a aditividade tarifária na BTN.

B – Liberalização de mercados

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. O Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, alargou o período de aplicação das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade em BTE, MT, AT e MAT, até 31 de dezembro de 2013, tendo a ERSE na proposta mencionado um novo diploma a publicar para o alargamento do prazo.
3. 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.
4. O CT considera que pode-se concluir que caso tivesse sido estabelecida uma metodologia clara para a dinamização daquele mercado talvez não houvesse necessidade de prorrogar sucessivamente o prazo para a extinção das tarifas reguladas.
5. 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.
6. Face aos prazos definidos para a BTN, o CT considera fundamental estabelecer para esta nova etapa do processo de liberalização, pelo que devem ser tidos em conta os seguintes aspetos:





CONSELHO TARIFÁRIO

- a) Que atualmente não estão repercutidos na tarifa os custos reais de comercialização do CUR.
 - b) Que deve concretizar-se a divulgação através de campanha informativa a promover pela DGEG ainda em 2013 (Despacho n.º 5729/2013) do processo de liberalização e recomenda a ERSE que faça o inerente acompanhamento
 - c) Que devem ser definidos os critérios para atingir uma concorrência saudável através da convergência tarifária nos segmentos com tarifas bi-horárias e sazonais;
7. Definição de uma metodologia transparente para o cálculo do fator de agravamento.
 8. Os desígnios associados à fixação do fator de agravamento não poderão, ainda assim, alhear-se da situação económica e social dos consumidores, bem como efetivo grau de atração que as ofertas do mercado liberalizado poderão apresentar.
 9. O CT chama, ainda, a atenção para a manutenção das tarifas com ciclo diário na MT que é uma barreira ativa na dinamização do mercado nestes segmentos.

C – Custos de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral

1. À semelhança dos anos anteriores os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica, sendo incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia elétrica e em 2014 atingem o valor total de cerca de 2,9 mil milhões de euros, confirmando a sua trajetória histórica ascendente, com uma variação de 12,7% face ao ano anterior.
2. A evolução dos CIEG's e das medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados, nos 4 últimos anos, de acordo com os documentos apresentados pela ERSE, é a seguinte:

	unidade: 10 ⁶ €									
	Proposta de 2012			Proposta de 2013			Proposta de 2014			Variação 2014/2013
	2011	2012	Variação 2012/2011	2012	2013	Variação 2013/2012	2013	2014	Variação 2014/2013	
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 406 301	2 298 842	-4,50%	2 301 897	2 646 666	15,00%	2 575 241	2 901 352	12,70%	
Sobrecusto da PRE	1 214 040	1 294 746	6,60%	1 294 540	1 349 335	4,20%	1 312 123	1 766 509	34,60%	
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	427 550	304 318	-28,80%	296 250	613 960	107,20%	591 321	480 114	-18,80%	
Sobrecusto dos CAE	299 839	121 891	-59,30%	133 631	189 939	42,10%	177 969	166 280	-6,60%	
Rendas de concessão da distribuição em BT	240 740	248 231	3,10%	248 231	257 059	3,60%	257 059	256 893	-0,10%	
Sobrecusto da RAA e da RAM	69 240	182 039	162,90%	183 429	184 809	0,80%	190 189	156 425	-17,80%	
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 769	20 300	2,70%	20 300	19 776	-2,60%	19 776	19 565	-1,10%	
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2005 e 2007	19 441	19 963	2,70%	19 963	19 448	-2,60%	19 448	19 240	-1,10%	
Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	6 789	735	-89,20%	151	420	177,20%	420	339	-19,10%	
Terrenos das centrais	24 205	23 525	-2,80%	23 525	21 414	-9,00%	21 414	13 986	-37,50%	
Custos com a garantia de potência	62 814	62 169	-1,00%	60 426	-30 712	-150,80%	-35 823	2 640	-107,40%	
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	11 500	0,00%	11 500	11 500	0,00%	11 500	11 500	0,00%	
ERSE	6 399	5 112	-20,10%	5 112	5 113	0,00%	5 113	5 113	0,00%	
Gestão das faixas de combustível	3 567	3 675	3,00%	4 200	4 200	0,00%	4 200	2 600	-38,10%	
Custos com a concessionária da Zona Piloto	0	0	n.a.	0	0	0,00%	126	340	169,00%	
Autoridade da Concorrência	409	407	-0,40%	407	406	-0,20%	406	406	0,00%	
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-365 492	487 944		488 140	19 827		76 641	-133 185		
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	140 881	147 949		148 142	140 623		140 466	137 683		
Custos ou proventos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	104 830	110 174		110 174	104 457		104 457	101 929		
Custos ou proventos de anos anteriores relacionados com CIEG	36 051	37 774		37 968	36 167		36 009	35 754		
Medidas de sustentabilidade de mercados	-445 870	350 260		350 307	-117 174		-62 935	-281 770		
Diferencial extinção TVCF	2 477	1 003		1 004	11 317		13 297	21 723		
Sobreprovento	-53 729	-5 249		-5 249	-11 343		-10 590	-9 091		
Tarifa social	-4 308	-6 019		-6 064	-3 597		-3 597	-1 731		
Alisamento dos custos da PRE	-180 806	-938 975		-939 006	-946 396		-950 766	-819 267		
Diferimento excepcional da parcela de acerto das CMEC	0	-141 480		-141 480	-149 602		-149 825	-244 470		
Diferimento excepcional do ajustamento de 2012 do sobrecusto CAE					-13 317					
Total	1 860 003	1 706 331	-8,30%	1 709 552	1 557 166	-8,90%	1 537 974	1 704 430	10,80%	

[Handwritten signature]

CONSELHO TARIFÁRIO
Fonte: ERSE documentos "Propostas de tarifas e preços"

3. Em resultado de anteriores medidas legislativas é possível identificar no valor líquido a considerar na fixação de tarifas em 2014 o adiamento de 1.064 milhões de euros dos custos a imputar, na sua ausência, ao exercício de 2014, correspondendo ao avolumar da dívida tarifária, a suportar por todos os consumidores, acrescida dos respetivos juros. Não obstante, o Governo já anunciou publicamente que as medidas recentemente tomadas garantem a sustentabilidade do sector elétrico.
4. O CT realça a diferença do total do impacto das medidas mitigadoras e dos diferimentos nas tarifas de 2013 e 2014 no quadro seguinte:

unid: 10⁶ €

	T2013	T2014
Medidas mitigadoras	327	249
Diferimentos	1.109	1.064

Fonte: ERSE documentos "Propostas de tarifas e preços"

5. O CT sublinha, adicionalmente, que a proposta é omissa quanto às medidas de intervenção do sobrecusto da PRE-FER (para além do alisamento quinquenal disposto no DL 78/2011). Considerando que se trata da maior fatia dos CIEG's, não deixa de ser surpreendente dadas as diversas referências públicas de um acordo com a associação representativa dos interesses do respetivo setor.

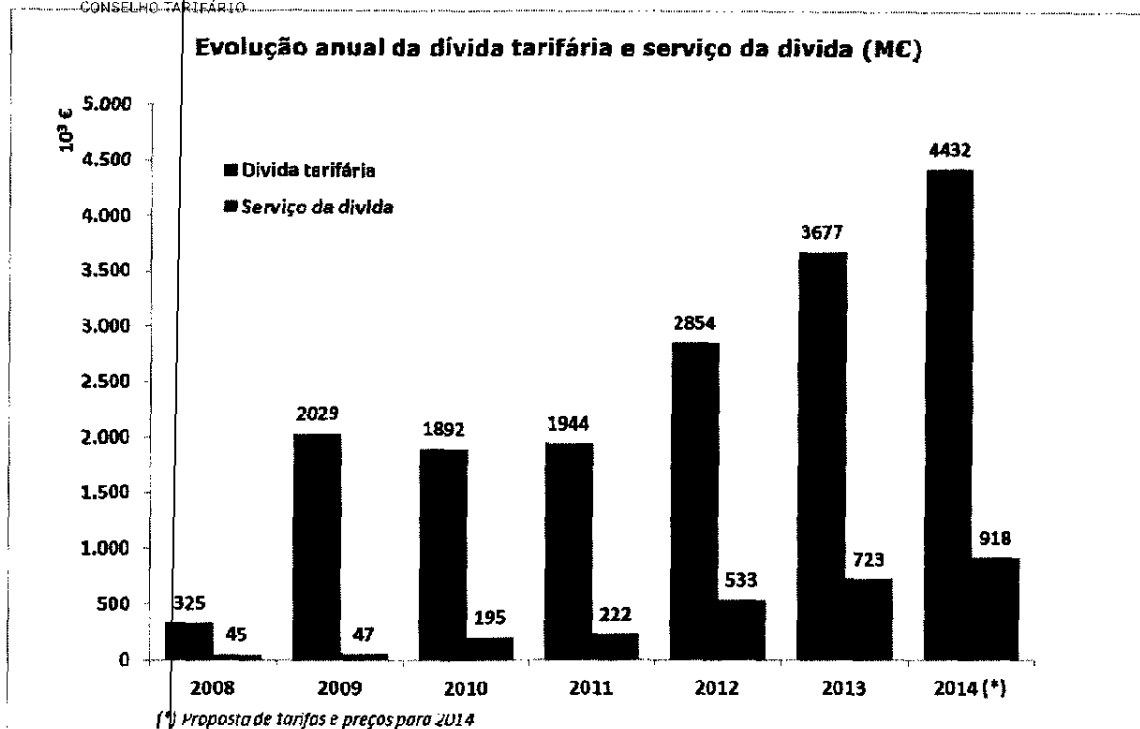
D - Dívida tarifária e serviço da dívida

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.

⁽⁴⁾ É de salientar que a ERSE não consolidou num único quadro, para os anos de 2011 e 2012, os valores da dívida tarifária referente à reclassificação da cogeração e diferimento da PRE. Os valores apresentados contemplam esse efeito.

Handwritten signature and initials in the top right corner.

CONSELHO TARIFÁRIO



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 subsequentes.
3. As preocupações evidenciadas, reiteradamente, pelo CT no que a evolução dos CIEG's diz respeito, encontram a sua natural repercussão na trajetória assumida pela dívida tarifária do setor elétrico.
4. 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.
5. A própria evolução, associada, do serviço da dívida, ou seja a amortização e juros, atingem em 2014, valores muito significativos: mais de 150 milhões de Euros só em juros, num total de quase 1000 milhões de Euros a recuperar nas tarifas.
6. Julga o CT, perante os níveis apresentados da dívida tarifária, que se justifica uma reflexão sobre a sua futura evolução, considerando:



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

- a. A atual conjuntura económica do país;
 - b. O (des)equilíbrio entre os custos do setor e os proveitos permitidos recuperados anualmente;
 - c. A necessidade de assegurar acessibilidade tarifária aos consumidores para um serviço público essencial;
 - d. Os compromissos assumidos publicamente para a resolução da dívida tarifária num horizonte relativamente curto (2020), segundo memorando de entendimento com a Troika);
 - e. A incerteza e volatilidade dos mercados financeiros que criam dificuldades adicionais de financiamento.
7. Assim, e considerando que poderão vir a ser os consumidores, em última instância, a ter de pagar a dívida tarifária, sugere o CT que a ERSE promova, de forma coordenada com as instâncias competentes, uma partilha e divulgação pública mais alargada sobre quais os pressupostos, mecanismos e instrumentos previstos para a sua eliminação a prazo, garantido desta forma a sustentabilidade do Setor Elétrico Nacional.
8. É entendimento do CT que, o conhecimento antecipado de alternativas a serem utilizadas, em caso de desalinhamento dos mencionados pressupostos ⁽⁵⁾, são condição essenciais, e legítimas, para o encontro de uma arquitetura participada e equitativa da sustentabilidade das medidas corretivas da dívida tarifária, face à economia e às famílias.

E - Evolução do consumo e do número de consumidores

1. O CT verifica que as previsões da ERSE quanto à evolução do consumo para 2014, se apoia em dados atuais, considerando as previsões macroeconómicas mais recentes e a própria informação justificada pela EDP Distribuição e pela REN evitando-se deste modo desvios a recuperar posteriormente, acrescidos de juros.
2. O CT verifica, igualmente, que as previsões da ERSE relativamente à evolução do número de consumidores para 2014 encontram-se ajustadas à realidade atual e às perspetivas de crescimento da situação económica.
3. O CT não deixa no entanto de sublinhar que quando da fixação dos parâmetros para o triénio 2012-2014 a projeção dos consumos foi significativamente otimista.

F - Regiões Autónomas - Convergência Tarifária 2009

1. A compensação tarifária referente a 2009 para a EDA e EEM, contemplava a afetação do montante de 50 milhões de euros, referente ao valor do equilíbrio económico-financeiro, pago pelos centros electroprodutores hídricos (previsto no artigo 92º do Decreto-Lei nº 226-A/2007), à estabilização das tarifas de energia elétrica, nomeadamente ao pagamento de parte dos custos com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e o Continente,

⁽⁵⁾ Tal como ocorreu com o 2º pacote de medidas definido no âmbito da 7ª/8ª avaliação do MoU com a Troika.

em conformidade com o despacho do Ministro da Economia e Inovação, de 3 de outubro de 2008.

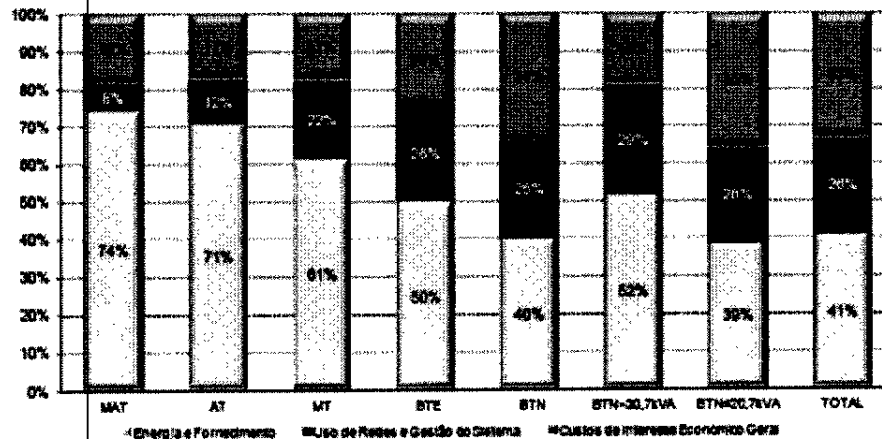
2. O referido despacho ministerial previa que o pagamento do montante ocorreria, até 31 de Janeiro de 2009, tendo o Conselho Tarifário tomado conhecimento, em 2010, que ainda não havia sido efetuada a transferência do valor previsto para a REN. Mais uma vez, constata o CT que até à presente data, esse pagamento ainda não foi efetuado pelo que também não se efetuaram ainda as transferências desse montante para as empresas reguladas das Regiões Autónomas, como é do conhecimento da ERSE.
3. O CT salienta que na sequência da questão levantada nos seus pareceres dos 3 anos transatos, a ERSE tem reconhecido de uma forma reiterada a sua concordância quanto ao ponto de vista do CT, e ainda que: *"(...) reconhece que o mesmo pode ter um impacto negativo no equilíbrio económico-financeiro das empresas insulares. A resolução desta situação seria benéfica para todo o sistema. As empresas reduziriam o seu custo de financiamento, o que teria um reflexo positivo nos custos suportados pelo sistema elétrico."*
4. Constata-se no entanto, que durante ano de 2011, as empresas insulares foram obrigadas a devolver ao sistema elétrico nacional o excedente tarifário apurado em 2009, equivalente ao montante de 50 milhões de euros, não recebido, acrescido dos respetivos encargos financeiros.
5. O CT sublinha, adicionalmente, que também de uma forma repetida a ERSE tem referido que: *"(...) Nesta matéria a ERSE limitou-se a dar cumprimento ao despacho do senhor Ministro da Economia e da Inovação de 3 de outubro de 2008."*
6. Ora, à semelhança dos anos transatos e, reconhecendo uma vez mais o impacto muito negativo desta situação no equilíbrio económico-financeiro da EDA e da EEM, o CT recomenda que a ERSE continue a efetuar diligências para uma maior sensibilização na execução das medidas legislativas aplicáveis ao setor elétrico, alertando, nomeadamente, para o impacto da evolução destes custos.
7. Neste sentido, o CT reitera novamente a sua recomendação de que a ERSE, no âmbito das suas atribuições, tome a iniciativa de diligenciar junto do Ministro do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia no sentido de ser entregue ao sistema elétrico nacional, durante o ano de 2014, o montante de 50 milhões de euros em dívida, por forma, a que este fator não tenha impacto no equilíbrio económico-financeiro das empresas insulares, assim como no avolumar de custos do setor energético.

G – Tarifas de acesso

1. As tarifas de acesso encontram-se incluídas no preço final a pagar pelo cliente tendo maior ou menor peso conforme o tipo de consumidor. Assim, para os clientes fornecidos no CUR em MAT, AT e MT a componente das tarifas de acesso variam entre 26% e 39%. Nos clientes fornecidos em BTE e BTN variam entre 48% e 61%, conforme gráfico abaixo:

[Handwritten signature]

Figura 7-36 - 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



Fonte: ERSE

2. Como se verifica do quadro junto, a parte mais importante do custos das tarifas de acesso, é devida aos CIEGS, representando na BTN entre 39% na BTN > 20,7 kVA, 58% na BTN < 20,7 kVA e 71% na MAT, das tarifas de acesso, pelo que se revela 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 2014.

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / tarifas de acesso)	% (tarifas de acesso / tarifas transitórias do CUR)
MAT	71%	26%
AT	59%	29%
MT	44%	39%
BTE	49%	50%
BTN > 20.7 kVA	39%	48%
BTN ≤ 20.7 kVA	58%	61%

3. A ERSE prevê uma redução global dos consumos de 1,9%⁶ relativamente ao previsto para 2013, o que contribui também de forma correspondente para o aumento das tarifas de acesso, pela repartição dos custos por um quantitativo menor de energia fornecida.
4. Na evolução dos consumos previstos pela ERSE por nível de tensão, verifica-se haver diminuição na MT, BTE e BTN, respetivamente de -2,3%, -3,9% e -1%, sendo que o consumo previsto aumenta na AT e MAT, respetivamente 1,4% e 26,5%.

⁶ conforme indicado no quadro 0-14 da página 21 da proposta

Handwritten signature and initials in the top right corner.

Handwritten signatures and initials in the top right corner.

CONSELHO TARIFÁRIO

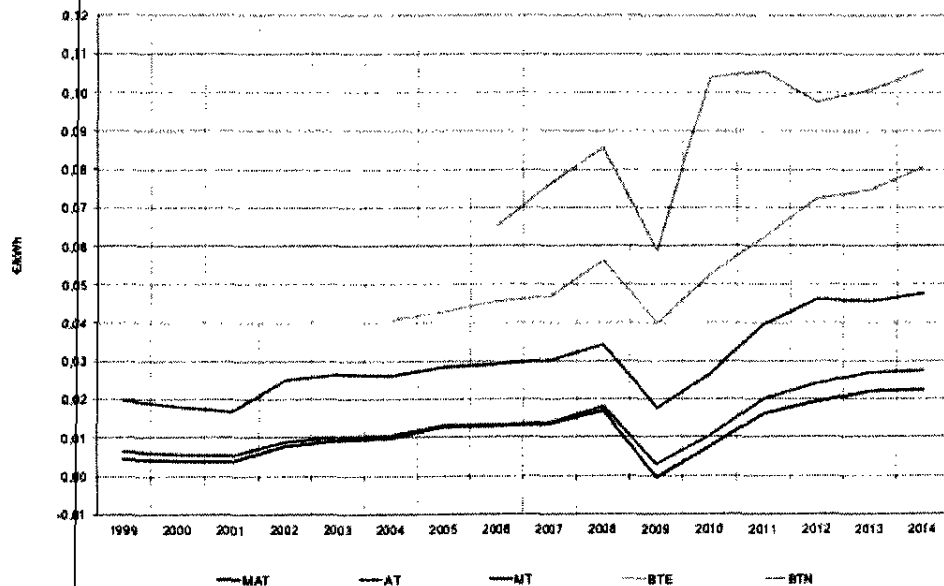
a) Evolução das tarifas de acesso

1. A proposta enviada ao CT pela ERSE apresenta um aumento das tarifas de acesso, que segundo a própria ERSE é em 2014 de 6,3%, afetando os diferentes níveis de tensão do seguinte modo:

MAT	AT	MT	BTE	BTN
3,6%	3,6%	5,8%	9,2%	6,4%

2. Esta proposta de tarifas de acesso continua um ciclo de aumento sistemático sendo mesmo afirmado pela ERSE que “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 10,6%, 9,7%, 5,7%, 6,3% e 5,5%, respetivamente, a preços constantes de 2013”.

**Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços constantes de 2013)**



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	%	
MAT	real	100	88	83	109	204	217	288	287	298	374	-19	388	381	433	487	488	398%
	nominal	100	91	80	147	235	254	343	354	380	482	30	217	475	568	852	875	876%
AT	real	100	89	83	141	182	187	288	211	229	288	48	184	222	288	430	438	338%
	nominal	100	91	88	157	185	198	280	281	279	388	82	214	434	506	674	695	485%
MT	real	100	91	88	127	134	130	144	147	182	174	88	134	201	234	231	241	141%
	nominal	100	84	91	141	153	155	172	182	193	224	118	178	285	307	308	327	227%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	108	111	118	137	88	128	182	177	183	187	87%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	227	127%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	100	117	131	137	88	180	182	188	183	183	83%
	nominal	-	-	-	-	-	-	100	120	137	137	85	170	173	158	168	178	74%

3. Consta-se, assim, que as tarifas de acesso continuam a aumentar desde 2010, com os inerentes efeitos negativos nas empresas e famílias, que se encontram em dificuldades e têm que no mesmo período reduzir os seus próprios custos.

[Handwritten signatures and initials]

b) Gestão da procura pela modulação das tarifas

1. A proposta de tarifas para 2014, aumenta a remuneração em horas de ponta em 16, 21, 26 e 38% e em horas de cheias em 12, 18, 23 e 36%, respetivamente em AT, MAT, MT e BTE, sendo que em vazio e supervazio os aumentos são na ordem dos 7% para a MAT e MT, entre 0 e 1% para a AT e 18% para a BTE.
2. Verifica-se, ainda, que na BTN > 20kVA, as tarifas de acesso não aumentam em horas de ponta, diminuem 7% em horas cheias e modula, diminuindo 23% em horas de vazio.
3. Na BTN ≤ 20kVA e > 2,3kVA em Bi horário, modula aumentando 24% fora de vazio e 42% em vazio. A tarifa tri-horaria aumenta mais em vazio que em ponta o que vai em sentido contrário dos restantes.
4. Verifica-se também um aumento significativo do termo de potência consumida em horas de ponta, com especial incidência nos níveis de tensão mais elevados, respetivamente de 8,3%, 6,3% e 2,1% em MAT, AT e MT.

PROPOSTA DE EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES					
MAT			2013	2014	
	Potência Contratada	€/kW.mês	0,957	0,62	-35%
	Potencia em horas de ponta	€/kW.mês	1,678	1,81	8%
I,IV	Horas de ponta	€/KWh	0,0197	0,023	21%
	Horas cheias	€/KWh	0,0176	0,020	18%
	Horas de vazio normal	€/KWh	0,0135	0,014	7%
	Horas de super vazio	€/KWh	0,0134	0,014	7%
II,III	Horas de ponta	€/KWh	0,0196	0,023	21%
	Horas cheias	€/KWh	0,0176	0,020	18%
	Horas de vazio normal	€/KWh	0,0135	0,014	7%
	Horas de super vazio	€/KWh	0,0135	0,014	7%
AT			2013	2014	
	Potência Contratada	€/kW.mês	0,843	0,491	-42%
	Potencia em horas de ponta	€/kW.mês	4,536	4,83	6%
I,IV	Horas de ponta	€/KWh	0,0226	0,0262	16%
	Horas cheias	€/KWh	0,0202	0,0227	12%
	Horas de vazio normal	€/KWh	0,0148	0,0149	1%
	Horas de super vazio	€/KWh	0,0146	0,0146	0%
II,III	Horas de ponta	€/KWh	0,0226	0,0261	15%

	Horas cheias	€/KWh	0,0202	0,0227	12%
	Horas de vazio normal	€/KWh	0,0149	0,0150	1%
	Horas de super vazio	€/KWh	0,0148	0,0148	0%
	MT		2013	2014	
	Potência Contratada	€/kW.mês	1,427	1,057	-26%
	Potência em horas de ponta	€/kW.mês	8,753	8,933	+2%
I,IV	Horas de ponta	€/KWh	0,0268	0,0338	26%
	Horas cheias	€/KWh	0,0236	0,0290	23%
	Horas de vazio normal	€/KWh	0,0150	0,0160	7%
	Horas de super vazio	€/KWh	0,0144	0,0153	6%
II,III	Horas de ponta	€/KWh	0,0266	0,0335	26%
	Horas cheias	€/KWh	0,0237	0,0291	23%
	Horas de vazio normal	€/KWh	0,0151	0,0162	7%
	Horas de super vazio	€/KWh	0,0148	0,0156	5%
	BTE		2013	2014	
	Horas de ponta	€/KWh	0,0354	0,0488	38%
	Horas cheias	€/KWh	0,0311	0,0423	36%
	Horas de vazio normal	€/KWh	0,0187	0,0221	18%
	Horas de super vazio	€/KWh	0,0169	0,0199	18%
	BTN > 20,7kVA		2013	2014	
	Horas de ponta	€/KWh	0,1912	0,1919	0%
	Horas de cheia	€/KWh	0,0643	0,0595	-7%
	Hora de vazio	€/KWh	0,0199	0,0154	-23%
	BTN ≤ 20,7kVA e > 2,3 kVA		2013	2014	
	Bi hor. Fora de vazio	€/KWh	0,0908	0,1129	24%
	Bi hor. De vazio	€/KWh	0,0252	0,0359	42%
	Tri hor ponta	€/KWh	0,1864	0,2239	20%
	Tri hor cheia	€/KWh	0,0588	0,0877	49%
	hora de vazio	€/KWh	0,0252	0,0359	42%

5. Nas condições referidas, a presente proposta vem incentivar a modulação dos consumos, através dum maior aumento dos custos, em horas de ponta e cheias, do que em vazio e supervazio, o que é positivo para o SEN, na medida em contribuem para o objetivo de aumento da procura em horas de menor consumo nacional, possibilitando:

- Diminuir os custos para o SEN, por atenuar o consumo em horas de ponta e cheia,
- Encaixar melhor o consumo da produção renovável, essencialmente eólica, pelo sistema elétrico durante os períodos de vazio e supervazio.



H - Tarifa social de energia elétrica (TSEE) e apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE)

Tendo em conta que:

1. Se tem verificado um crescente incremento dos custos energéticos e, por outro lado, a intenção de prosseguir o aprofundamento da liberalização do mercado elétrico, e que isso justifica por si só a adoção de medidas concretas de proteção dos consumidores economicamente mais vulneráveis, em linha com o estabelecido na diretiva nº 2009/72/CE, de 13 de Julho, relativa ao mercado interno de eletricidade;
2. Uma das formas possíveis de proteger os consumidores vulneráveis face à sua insuficiência económica, será garantir o acesso do fornecimento de energia elétrica a preços socioeconomicamente equitativos, independente de quem seja o prestador de serviço;
3. No decreto-lei nº 138-A/2010, de 28 de dezembro, que criou a tarifa social de fornecimento de energia elétrica estabelece-se que os beneficiários do Complemento Solidário para Idosos, do Rendimento Social de Inserção, do Subsídio Social de Desemprego, do primeiro Escalão do Abono de Família (crianças e jovens) e da Pensão Social de Invalidez são considerados consumidores economicamente vulneráveis e poderão usufruir da tarifa social de eletricidade.
4. Por determinação do decreto-lei nº 138-A/2010, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada.
5. O decreto-lei nº 102/2011, de 30 de dezembro, que aprovou o regime legal aplicável ao apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE), visa complementar a própria tarifa social. Cabe ao comercializador efetuar a verificação das condições de elegibilidade para beneficiar da tarifa social e do ASECE, após a respetiva solicitação do consumidor junto dos serviços das instituições de Segurança Social competentes;
6. Face ao atual quadro socioeconómico existente será expectável o aumento da população alvo potencial da medida de política social configurada pela Tarifa Social e pelo ASECE.
7. Assim, e considerando a Revisão do regime da tarifa social em 2013 decorrente do art.º 11º do decreto-lei nº 138 A/2010, o CT considera que:
 - a) Os custos com a tarifa social devem continuar a não ser considerados nos proveitos permitidos com os CAE e com os CMEC associados nos preços e tarifas suportadas pelos consumidores em geral.
 - b) Os valores das tarifas sociais de acesso e de último recurso às redes a vigorar em 2014 se deverão manter ao nível das que são praticadas no ano de 2013, sem qualquer incremento.
 - d) Deve ser eliminada a burocracia relativa à atribuição e aplicação das tarifas sociais através duma política mais estruturada, que olhe para as necessidades básicas essenciais de uma forma mais integrada.
 - e) As informações aos consumidores devem ser reforçadas e obrigatórias, para evitar a exclusão de famílias com baixo rendimento, com menor nível de educação, sem acesso a meios informáticos, idosos e outros.

[Handwritten signature]

- f) A fluidez no processo com vista a avisar, comunicar, esclarecer e divulgar, nomeadamente os clientes economicamente vulneráveis, deve ser incrementada através do apoio, entre outras, das Câmaras Municipais, das Juntas de Freguesias ou Agências de Energia e Ambiente, articulando junto da segurança social a possibilidade desta prestar informação aquando da atribuição das prestações sociais aos seus beneficiários sobre o direito ao acesso à tarifa social e ASECE.
- g) É necessário identificar as razões pelas quais se ficou tão distante da previsão original da ERSE (adesão / baixa capacidade de influência no meio social), se o universo estava corretamente conhecido.
- h) Devem ser criados mecanismos que garantam a existência de prazos mais alargados para a suspensão em caso de não pagamento do consumo de energia elétrica.
- i) Os relatórios de aplicação da ASECE a existirem, devem ser públicos, nomeadamente os relativos aos três meses de 2011, do ano de 2012 e primeiro semestre de 2013 (fluxos financeiros / Segurança Social).
8. O CT recomenda, ainda, que se observe a realidade das tarifas sociais, à luz do atual e previsível contexto socioeconómico e que a revisão do regime da tarifa social repondere as condições de acesso e o perfil dos consumidores elegíveis face a tal enquadramento.

I – Proposta de revisão de incentivos

1. A ERSE inclui na sua proposta, uma proposta de revisão de incentivos à eficiente gestão dos CAE e uma proposta de revisão do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂
2. O CT defende que a estabilidade regulatória é um princípio de enorme relevo pelo que, as alterações extraordinárias de parâmetros ou revisões de inventivos devem encontrar-se particularmente bem justificadas.
3. No caso concreto, sendo o ano 2014 o último ano dum período de regulação e preparando-se, previsivelmente, para esse ano a revisão mais profunda do RT que antecede o novo triénio regulatório, o CT questiona a oportunidade das revisões propostas. Sem prejuízo entende apresentar as seguintes observações:

a) Proposta de revisão de incentivos à eficiente gestão dos CAE

1. Os incentivos à eficiente gestão dos CAE foram alterados para o presente período de regulação 2012-2014 através da Diretiva n.º 7/2011 da ERSE a qual procedeu à alteração do despacho n.º 11 210/2008, de 17 de Abril, eliminando o incentivo I₂, incentivo à eficiente contratação do gás natural consumido na central da Turbogás e alterando os limites dos dois incentivos que se encontram em vigor, I₁, incentivo à eficiente oferta da energia da central da Turbogás e I₃, incentivo à otimização da produção da central da Tejo Energia.



2. A ERSE propõe uma metodologia que agrega a gestão das duas centrais num mecanismo comum. Importa referir que a central da Turbogás, devido às obrigações contratuais resultantes do Acordo Geral de Consumos (cláusula *take or pay*), tem que consumir anualmente quantidades mínimas de gás mesmo em condições adversas de mercado o que conduz a margens operacionais negativas, conforme referido no próprio documento da ERSE.

3. O CT recomenda que o incentivo na zona de margem negativa, (onde se tem operado nos últimos anos devido aos preços do gás) deve ser proporcional à minimização dos custos para o sistema.

b) Proposta de revisão do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂

1. No caso do incentivo à eficiente gestão das licenças de emissão de CO₂, estabelecido através do despacho n.º 11 210/2008, de 17 de Abril e revogado pela Diretiva n.º 1/2013 da ERSE, com efeitos a partir de 6 de dezembro de 2012, a alteração regulamentar ocorrida justifica a oportunidade da introdução.

2. As opções para plataforma de negociação em mercado, são a European Energy Exchange (EEX) e a Intercontinental Exchange (ICE), propondo a ERSE, para adoção como mercado de referência, para a EDA e a EEM, a EEX. Atendendo a que o gráfico 5-3, que consta na Proposta de Revisão do Mecanismo de Otimização da Gestão das Licenças de CO₂ do Setor Elétrico, não permite deduzir sobre a liquidez da ICE, o CT sugere que se evidencie com maior clareza, a liquidez do mercado secundário, de ambas as plataformas, a EEX e a ICE, já que parece ter sido este o critério para a seleção da Bolsa de referência, para as empresas insulares.

3. Conforme é referido na Proposta de Revisão do Mecanismo de Otimização da Gestão das Licenças de CO₂ do Setor Elétrico, quer a EDA, quer a EEM terão de adquirir licenças para dar cumprimento às suas obrigações no âmbito do CELE, no entanto tendo em consideração os volumes de transação estimados, não se antevê a obtenção de efeitos de escala significativos, nas transações que se realizem. Justamente, por este efeito, é de admitir que estas empresas terão certamente custos acrescidos se acedessem diretamente à Bolsa.

4. A determinação dos custos de transação, indicia que quer a EDA quer a EEM, estão ou irão estar registadas como membro de uma das Bolsas, facto que não corresponde à realidade, pelo que, o CT questiona se os limites máximos previstos no ponto 5.4 da proposta de revisão do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂, contemplam a situação em que a transação de licenças de emissão de CO₂, seja realizada em mercado secundário.

II - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário entende que a proposta apresentada pela ERSE deverá ter em conta as preocupações e recomendações que antecedem.

[Handwritten signature]
12/10/10

Em 15 de novembro de 2013, o parecer que antecede foi votado na GLOBALIDADE (COM EXECUÇÃO DOS PONTOS COM VOTAÇÃO DIFERENCIADA NOS TEMAS tendo sido das declarações de voto anexas

APROVADO POR MAIORIA

com a seguinte votação:

Votos a favor:

CONSELHO TARIFÁRIO ML - ~~ML~~ CONFORME DECLARAÇÃO E VOTO ANEXO VII
 COOPASA DECO/UBC/FENACOOP/GCHAF, AT, MT - (Preenchimento) excepto pt 746 e H.7h.
 UBC - Anexo I
 Representante AT/MAT - Anexo II
 ANMP - Anexo III
 Fenacoop - Anexo IV
 Eda, Anexo V, A.6 f) g) i), B, E, F, I
 SDF-SU; ZDF/distribuição, CFE, ~~representantes (queixos)~~
 queixos em p-los B, E, F, I e A.6 alíneas f) g) i) Anexo VIII
 DECO, Anexo IX
 Representante Verdeira Anexo IX
 ESTI, Anexo XII, pontos A.6 f) g) i), B, E, F, I
 REN, Paula Alexandra nos seus termos, excepto H.7.a) conforme anexo XVI
 Maria Antónia, com excepção pontos B4 e A6g) e no que se refere ao ponto A6g) e voto contra o ponto B4 nos termos da declaração de voto que é o Anexo XIV

B
 B

Votos contra:

CONFIRME DECLARAÇÃO DE VOTO

comercialização ML - ~~USA~~
 UGC - Anexo I
 Representante AT/MT - Anexo II, ponto 6/1 - man. yufe
 Eruacoop - Anexo IV, A) e B)
 EDA, Anexo V, ponto H 7 a)
 EPP distribuição, Serviço universal, comercializados, CEVE
 Anexos VII e Anexo VIII
 DERO, comunidades isoladas, declaração conjunta Anexo IX
 quanto a ponto B e I
 ZEM, ponto H 7 a), Anexo XII
 Ren. Paula Almeida pelo senhor Almeida, conforme
 anexo XI
~~USA~~ ponto B4

Abstenções:

Voto de qualidade:

COOPADA DECO/UGC/ERUACOOP/66 MAT; AT; MT - pontos H 7 b) e 7 h)
 UGC - Anexo I
 AUMP - Anexo III, ponto 1)
~~ERUACOOP - Anexo IV, A) e B), distribuição~~
 Anexo II, EDA
 EPT, Anexo XII
~~USA~~ Anexo XIV, ponto A b) g)

O parecer que antecede tem ~~dezoito~~ (18) páginas, incluindo as destinadas à votação e assinaturas dos Membros do Conselho Tarifário e integra ainda os seguintes anexos:

quinze anexos, de I a XIV, e dezoito sentenças de voto e declaração de voto.

CONSELHO TARIFÁRIO

Alfredo Rocha	Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (UGC)	ANEXO I (ANEXO II) Recursos UGC
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 II
Artur Trindade	Representante da Associação Nacional Municípios - (ANP)	ANEXO III
Demétrio Alves	Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (FENACOOOP)	ANEXO IV
Eduardo Quinta Nova	Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	
Fernando Ferreira	Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)	ANEXO V
Francisco Rueda	Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre - (ENDESA)	ANEXO VI
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, ANEXO VIII
Carlos Costa	Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (Cooperativa Vale d'Este)	ANEXO VII, ANEXO VIII
Joaquim Correia Teixeira	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (EDP-Distribuição)	ANEXO VIII, ANEXO VIII
Maria Cristina Portugal	Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 212/2012 de 25 de setembro de 2012	ANEXO IX
Maria Manuela Moniz	Representante cooptado entre as associações de defesa dos consumidores e os representantes dos consumidores de eletricidade em MAT, AT e MT.	ANEXO X
Nuno Gomes	Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira - ACM representação assegurada pela - (DECO)	ANEXO IX
Patrícia Carolino	Representante da Direção-Geral do Consumidor - (DGC)	ANEXO X
Paula Almeida	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	ANEXO XI
Rui Vieira	Representante das empresas do sistema elétrico da região Madeira - (EEM)	ANEXO XII
Vítor Machado	Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (DECO)	ANEXO IX, ANEXO XIII

A U.G.C. – União Geral de Consumidores, vota Favoravelmente e na sua Globalidade o parecer do Conselho Tarifário, sobre " Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2014 ", excepto:

. voto " CONTRA " :

A

B

D / 1

" ABSTENÇÃO " nos pontos :

I

O presente parecer do Conselho Tarifário incide sobre um vasto leque de documentação preparada pela Entidade Reguladora (ERSE) . Por considerar que os seus conteúdos visam inclusive e unicamente uma fixação de parâmetros favorecendo algumas Entidades (entende-se aumento de variação tarifária proposta e busca de maior financiamento junto dos consumidores) sem atender ao necessário equilíbrio com os legítimos interesses dos consumidores.. Assim, não só as Empresas sofrem as dificuldades financeiras, também as famílias portuguesas, consumidoras de energia eléctrica , enfrentam uma grave crise , com uma forte redução do rendimento disponível. É simplesmente imoral, vir exigir aos consumidores que suportem o risco de financiamento do fundo de maneo das mesmas.

Sem uma intervenção legislativa de fundo no que respeita ao CIEGs, o SEN se tornará insustentável a muito curto prazo. Considera-se imprescindível aprovação e promulgação, no mais curto prazo de legislação adequada.

Os valores em dívida de 2012, não se encontram consolidados no mapa de dívida publicado no documento proveitos do respectivo ano, contudo o serviço da dívida ,corresponde :

- Cogeração.....80
- Mapa dívida.....188
- Diferimento PRE.....0
- Diferimento CMEC.....0

Unid :Dez à sexta EUR

Exma. Sr^a. Presidente do Conselho Tarifario

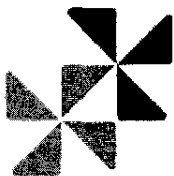
Dr^a Maria Cristina Portugal

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 eléctrica**, relativo à proposta de tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2014, com exceção do afirmado no primeiro paragrafo do ponto G - Tarifas de Acesso, em que são indicados valores percentuais relativos ao peso das tarifas de acesso, no peso total dos custos de energia, com base em valores do CUR para a MAT, AT E MT. Os valores indicados não são corretos, porque não existem consumidores em MAT no CUR e portanto os valores assim determinados, não são aplicados a esses clientes. Também na AT e MT não estão no CUR respetivamente mais de 95 e 90% dos consumidores, pelo que aqueles valores não são significativos, não correspondendo à realidade para a grande maioria dos consumidores desses níveis de tensão.

Consideramos ser ainda de referir, que:

1. Os valores de aumento das tarifas de Acesso indicados pela ERSE, para os consumidores em MAT, AT e MT, são inferiores aos verificados para um conjunto importante de empresas, em grande parte exportadoras e tendo de competir em mercado global, cujos aumentos propostos são, em média, superiores a 5%, e tiveram aumentos acumulados desde 2010 entre 300% e 400%
2. O aumento continuado das tarifas de acesso retira competitividade às empresas, num momento em que o seu posicionamento no mercado lhes impõe reduções acentuadas de custo. Nestas condições importa ponderar, de que modo se devem baixar as tarifas de acesso e não continuar no seu progressivo aumento.
3. Importa ainda encontrar soluções, que eliminem algumas contradições verificadas, como por exemplo:
 - Quando se reduz o consumo, pela aplicação de medidas de maior eficiência, os preços da energia subam, constituindo um ónus a melhoria conseguida.
 - Que a rigidez dos custos incorporados nas tarifas de acesso da energia eléctrica façam com que as mesmas evoluam de modo contrário ao normal em qualquer mercado, vistos os preços aumentarem quando o consumo (e portanto a procura) diminui.
4. A revisão regulamentar e correspondente redefinição de parâmetros para o período regulatório 2015-2017, deve ser uma oportunidade que permita reduzir os custos integrados na tarifa e melhorar a sustentabilidade do próprio SEN, numa perspetiva de desenvolvimento económico, única forma de superar as atuais dificuldades do sistema.

António Moreira Cavalheiro
Lisboa, 15/11/2013



ASSOCIAÇÃO NACIONAL
MUNICÍPIOS
PORTUGUESES

Anexo III

Exma Senhora
Dra. Maria Cristina Portugal
Presidente do Conselho Tarifário da ERSE

Informo V. Exa. que voto favoravelmente o parecer na sua globalidade,
com a abstenção do Ponto I.

Artur Trindade
Secretário-Geral da
Associação Nacional de Municípios Portugueses



FEDERAÇÃO NACIONAL DAS COOPERATIVAS DE CONSUMIDORES, FCRL

Anexo IV

Voto e declaração acerca da Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros
Serviços em 2014

Face à proposta que a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) enviou ao Conselho Tarifário (CT) e tendo em conta o Parecer preparado por este Órgão, votamos favoravelmente na generalidade, sendo que relativamente às partes A) e B) o sentido de voto específico é negativo.

Declaração de Voto

Considera-se, não obstante o voto favorável global, que este parecer do CT deveria ter registado uma opinião crítica ainda mais explícita face aos preocupantes e continuados aumentos dos preços e tarifas da eletricidade praticados em Portugal, que vêm tendo impactes negativos muito significativos na competitividade económica e no bem-estar das famílias, tendo em conta a taxa de esforço comparada que lhes é exigida, isto num referencial europeu.

O equilíbrio, equidade e sustentabilidade socio-económica de todo o sistema elétrico português e do seu entorno económico, financeiro e social, constitui motivo de grande preocupação não compaginável com sucessivas intervenções dilatórias conjunturais.

Do nosso ponto de vista a opção por introduzir, à força, a liberalização e as regras de mercado, como expressão, não de racionalidade técnico-económica do setor elétrico, mas de uma vontade ideológica e errática, que foi praticada em Portugal também no seguimento de diretivas europeias, está, agora, começando a demonstrar a sua desadequação à realidade económica e social portuguesas.

O representante da FENACOOP

Demétrio Alves

Av. SANTOS DUMONT N.º 57, 2.º Esq. 1050-202 LISBOA * PORTUGAL

TELEF.: (351) 265 799 059 * (351) 265 799 087 FAX: (351) 265 701159
E-MAIL: fenacoop@consumo-pt.coop * WEB SITE: www.consumo-pt.coop.
CONTRIBUINTE IR: 500821070 * CAPITAL SOCIAL: VARIÁVEL NO MÍNIMO DE 2 500 EURO

EDA

Electricidade dos Açores

**Declaração de voto do representante da EDA, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE
sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços
em 2014"**

O representante da EDA, S.A. **abstém-se na globalidade**, sobre o Parecer do Conselho Tarifário relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2014", por considerar que o mesmo se focaliza de forma desadequada em aspetos que ultrapassam, quer as competências do Conselho Tarifário (como sejam as opiniões sobre a política energética do País), quer o âmbito das questões diretamente controláveis pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Apesar do voto de abstenção na globalidade, ao Parecer sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2014", votam-se:

- **favoravelmente** os pontos A6 f), g), i), B, E, F e I,
- **contra** o ponto H7 a).

Ponta Delgada, 15 de novembro de 2013

Fernando Manuel Rodrigues Ferreira

Declaração de voto ao

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento

“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2014”

Em complemento, e apesar do Parecer não apresentar propostas ou recomendações sobre o documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2014”, o representante dos comercializadores em regime de mercado Livre (Endesa) **vota favoravelmente os pontos B, E, F e I** referentes aos incentivos propostos de forma autónoma pela ERSE ou a questões estruturais com impacto relevante no equilíbrio económico-financeiro das empresas bem como **as alíneas f) g) i) do ponto A.6.**

Finalmente, destaca-se o impacto negativo que o preço da componente da energia na BT pode ter na confiança no mercado liberalizado.

Lisboa, 15 de Novembro de 2013

Conselheiros ML -

A handwritten signature in black ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke, positioned to the right of the text 'Conselheiros ML -'.

Declaração de voto ao

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento

"Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2014"

Os representantes das seguintes empresas - comercializador de último recurso de electricidade que atua no território do continente (EDP - Serviço Universal), entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de electricidade em AT/MT (EDP-Distribuição), comercializadores de electricidade em regime livre (ENDESA) e entidades concessionárias de distribuição de electricidade em BT (Cooperativa Vale d'Este) - votam **CONTRA** na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2014".

Considera-se que o Parecer em causa é desadequado aos fins a que se destina, porquanto:

1. Contém erros e omissões graves do ponto de vista técnico e factual no que respeita ao diagnóstico que efectua;
2. Não se foca numa análise técnica e objectiva do documento de Proposta de Tarifas e Preços, preferindo, ao invés, extravasar largamente a sua esfera de competências e tecer considerações subjectivas e não suportadas.
3. É, na sua generalidade, desprovido de "conselhos" (afinal, deveria tratar-se de um documento supostamente elaborado por "Conselheiros"), propostas ou sugestões úteis que possam servir de apoio e orientação à ERSE no âmbito da prossecução das funções que lhe estão legalmente atribuídas.
4. É um documento fértil em opiniões sobre política energética, política industrial e política social, sem suporte de análises objectivas e quantificadas.

Assim, os representantes das empresas acima identificadas não se revêem na forma e no conteúdo da globalidade do Parecer, que se limita a formular um conjunto de opiniões e juízos que, para além de subjectivos e descontextualizados, estão claramente fora do âmbito de competências do Conselho Tarifário da ERSE.

Lisboa, 15 de Novembro de 2013

Edp Serviço Universal - *[assinatura]*
Edp Distribuição - *[assinatura]*
CEVE - COOP ELÉCTRICA DO VALE D'ESTE
Comercializadores LU - *[assinatura]*

Declaração de voto ao

Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento

"Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2014"

Em complemento, e apesar do Parecer não apresentar propostas ou recomendações sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2014" os representantes das seguintes empresas - comercializador de último recurso de electricidade que atua no território do continente (EDP - Serviço Universal), entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de electricidade em AT/MT (EDP-Distribuição) e entidades concessionárias de distribuição de electricidade em BT (Cooperativa Vale d'Este) votam favoravelmente os pontos B, E, F e I referentes aos incentivos propostos de forma autónoma pela ERSE ou a questões estruturais com impacto relevante no equilíbrio económico-financeiro das empresas bem como as alíneas f) g) i) do ponto A.6. .

Lisboa, 15 de Novembro de 2013

Edp Serviço Universal - *Antonio Jose Augusto da Silva Pinheiro*
Edp Distribuição *João Paulo Nunes*
COE - COOP. ELÉCTRICA DO VALE D'ESTE - *W*



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 2014” apresentada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

A DECO votou favoravelmente o parecer, na sua globalidade, com exceção dos pontos a seguir apresentados onde expressa o seu voto CONTRA:

- *B – Liberalização de mercados*
- *I – Proposta de revisão de incentivos, alínea a) Proposta de revisão de incentivos à eficiente gestão dos CAE*

Por considerar que os seus conteúdos não asseguram, na plenitude, a defesa dos interesses dos consumidores.

No que diz respeito ao ponto “B – Liberalização de mercados”, não obstante algumas considerações serem assertivas, nomeadamente os seus pontos 7 e 8 relativos à determinação do chamado “fator de agravamento”, a DECO não concorda com a imagem genérica transmitida sobre a liberalização de mercados, muito em particular não subscreve o seu ponto 4 e ponto 6, alínea a).

O ponto 4 infere não haver uma metodologia clara para a dinamização do mercado o que levou a uma prorrogação sucessiva de prazos para extinção das tarifas reguladas. Ora, para além de não ser explicitado que metodologia teria sido melhor alternativa, entende a DECO que a liberalização e seus respetivos prazos não podem ser um objetivo em si mesmo pelo que devem ser adaptados às condicionantes e necessidades imperiosas da nossa realidade, especialmente no contexto atual. A prossecução da liberalização do mercado só pode avançar em condições de real concorrência e alternativas competitivas, com ganhos efetivos, para os consumidores face ao vigente mercado regulado. Também rejeita liminarmente a assunção expressa na alínea a) do ponto 6, onde se exprime a necessidade de repercussão na tarifa dos custos reais de comercialização do CUR. Trata-se da mais elementar negação da função própria da Regulação que é a de somente reconhecer nas tarifas os custos que se obteriam em contexto de eficiência (ou de acordo com metas pre-estabelecidas de ganhos de eficiência). Acreditamos que esse estágio de eficiência na atividade do CUR não está garantido pelo que apoiamos a decisão da ERSE de continuar a pressionar no sentido de uma redução dos custos de funcionamento da regulada.

Também considera a DECO que o presente capítulo prospetivo à liberalização dos mercados é omissivo quanto à necessidade urgente de dar cumprimento ao disposto no Decreto-Lei 215 – B/2012, artigo 58º, que define e institui a figura de um “Operador logístico de mudança de comercializador”. O mercado e os consumidores necessitam realmente de um “operador logístico de mudança de comercializador (...) independente nos planos jurídico, organizativo e da tomada de decisões relativamente a entidades que exerçam atividades no âmbito do SEN e estar dotado dos recursos, das competências e da estrutura organizativa adequados ao seu funcionamento como fornecedor dos serviços associados à gestão da mudança de comercializador” (alínea 2, artigo 58º).

No que diz respeito ao ponto “1, alínea a)”, a ERSE propôs a revisão dos incentivos à gestão eficiente dos CAE, o 11, incentivo à eficiente oferta da energia da central da Turbogás e 13, incentivo à otimização da produção da central da Tejo Energia, justificando com a alteração resultante da renegociação dos contratos de aquisição de gás da central Turbogás, em regime de take-or-pay.

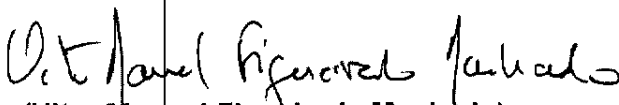
É do nosso entender que a alteração contratual, externa aos incentivos da proposta, permitiu à REN Trading obter uma remuneração mais elevada através do mecanismo dos incentivos, sem que tenha existido uma melhoria efetiva da eficiência na gestão da oferta da central Turbogás. Por este motivo, embora seja muito favorável, para o sistema elétrico e os consumidores, a renegociação dos contratos take-or-pay, consideramos a proposta da ERSE de revisão do mecanismo dos incentivos correta uma vez que repõe o equilíbrio gerado pela alteração contratual.

A DECO rejeita, portanto, a proposta apresentada de aumento do incentivo na zona de margem negativa. De referir que nos documentos da proposta de revisão, as próprias previsões da ERSE estimam ser possível a REN Trading chegar perto do incentivo máximo, com condições que se verificaram em mercado durante o ano de 2013.

Findo o período estipulado na renegociação das quantidades de gás mínimas dos contratos take-or-pay, deverá, então, a ERSE rever, se necessário, este incentivo.

ERSE – Conselho Tarifário, 15 de novembro de 2013

O Representante da DECO


(Vitor Manuel Figueiredo Machado)

O Representante dos consumidores da Madeira


(Nuno Gomes)

Anexo X

**Declaração de voto da representante da Direção-Geral do Consumidor
ao parecer do Conselho Tarifário sobre “Proposta de Tarifas e Preços
para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2014”**

A Direção-Geral do Consumidor vota globalmente a favor o Parecer do Conselho Tarifário sobre “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2014”, com exceção do ponto I – Proposta de revisão de incentivos, alínea a), no qual se abstém.

Lisboa, 15 de novembro de 2013

Patricia Carolino

Patrícia Carolino

A representante da Direção-Geral do Consumidor



Votação do representante da entidade concessionária da RNT (REN, SA)
ao Parecer do Conselho Tarifário sobre
"Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2014"

O representante da REN – Rede Elétrica Nacional, SA vota **favoravelmente** o Parecer sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2014" na globalidade, com exceção do **ponto H. 7. a)**, relativamente ao qual **vota contra**. Adicionalmente, alerta para o facto de a abordagem de temas de política energética poder formular um conjunto de opiniões e juízos nestas matérias que não se enquadram no âmbito de competências do CT da ERSE.

Considera igualmente que é importante atuar de uma forma didática e referir que uma visão restritiva e de curto prazo sobre algumas das componentes tarifárias de custos pode conduzir a conclusões pouco sólidas e enviesadas.

A versão do parecer na presente votação é a que resultou dos trabalhos finais da reunião do Conselho Tarifário de 14 de novembro de 2013.

Lisboa, 15 de novembro de 2013

Paula Alexandra Neto Soares Almeida

Paula Alexandra Neto Soares Almeida, representante da REN - Rede Elétrica Nacional, SA



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 2014"

O representante da EEM abstém-se na globalidade sobre o Parecer do Conselho Tarifário, relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2014", por considerar que o Parecer deveria ser mais aprofundado e focalizado nas questões técnicas diretamente relacionadas com a regulação.

No entanto, apesar do voto de abstenção na globalidade do Parecer, vota-se:

- Favoravelmente: os pontos A6 f), g), i), B, E, F e I.
- Contra: o ponto H7 a).

Funchal, 15 de novembro de 2013

Rui Miguel Aveiro Vieira

(Representante da EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.)



A DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, **vota favoravelmente** o parecer do Conselho Tarifário sobre a "**Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2014**", com exceção do seu ponto "B - Liberalização de mercados" e ponto "I, alínea a) Proposta de revisão de incentivos à eficiente gestão dos CAE" para os quais **vota contra** nos termos da declaração de voto anexa.

Lisboa, 15 de Novembro de 2013

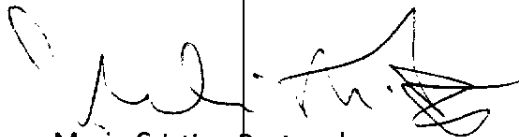
Vitor Manuel Figueiredo Machado

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE/Secção elétrica

Declaração de voto

A abstenção expressa quanto ao pontos A.6. g) e o voto contra o ponto B.4 do parecer, prende-se com a necessidade de deixar claro de que o texto do mesmo não podem ser interpretados, conjugadamente ou em separado, como um apoio a uma aceleração abrupta do fim das tarifas transitórias. Tal eventualidade, que por mera cautela se prevê, seria suscetível de ter consequências graves em consumidores menos ágeis e vulneráveis que não se encontrem ainda em mercado, entendendo, ademais, que as prorrogações por parte da ERSE quanto ao fim das tarifas reguladas permite acomodar a atual situação económica e social.

Lisboa, 15 de novembro de 2013



Maria Cristina Portugal

ANEXO IV
COMENTÁRIOS AO
PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A
ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2013”

Nos termos do Regulamento Tarifário, a 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 2014” e os respetivos documentos justificativos complementares.

A ERSE procedeu à apreciação do Parecer do CT e à ponderação das sugestões nele contidas, tendo em consideração nas tarifas e preços para a energia elétrica publicadas para 2014 o Parecer do CT. Em seguida apresenta-se a análise da ERSE ao Parecer do CT e os seus comentários às questões suscitadas.

A - DESAFIOS REGULATÓRIOS E PREOCUPAÇÕES DO CONSELHO TARIFÁRIO

O Conselho de Administração (CA) da ERSE regista os desafios identificados pelo CT no seu parecer, nomeadamente: (i) a consolidação do MIBEL; (ii) os desenvolvimentos no setor da energia a nível europeu; (iii) o processo de liberalização do mercado de retalho; (iv) o aumento da concorrência; (v) a melhoria da competitividade da economia e o bem estar social; (vi) a sustentabilidade e eficiência energética; (vii) o eventual *roll-out* dos equipamentos de contagem inteligentes; (viii) a extinção das tarifas transitórias; (ix) a pobreza energética; e (x) a estrutura tarifária.

Efetivamente as alterações que estão a decorrer no setor elétrico, não só em Portugal, mas também a nível europeu, colocam um conjunto de desafios à regulação do setor elétrico que serão considerados pela ERSE na revisão regulamentar do setor elétrico a efetuar em 2014, com vista à preparação do próximo período de regulação.

B - LIBERALIZAÇÃO DE MERCADOS

A ERSE tem procurado dinamizar o mercado de energia elétrica através de diversas formas, nomeadamente, através da publicação de informação sobre o processo de extinção das tarifas reguladas, do estabelecimento de obrigações de prestação de informação por parte dos comercializadores, da participação em ações de formação e informação e da elaboração de protocolos com associações de consumidores.

Importa considerar que o quadro regulamentar tem vindo a ser desenvolvido de modo a facilitar a participação dos diferentes agentes de mercado no processo de liberalização do setor elétrico, seja pelo nivelamento de condições de acesso aos referenciais de mercado, seja pelo continuado esforço de harmonização de regras e práticas à escala ibérica e europeia.

Adicionalmente, no âmbito das suas competências de supervisão dos mercados a ERSE monitoriza o funcionamento do mercado retalhista de energia elétrica, publicando diversa informação sobre o nível de concorrência no boletim mensal que elabora sobre o mercado liberalizado de eletricidade.

Sendo a informação um aspecto essencial de uma afirmação consciente e transparente das escolhas dos agentes, a ERSE tem também prestado atenção e colaboração na preparação dos conteúdos que são utilizados em ações de informação aos consumidores, seja de ordem restrita, seja a campanha que se encontra legalmente prevista e em preparação pelo Governo.

Importa ainda referenciar o acompanhamento que é efetuado do próprio processo de mudança de comercializador, sobre o qual tem incidido um nível de monitorização regulatória orientado para a remoção de eventuais barreiras à atuação dos agentes e à integração dos consumidores no processo de liberalização do mercado elétrico.

Neste contexto, a ERSE estabeleceu também um processo de recolha da informação de preços de referência e dos preços médios praticados no mercado retalhista. Com base nessa informação disponibiliza um simulador de preços para os fornecimentos em BTN que integra os preços praticados no mercado, viabilizando uma escolha adequada de comercializador por parte dos consumidores.

No que se refere aos custos com a atividade de comercialização, refira-se, que todos os anos os proveitos permitidos são revistos, tendo em conta o mecanismo de *price cap* estabelecido no RT e as metas de eficiência fixadas para o período regulatório 2012-2014. Parte dos custos são suportados ao nível da tarifa de UGS por uma questão de eficiente coexistência entre mercados liberalizado e sujeito a tarifas reguladas. Para este fim, procura-se garantir que a saída dos consumidores do CUR para o mercado liberalizado não impeça a recuperação dos custos por ele gerados e deste modo não crie subsídios cruzados entre consumidores.

O CA da ERSE concorda com o CT quanto à importância da convergência tarifária, todavia a convergência tarifária não pode ser um objetivo per se, uma vez que a concretização desse objetivo ignorando os impactos nos consumidores finais de energia elétrica implicaria aumentos significativos para estes consumidores. Em concreto, os segmentos de consumidores mencionados no parecer do CT, consumidores com tarifas bi-horárias e sazonais, observariam um acréscimo tarifário médio de 7,5% e de 21%, respetivamente, no caso de convergência absoluta em 2014.

Quanto à fixação do fator de agravamento a ERSE decide sobre a necessidade de atualização das tarifas transitórias 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.

No que concerne o ciclo diário o CA da ERSE toma boa nota do parecer do CT, mas não pode deixar de ter em conta que a extinção desse ciclo teria impactos muito significativos nos clientes de MT que ainda têm este ciclo horário.

C - CUSTOS DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

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.

Registe-se neste sentido, que nas tarifas para 2014 foram incorporadas um conjunto de medidas mitigadoras, aprovadas pelo Governo, com impacte na redução dos CIEG, no montante de 249 milhões de euros. Importa esclarecer que neste montante fazem parte cerca de 70 milhões de euros relativos ao total das medidas mitigadoras integradas no cálculo do diferencial de custos das aquisições da PRE enquadradas nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, conforme o quadro abaixo apresentado:

	Unidade 10 ³ EUR
	Tarifas 2014
Receita dos leilões de licenças de emissão de CO ₂ que reverte para o SEN	50 593
Compensação dos PRE Eólicos para o SEN no âmbito do Decreto-Lei n.º 35/2013	19 500
Total das medidas mitigadoras integradas no cálculo do diferencial de custo das aquisições da PRE enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	70 093

D - DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

A dívida tarifária resulta de um conjunto de custos que, pelo facto de não terem sido possíveis acomodar nas tarifas desde 2006, têm sido objeto de adiamento e recuperação faseada.

Neste âmbito, destacam-se os défices tarifários de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei 237-B/2006, de 18 de dezembro, o diferencial dos custos de energia de 2007 e 2008 e do sobrecusto da PRE, ambos ao abrigo do Decreto-Lei 165/2008, de 21 de agosto, os custos para a manutenção do equilíbrio contratual das centrais da EDP Produção que cessaram os contratos de aquisição de energia com a REN e o diferimento da PRE ao abrigo do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.

A evolução da dívida tarifária, resultante do avolumar destes défices, é uma questão que tem merecido toda a atenção por parte do CA da ERSE. Assim, a ERSE, com base na informação à sua disposição,

tem procurado informar os agentes do setor quanto à dimensão deste problema. Neste sentido, a publicação das tarifas é acompanhada da informação disponível à data, associada à dívida tarifária, designadamente, o seu montante, as parcelas que a compõe e o período de recuperação dos custos adiados.

A observação da evolução da dívida tarifária permite observar que esta está manifestamente correlacionada com a evolução dos CIEG. Por este motivo também, tem-se justificado o apoio do CA da ERSE às medidas de controlo dos CIEGs, referido no ponto anterior.

Como evidenciam os documentos que acompanham a definição das tarifas, as principais rubricas dos CIEGS dizem respeito à produção de energia elétrica e aos regimes de exceção face às condições de mercado que tem caracterizado grande parte da produção de energia elétrica em Portugal. Estes regimes têm-se materializado tanto nas compensações aos custos ociosos associados à transição das centrais em regime ordinário, enquadradas pelos CAE, para o regime de mercado (o sobrecusto CAE e os CMEC), como na garantia aos preços de venda da energia elétrica das centrais em regime especial definidos legalmente. A transição destas centrais para um regime de mercado a médio prazo, que decorre do atual regime legislativo, permite perspetivar o controlo e redução da dívida tarifária desde que não se agrave o quadro económico do sector, em especial no que diz respeito à evolução da procura, ou que se não verifique uma revisão do quadro legislativo no sentido de adensar estes regimes de exceção. Neste quadro, o papel desempenhado pela ERSE de divulgação da evolução da dívida tarifária e das duas componentes é manifestamente relevante.

E - EVOLUÇÃO DO CONSUMO E DO NÚMERO DE CONSUMIDORES

O CA da ERSE regista com agrado os comentários do CT às previsões de consumos e de consumidores para 2014. Acrescenta que na elaboração das previsões de consumos é sempre analisada a melhor informação disponível relativamente às variáveis que podem afetar a evolução futura dos consumos, tendo sempre em consideração as previsões das empresas, o histórico de consumos, assim como as previsões macroeconómicas mais recentes.

F - REGIÕES AUTÓNOMAS – CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA 2009

O CA da ERSE reitera a sua concordância com a posição do CT sobre este tema, bem como volta a manifestar o reconhecimento de que a não recuperação da convergência tarifária relativa a 2009 pode ter um impacto negativo nas empresas insulares, bem como para todo o sistema elétrico.

Importa registar que dentro das competências atribuídas à ERSE, o Governo tem sido informado do saldo da dívida às empresas das Regiões Autónomas referente à convergência tarifária do ano de 2009.

G - TARIFAS DE ACESSO

A ERSE regista os comentários do CT e continuará a utilizar os instrumentos que tem ao seu dispor para conter a evolução das tarifas de acesso às redes, nomeadamente na componente de custos regulada pela ERSE.

Adicionalmente, a ERSE pretende discutir na próxima revisão regulamentar a introdução de aperfeiçoamentos nas tarifas de acesso às redes, de modo a promover-se uma maior gestão da procura, que beneficia quer o sistema elétrico como um todo, quer os consumidores que adiram a estas opções.

Conforme identificado pelo CT a estrutura tarifária é um dos desafios que se irá colocar à regulação, que poderá passar pelo desenho e adoção de novas opções tarifárias, designadamente de tarifas dinâmicas. Na revisão regulamentar que antecedeu o período regulatório 2012-2014 a ERSE lançou a discussão pública a estrutura das tarifas de acesso às redes, introduzindo o tema das tarifas dinâmicas. Estava ciente dos desafios que se iriam colocar ao setor elétrico e procurou antecipar as disposições previstas na Diretiva 2012/27/EU, relativa à eficiência energética, que então se encontrava em discussão, e que veio a ser adotada pela União Europeia a 25 de outubro de 2012.

Alguns operadores das redes estão a apresentar à ERSE estudos que elaboraram com vista à introdução de tarifas dinâmicas de acesso às redes, que contribuirão para a discussão do tema na próxima revisão regulamentar.

H - TARIFA SOCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA (TSEE) E APOIO SOCIAL EXTRAORDINÁRIO AO CONSUMIDOR DE ENERGIA (ASECE)

A ERSE regista o conjunto de comentários do CT sobre a aplicação da tarifa social e sobre o Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE). Relembre-se, contudo, que a tarifa social e o ASECE são mecanismos criados pelo Governo com vista à proteção dos consumidores economicamente mais vulneráveis, por forma a garantir o seu acesso a um serviço essencial, a preços mais vantajosos. Neste sentido, a generalidade dos assuntos mencionados pelo CT extravasam as competências regulatórias da ERSE sendo competências do foro do Governo, enquanto legislador.

Com efeito, o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, criou a tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis e definiu a forma de fixação e financiamento da tarifa social, bem como os critérios de elegibilidade e os procedimentos para a sua atribuição aos consumidores de energia elétrica.

Conforme previsto neste diploma, a tarifa social é calculada anualmente mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em BTN, de forma a limitar a variação da tarifa social de venda a clientes finais do CUR ao valor fixado através de despacho do membro do Governo responsável pela

área da energia. Refira-se que, aplicando o desconto na tarifa de acesso, assegura-se que qualquer cliente, independentemente do seu comercializador, pode beneficiar da tarifa social.

Também por determinação do Decreto-Lei n.º 138-A/2013, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada. Estes custos são devidos à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte, enquanto operador do sistema, que é responsável por assegurar os fluxos destes montantes entre os agentes intervenientes na cadeia de valor do sector elétrico, até à aplicação do correspondente desconto na tarifa de acesso. Assim, os custos com a tarifa social não são incluídos nos custos com os CAE e com os CMEC. Neste particular a ERSE deu seguimento ao Parecer n.º 39/2013, de 26 de abril, da Procuradoria-Geral da República, publicado em Diário da República, 2ª série, nº87, de 7 de maio de 2013.

No que diz respeito à divulgação dos apoios mencionados anteriormente, a ERSE tem procurado propagar informação sobre a tarifa social dando-lhe destaque na sua página de internet, como também tem participado em ações de formação e de informação. Foram igualmente estabelecidos protocolos com associações de consumidores no âmbito do processo de extinção das tarifas reguladas, sendo também dada informação sobre as tarifas sociais e o ASECE. Encontra-se neste momento em fase de desenvolvimento uma campanha de informação aos consumidores por parte do Governo, em parceria com outras instituições, designadamente a ERSE, que visa não só esclarecê-los quanto à liberalização do mercado, tal como referido no ponto B, como também minimizar as assimetrias de informação dos consumidores relativamente aos instrumentos de apoio social.

Quanto ao ASECE em particular, a ERSE tem como papel particular a monitorização da sua aplicação, através da emissão ao Instituto de Gestão Financeira da Segurança Social de uma notificação de conformidade da informação constante nos relatórios de auditoria enviados pelos comercializadores, com a informação disponibilizada pelos operadores de rede de distribuição, tendo o primeiro relatório relativo ao último trimestre de 2011 e ao ano de 2012 sido emitido em agosto deste ano.

Anualmente, a ERSE considera uma previsão do montante correspondente aos descontos a atribuir no âmbito da tarifa social, tendo em conta os dados disponíveis para o efeito, nomeadamente o número de beneficiários das prestações sociais, que determinam a condição de cliente final economicamente vulnerável, e a variação da tarifa social de venda a clientes finais do CUR fixada pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

I - PROPOSTA DE REVISÃO DE INCENTIVOS

No documento justificativo são apresentados os principais fatores que, pelo momento em que ocorreram, justificaram no entender da ERSE a revisão do incentivo de gestão eficiente dos CAE antes do início do próximo período regulatório. Refiram-se, designadamente, os seguintes:

- As alterações contratuais no AGC da Turbogás ocorridas no final de 2012;
- A evolução dos preços nos mercados do carvão e do gás natural, com impacto na ordem de mérito e no perfil de produção das centrais;
- O novo quadro legal do CELE, com efeitos desde 2013, que levou a que a aquisição de licenças de emissão de CO₂ passasse a ser um custo de produção.

No que respeita aos princípios para a revisão do incentivo, a ERSE procurou, tendo em conta o novo contexto em que as centrais são geridas, garantir que a REN Trading desenvolva um esforço continuado para alcançar a otimização da margem operacional de ambas as centrais seguindo a lógica de gestão em portfólio. Ao indexar o incentivo à margem pretende-se que a REN Trading não só maximiza as receitas relativas à exploração das centrais, recorrendo às melhores possibilidades para a colocação da energia em mercado e dos serviços de sistema, como também minimiza os seus custos variáveis. Neste caso, tentando melhorar a estratégia de aprovisionamento e utilização de carvão, garantindo uma gestão adequada do AGC de gás natural e definindo uma estratégia de aquisição e utilização de licenças de CO₂ que minimize os custos deste fator produtivo no portfólio de centrais. A ERSE entende que esta conceção do incentivo é a que permite, no quadro atual e num futuro próximo, garantir a exploração adequada dos ativos de geração dos CAE remanescentes num racional de gestão, minimizando assim o sobrecurso dos CAE de forma sustentada.

Especificamente, no que respeita à formulação do incentivo nos troços com valores negativos da margem operacional do portfólio de centrais, a calibração que foi efetuada origina valores marginais do incentivo superiores para margens acima da margem operacional média ocorrida nos últimos anos, induzindo na empresa um esforço adicional para alcançar a zona do incentivo com margens acima de M_{med} .

Por outro lado, sendo uma das atribuições da ERSE assegurar o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas, deverá ter-se em conta que no caso da REN Trading, os custos de funcionamento são assegurados por via deste incentivo. Assim, o mesmo deverá garantir, no mínimo, o nível de custos de funcionamento da empresa em condições de gestão eficiente, que de um modo geral, corresponde ao limite mínimo do incentivo.

Refira-se também que este incentivo inclui um mecanismo de verificação ex-post que visa assegurar que, mesmo em condições adversas de mercados, exógenas ao gestor dos dois CAE, a operação das centrais é efetuada em condições que minimizam as perdas económicas para o sistema, premiando, caso se verifique, a gestão eficiente das centrais com base na observação e análise dos seus desempenhos em mercado.

Relativamente às Regiões Autónomas, na revisão dos incentivos, houve também a necessidade de adequar o atual mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂ para as centrais da EDA e da EEM, justificado pelo facto de deixar de se alterar o modelo de atribuição de licenças de

emissão durante o período do CELE 2013-2020. O mecanismo, agora simplificado, consagra que os custos aceites com as licenças de emissão de CO₂ são determinados pelos custos associados às emissões efetivamente incorridas em cada ano. Destaca-se os seguintes pontos relativos ao cálculo do incentivo:

- **Plataforma de Mercado:** mantendo a liquidez como critério de escolha da plataforma, avaliou-se a soma do volume da emissão primária e do volume da emissão secundária das plataformas de mercado *European Energy Exchange (EEX)* e a *IntercontinentalExchange (ICE)*. A EEX foi a plataforma escolhida, visto ser esta a que maior volume de liquidez apresenta;
- **Preço de referência:** quanto ao preço de referência, as opções para referencial de preço incluem os preços em emissão primária (leilões) ou em mercado secundário (spot, de futuros) na EEX. O preço de referência definido recaiu sobre o preço do mercado secundário da EEX, no qual permite flexibilizar a forma de participação em mercado por parte das empresas relativamente à cobertura das necessidades de compra e de venda de licenças de emissão de CO₂;
- **Custos de Transação:** no que toca aos custos de transação (custos relacionados com as transações de licenças - acesso a plataformas de negociação, ordens de aquisição e venda), os limites têm por base os custos associados à negociação na plataforma de mercado EEX.