

**TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2010**

Dezembro 2009

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

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
0.1	Alterações Regulamentares em 2009.....	2
0.2	Evolução das tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2010	4
0.3	Principais determinantes da variação dos proveitos.....	9
0.3.1	Perspectivas macroeconómicas.....	9
0.3.2	Custos de aprovisionamento de energia do Comercializador de último recurso.....	10
0.3.3	Custo de capital.....	12
0.3.4	Custos decorrentes de medidas de sustentabilidade e coexistência de mercados e de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	13
0.3.4.1	Sobrecusto de Produção em Regime Especial	18
0.3.4.2	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual.....	19
0.3.4.3	Diferencial de custo do Agente Comercial.....	20
0.3.4.4	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	21
0.3.5	Amortizações e juros da dívida tarifária	21
0.3.6	Procura de energia eléctrica	22
0.3.7	Proveitos permitidos por actividade em 2010	23
1	INTRODUÇÃO	25
2	ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SECTORIAL.....	27
2.1	Economia mundial	27
2.2	Economia portuguesa	27
2.3	Enquadramento sectorial	28
3	PROVEITOS PERMITIDOS	31
3.1	Proveitos permitidos a recuperar em 2010	35
3.2	Proveitos de energia e comercialização	39
3.3	Proveitos da UGS	45
3.3.1	Custos de gestão do sistema.....	47
3.3.2	Custos de interesse económico geral e sustentabilidade de mercados.....	47
3.3.3	Evolução do sobrecusto da PRE	51
3.3.4	Outros custos	53
3.3.5	Proveitos a recuperar nos próximos anos.....	54
3.4	Proveitos permitidos das actividades de Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica	55
3.5	Proveitos do comercializador de último recurso	57
4	TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA EM 2010	63
4.1	Tarifas	63
4.2	Tarifas por actividade da entidade concessionária da RNT.....	67
4.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	67
4.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	69
4.3	Tarifas por actividade dos operadores de rede de distribuição	70

4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	71
4.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	74
4.3.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	75
4.4	Tarifas por actividade do Comercializador de último recurso	79
4.4.1	Tarifa de Energia.....	80
4.4.2	Tarifas de Comercialização.....	81
4.5	Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental	82
4.5.1	Aditividade tarifária.....	82
4.5.2	Fornecimentos de Iluminação Pública no Continente.....	82
4.5.3	Tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso para vigorem em 2010	83
4.6	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	88
4.6.1	Convergência para as tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental	89
4.6.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA para vigorem em 2010	91
4.7	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	95
4.7.1	Convergência para as tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental	96
4.7.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para vigorem em 2010.....	98
4.8	Tarifas de Acesso às Redes	102
5	PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS.....	105
5.1	Parâmetros a vigorar em 2010.....	105
5.2	Valores mensais a transferir pela REN	110
5.2.1	Transferências para a Região Autónoma dos Açores	110
5.2.2	Transferências para a Região Autónoma da Madeira	111
5.3	Valores mensais a transferir pela EDP Distribuição	113
5.4	Amortização e juros da dívida tarifária.....	116
5.5	Ajustamentos tarifários de 2008 e 2009.....	117
6	PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS	121
6.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais	121
6.1.1	Enquadramento regulamentar.....	121
6.1.2	Propostas das empresas.....	121
6.1.2.1	Preços de leitura extraordinária	121
6.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	125
6.1.2.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica	126
6.1.3	Valores a vigorar em 2010	130
6.1.3.1	Preços de leitura extraordinária	130
6.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	132
6.1.3.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica	134
6.2	Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.....	139
6.2.1	Enquadramento regulamentar.....	139
6.2.2	Proposta das empresas	139
6.2.2.1	Verificação da qualidade da onda de tensão.....	139

6.2.2.2	Visita às instalações de clientes	143
6.2.2.3	Artigo 35.º - Avarias na Alimentação Individual dos Clientes.....	144
6.2.3	Valores a vigorar em 2010	146
6.2.3.1	Monitorização da Onda Tensão.....	146
6.2.3.2	Visita Instalação do Cliente (Artigo 34.º do RQS).....	149
6.2.3.3	Avarias na Alimentação Individual do Cliente (Artigo 35.º do RQS)	150
7	ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS.....	153
7.1	Impacte no preço médio das tarifas por actividade.....	153
7.1.1	Evolução do preço médio das tarifas por actividade entre 2009 e 2010	153
7.1.2	Evolução das tarifas por actividade entre 1999 e 2010	159
7.2	Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes.....	163
7.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes entre 2009 e 2010	163
7.2.2	Evolução da estrutura de preço médio da tarifa de acesso às redes entre 2009 e 2010.....	167
7.2.3	Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2010	170
7.2.4	Evolução das tarifas de Acesso às Redes entre 1999 e 2010	174
7.3	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso	176
7.3.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso entre 2009 e 2010	176
7.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2010.....	182
7.3.3	Evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso entre 1990 e 2010	185
7.4	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	188
7.4.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 2009 e 2010.....	188
7.4.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 1990 e 2010.....	193
7.5	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	195
7.5.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 2009 e 2010.....	195
7.5.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 1990 e 2010	200
7.6	Análise da Convergência Tarifária.....	202
7.7	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, em 2010	206
	ANEXOS	211
	ANEXO I SIGLAS	213
	ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	219
	ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2010”	223
	ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2010”	257

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 para 2010 em Portugal Continental.....	5
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 para 2010 da Região Autónoma dos Açores	5
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 para 2010 da Região Autónoma da Madeira	6
Quadro 0-4 - Convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM face às tarifas de Portugal Continental em 2010	6
Quadro 0-5 - Impacte do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM e de Portugal Continental.....	7
Quadro 0-6 - Variação das tarifas de Acesso às Redes de 2009 para 2010 em Portugal Continental.....	7
Quadro 0-7 - Variação das tarifas por actividade de 2009 para 2010 em Portugal Continental	8
Quadro 0-8 - Pressupostos	10
Quadro 0-9 - Preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado pelo comercializador de último recurso previsto para 2010.....	11
Quadro 0-10 - Custo de capital reconhecido às actividades reguladas de redes e de comercialização para o período de regulação 2009-2011	12
Quadro 0-11 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2010.....	13
Quadro 0-12 - Sobrecusto com a aquisição de energia eléctrica à Produção em Regime Especial em 2010.....	19
Quadro 0-13 - Diferencial de custo dos CAE não cessados.....	20
Quadro 0-14 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2010.....	21
Quadro 0-15 - Amortização e juros da dívida tarifária	22
Quadro 0-16 - Indicadores energéticos.....	23
Quadro 0-17 - Proveitos permitidos em Portugal Continental, em 2010	24
Quadro 0-18 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas, em 2010.....	24
Quadro 2-1 - Principais indicadores económicos.....	28
Quadro 3-1 - Empresas e actividades reguladas no sector eléctrico	32
Quadro 3-2 - Empresas e actividades reguladas no sector eléctrico (cont. I)	33
Quadro 3-3 - Empresas e actividades reguladas no sector eléctrico (cont. II)	34
Quadro 3-4 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia eléctrica em Portugal Continental.....	37
Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia eléctrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	38
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas.....	64
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	68
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	68
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	68
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	69
Quadro 4-6 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2010	69
Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....	70
Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....	70
Quadro 4-9 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema.....	71
Quadro 4-10 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral) da tarifa de Uso Global do Sistema	72
Quadro 4-11 - Preços da parcela III (custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema.....	72
Quadro 4-12 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores de rede de distribuição....	73
Quadro 4-13 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	73
Quadro 4-14 - Desagregação do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema.....	73
Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	74
Quadro 4-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	75
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	75
Quadro 4-18 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2010.....	76
Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	77
Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	77
Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	78
Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	78
Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	79
Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	79
Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Energia	80
Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	81
Quadro 4-27 - Preços da tarifa de Comercialização	81
Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorem em 2010.....	83
Quadro 4-29 - Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	88

Quadro 4-30 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	89
Quadro 4-31 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a recuperar na tarifa de UGS.....	89
Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2010	91
Quadro 4-33 - Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	95
Quadro 4-34 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	96
Quadro 4-35 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a recuperar na tarifa UGS.....	96
Quadro 4-36 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorar em 2010.....	98
Quadro 4-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para vigorar em 2010.....	103
Quadro 5-1 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	110
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA.....	111
Quadro 5-3 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	111
Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM	112
Quadro 5-5 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal.....	113
Quadro 5-6 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português, para a Caixa Geral de Depósitos.....	114
Quadro 5-7 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica relativos aos anos de 2007 e estimados para o ano de 2008.....	114
Quadro 5-8 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos de medidas de política energética estimados para o ano de 2009.....	115
Quadro 5-9 – Amortização e juros da dívida tarifária.....	116
Quadro 5-10 - Valor dos ajustamentos de 2008 e 2009 incluídos nos proveitos permitidos de 2010 da REN <i>Trading</i>	118
Quadro 5-11 - Valor dos ajustamentos de 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2010 da REN	118
Quadro 5-12 - Valor dos ajustamentos de 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2010 da EDP Distribuição.....	119
Quadro 5-13 - Valor dos ajustamentos de 2008 e 2009 incluídos nos proveitos permitidos de 2010 da EDP Serviço Universal	119
Quadro 5-14 - Valor dos ajustamentos de 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2010 da EDA	120
Quadro 5-15 - Valor dos ajustamentos de 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2010 da EEM	120
Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição	122
Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2010	123
Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDA.....	124
Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EEM.....	124

Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta da EDP Serviço Universal e da EEM	125
Quadro 6-6 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta EDA	126
Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EDP Distribuição	127
Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EDA	128
Quadro 6-9 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EEM.....	129
Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária em Portugal Continental para 2010.....	131
Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2010	131
Quadro 6-12 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2010	132
Quadro 6-13 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2010 em Portugal Continental, na RAA e na RAM	133
Quadro 6-14 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal Continental para 2010.....	135
Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2010	137
Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2010.....	138
Quadro 6-17 - Estimativa dos custos das acções de monitorização em MAT, AT e MT para 2010 ...	140
Quadro 6-18 - Estimativa dos custos das acções de monitorização em BT para 2010	141
Quadro 6-19 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição (monitorização da qualidade da onda de tensão).....	142
Quadro 6-20 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2010.....	142
Quadro 6-21 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EDA	143
Quadro 6-22 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM.....	143
Quadro 6-23 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EDA	144
Quadro 6-24 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EEM	144
Quadro 6-25 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EDA	145
Quadro 6-26 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EEM	146
Quadro 6-27 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2010 em Portugal Continental (monitorização da onda de tensão).....	147
Quadro 6-28 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2010, na RAA (monitorização da onda de tensão).....	148
Quadro 6-29 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2010, na RAM (monitorização da onda de tensão).....	149
Quadro 6-30 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2010 (visita à instalação do cliente).....	150
Quadro 6-31 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2010 (visita à instalação do cliente).....	150
Quadro 6-32 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2010 (avarias na alimentação individual dos clientes).....	151
Quadro 6-33 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2010 (avarias na alimentação individual dos clientes).....	152
Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por actividade	160

Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 2010/2009	163
Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão.....	175
Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso 2010/2009	176
Quadro 7-5 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão	187
Quadro 7-6 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA.....	188
Quadro 7-7 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão	195
Quadro 7-8 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM.....	196
Quadro 7-9 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão	202
Quadro 7-10 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2010.....	208
Quadro 7-11 - Peso dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral no total dos proveitos de energia eléctrica em Portugal Continental em 2010.....	210

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia	15
Figura 0-2 - Impacte do Decreto-Lei n.º 165/2008	15
Figura 0-3 - Reposição do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS (CIEG)	16
Figura 0-4 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999.....	18
Figura 2-1 - Taxas de variação	29
Figura 2-2 - Intensidade energética em Portugal Continental.....	30
Figura 3-1 - Proveitos do sector eléctrico.....	35
Figura 3-2 - Estrutura dos proveitos do sector por actividade	36
Figura 3-3 - Proveitos de energia e comercialização do CUR	40
Figura 3-4 - Energia e n.º de clientes	40
Figura 3-5 - Custos médios de aquisição em mercado e de serviços de sistema.....	41
Figura 3-6 - Evolução dos preços spot do carvão (API 2) e do Brent.....	42
Figura 3-7 - Produções mensais em 2009 das tecnologias marginais para Portugal.....	43
Figura 3-8 - Evolução da média móvel a 12 meses do preço do Brent (EUR/bbl) e do preço da energia eléctrica na <i>pool</i> ibérica (Espanha)	44
Figura 3-9 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS	46
Figura 3-10 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente.....	46
Figura 3-11 - Ajustamentos de 2008 e 2009 a reflectir nas tarifas de 2010	48
Figura 3-12 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia	49
Figura 3-13 - Impacte do Decreto-Lei n.º 165/2008	50
Figura 3-14 - Reposição do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS (CIEG)	51
Figura 3-15 - Evolução do sobrecusto PRE (valores previstos para tarifas)	52
Figura 3-16 - Evolução do sobrecusto PRE (valores ocorridos)	52
Figura 3-17 - Custo total com a aquisição a produtores em regime especial.....	53
Figura 3-18 - Escalonamento dos custos por recuperar no sector eléctrico.....	54
Figura 3-19 - Variação dos proveitos permitidos das actividades de Transporte e Distribuição	55
Figura 3-20 - Variação dos proveitos permitidos das actividades de Transporte e Distribuição, por componente	56
Figura 3-21 - Investimentos a custos técnicos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.....	57
Figura 3-22 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF por actividade	58
Figura 3-23 - Variação do proveito unitário da TVCF de 2009 para 2010	58
Figura 3-24 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis.....	59
Figura 3-25 - Consumo referido à emissão.....	60
Figura 3-26 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF.....	60
Figura 3-27 - Decomposição da variação nos proveitos unitários	61
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2010 da RAA	90
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2010 da RAM	97

Figura 7-1 - Preço médio da tarifa de Energia 2010/2009	154
Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema 2010/2009	155
Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT 2010/2009	155
Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT 2010/2009	156
Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT 2010/2009.....	156
Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT 2010/2009	157
Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT 2010/2009.....	157
Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT 2010/2009	158
Figura 7-9 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTE 2010/2009.....	158
Figura 7-10 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN 2010/2009	159
Figura 7-11 - Evolução das tarifas por actividade (preços constantes de 2009)	162
Figura 7-12 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 2010/2009	164
Figura 7-13 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT 2010/2009	164
Figura 7-14 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT 2010/2009	165
Figura 7-15 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT 2010/2009.....	165
Figura 7-16 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTE 2010/2009.....	166
Figura 7-17 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTN (com IP) 2010/2009	166
Figura 7-18 – Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes 2010/2009.....	167
Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT 2010/2009.....	168
Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT 2010/2009.....	168
Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT 2010/2009.....	169
Figura 7-22 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE 2010/2009.....	169
Figura 7-23 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN (c/ IP) 2010/2009	170
Figura 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2010, decomposto por actividade ..	171
Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2010	172
Figura 7-26 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2010 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema, Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade do Mercado Livre	173
Figura 7-27 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2010 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral	173
Figura 7-28 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	174
Figura 7-29 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2009)	175
Figura 7-30 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso 2010/2009	177
Figura 7-31 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MAT 2010/2009	178

Figura 7-32 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em AT 2010/2009	178
Figura 7-33 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MT 2010/2009.....	179
Figura 7-34 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTE 2010/2009	179
Figura 7-35 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA) 2010/2009	180
Figura 7-36 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN sem IP (\leq 20,7 kVA) 2010/2009	180
Figura 7-37 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em IP 2010/2009.....	181
Figura 7-38 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2010.....	182
Figura 7-39 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2010	183
Figura 7-40 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2010, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema, Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade do Mercado Livre	184
Figura 7-41 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2010, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico	184
Figura 7-42 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes).....	186
Figura 7-43 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2009)	187
Figura 7-44 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA	188
Figura 7-45 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA	190
Figura 7-46 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAA.....	190
Figura 7-47 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA	191
Figura 7-48 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 17,25 kVA) na RAA	191
Figura 7-49 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP (\leq 17,25 kVA) na RAA	192
Figura 7-50 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAA.....	192
Figura 7-51 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)	194
Figura 7-52 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2009).....	195
Figura 7-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM.....	196
Figura 7-54 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM.....	197
Figura 7-55 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAM	198
Figura 7-56 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM.....	198
Figura 7-57 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM	199

Figura 7-58 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP ($\leq 20,7$ kVA) na RAM.....	199
Figura 7-59 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAM	200
Figura 7-60 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes).....	201
Figura 7-61 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2009)	202
Figura 7-62 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental, da RAA e da RAM, em 2009 e 2010	203
Figura 7-63 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental corrigidos da respectiva estrutura de consumos	204
Figura 7-64 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAM e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental corrigidos da respectiva estrutura de consumos	204
Figura 7-65 - Evolução das tarifas de energia eléctrica face às do Continente.....	205
Figura 7-66 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999..	209

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica em 2010” fundamenta as tarifas e preços aprovados para vigorarem em 2010. Este documento integra os seguintes anexos: (i) “Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico em 2010”, (ii) “Estrutura tarifária do Sector Eléctrico em 2010”, (iii) “Caracterização da procura de energia eléctrica em 2010” e, (iv) “Ajustamentos referentes a 2008 e 2009 a repercutir nas tarifas de 2010”.

A aprovação das tarifas e preços foi, de acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, precedida de proposta submetida em Outubro de 2009 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 foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e enquadramento e que dela fazem parte integrante. O Conselho Tarifário emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, a 16 de Novembro. Os documentos que justificam a decisão final da ERSE são tornados públicos, nomeadamente através da sua página de internet, assim como o Parecer do Conselho Tarifário e a resposta da ERSE.

As tarifas ora aprovadas para 2010 em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas são as seguintes: (i) tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso, (ii) tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os comercializadores de energia eléctrica pelo uso das redes de transporte e de distribuição e pelo uso global do sistema e, (iii) tarifas por Actividade Regulada (Uso Global do Sistema, Uso da rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT, Energia e Comercialização). Todos os consumidores podem escolher o seu fornecedor de energia eléctrica optando pelo mercado regulado ou pelo mercado liberalizado. No mercado regulado os preços praticados correspondem às tarifas de Venda a Clientes Finais aprovadas pela ERSE, calculadas somando as tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização. No mercado liberalizado os preços de fornecimento são negociados entre os consumidores e os comercializadores de energia eléctrica, sendo que estes têm que internalizar nos preços praticados as tarifas reguladas de Acesso às Redes.

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

0.1 ALTERAÇÕES REGULAMENTARES EM 2009

REVISÃO DO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

A revisão do Regulamento de Relações Comerciais que culminou na publicação do Despacho n.º 20 218/2009, de 7 de Setembro, integra um conjunto de alterações que permitem, nomeadamente, (i) estabelecer regras de relacionamento comercial no que respeita à recuperação de diferenciais de custos gerados com a aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, (ii) eliminar a obrigação de individualização das funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte, face às alterações verificadas nas suas competências após o início da participação dos produtores portugueses no mercado diário do MIBEL em 1 de Julho de 2007, (iii) assegurar regras equivalentes nos mercados regulado e liberalizado no que se refere à interrupção de fornecimento de energia eléctrica, concedendo aos comercializadores em regime de mercado a possibilidade de solicitar ao operador da rede de distribuição a interrupção do fornecimento dos seus clientes em caso de existência de dívidas, (iv) completar as regras de relacionamento comercial entre o comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) e os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT (Cooperativas), relativamente às entregas dos microprodutores nas suas redes, (v) alterar algumas disposições aplicáveis à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso (CUR) e estabelecer obrigações de informação à ERSE sobre a energia eléctrica adquirida à PRE e, (vi) introduzir regras relativas aos procedimentos a observar pelos operadores das redes de distribuição em caso de necessidade de adaptação ou substituição dos equipamentos de medição na sequência da definição de novas opções tarifárias ou alteração dos períodos horários.

REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Mais recentemente, a 2 de Outubro, foi apresentada ao Conselho Tarifário para emissão de parecer proposta de alteração ao Regulamento Tarifário que integra duas medidas, a saber: (i) Coexistência equilibrada do mercado liberalizado e do mercado regulado e (ii) Aperfeiçoamento da convergência tarifária entre as tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas e do Continente.

Seguidamente descrevem-se as duas alterações introduzidas.

- Coexistência equilibrada do mercado liberalizado e do mercado regulado

A existência de desvios acentuados na componente de energia do comercializador de último recurso a reflectir nos proveitos permitidos da actividade de compra e venda de energia eléctrica pode contribuir para um desalinhamento entre o nível da tarifa regulada e o nível de custos no mercado liberalizado suficiente para prejudicar a sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, contribuindo para uma ineficiente alocação de recursos.

Num cenário de acentuados desvios positivos a devolver aos consumidores através da tarifa de Energia observar-se-ia o afundamento da tarifa de Último Recurso e o retorno dos consumidores ao mercado regulado com o conseqüente esvaziamento do mercado livre. Em contrapartida num cenário de acentuados desvios negativos a pagar pelos consumidores através da tarifa de Energia observar-se-ia o agravamento da tarifa de Último Recurso e o abandono dos consumidores do mercado regulado para o mercado livre, comprometendo-se a recuperação dos desvios na medida em que seriam sucessivamente repercutidos num universo de consumidores cada vez menor e predominantemente constituído por consumidores domésticos. Esta situação é motivada pelo facto destes consumidores serem, por um lado, menos sensíveis aos sinais preço (a tarifa inclui uma maior proporção de custos de redes e custos de interesse económico geral sendo menos influenciada pela componente de energia) e, por outro lado, pelo mercado liberalizado no segmento doméstico ainda se encontrar numa fase de crescimento, sendo menos profundo e líquido que o mercado liberalizado noutros tipos de fornecimentos.

Assim, tendo em conta a necessidade de, por um lado, assegurar a sustentabilidade quer do mercado livre quer do mercado regulado e, por outro lado, assegurar a protecção dos interesses económicos dos consumidores, em particular dos consumidores domésticos, reconhecem-se na tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores, desvios positivos ou negativos acentuados da tarifa de Energia.

A aplicação desta medida nas tarifas de 2010 conduz à devolução dos desvios de energia de 2008 e 2009 através da tarifa de Uso Global do Sistema beneficiando todos os consumidores de energia eléctrica e assegurando a sustentabilidade do mercado livre, que já representa 37% do mercado, com cerca de 262 000 consumidores.

- Aperfeiçoamento da convergência tarifária entre as tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas e do Continente

Em Outubro, foi ainda proposto ao Conselho Tarifário a modificação do mecanismo regulamentar de convergência entre as tarifas nas Regiões Autónomas e as tarifas no Continente, no sentido de passar a ter como objectivo, ao nível da variação de preço por variável de facturação, os preços das tarifas em vigor no Continente em substituição dos preços das tarifas aditivas. Esta alteração promove, por um lado, a convergência dos preços médios das Regiões Autónomas, por grupo de clientes, para os das tarifas do Continente e, por outro lado, a aderência, para cada opção tarifária, entre a estrutura de preços das tarifas das Regiões Autónomas e do Continente. Esta alteração permite, por um lado, aumentar a clareza do processo de cálculo tarifário associado ao mecanismo de convergência e, por outro lado, assegurar que num horizonte temporal mais curto seja alcançada a uniformidade tarifária em todo o território nacional, aplicando-se nessa data uma única tarifa de Venda a Clientes Finais, para fornecimentos iguais, independentemente do fornecedor de último recurso.

No seu parecer, emitido em 2 de Novembro, o Conselho Tarifário manifestou algumas reservas quanto à alteração que visava a sustentabilidade tarifária. No entanto, considerou apropriada a revisão regulamentar necessária para aperfeiçoar a convergência tarifária das Regiões Autónomas.

Posteriormente, no seu parecer emitido em 16 de Novembro relativo à proposta de tarifas para 2010, o CT entendeu clarificar que concorda com as alterações propostas pela ERSE, nomeadamente no que concerne às medidas de sustentabilidade dos mercados.

Assim, as tarifas para 2010 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 58/2009, de 2 de Janeiro e as alterações ao Regulamento Tarifário publicadas no Despacho ERSE n.º 20/2009, que inclui a alteração ao Regulamento Tarifário submetida a parecer do Conselho Tarifário a 2 de Outubro.

0.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2010

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES INTRODUZIDAS NAS TARIFAS PARA 2010

Para além de contemplar as referidas alterações ao Regulamento Tarifário, a actual fixação de tarifas permite alcançar um conjunto de objectivos que beneficiam os consumidores de energia eléctrica, dos quais se destacam:

- Igualdade dos termos fixos entre as tarifas bi-horária e simples

Na actual fixação de tarifas e preços assegura-se a igualdade de preços dos termos fixos das tarifas bi-horária e simples. Esta situação permite, por um lado, facilitar a opção dos consumidores pela tarifa bi-horária e, por outro lado, assegurar que os benefícios inerentes à sua escolha possam ser estendidos a todos os consumidores incluindo os de menor consumo.

- Variabilização das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN

As tarifas de BTN aplicáveis aos consumidores domésticos são, à semelhança do ano anterior variabilizadas, promovendo-se a redução dos termos fixos e o agravamento dos preços de energia. Esta situação facilita o acesso dos pequenos consumidores à energia eléctrica e serviços associados e contribui para a promoção da eficiência no consumo.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

As tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas são aplicadas pelos comercializadores de último recurso. No Continente as variações tarifárias são idênticas para todos

os níveis de tensão e tipos de fornecimento. Nas regiões Autónomas, as variações tarifárias apresentam diferenciação por nível de tensão e tipo de fornecimento, por forma a garantir-se a convergência total com as tarifas do Continente, em preço médio por grupo de clientes.

No Quadro 0-1 apresentam-se as variações de 2009 para 2010 das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental.

Quadro 0-1 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 para 2010 em Portugal Continental

	Variação 2010/2009
Tarifas de Venda a Clientes Finais	2,9%
Venda a Clientes Finais em MAT	2,9%
Venda a Clientes Finais em AT	2,9%
Venda a Clientes Finais em MT	2,9%
Venda a Clientes Finais em BT	2,9%
Venda a Clientes Finais em BTE	2,9%
Venda a Clientes Finais em BTN	2,9%

No Quadro 0-2 e no Quadro 0-3 apresentam-se as variações de 2009 para 2010 das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 para 2010 da Região Autónoma dos Açores

	Variação 2010/2009
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	2,1%
Venda a Clientes Finais em MT	0,1%
Venda a Clientes Finais em BT	3,1%
Venda a Clientes Finais em BTE	-2,9%
Venda a Clientes Finais em BTN	3,5%

**Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 para 2010
da Região Autónoma da Madeira**

	Variação 2010/2009
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	2,5%
Venda a Clientes Finais em MT	0,0%
Venda a Clientes Finais em BT	2,9%
Venda a Clientes Finais em BTE	-1,5%
Venda a Clientes Finais em BTN	3,9%

Os preços médios da Região Autónoma dos Açores e da Região Autónoma da Madeira por tipo de fornecimento, em 2010, em percentagem dos preços médios de Portugal Continental corrigidos da estrutura de consumos, apresentam-se no quadro seguinte. É assim assegurada a convergência tarifária em preço médio por tipo de fornecimento em MT, BTE e BTN.

Quadro 0-4 - Convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM face às tarifas de Portugal Continental em 2010

Tipo de fornecimento	TVCFA/TVCF	TVCFM/TVCF
MT	100	100
BT	100	100
BTE	100	100
BTN	100	100
Global	100	100

TVCFA/TVCF – Relação entre as tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores e as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental para o mesmo conjunto de quantidades.

TVCFM/TVCF – Relação entre as tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira e as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental para o mesmo conjunto de quantidades.

O impacte do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais no Continente e nas Regiões Autónomas observa-se por comparação das tarifas a vigorar em 2010 com as tarifas que seria necessário publicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos actualmente permitidos às respectivas empresas. Esse impacte é o seguinte:

Quadro 0-5 - Impacte do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM e de Portugal Continental

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Continente	-0,1%	2,9%
Região Autónoma dos Açores	68,4%	2,1%
Região Autónoma da Madeira	59,9%	2,5%

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infra-estruturas 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 eléctrica. A variação das tarifas de Acesso às Redes, em Portugal Continental, é diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento.

No Quadro 0-6 apresentam-se as variações de 2009 para 2010 das tarifas de Acesso às Redes.

Quadro 0-6 - Variação das tarifas de Acesso às Redes de 2009 para 2010 em Portugal Continental

	Variação 2010/2009
Tarifas de Acesso às Redes	72,0%
Acesso às Redes em MAT	-
Acesso às Redes em AT	245,1%
Acesso às Redes em MT	51,9%
Acesso às Redes em BTE	32,3%
Acesso às Redes em BTN	77,2%

As variações apresentadas no quadro anterior integram várias rubricas, entre elas o desnivelamento de custos da tarifa de Uso Global do Sistema de 2009 e as rendas do serviço da dívida a incorporar em 2010, ambas consequência do adiamento do diferencial de custos com a produção em regime especial de 2009 por um período de 15 anos, com efeitos a partir de 2010, em resultado da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 e do Despacho n.º 27 677/2008, de 29 de Outubro. A devolução aos consumidores na tarifa de Uso Global do Sistema do saldo dos desvios de energia do CUR de 2008 e 2009 vem atenuar as variações apresentadas.

TARIFAS POR ACTIVIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL

As tarifas por actividade em Portugal Continental permitem recuperar os proveitos permitidos em cada uma das actividades reguladas do sector eléctrico. Estas tarifas integram de forma aditiva as tarifas de Acesso às Redes e estão incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

No Quadro 0-7 apresentam-se as variações de 2009 para 2010 das tarifas por actividade em Portugal Continental.

Quadro 0-7 - Variação das tarifas por actividade de 2009 para 2010 em Portugal Continental

	Variação 2010/2009
Tarifa de Energia	-29,7%
Tarifa de Uso Global do Sistema	860,5%
Tarifas de Uso de Redes	
Uso da Rede de Transporte	26,8%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-0,7%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-1,1%
Uso da Rede de Distribuição em BT	11,5%
Tarifas de Comercialização	-2,6%

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 eléctrica.

Para 2010, a evolução dos preços dos serviços regulados é a seguinte:

- Os preços das leituras extraordinárias sofrem uma actualização de 1,3%.
- Os valores da quantia mínima não sofrem alterações.
- Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento nas Regiões Autónomas sofrem uma actualização de 1,3%.
- Em Portugal Continental, os preços aplicáveis a clientes em BTN são actualizados em 1,3% no caso de intervenções ao nível do ponto de alimentação e do adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica. Os preços relativos a intervenções técnicas ao nível

do ramal de instalações em BTN sofrem reduções significativas. Nos preços aplicáveis em BTE, MT e AT observam-se reduções nos preços dos serviços prestados com recurso a meios especiais e agravamentos em algumas intervenções em BTE.

De acordo com os regulamentos da qualidade de serviço aplicáveis 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 (somente nas Regiões Autónomas) e o preço a suportar pelo cliente caso a empresa seja chamada para reparação de uma avaria que se situa no interior da instalação (somente nas Regiões Autónomas).

Para 2010 os preços acima referidos apresentam, na grande maioria das situações, aumentos inferiores à variação do índice harmonizado de preços no consumidor (1,3%).

0.3 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DOS PROVEITOS

Os valores das tarifas para 2010 têm em consideração os valores dos custos e investimentos ocorridos em 2008, estimados para 2009 e os previstos para 2010, enviados pelas empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, bem como os parâmetros de regulação estabelecidos em 2008 para o período de regulação 2009-2011. Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores actualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2010.

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

0.3.1 PERSPECTIVAS MACROECONÓMICAS

Os principais pressupostos macroeconómicos que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia eléctrica e serviços regulados para 2010, são os seguintes:

Quadro 0-8 - Pressupostos

	2010
Deflator do PIB medido com a taxa de variação anual terminada no 2.º trimestre de 2009, publicada pelo INE (actualização dos parâmetros das actividades reguladas por <i>Price-cap/Revenue cap</i>)	1,5%
Deflator do PIB previsto (actividades não reguladas por <i>Price-cap/Revenue cap</i>)	1,6%
Índice de Preços do Consumo Privado	1,3%
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, valores diários de 2008 (taxa aplicável aos ajustamentos de 2008)	4,644%
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, valores diários entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro de 2009 (taxa aplicável aos ajustamentos de 2008 e de 2009)	1,295%
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia do mês de Junho de 2009 (taxa aplicável aos montantes em dívida referentes a 2006, 2007 e 2009)	1,099%

0.3.2 CUSTOS DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Desde 1 de Julho de 2007, o comercializador de último recurso adquire energia eléctrica para os seus fornecimentos no Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

O comercializador de último recurso deve adquirir, para cada hora de cada dia, a energia correspondente à melhor expectativa dos consumos dos seus clientes. Adicionalmente, tem a obrigação de adquirir a energia da produção em regime especial, a qual deve assim ser descontada do consumo horário da sua carteira de clientes.

Na sequência das medidas legislativas de aprofundamento da integração do MIBEL, estabeleceu-se um conjunto de obrigações a aplicar ao aprovisionamento dos comercializadores de último recurso. Assim, parte da energia deve ser adquirida no mercado a prazo (OMIP) e ainda através de leilões trimestrais (CESUR). As restantes aquisições de energia poderão ser efectuadas nos mercados diários e intra-diário (OMIE) e também através de contratos bilaterais.

Relativamente ao preço da energia adquirida pelo comercializador de último recurso em 2010, a EDP Serviço Universal apresentou, no âmbito do processo de fixação das tarifas, informação sobre previsões de custos de aprovisionamento de energia. Estas previsões sustentaram-se na previsão de custos de

energia primária, na evolução dos preços de energia eléctrica e ainda na modelação esperada do mercado ibérico de produção.

No quadro seguinte apresenta-se a previsão do preço médio de aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados pelo comercializador de último recurso. Em acréscimo ao preço da energia, os comercializadores têm também de pagar os custos com os serviços de sistema.

As previsões enviadas pelo comercializador de último recurso incluem o preço médio no mercado organizado, na área espanhola, bem como um acréscimo de preço devido à consideração de situações de separação dos mercados português e espanhol (por insuficiência da capacidade de interligação no sentido Espanha - Portugal). Nestes casos o preço do mercado na área portuguesa sobe, em relação ao preço de mercado na área espanhola. Esta situação ocorreu com alguma frequência durante os meses de funcionamento do MIBEL, em particular durante as horas de vazio.

A energia adquirida à produção em regime especial pelo comercializador de último recurso é valorizada ao mesmo preço médio que as restantes aquisições de energia no mercado organizado, sendo a diferença repercutida na tarifa de Uso Global do Sistema, no sobrecusto com a aquisição a produtores em regime especial.

Quadro 0-9 - Preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado pelo comercializador de último recurso previsto para 2010

Unidades: EUR/MWh

Preço médio aritmético, base Espanha	47,5
Diferença média de preços entre Portugal e Espanha devido às horas de separação de mercados	1
Diferença entre preço médio aritmético e ponderado	1,5
Custo médio de serviços de sistema na área portuguesa	0,8
Preço médio de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso, no mercado organizado	50,8

A previsão da ERSE é efectuada numa óptica prudencial de protecção do equilíbrio dos mercados, tendo presente que as consequências do desvio entre as previsões para o preço de energia eléctrica em 2010 e o valor que se verificar nesse ano não são simétricas por existirem saldos importantes de desvios de custos a recuperar, relativos a anos anteriores.

0.3.3 CUSTO DE CAPITAL

Face à elevada instabilidade dos mercados financeiros, optou-se aquando da definição dos parâmetros para o período 2009-2011 por uma estratégia defensiva, de menor exposição do custo de capital à incerteza que caracteriza a evolução das taxas de juro de mercado, aquela que melhor protege os consumidores e as empresas e que permite “imunizar” perdas desnecessárias para os consumidores e ganhos injustificáveis para as empresas.

Neste sentido, indexou-se o custo de capital às Obrigações do Tesouro a 10 anos. A rendibilidade anual das Obrigações do Tesouro é calculada com base na média das rendibilidades diárias das Obrigações do Tesouro com maturidade de 10 anos dos últimos doze meses, terminados no mês de Agosto do ano de publicação das tarifas, inclusive, acrescida de um prémio.

No quadro seguinte apresentam-se os valores de custo de capital reconhecidos às actividades reguladas de redes e de comercialização e da taxa de reposição do custo das necessidades financeiras da comercialização.

Quadro 0-10 - Custo de capital reconhecido às actividades reguladas de redes e de comercialização para o período de regulação 2009-2011

	Obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos em 2010	Premio sobre as OT a 10 anos para o período de regulação 2009-2011	Custo de Capital em 2010	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras em 2010
	%	%	%	%
	(1)	(2)	(1) + (2)	(1) + (2)
continente				
Transporte				
Investimentos não valorizados a preços de referência	4,39%	3,00%	7,39%	
Investimentos valorizados a preços de referência	4,39%	4,50%	8,89%	
Distribuição	4,39%	4,00%	8,39%	
Comercialização	4,39%	4,00%	8,39%	8,39%
Região Autónoma dos Açores				
Distribuição e Comercialização	4,39%	4,00%	8,39%	
Região Autónoma da Madeira				
Distribuição e Comercialização	4,39%	4,00%	8,39%	

Relativamente à actividade de Transporte no Continente, refira-se que a base de activos respeitante aos novos investimentos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica não foi calculada utilizando a metodologia de custos de referência, tendo-se considerado, provisoriamente, os valores estimados pela empresa para os novos investimentos. No entanto, uma vez finalizado o processo de implementação da

nova metodologia, estes valores serão corrigidos recalculando-se a base de activos com base em custos de referência que se perspectiva venham a induzir a um maior nível de eficiência nesta actividade.

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

Os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia eléctrica. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia eléctrica e em 2010 atingem cerca de 2 mil milhões de euros. O Quadro 0-11 apresenta a evolução dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia eléctrica.

Quadro 0-11 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2010

	Unidade: 10 ⁶ EUR		
	2009	2010	Variação 2010/2009
Custos de política energética e de interesse geral	281 895	1 980 337	602,5%
Sobrecusto da PRE	95 831	805 123	740,1%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	134 346	305 026	127,0%
Sobrecusto dos CAE	89 096	248 060	178,4%
Rendas de concessão da distribuição em BT	239 552	239 102	-0,2%
Sobrecusto da RAA e da RAM	112 904	133 608	18,3%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	23 514	20 026	-14,8%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	23 124	19 693	-14,8%
Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	13 073	18 231	39,5%
Terrenos das centrais	24 874	13 406	-46,1%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	12 112	11 500	-5,1%
ERSE	6 370	6 358	-0,2%
Gestão das faixas de combustível	2 695	4 590	70,3%
OMIP e OMIClear	1 426	1 093	-23,4%
Autoridade da Concorrência	369	368	-0,2%
Tarifa social	79	124	57,0%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia eléctrica		116 992	
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	-447 469	37 036	
Afectação concessões centrais hídricas	-50 000	0	

CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E COEXISTÊNCIA DE MERCADOS

Ao abrigo do Regulamento Tarifário do sector eléctrico, os ajustamentos aos custos de energia considerados para cálculo das tarifas são efectuados a título provisório ao fim de um ano e a título definitivo ao fim de dois anos. Assim, as tarifas para 2010 incluem o ajustamento definitivo referente ao ano de 2008 dos custos com a produção de energia eléctrica (excluindo PRE) e do sobrecusto com a aquisição a produtores em regime especial e os ajustamentos provisórios destas duas componentes referentes ao ano de 2009.

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 eléctrica aos produtores cujos contratos de aquisição de energia eléctrica não cessaram (Sobrecusto CAE), (iii) os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) e (iv) o diferencial de correcção de hidraulicidade (CH).

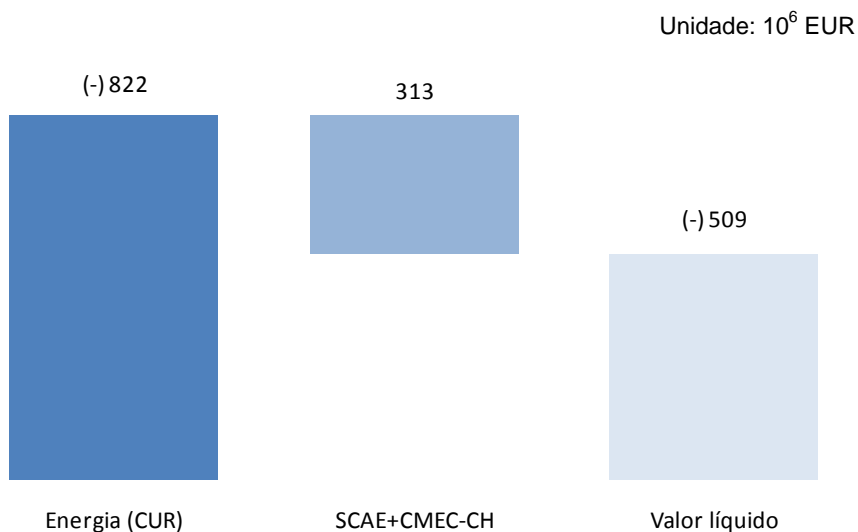
O montante de desvio dos encargos de energia eléctrica do CUR relativo a 2008 superou o valor estimado devido a um agravamento do preço de mercado (superior ao considerado provisoriamente). Este agravamento do preço do mercado associado a um agravamento dos juros aplicados ao montante da dívida de 2009 devido à aplicação do Despacho n.º 5579-A/2009, de 18 de Fevereiro, gerou um desvio de cerca de 222 milhões de euros a pagar pelos consumidores.

Em 2009, a redução do preço médio de energia no mercado organizado de 70 €/MWh (valor considerado para tarifas 2009) para cerca de 43 €/MWh (previsão actual do custo médio de aprovisionamento do CUR incluindo a participação em mercados a prazo), associada a um aumento de clientes que saíram para o mercado liberalizado geraram um desvio de cerca de 1 044 milhões de euros.

Assim, o montante de desvios dos custos de energia eléctrica do CUR, referentes aos anos de 2008 e 2009 ascende a 822 milhões de euros.

Os ajustamentos ao sobrecusto CAE, aos CMEC e o diferencial de correcção de hidraulicidade totalizam 313 milhões de euros.

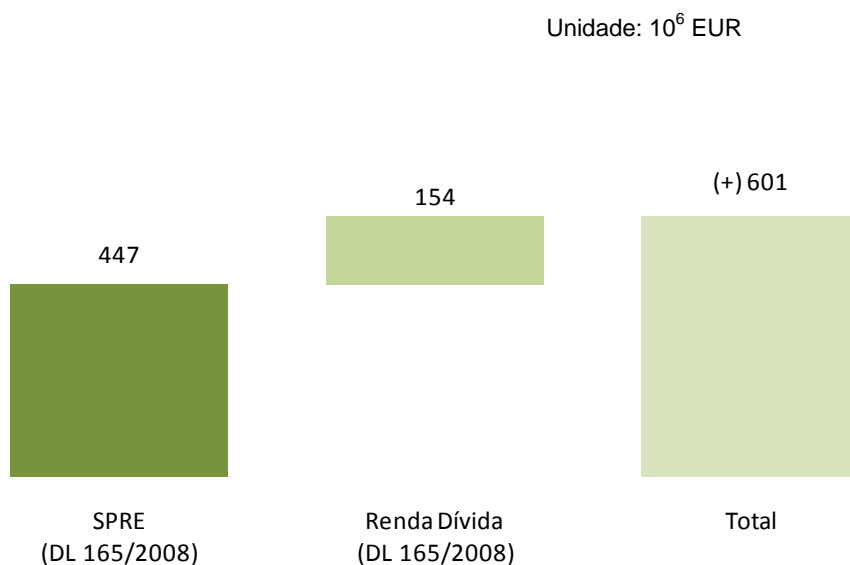
O saldo líquido do efeito das oscilações de preços nos pagamentos efectuados aos produtores de energia, excluindo o sobrecusto da PRE totalizam o montante de 509 milhões de euros, valor a devolver aos clientes (Figura 0-1).

Figura 0-1 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia

Nota: Exclui variações da produção em regime especial

Adicionalmente ao valor dos ajustamentos de 2008 e 2009, é preciso, ainda em 2010, incluir a renda da dívida criada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, assim como o montante do sobrecusto com a PRE que de acordo com o mesmo Decreto-Lei, não foi considerado no montante de proveitos a recuperar com as tarifas de 2009.

Assim, a Figura 0-2 apresenta o valor dos impactes do Decreto-Lei n.º165/2008 no montante de 601 milhões de euros (valor a recuperar pela empresa).

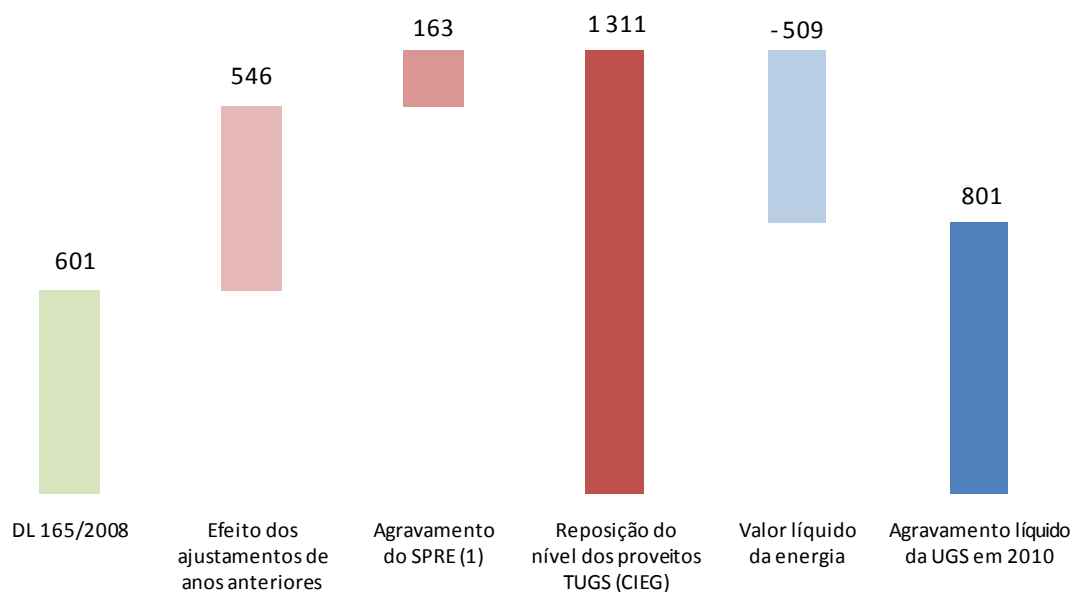
Figura 0-2 - Impacte do Decreto-Lei n.º 165/2008

A análise das figuras acima permite concluir que o valor dos desvios relativos à produção de energia, excluindo variações da PRE, de 509 milhões de euros é inferior à reposição dos custos com a aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, no montante de 601 milhões de euros.

Para a reposição total do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS é necessário adicionar os seguintes valores associados ao sobrecusto da PRE, que perfazem 709 milhões de euros:

- Os ajustamentos de anos anteriores no total de 546 milhões de euros:
 - Ajustamentos referentes aos anos de 2007 e 2008, cerca de 352 milhões de euros que reverteram para as tarifas, em 2009.
 - Ajustamentos referentes aos anos de 2008 e 2009 de cerca de 194 milhões de euros a recuperar em 2010.
- O agravamento do sobrecusto da PRE em cerca de 163 milhões de euros.

Figura 0-3 - Reposição do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS (CIEG)



Nota: ^[1] O SPRE resulta da diferença entre o preço médio de aquisição aos PRE e o preço médio de mercado. Quando o preço de mercado diminui, o sobrecusto da PRE a recuperar com a tarifa UGS aumenta.

Da análise da figura verifica-se que a reposição do nível a recuperar com a tarifa UGS atinge os 801 milhões de euros.

APLICAÇÃO DO DISPOSTO NO DECRETO-LEI N.º165/2008

A devolução do desvio dos custos de aquisição de energia em 2010 aos consumidores através da tarifa de UGS assegura a estabilidade tarifária e que em 2010 não sejam observadas variações e impactes tarifários significativos pelos consumidores de energia eléctrica.

O n.º 8 do Despacho n.º 27677/2008 do Ministro da Economia e da Inovação estabeleceu que, no quadro da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, as condições para a repercussão dos valores dos desvios relacionados com os custos de aquisição de energia e dos sobrecustos da produção em regime especial, de forma inter-temporal, pode o Ministro da Economia e da Inovação determinar a amortização antecipada do valor da dívida resultante destes desvios.

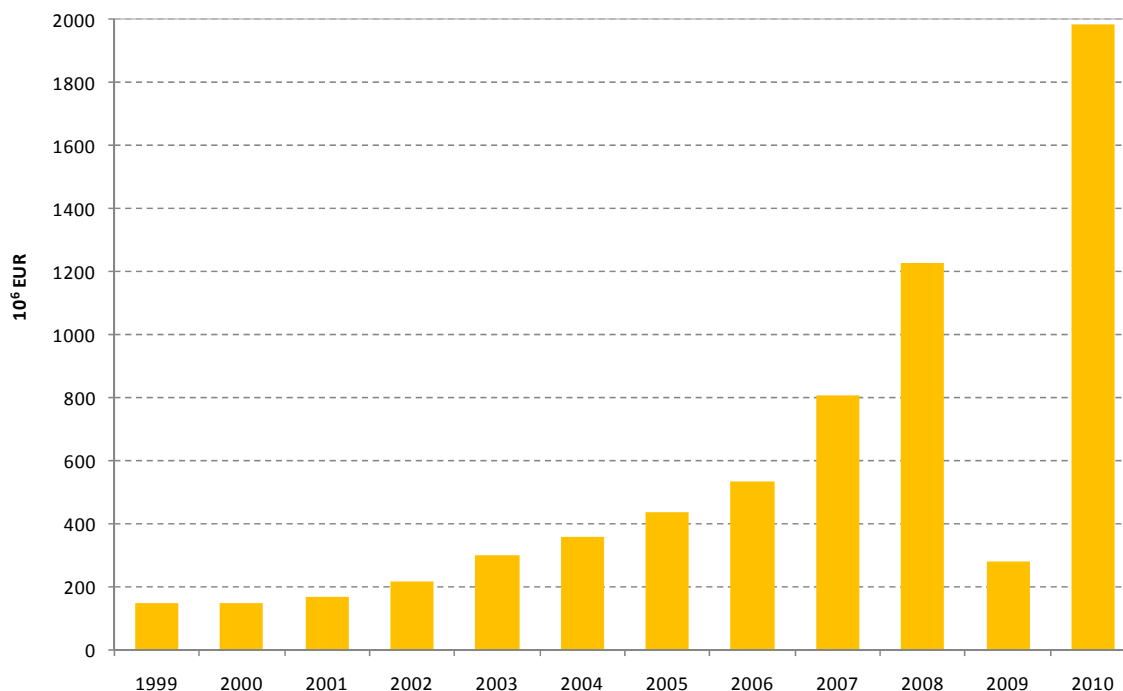
Tendo em conta esta faculdade conferida pelo referido Despacho, a ERSE apresentou ao Ministro da Economia e da Inovação, cenários de amortização extraordinária de dívida recorrendo ao referido desvio apurado em 2009.

Estes cenários não tiveram acolhimento por parte do Ministro da Economia e da Inovação, pelo que prevaleceu a solução regulatória da ERSE, que coincide com a presente proposta de tarifas.

CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

O total de custos de política energética incluídos nas tarifas de 2010 é de cerca de 2 mil milhões de euros (inclui as rendas da dívida de 2009 criadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008). Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os consumidores de energia eléctrica.

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 0-4 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999

A análise da evolução destes custos, face a 2009, deve ter em conta que, nesse exercício tarifário em particular, os efeitos de ajustamentos de anos anteriores em certos CIEG (que variam em sentido contrário à subida dos custos de energia), conjugados com o efeito do diferimento do custo com a PRE referente a esse ano, levaram a que o saldo líquido global destes custos, incluídos nas tarifas de 2009, fosse substancialmente inferior ao de outros anos.

0.3.4.1 SOBRECUSTO DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

As metas e as políticas do Governo para a produção descentralizada de energia eléctrica, 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 compensada através de uma tarifa de compra garantida administrativamente, bem como pela obrigação de compra dessa energia imposta ao comercializador de último recurso.

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

O quadro seguinte apresenta a decomposição do cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica à Produção em Regime Especial em 2010.

Quadro 0-12 - Sobrecusto com a aquisição de energia eléctrica à Produção em Regime Especial em 2010

	Tarifas 2010				
	GWh	Preço médio de aquisição €/MWh	Custo Total 10 ⁶ EUR	Preço médio de referência €/MWh	Sobrecusto PRE 10 ⁶ EUR
Produção em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	11 443	92,55	1 058 991		486 852
Eólicas	7 794	91,07	709 816	50,00	320 107
Hídricas	885	88,70	78 500	50,00	34 250
Biogás	58	111,20	6 398	50,00	3 521
Biomassa	590	113,40	66 882	50,00	37 392
Fotovoltaica e energia das ondas	83	344,77	28 616	50,00	24 466
Térmica (exclui cogeração)	1 588	83,60	132 782	50,00	53 367
RSU	445	80,90	35 999	50,00	13 750
Produção em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	3 456	85,89	296 823		124 040
Térmica - Cogeração	3 441	83,80	288 379	50,00	116 315
Microgeração	14	587,00	8 444	50,00	7 725
Total da produção em regime especial	14 898	91,00	1 355 814		610 892

Fonte: ERSE

0.3.4.2 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

O valor dos CMEC considerado nas Tarifas de 2010 ascende a 305,0 milhões de euros e é composto pelas seguintes parcelas:

- Parcela fixa no montante de 85,6 milhões de euros que inclui a renda anual de 81,2 milhões de euros, calculada à taxa de 7,55%;
- Parcela de acerto que recupera o remanescente do valor considerado a título provisório em tarifas 2009, da revisibilidade de 2008 acrescida de juros, no montante de 116,1 milhões de euros.
- Parcela de alisamento no total de 144,6 milhões de euros relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de facturação em 2009 no montante de 14,9 milhões de euros, (ii) revisibilidade de 2009 no montante de 150,0 milhões de euros e (iii) correcção de hidraulicidade de 2009 no montante de -20,4 milhões de euros;
- Correcção de hidraulicidade referente ao remanescente considerado a título provisório em tarifas 2009 referente ao ano de 2008, no montante de -41,2 milhões de euros.

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 201,7 milhões de euros, serão entregues mensalmente pela REN à EDP Produção em função da potência contratada facturada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004.

A aceitação dos custos com os CMEC é condicionada ao resultado do estudo “Auditoria aos procedimentos para cálculo dos ajustamentos anuais e finais ao montante inicial dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) ao abrigo do Decreto-Lei n.º 240/2004 e ao cálculo do montante do ajustamento do 2.º semestre de 2007 e do ano de 2008” a decorrer no presente ano.

0.3.4.3 DIFERENCIAL DE CUSTO DO AGENTE COMERCIAL

Com o início do funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) a 1 de Julho de 2007 e com a cessação dos (32) Contratos de Aquisição de Energia (CAE) pertencentes à EDP Produção, os CAE celebrados com a Tejo Energia (Central do Pego) e com a Turbogás (Central da Tapada do Outeiro) continuam em vigor, competindo à REN a função de gestor desses contratos, tendo para o efeito sido criada uma empresa juridicamente separada, a REN *Trading*, identificada em termos regulamentares como Agente Comercial.

A REN deve revender nos mercados organizados, a energia eléctrica produzida pelas centrais enquadradas por estes dois CAE e pagar esta energia aos custos definidos nos respectivos CAE. A diferença entre os custos e as receitas geradas pela venda dessa energia eléctrica corresponde ao diferencial de custo com aquisição de energia eléctrica, individualizado na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial.

Esta parcela é recuperada através da tarifa UGS aplicada pelo Operador da Rede de Transporte a todos os consumidores de energia eléctrica.

O quadro seguinte apresenta o diferencial de custo previsto para 2010 com a energia produzida pelas centrais com CAE não cessados, geridos pela REN *Trading*.

Quadro 0-13 - Diferencial de custo dos CAE não cessados

	2010		
	GWh	€/MWh	10 ³ EUR
Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE			157 678
Custos com aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	7 990	72,36	578 150
Proveitos com a venda de energia eléctrica dos produtores com CAE	7 990	52,62	420 472

Fonte: ERSE

O valor do sobrecusto CAE para 2010 apresenta uma diferença de 33 067 milhares de euros face ao valor estimado para 2009, no montante de 124 611 milhares de euros, devido à diminuição da margem de exploração, que reflecte as tendências de evolução do preço de mercado de energia para 2010.

0.3.4.4 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A convergência tarifária das Regiões Autónomas com o Continente, em 2010, encontra-se assegurada em termos médios e por tipo de fornecimento.

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

Quadro 0-14 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2010

Unidade: 10³ EUR

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS	66 456	67 151	133 608
Custos associados à convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAA e da RAM	3 531	2 609	6 140

Fonte: ERSE

0.3.5 AMORTIZAÇÕES E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, os défices tarifários de BT referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros, serão recuperados em 10 anuidades, com início em 2008. Os desvios de energia de 2007 e 2008 e o sobrecusto da PRE de 2009 não repercutidos nas tarifas de 2009 determinados pela aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, serão recuperados num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010.

Os défices de BT de 2006 e 2007 foram titularizados ao BCP e à CGD e o défice de 2009 foi titularizado à Tagus, SA. As rendas anuais devem ser transferidas mensalmente para aquelas entidades (Artigo 63º do Regulamento das Relações Comerciais).

No quadro seguinte apresentam-se os valores em dívida e os valores a repercutir nas tarifas de 2010.

Quadro 0-15 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2009	Juros 2010	Amortização 2010	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2010	Saldo em dívida em 2010
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	94 266	1 507	11 139	12 647	83 126
Convergência tarifária de 2006	33 236	531	3 927	4 459	29 308
Convergência tarifária de 2007	61 030	976	7 212	8 188	53 818
EEM (BCP e CGD)	52 523	840	6 207	7 047	46 316
Convergência tarifária de 2006	12 151	194	1 436	1 630	10 715
Convergência tarifária de 2007	40 372	646	4 771	5 416	35 602
EDP Serviço Universal	1 882 059	54 458	119 596	174 054	1 762 463
BCP e CGD	149 267	2 387	17 639	20 026	131 628
Défice de BT de 2006	108 200	1 730	12 786	14 516	95 414
Continente	103 980	1 663	12 287	13 950	91 693
Regiões Autónomas	4 220	67	499	566	3 721
Défice de BTn de 2007	41 067	657	4 853	5 510	36 214
Continente	39 463	631	4 663	5 294	34 800
Regiões Autónomas	1 604	26	189	215	1 414
Tagus, SA	1 732 829	52 834	101 993	154 827	1 630 835
Desvíos de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 285 147	39 184	77 808	116 992	1 207 339
Sobrecusto da PRE 2009 ⁽¹⁾	447 682	13 650	24 185	37 835	423 496
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	-37	-763	-37	-799	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009 ⁽²⁾	-37	-763	-37	-799	0
Total	2 028 848	56 805	136 942	193 747	1 891 906

Nota:

⁽¹⁾ Considerando a ocorrência do *Eurosystem Event* a 15 de Dezembro de 2009, caso não ocorra, o serviço da dívida em 2010 será de 34 822 milhares de euros (8 945 de juros e 25 877 de amortização de capital) e o montante em dívida em 2010 será de 421 592 milhares de euros.

⁽²⁾ Caso o *Eurosystem Event* não ocorra durante ao ano de 2009, não haverá direito a qualquer montante relativo ao prémio de emissão durante o ano de 2010.

0.3.6 PROCURA DE ENERGIA ELÉCTRICA

As previsões de crescimento da procura de energia eléctrica adoptadas pela ERSE para 2010 tiveram por base a informação enviada pelas empresas reguladas e a evolução do consumo dos primeiros 8 meses do corrente ano.

O consumo referido à emissão considerado pela ERSE para o ano de 2010 no valor de 49 088 GWh reflecte um decréscimo face ao valor real de 2008 de 3%, diminuição justificada pela recessão económica, cujas repercussões se prevê que se estendam a 2010.

No que respeita ao fornecimento de energia eléctrica para 2010, prevê-se um decréscimo médio anual para Portugal Continental de 1,4 % face a 2008.

Relativamente à Região Autónoma dos Açores, tem-se verificado uma desaceleração do crescimento da procura desde 2004. Assim, a EDA prevê para 2009 e 2010 a estagnação das taxas de crescimento em cerca de 2%, na linha do ocorrido em 2008.

Na Região Autónoma da Madeira, após uma recuperação do crescimento dos consumos em 2008, as previsões da EEM que a ERSE adoptou para as tarifas em 2010 apontam para uma estagnação em 2009 e um crescimento de 2% para 2010.

No quadro seguinte apresentam-se os valores globais dos consumos considerados no cálculo das tarifas em 2010, bem como os valores verificados em 2008.

Quadro 0-16 - Indicadores energéticos

Unidade: GWh

	2008 Real	Tarifas 2010
Consumo referido à emissão - Portugal Continental	50 591	49 088
Consumo referido aos pontos de entrega - Portugal Continental		
Mercado regulado	45 289	31 602
Mercado liberalizado	1 180	13 544
Mercado regulado + Mercado liberalizado	46 469	45 146
Taxa de crescimento anual Tarifas 2010 / 2008 Real		-1,4%
Consumo referido à emissão - Região Autónoma dos Açores	805	841
Consumo referido aos pontos de entrega - Região Autónoma dos Açores		
Mercado regulado	752	786
Taxa de crescimento anual Tarifas 2010 / 2008 Real		2,2%
Consumo referido à emissão - Região Autónoma da Madeira	960	984
Consumo referido aos pontos de entrega - Região Autónoma da Madeira		
Mercado regulado	876	898
Taxa de crescimento anual Tarifas 2010 / 2008 Real		1,2%

Fonte: ERSE

0.3.7 PROVEITOS PERMITIDOS POR ACTIVIDADE EM 2010

O Quadro 0-17 sintetiza os proveitos permitidos em 2010, por actividade, em Portugal Continental.

Quadro 0-17 - Proveitos permitidos em Portugal Continental, em 2010

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2010	Proveitos permitidos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2010, previstos em 2009 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifas 2010 (5) = (3) - (4)
REN Trading	248 060		0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	248 060	-248 060 (GGS)	0	0	0
REN	555 513		803 574	0	803 574
Gestão Global do Sistema (GGS)	295 565	248 060 (CVEEAC)	543 626		543 626
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	259 948		259 948		259 948
EDP Distribuição	3 396 089	-803 574	2 592 515	822 214	1 770 301
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 245 404		1 245 404		1 245 404
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 150 685	-803 574 (GGS + TEE)	1 347 111	822 214	524 897
EDP Serviço Universal (CUR)	4 001 220	-2 950 949	1 050 271	-822 214	1 872 485
Compra e Venda de Energia Eléctrica	1 754 547	-805 123	949 423	-822 214	1 771 637
Sobrecusto da PRE	805 123	-805 123 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0		0
Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE)	949 423		949 423	-822 214	1 771 637
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	2 145 826	-2 145 826 (DEE + CVAT)	0		0
Comercialização (C)	100 847		100 847		100 847
			4 446 360	0	4 446 360

O Quadro 0-18 sintetiza os proveitos permitidos em 2010, por actividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-18 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas, em 2010

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos por actividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2010 (3) = (1) - (2)
EDA	170 626	66 456	104 170
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	131 017	55 529	75 487
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	35 155	8 949	26 206
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 454	1 978	2 476
EEM	188 533	67 151	121 382
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	140 335	53 915	86 420
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	43 144	11 020	32 124
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	5 054	2 216	2 838
Total nas Regiões Autónomas	359 159	133 608	225 551

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário foi submetida, em Outubro de 2009, 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 Eléctrica e Outros Serviços em 2010”. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante. Tendo em consideração o parecer do Conselho Tarifário, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços a vigorar em 2010.

As tarifas para 2010 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 58/2009, de 2 de Janeiro. As tarifas consideram ainda as alterações ao Regulamento Tarifário publicadas no Despacho n.º 20/2009, que inclui a proposta de alteração ao Regulamento Tarifário submetida a parecer do Conselho Tarifário a 2 de Outubro.

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

Os valores das tarifas e preços dos serviços regulados para 2010, têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2008, estimados para 2009 e previstos para 2010, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

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

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores actualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2010.

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 2010. São apresentados os proveitos permitidos para cada actividade das empresas reguladas.

No capítulo 4 apresentam-se os cálculos das tarifas por actividade, das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem em 2010.

No capítulo 5 apresentam-se os parâmetros que vigoram no período de regulação de 2009 a 2011.

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 2010.

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

2 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SECTORIAL

2.1 ECONOMIA MUNDIAL

A crise do *sub-prime* ocorrida no final do ano de 2007 nos Estados Unidos alastrou para os mercados financeiros mundiais, tendo consequências na economia real a nível mundial. Deste modo, o ano de 2008 caracterizou-se por uma forte desaceleração do crescimento da economia mundial com um crescimento do produto interno bruto em torno dos 3%¹, contrastando com um crescimento médio acima dos 4,5% nos quatro anos anteriores. As principais economias desenvolvidas apresentaram um crescimento moderado em torno dos 0,6%, destacando-se deste modo o dinamismo demonstrado pelas economias dos países emergentes e dos países em vias de desenvolvimento.

De acordo com as últimas previsões, no ano de 2009 a economia mundial entra em recessão. No entanto, e na sequência das intervenções governamentais nas diversas economias, têm surgido sinais de estabilização. Na União Europeia, as intervenções ao nível financeiro permitiram um abrandamento da queda do produto interno bruto (PIB) no primeiro semestre de 2009. Apesar de boas perspectivas para o segundo semestre de 2009, as previsões intercalares da Comissão Europeia (CE)² para a evolução do PIB no decorrer do ano de 2009 mantêm-se inalteradas face às previsões da primavera apontando para uma quebra de 4%, tanto na Área do Euro como na União Europeia.

Para 2010, os diversos organismos internacionais tais como, o Fundo Monetário Internacional (FMI), a CE e a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) são unânimes no sentido de preverem uma retoma do crescimento económico mundial. Segundo o FMI, países como os Estados Unidos da América, países da Área do Euro, o Japão e o Reino Unido apresentarão crescimentos positivos da sua actividade económica em 2010, depois do período de recessão económica vivida durante o ano de 2009.

2.2 ECONOMIA PORTUGUESA

A economia portuguesa apresentou, igualmente em 2008, uma contracção da sua actividade económica. Os efeitos descritos anteriormente a nível mundial afectaram a economia portuguesa, dado ser uma pequena economia aberta ao exterior. Num contexto europeu, o crescimento económico português registado neste ano é dos mais baixos ao nível dos países da Área do Euro e da União Europeia levando a que Portugal se mantenha afastado de uma situação de convergência face ao crescimento económico

¹ FMI, *World Economic Outlook*, Outubro de 2009.

² Previsões intercalares, Comissão Europeia, Setembro 2009.

Europeu. Para 2008, o Banco de Portugal³ estima que o crescimento económico português tenha sido nulo, num contexto em que o contributo positivo da procura interna (+1,1 p.p.) contrariou o contributo negativo das exportações líquidas (-1,2 p.p.), para o crescimento do PIB.

De acordo com os organismos mencionados no Quadro 2-1, o ano de 2010 representa um ano de continuação da recessão económica evidenciada em 2009. No entanto, estima-se que a contracção económica de 2010 seja menos acentuada, dado que as diversas componentes do PIB apresentarão decréscimos reais menos acentuados dos que os previstos para 2009. A rubrica do consumo público é a única rubrica que não apresenta um crescimento real negativo, denotando o esforço governamental no sentido de estimular a economia portuguesa.

Num contexto em que a procura de bens e serviços exercerá poucas pressões inflacionistas nos preços dos bens, a CE estima que em 2010 o deflator do PIB apresentará uma desaceleração face ao valor previsto para 2009. O Índice Harmonizado de Preços no Consumidor terá uma aceleração entre 2009 e 2010 o que conduzirá a um crescimento dos preços, ao contrário do previsto para 2009, em que este indicador apresenta taxas de variação negativas.

Quadro 2-1 - Principais indicadores económicos

	2008	2009			2010		
	B. Portugal	Comissão Europeia	OCDE	B. Portugal	Comissão Europeia	OCDE	B. Portugal
PIB (crescimento real %)	0,0	-3,7	-4,5	-3,5	-0,8	-0,5	-0,6
Consumo Privado	1,7	-1,3	-2,4	-1,8	-0,4	0,0	-0,6
Formação bruta de capital fixo	-1,3	-14,4	-18,7	-14,3	-8,0	-1,2	-3,8
Consumo público	0,6	0,6	0,4	1,0	0,2	-0,2	0,7
Exportações	-0,4	-11,7	-21,5	-17,7	-0,1	-1,2	-0,9
Importações	2,6	-10,0	21,1	-17,1	-2,3	-0,1	-1,2
Deflator do PIB (em %)	-	2,2	0,3	-	1,6	1,2	-
Deflator do Consumo Privado (em %)	-	-	-1,0	-	-	1,0	-
IHPC (em %)	2,7	-0,3	-0,2	-0,5	1,7	1,0	1,3

Fonte: Banco de Portugal – Boletim de Verão – 2009 e Boletim da Primavera - 2009, Comissão Europeia - “*European Economy*” - Previsões de Primavera 2009, Maio 2009; OCDE - “*Economic Outlook*”, n.º 85 - Junho de 2009”.

2.3 ENQUADRAMENTO SECTORIAL

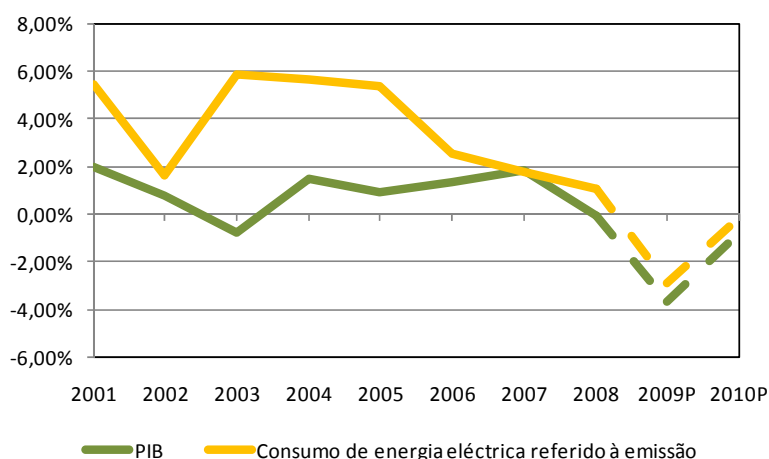
O preço dos combustíveis, nomeadamente o preço do petróleo, apresentou grandes oscilações no decorrer do ano de 2008 caracterizando-se este como um ano de choque petrolífero. Até meados do

³ Banco de Portugal – Boletim de Verão – 2009.

ano, o preço dos mesmos encontrava-se fortemente condicionado pela evolução ocorrida no ano anterior em que se registou o início da subida dos preços deste tipo de combustível, devido ao aumento da procura, assumindo especial importância a procura por parte dos países emergentes. No final do ano, o preço do petróleo situou-se em níveis mais baixos do que os verificados a meio do ano.

A Figura 2-1 apresenta a taxa de crescimento real do produto interno bruto (a preços constantes de 2000) e a taxa de crescimento do consumo de energia eléctrica referido à emissão, entre 2001 e 2010.

Figura 2-1 - Taxas de variação

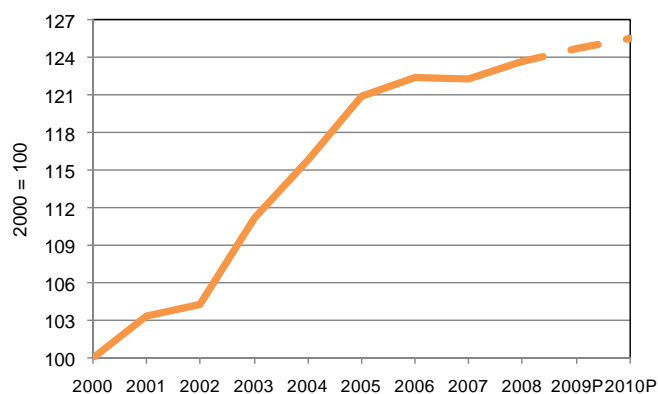


Fonte: INE; ERSE, REN, Comissão Europeia

Pela análise da figura⁴ verifica-se que as taxas de variação dos dois indicadores são coincidentes a partir do ano de 2007.

A intensidade energética é um indicador que permite estabelecer a comparação entre o andamento da economia e o andamento do consumo de energia. Na Figura 2-2 apresenta-se a evolução da intensidade energética (eléctrica) para Portugal Continental entre 2000 e 2010, calculada tendo por base o consumo de energia eléctrica referido à emissão e o produto interno bruto, a preços constantes de 2000.

⁴ Esta análise não inclui a correcção dos efeitos relacionados com a temperatura e dias úteis.

Figura 2-2 - Intensidade energética em Portugal Continental

Fonte: INE; ERSE, REN, Comissão Europeia

Pela análise da figura verifica-se que a intensidade energética apresenta uma tendência crescente para todo o período em análise, indicando um maior consumo de energia por unidade de riqueza produzida no país. Contudo, após uma forte subida entre 2002 e 2005, nos anos mais recentes tem-se vindo a assistir ao desacelerar do ritmo de crescimento deste indicador.

3 PROVEITOS PERMITIDOS

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para cada uma das actividades 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 2008 e 2009 a repercutir nas tarifas de 2010”, “Caracterização da procura em 2010”, e “Proveitos permitidos das empresas reguladas no sector eléctrico em 2010” e o documento “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011”, de Dezembro de 2008.

No documento “Ajustamentos referentes a 2008 e 2009 a repercutir nas tarifas de 2010” analisa-se o ano de 2008 para todas as actividades e o ano de 2009 para as actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso, de forma a determinar os ajustamentos a repercutir em 2010.

Relativamente a 2008, faz-se uma análise do balanço de energia eléctrica e das contas reguladas, por actividade, 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 2008. Determinam-se e analisam-se as diferenças entre valores reais e os provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada actividade.

No que se refere a 2009, calcula-se o valor provisório do ajustamento aos proveitos permitidos das actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso.

No documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas no sector eléctrico em 2010” definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2010 e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente às previsões enviadas pelas empresas para o balanço de energia eléctrica, para os custos e para os investimentos nas várias actividades reguladas.

No documento “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011”, de Dezembro de 2008, determinaram-se os parâmetros de regulação a aplicar às diferentes actividades reguladas para o período de regulação 2009-2011. Os parâmetros incluem, nomeadamente, metas de eficiência, custos de referência, bem como os valores adoptados para o custo de capital.

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

Quadro 3-1 - Empresas e actividades reguladas no sector eléctrico

Entidade regulada	Actividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2009-2011	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 optimização da gestão dos CAE: I ₁) Incentivo à eficiente oferta da energia da central da Turbogás no mercado diário. I ₂) Incentivo à eficiente contratação do gás natural consumido pela central da Turbogás. I ₃) Incentivo à maximização das receitas da central da Tejo Energia. Mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO ₂ : I _{CO2}) Incentivo à eficiente gestão das licenças de emissão de CO ₂ . Partilha de ganhos com operações de SWAP.	Taxa de remuneração do activo - OT ^[1] + 300 p.b.	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 activos 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 afectos a aproveitamentos hidroeléctricos; d) Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; e) Custos de gestão do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental; f) ERSE, AdC, OMIP e OMIClear.		Taxa de remuneração do activo - OT ^[1] + 300 p.b.	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 actividade da empresa. Remuneração dos activos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos tendo em conta o nível da actividade da empresa (km de rede e n.º de painéis) e os investimentos efectivamente ocorridos.	Custos de exploração e de investimento. <i>Custos pass through:</i> Custos com as tarifas transfronteiriças. Proveitos associados ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha. 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 activo: OT ^[1] + 300 p.b. OT + 450 p.b. (aplicado aos investimentos que entrem em exploração a partir de 1 de Janeiro de 2009, valorizados a custos de referência. Factor de eficiência de 0,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT

Nota: ^[1] OT - Rendibilidade média diária das Obrigações do Tesouro a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano t-2 e 31 de Agosto do ano t-1.

Quadro 3-2 - Empresas e actividades reguladas no sector eléctrico (cont. I)

Entidade regulada	Actividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2009-2011	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> . Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios da energia distribuída.	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 activo - $OT^{(1)} + 400$ p.b. Factor 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) Tarifa Social.			Tarifa de Uso Global do Sistema do ORD
		Custos de transporte: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de URT ao ORT.			Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORD
EDP SU, SA Comercializador de último recurso (CUR)	Compra e Venda de Energia Eléctrica	Custos aceites Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	Custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais, para satisfazer os fornecimentos aos clientes.			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 número de clientes e do cálculo da margem com base em custos reais.			Taxa de remuneração do activo - $OT^{(1)} + 400$ p.b. Factor de eficiência de parâmetros de 3% ao ano aplicado aos custos unitários por cliente.	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.				

Nota: ⁽¹⁾ OT - Rendibilidade média diária das Obrigações do Tesouro a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano t-2 e 31 de Agosto do ano t-1.

Quadro 3-3 - Empresas e actividades reguladas no sector eléctrico (cont. II)

Entidade regulada	Actividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2009-2011	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	Custos aceites em base anual e remuneração dos activos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da actividade	Custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores não vinculados da RAA. Custos com combustíveis para a produção de energia eléctrica. Custos de funcionamento.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental.	Taxa de remuneração do activo - $OT^{[1]} + 300$ p.b.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios da energia distribuída.		Incentivo à promoção do desempenho ambiental.	Taxa de remuneração do activo - $OT^{[1]} + 400$ p.b. Factor de eficiência implícito nos parâmetros de 5% ao ano.	
	Comercialização de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do número de clientes.			Taxa de remuneração do activo - $OT^{[1]} + 400$ p.b. Factor de eficiência implícito nos parâmetros de 5% ao ano.	
EEM, SA Entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM)	Aquisição de energia e gestão global do sistema	Custos aceites em base anual e remuneração dos activos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos tendo em conta os custos reais da actividade	Custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores do sistema público da RAM e a produtores não vinculados. Custos com combustíveis para a produção de energia eléctrica. Custos de funcionamento.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental.	Taxa de remuneração do activo - $OT^{[1]} + 300$ p.b.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios da energia distribuída.		Incentivo à promoção do desempenho ambiental.	Taxa de remuneração do activo - $OT^{[1]} + 400$ p.b. Factor de eficiência implícito nos parâmetros de 4,8% ao ano.	
	Comercialização de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do número de clientes.			Taxa de remuneração do activo - $OT^{[1]} + 400$ p.b. Factor de eficiência implícito nos parâmetros de 4,8% ao ano.	

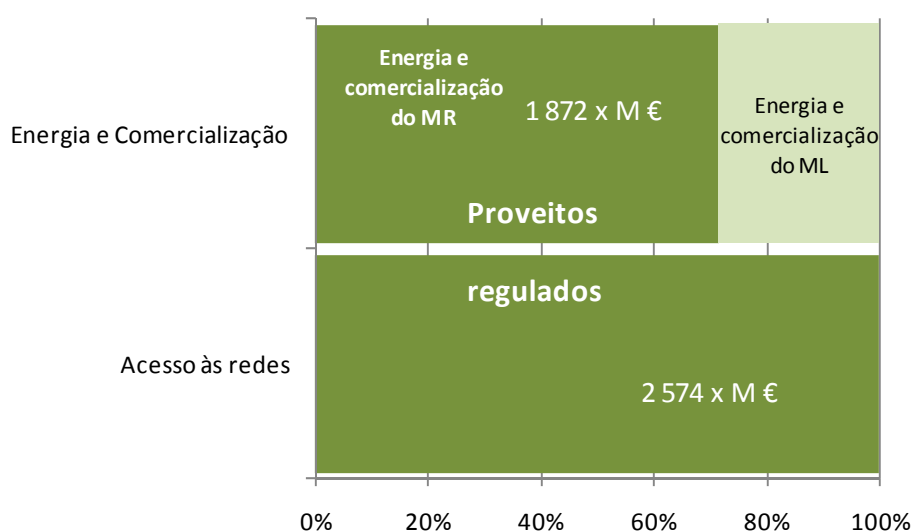
Nota: ^[1] OT - Rendibilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano t-2 e 31 de Agosto do ano t-1,

3.1 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2010

A facturação global das empresas do sector eléctrico compreende os proveitos regulados, bem como a facturação 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 sector eléctrico em Portugal Continental e o seu peso relativo nos proveitos totais do sector⁵.

Figura 3-1 - Proveitos do sector eléctrico



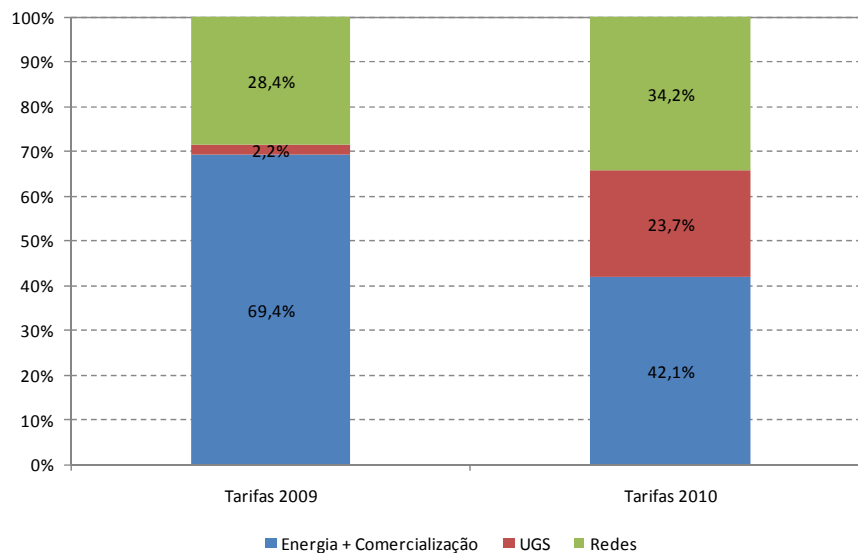
Importa, no entanto, referir que os custos de energia no mercado regulado são determinados de acordo com o mercado grossista e que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso refere-se aos custos de interesse económico geral e medidas de política energética e ambiental, na sua quase 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 actividade de Transporte de Energia Eléctrica e com a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. Na UGS incluem-se os custos de interesse económico geral e medidas de política energética e ambiental, bem como os custos com a actividade de Gestão Global do Sistema. A Figura 3-2 permite

⁵ A facturação da Energia e Comercialização foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

comparar a variação da estrutura dos proveitos por actividade, no sector eléctrico, de tarifas 2009 para tarifas 2010.

Figura 3-2 - Estrutura dos proveitos do sector por actividade



Da análise da figura concluí-se que o peso dos custos com as redes subiu ligeiramente e que a grande variação estrutural ocorreu ao nível dos custos da UGS e dos custos com a Energia, aspecto que é analisado em detalhe no Capítulo 3.3.2.

Nos quadros seguintes apresenta-se o montante de proveitos regulados a recuperar com a aplicação das tarifas de energia eléctrica em Portugal Continental (Quadro 3-4) e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (Quadro 3-5) considerados para tarifas 2009 e tarifas 2010.

Quadro 3-4 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia eléctrica em Portugal Continental

	Unidade: 10 ³ EUR		
	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Varição de proveitos T2010/T2009
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Gestão Global do Sistema			
Proveitos permitidos do ORT	384 125	543 626	
Custos gestão do sistema	104 364	103 114	
Custos de interesse geral	279 761	440 512	
Custos a recuperar pelo ORD	-219 857	1 333 699	
Sustentabilidade de mercados e coexistência	-50 000	-822 214	
Proveitos a recuperar com a UGS	114 268	1 055 111	823,4%
Transporte de energia eléctrica			
Proveitos permitidos do ORT	232 263	259 948	
Diferença entre os valores facturados pela EDP D e os valores pagos à REN	-4 366	13 412	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	227 897	273 360	19,9%
Distribuição de energia eléctrica			
Total dos proveitos em AT/MT	499 816	474 793	
Total dos proveitos em BT	728 496	770 612	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 228 312	1 245 404	1,4%
Comercialização regulada			
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	11 333	3 245	
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	2 132	1 335	
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	101 648	96 267	
Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização	115 114	100 847	-12,4%
Aquisição em mercado+OMP+Cesur	2 312 982	990 754	
Aquisição aos PRE (exclui sobrecurso)	1 014 892	744 922	
Custos com serviços do sistema	47 677	26 455	
Custos de funcionamento	8 584	9 507	
Aditividade Tarifária	63 971	0	
Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia	3 448 106	1 771 637	-48,6%
Proveitos a recuperar com as tarifas	5 133 697	4 446 360	-13,4%
Decreto Lei 165/2008	1 723 151	0	
Total de proveitos regulados no continente	6 856 848	4 446 360	-35,2%

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

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Varição de proveitos T2010/T2009
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	123 328	131 017	6,2%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	35 774	35 155	-1,7%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	2 016	4 454	120,9%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores	161 119	170 626	5,9%

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Varição de proveitos T2010/T2009
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	125 468	140 335	11,8%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	45 217	43 144	-4,6%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 723	5 054	7,0%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira	175 408	188 533	7,5%

As principais componentes que condicionam a evolução dos proveitos são: (I) as quantidades de energia eléctrica 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 2009 para 2010, por actividade, para o Continente.

O diferencial entre os proveitos permitidos nas Regiões Autónomas e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais nas respectivas regiões é pago por todos os consumidores do sector eléctrico através das tarifas de Uso Global do Sistema. O impacto da variação dos proveitos permitidos das Regiões Autónomas é analisado através da variação do sobrecusto das Regiões Autónomas.

3.2 PROVEITOS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO

Os proveitos de energia e de comercialização do CUR reduziram-se para cerca de metade de 2009 para 2010. Esta situação resulta de uma redução conjugada dos preços médios de mercado e da saída acentuada de clientes para o mercado livre, conforme se pode verificar pela análise das figuras seguintes⁶.

⁶ Os proveitos unitários apresentados reflectem, nomeadamente, as perdas nas redes.

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

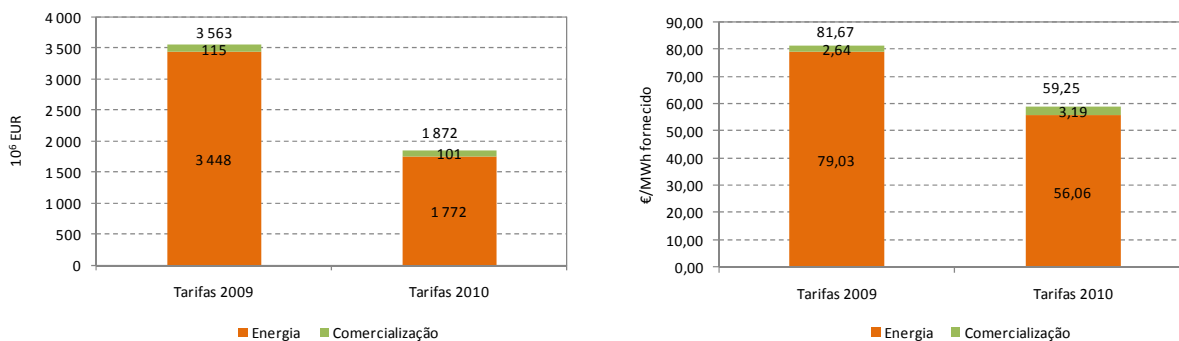


Figura 3-4 - Energia e n.º de clientes

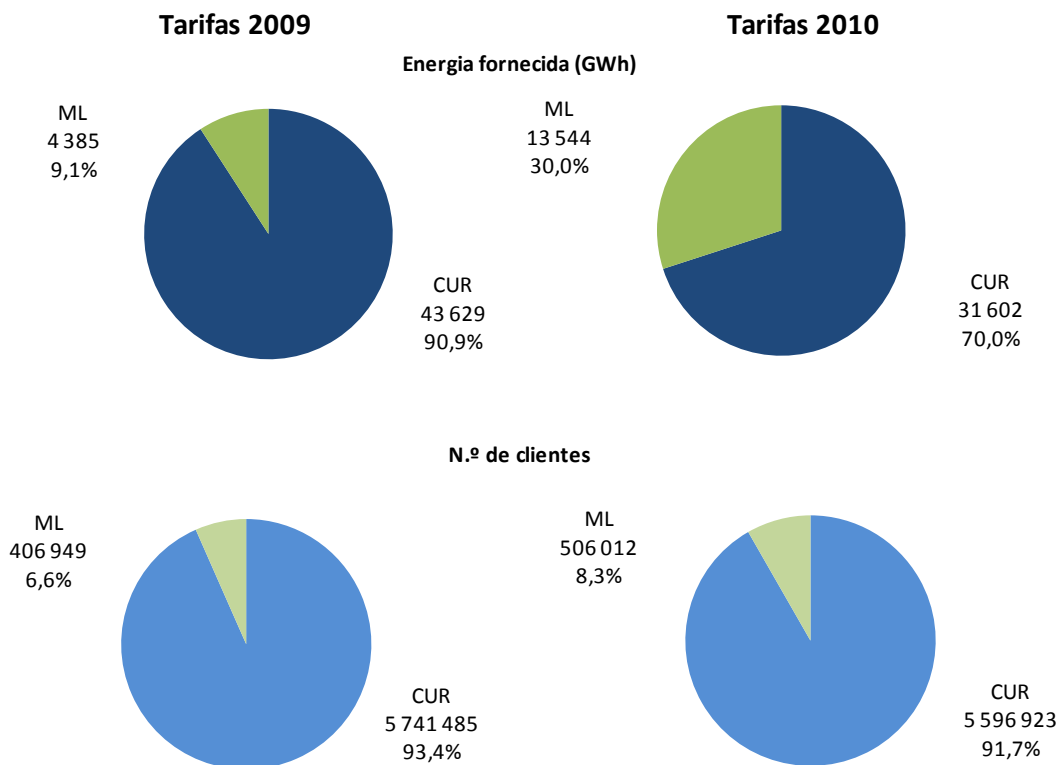
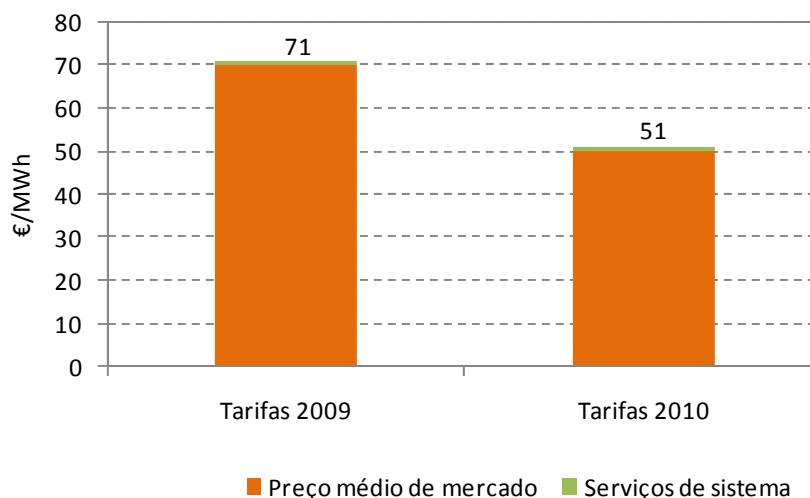


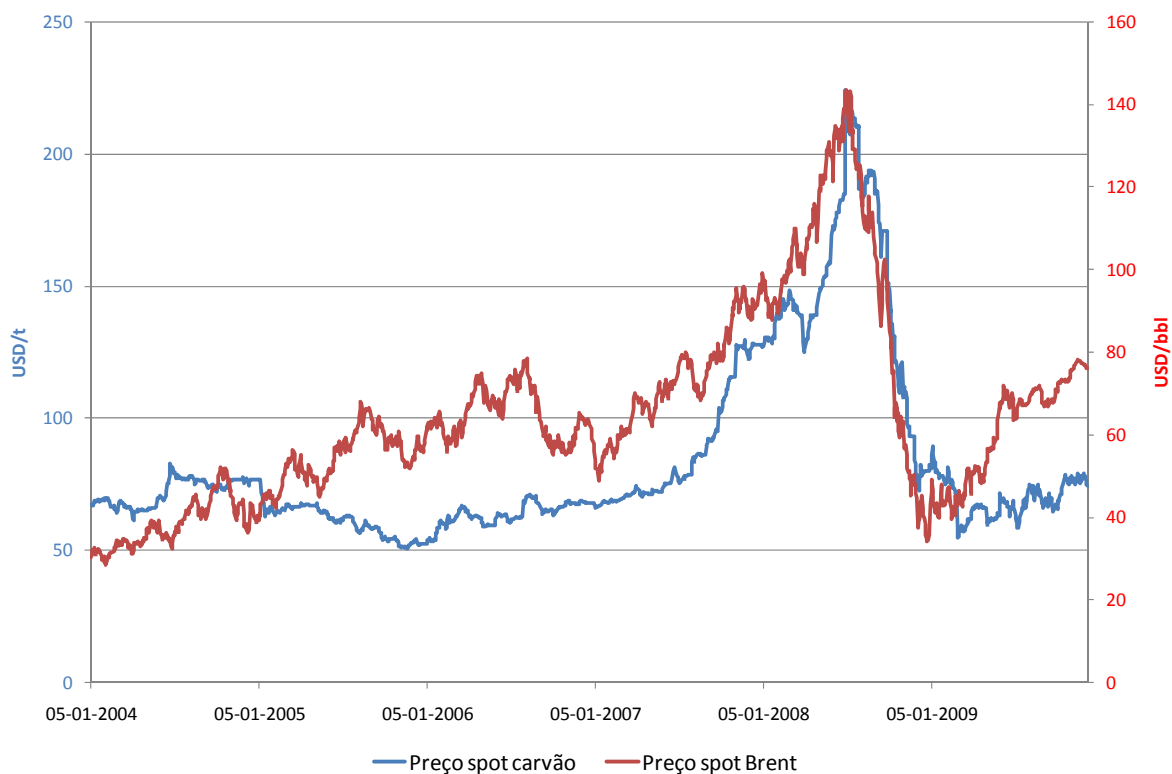
Figura 3-5 - Custos médios de aquisição em mercado e de serviços de sistema

EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE ENERGIA

Tendo em conta o *mix* de produção existente em Portugal, bem como no conjunto do MIBEL, o preço da energia eléctrica adquirido no mercado organizado para Portugal depende em grande parte da evolução das condições hidrológicas, bem como da evolução do preço dos combustíveis fósseis, petróleo e carvão, nos mercados internacionais. O preço do petróleo está directamente relacionado com o preço do fuelóleo, sendo que é também a principal variável a que está indexada o preço do gás natural.

A evolução destes dois combustíveis está fortemente relacionada. A partir do segundo semestre de 2007 assistiu-se a um forte aumento do preço do petróleo, que atingiu o pico em Julho de 2008. A partir dessa data, a situação inverteu-se tendo ocorrido uma descida abrupta do preço do petróleo, a qual se prolongou até ao início do corrente ano de 2009. Este movimento, de acentuada volatilidade, verificou-se igualmente no preço de outras *Commodities*, nomeadamente no preço do carvão, que têm um forte impacto no custo de produção da energia eléctrica em Portugal. Como se pode observar da figura seguinte, existe alguma relação entre a evolução dos preços *spot* do carvão e do petróleo.

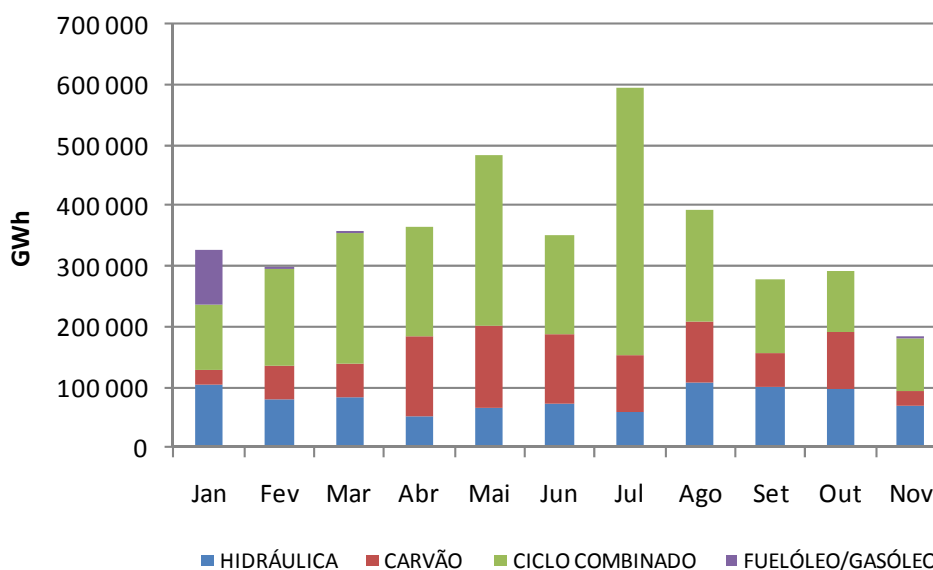
Figura 3-6 - Evolução dos preços spot do carvão (API 2) e do Brent



Fonte: Reuters

Fruto da organização do mercado spot de energia de eléctrica do MIBEL, as centrais marginais, isto é, as centrais com as tecnologias de produção mais caras para cada hora, definem os preços horários da energia eléctrica. As receitas assim obtidas permitem aos restantes produtores com custos variáveis mais baixos cobrirem a totalidade dos seus custos (fixos e variáveis).

Durante o período de vigência dos CAE, o custo da energia eléctrica produzida era calculado pela média ponderada dos custos totais de produção. Deste modo, no actual cenário, o preço da energia eléctrica está mais dependente da evolução do preço do petróleo, do que antes da liberalização do mercado de produção, porque grande parte dos custos das centrais que marcam o preço de mercado são custos variáveis, que dependem directa ou indirectamente da evolução do preço do petróleo.

Figura 3-7 - Produções mensais em 2009 das tecnologias marginais para Portugal

Fonte: OMEL

Com a liberalização da produção de energia eléctrica em Portugal, alterou-se o paradigma da definição do preço de energia eléctrica com base em custos médios de produção, para um paradigma ligado nos custos marginais de produção, que, por sua vez, estão fortemente dependentes do preço de petróleo, cuja volatilidade é conhecida.

A conjugação do choque petrolífero, ocorrido nos anos de 2007 e de 2008, com a alteração do enquadramento do mercado de produção de energia eléctrica dificultou ao regulador o exercício de previsão para os anos seguintes dos custos de aquisição de energia no âmbito da fixação das tarifas de energia eléctrica.

A previsão do preço de energia eléctrica adquirido no mercado organizado caracteriza-se assim por um grau de incerteza bastante elevado.

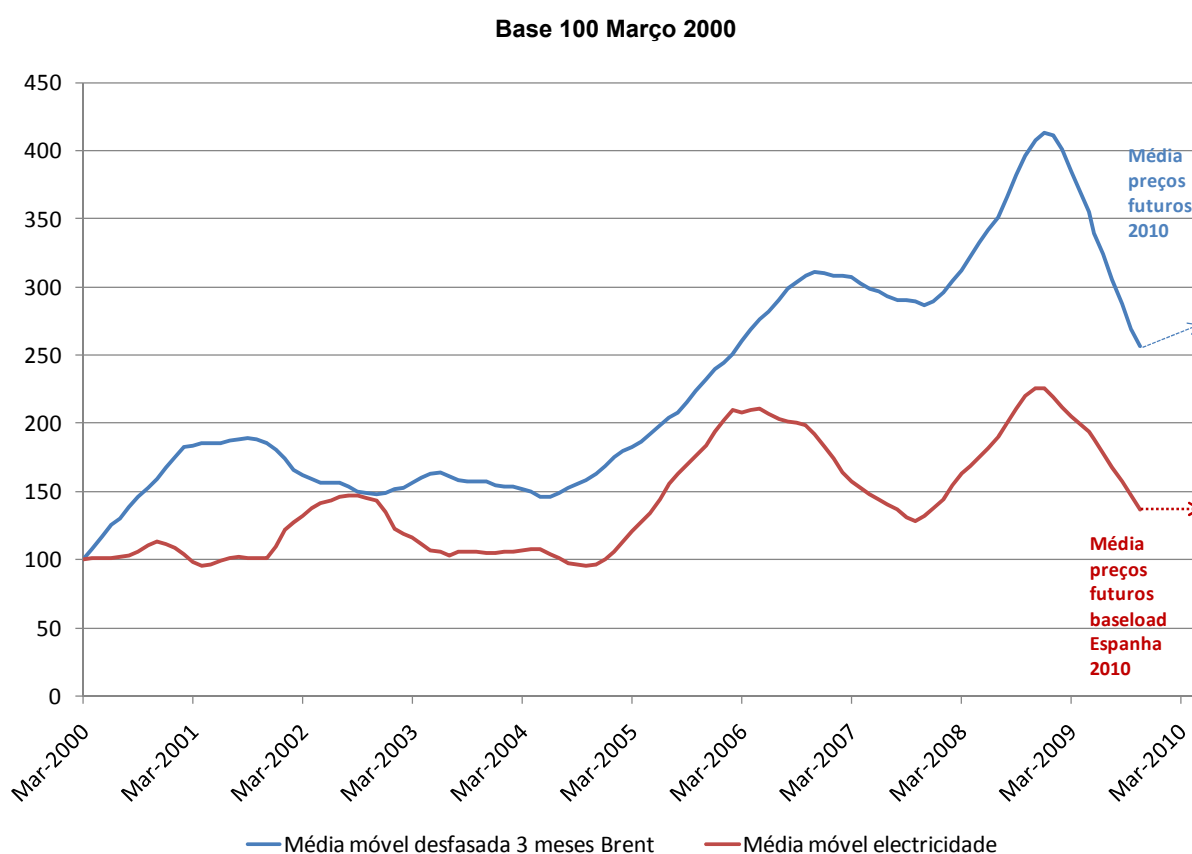
A incerteza na previsão do preço de energia eléctrica não é diminuída ao serem unicamente considerados os valores do mercado de futuros de energia eléctrica. Recorde-se que em Setembro de 2008 o preço médio dos futuros *baseload* em Espanha do OMIP para 2009 era cerca de 70 €/MWh. No entanto, até à data o preço médio aritmético em Espanha para 2009 tem-se situado a volta de 40 €/MWh.

Assim, a observação doutros mercados, nomeadamente dos mercados de futuros do petróleo, substancialmente mais líquidos do que o do OMIP, poderá ajudar na sustentação da previsão do preço de energia eléctrica.

Com efeito, o preço da energia eléctrica e o preço do petróleo apresentam uma correlação elevada. Esta correlação é evidente quando são anulados os efeitos decorrentes da sazonalidade do preço da energia eléctrica (nomeadamente fruto das sazonalidades da procura e das afluências hidrológicas), aplicando uma média móvel a 12 meses nos preços da energia eléctrica e do petróleo. Registe-se igualmente que para a comparação entre as médias móveis dos preços do Brent e da energia eléctrica deverá ser considerado o desfasamento entre o momento de aquisição dos combustíveis e o momento do seu consumo para produção de energia eléctrica.

A figura que se segue evidencia a correlação mencionada. Esta figura correlaciona as médias móveis a 12 meses dos preços médios aritméticos da energia eléctrica na *pool* ibérica e dos preços do *Brent*, desfasados de 3 meses. Estão igualmente apresentados os valores médios para 2010 dos futuros do *Brent* e dos contratos de *baseload*⁷ em Espanha.

Figura 3-8 - Evolução da média móvel a 12 meses do preço do Brent (EUR/bbl) e do preço da energia eléctrica na *pool* ibérica (Espanha)



Fonte: OMEL, Reuters, Banco de Portugal

⁷ No início de Dezembro de 2009.

Observa-se que os mercados de petróleo apontam para um aumento do preço deste combustível para 2010 face ao verificado actualmente, o que não se verifica no caso dos preços dos futuros da energia eléctrica em Espanha.

Acresce que de um ponto vista previsional existem algumas vantagens em considerar o mercado de futuros do petróleo em lugar do mercado de futuros da energia eléctrica na Península, por o primeiro ser um mercado mais líquido do que este mercado e, deste modo, reflectir melhor as expectativas dos agentes económicos, internalizando assim, um conjunto de variáveis externas que também influenciam o preço de energia eléctrica, nomeadamente a evolução económica global.

Neste contexto, prevê-se um preço médio ponderado de energia eléctrica em Portugal de 50 €/MWh em 2010, aplicando-se neste exercício uma metodologia que relaciona a média móvel anual dos preços de mercado de energia eléctrica e a média móvel anual dos preços de mercado do petróleo *Brent* em euros, desfasada de 3 meses.

A previsão da ERSE é efectuada numa óptica prudencial de protecção do equilíbrio dos mercados, tendo presente que as consequências do desvio entre as previsões para o preço de energia eléctrica em 2010 e o valor que se verificar nesse ano não são simétricas por existirem saldos importantes de desvios de custos a recuperar relativos a anos anteriores.

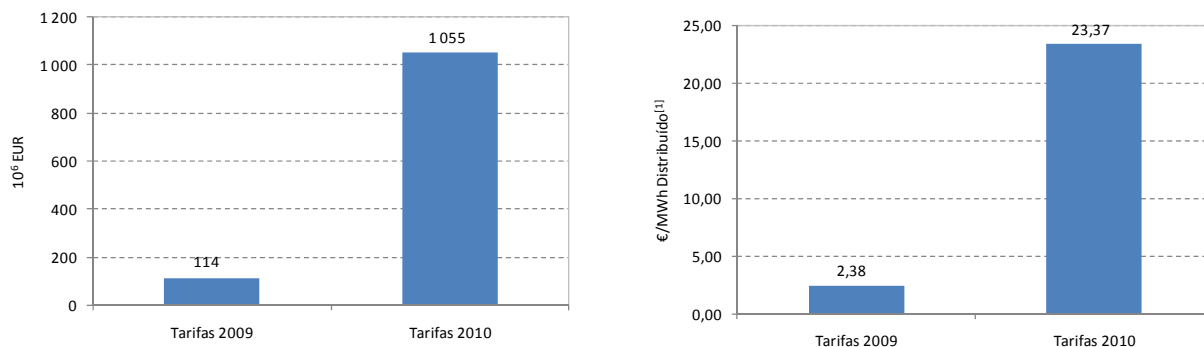
EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE COMERCIALIZAÇÃO

Os proveitos permitidos na actividade de Comercialização têm vindo a evoluir de acordo com as metas de eficiência estabelecidas para o período de regulação. Estes proveitos são analisados em maior detalhe no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas no sector eléctrico em 2010”. A evolução do proveito unitário, apresentada na Figura 3-3, reflecte, essencialmente, a alteração da composição da carteira de clientes do CUR, com um maior peso relativo dos fornecimentos de BT onde o valor deste proveito unitário é maior.

3.3 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam um agravamento de 941 milhões de euros (Figura 3-9).

Figura 3-9 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS

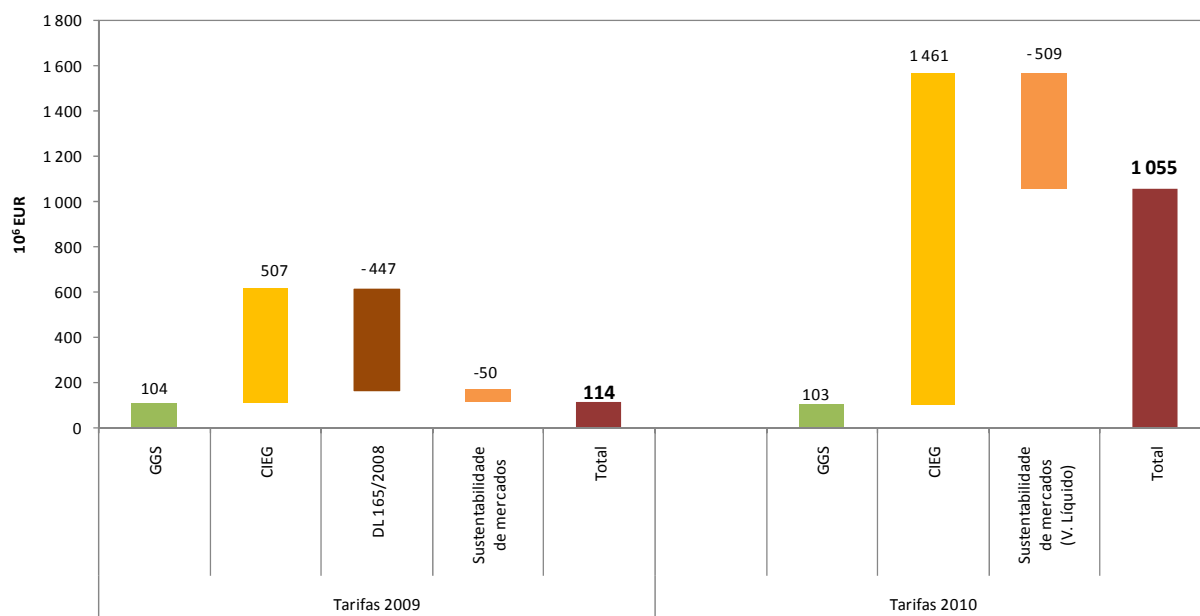


Nota: ^[1] Energia distribuída à saída da rede de distribuição

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma de 4 componentes: (I) custos com a gestão do sistema; (II) custos de interesse económico geral; (III) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo de medidas de sustentabilidade e coexistência de mercados e (IV) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo do Decreto-Lei n.º165/2008.

A Figura 3-10 permite analisar a evolução destas componentes de 2009 para 2010 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS.

Figura 3-10 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente



3.3.1 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Os custos de gestão do sistema reduziram-se cerca de 1,1% relativamente aos valores aceites para Tarifas 2009. Para esta variação contribuiu a redução dos ajustamentos referentes a anos anteriores.

3.3.2 CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Ao abrigo do Regulamento Tarifário do sector eléctrico, 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 2010 incluem o ajustamento definitivo, referente ao ano de 2008, 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 2009.

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 eléctrica aos produtores cujos contratos de aquisição de energia eléctrica não cessaram (SCAE), (III) os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) e (IV) o diferencial de correcção de hidraulicidade (CH).

Os ajustamentos a efectuar 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 membro do Governo responsável pela área de energia.

O mecanismo de correcção de hidraulicidade permite diminuir as consequências das variações das afluências hidrológicas no custo de aquisição de energia.

A Figura 3-11 sintetiza os ajustamentos de 2008 e 2009 a reflectir nas tarifas de 2010.

Figura 3-11 - Ajustamentos de 2008 e 2009 a reflectir nas tarifas de 2010



Notas

^[1] IPH - Índice de produtividade hidroelétrica. Em 2009, valor acumulado até Abril.

^[2] O diferencial entre 70€/MWh e 50€/MWh foi considerado em tarifas de 2009, nos custos de energia (TE), teve um impacto de (+) 1000 milhões de euros e no SPRE (TUGS) de (-) 350 milhões de euros. Em tarifas 2010 o ajustamento definitivo só tem em conta o diferencial entre 73€/MWh e 70€/MWh. Inclui ainda o desvio para tarifas aditivas.

^[3] CH – Diferencial de correcção de hidraulicidade. Quando o ano é seco (IPH<1), o diferencial de correcção de hidraulicidade representa um valor a deduzir ao montante a recuperar com as tarifas.

^[4] De acordo com o DL 240/2004 o valor da revisibilidade dos CMEC é recuperado a partir de Abril do ano seguinte em 12 mensalidades, pelo que apenas 9/12 do montante total afectam o nível de proveitos de 2010.

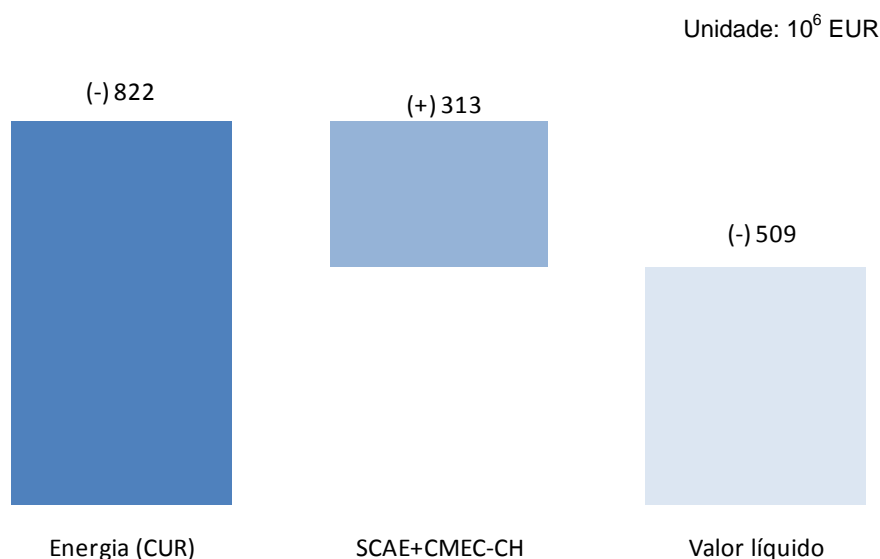
O montante de desvio dos encargos de energia eléctrica do CUR relativo a 2008 superou o valor estimado devido a um agravamento do preço de mercado (superior ao considerado provisoriamente). Este agravamento do preço do mercado associado a um agravamento dos juros aplicados ao montante da dívida gerada em 2009 devido à aplicação do Despacho n.º 5579-A/2009, de 18 de Fevereiro, gerou um desvio de cerca de 222 milhões de euros a pagar pelos consumidores.

Em 2009, a redução do preço médio de energia no mercado organizado de 70 €/MWh (valor considerado para tarifas 2009) para cerca de 43 €/MWh (previsão actual do valor médio anual do preço de mercado para 2009), associada a um aumento de clientes que saíram para o mercado liberalizado gera um desvio de cerca de 1 044 milhões de euros.

Assim, o montante de desvios dos custos de energia eléctrica do CUR, referentes aos anos de 2008 e 2009, ascende a 822 milhões de euros.

Porém, há que considerar os ajustamentos referentes a pagamentos no âmbito dos CAE e dos CMEC para o mesmo período. Esta correcção é importante pois permite obter o saldo líquido do efeito das oscilações de preços nos pagamentos efectuados aos produtores de energia, excluindo os efeitos associados com prémios ambientais. A Figura 3-12 apresenta o valor dos desvios relativos à produção de energia, referente aos anos de 2008 e 2009, no montante de 509 milhões de euros, valor a devolver aos clientes.

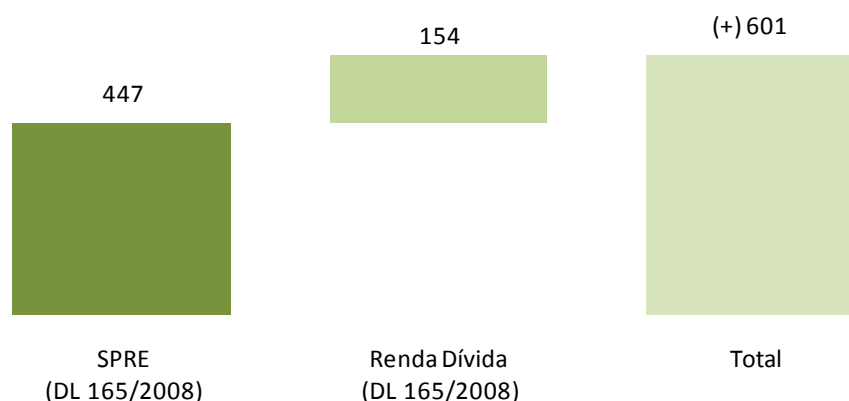
Figura 3-12 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia



Nota: Exclui variações da produção em regime especial

Importa referir que esta metodologia não foi evidenciada no cálculo do desvio para tarifas 2009, uma vez que em 2008 estimou-se que os ajustamentos associados aos CAE, CMEC e correcção de hidraulicidade relativamente a anos anteriores somassem um valor praticamente nulo.

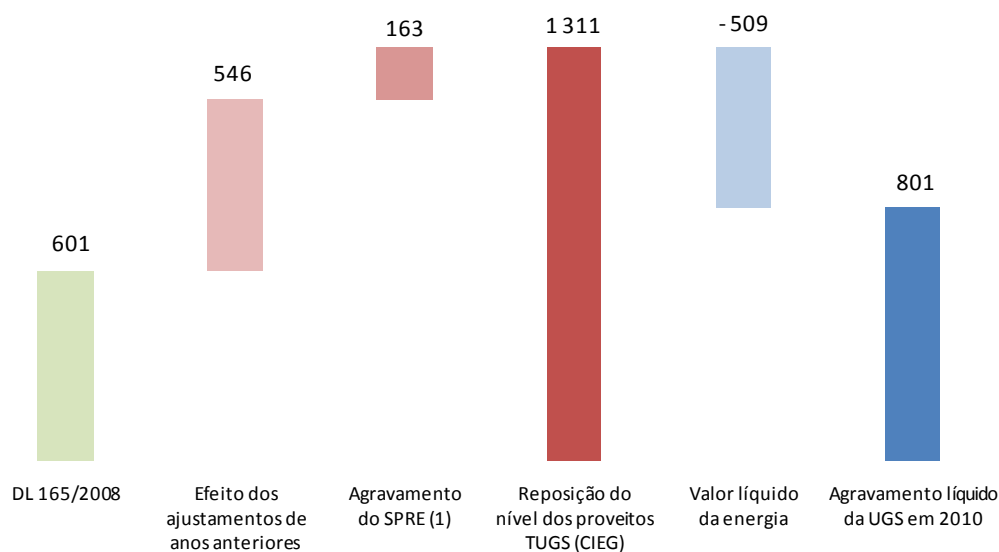
Adicionalmente, para efeitos de reposição do nível de proveitos face ao ano anterior, é preciso, ainda em 2010, incluir a renda da dívida criada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, assim como o montante do sobrecusto com a PRE que de acordo com o mesmo Decreto-Lei, não foi considerado no montante de proveitos a recuperar com as tarifas de 2009.

Figura 3-13 - Impacte do Decreto-Lei n.º 165/2008

Da análise da figura verifica-se que o valor dos desvios relativos à produção de energia, excluindo variações da PRE, de 509 milhões de euros é inferior à reposição dos custos com a aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, no montante de 601 milhões de euros.

Para a reposição total do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS é necessário adicionar os seguintes valores associados ao sobrecusto da PRE, que perfazem 709 milhões de euros:

- Os ajustamentos de anos anteriores no total de 546 milhões de euros:
 - Ajustamentos referentes aos anos de 2007 e 2008, cerca de 352 milhões de euros que reverteram para as tarifas, em 2009.
 - Ajustamentos referentes aos anos de 2008 e 2009 de cerca de 194 milhões de euros a recuperar em 2010.
- O agravamento do sobrecusto da PRE em cerca de 163 milhões de euros.

Figura 3-14 - Reposição do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS (CIEG)

Nota: ^[1] O SPRE resulta da diferença entre o preço médio de aquisição aos PRE e o preço médio de mercado. Quando o preço de mercado diminui, o sobrecusto da PRE a recuperar com a tarifa UGS aumenta.

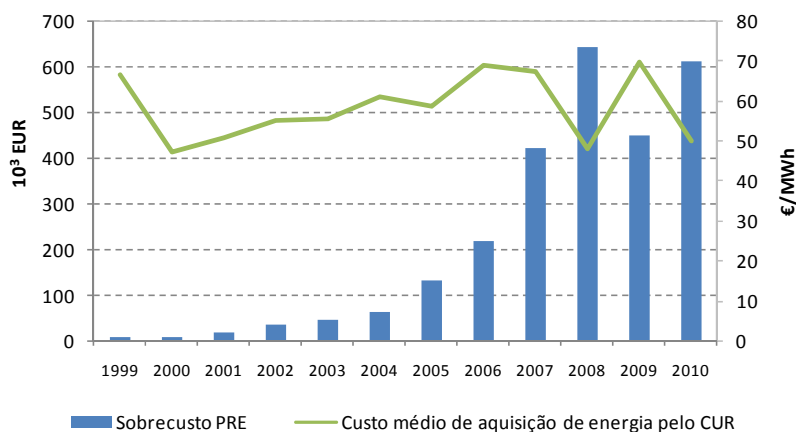
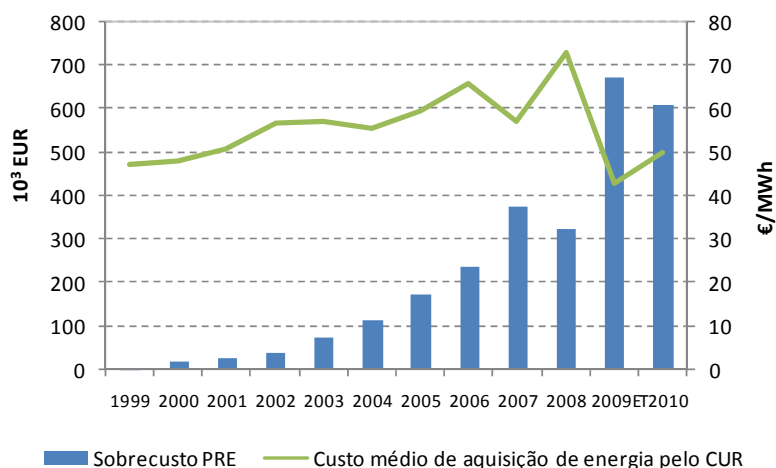
Da análise da figura verifica-se que a reposição do nível a recuperar com a tarifa UGS atinge os 801 milhões de euros.

3.3.3 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 aos produtores em regime especial e o preço médio de mercado⁸.

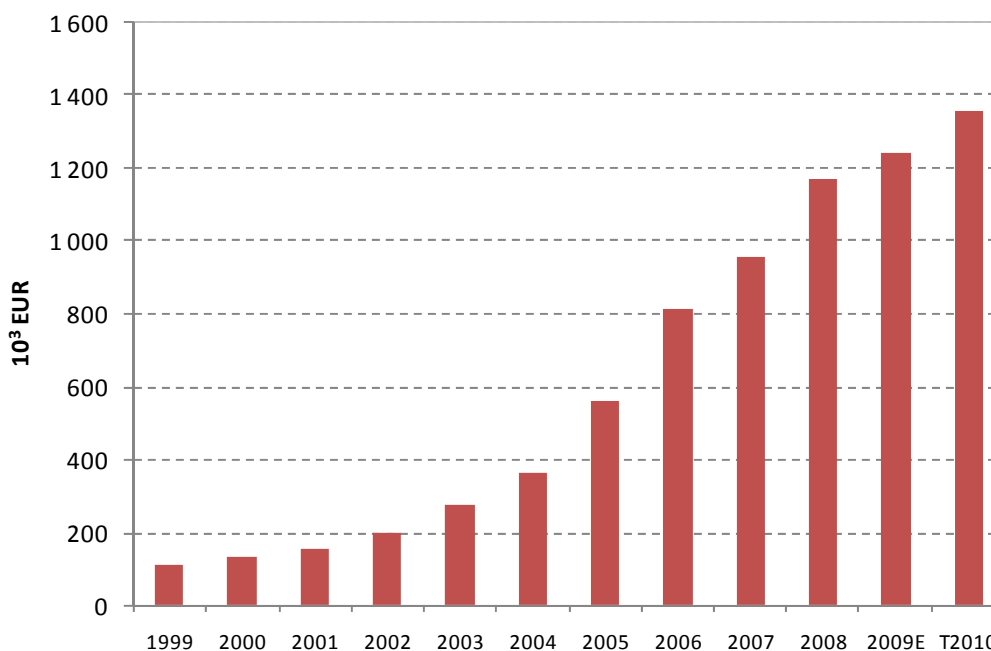
Na Figura 3-15 apresenta-se a evolução do sobrecusto com a aquisição a produtores em regime especial no período 1999 a 2010, tendo em conta os valores previstos para tarifas e compara-se este valor com o custo médio de aprovisionamento incluído no cálculo dos proveitos permitidos a recuperar pela tarifa de Energia. Na Figura 3-16 apresentam-se os valores efectivamente ocorridos. A diferença entre as duas figuras é dada pelos ajustamentos de anos anteriores.

⁸ Até 1 de Julho de 2007 utilizava-se o custo equivalente de aquisição de energia eléctrica no Sistema Eléctrico Público (tarifa de Energia e Potência e tarifa de Uso da Rede de Transporte).

Figura 3-15 - Evolução do sobrecusto PRE (valores previstos para tarifas)**Figura 3-16 - Evolução do sobrecusto PRE (valores ocorridos)**

Da análise das figuras conclui-se que até 2006 os desvios do sobrecusto PRE resultavam, essencialmente, de desvios de quantidades de energia, a partir de 2007, este desvio passou a resultar, essencialmente, de desvios no preço de energia eléctrica em mercado. Quando o preço de mercado aumenta o sobrecusto da PRE diminui, esta relação é óbvia tanto para os valores previsionais como para os ajustamentos destas duas variáveis.

Na Figura 3-17 apresenta-se a evolução do custo total com a aquisição aos produtores em regime especial.

Figura 3-17 - Custo total com a aquisição a produtores em regime especial

Da análise da figura verifica-se que, contrariamente à evolução do sobrecusto, onde se observa grande volatilidade, estes custos apresentam continuamente uma tendência crescente.

3.3.4 OUTROS CUSTOS

Para o agravamento total do montante a recuperar com a tarifa de UGS que se prevê que atinja os 941 milhões de euros contribuirá ainda:

- a) O agravamento do sobrecusto das Regiões Autónomas em 67,4 milhões de euros⁹.

Importa relembrar que o Ministro da Economia e da Inovação, por Despacho de 3 de Outubro de 2008, determinou a afectação do montante de 50 milhões de euros do valor do equilíbrio económico-financeiro, previsto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, à estabilização das tarifas pela redução dos custos de medidas de política energética, em benefício dos consumidores, mais precisamente ao financiamento dos custos com a convergência tarifária de 2009 entre as Regiões Autónomas e o Continente, com repercussão directa na redução da tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores.

- b) O desvio de facturação entre o valor pago pela EDP Distribuição à REN, por aplicação da tarifa de UGS e o valor facturado pela EDP Distribuição, por aplicação desta tarifa aos comercializadores, em 49 milhões de euros, a recuperar pela EDP Distribuição.

⁹ 67,4 milhões de euros = 50 + 20,8 (convergência tarifária de 2010) – 3,4 (renda convergência tarifária de 2006 e 2007)

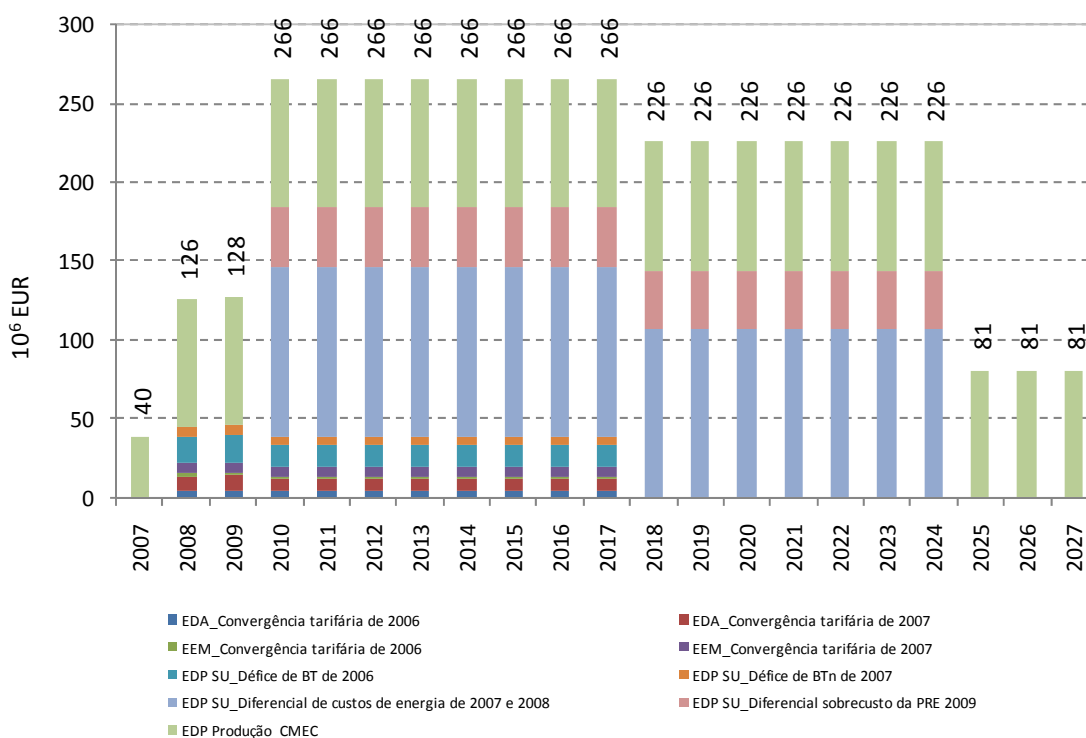
Nas tarifas de 2009 este desvio tinha sido a favor dos consumidores e atingiu o montante de 26 milhões de euros.

3.3.5 PROVEITOS A RECUPERAR NOS PRÓXIMOS ANOS

Para além dos custos anuais e dos ajustamentos referentes a anos anteriores, é necessário ainda incorporar nos proveitos (a recuperar anualmente) valores que não foram incluídos nos proveitos a recuperar com as tarifas de 2006, 2007 e 2009 e ainda os custos para a manutenção do equilíbrio contratual das centrais da EDP Produção que cessaram os contratos de aquisição de energia com a REN.

Na Figura 3-18 apresenta-se o escalonamento destes montantes ao longo dos anos, considerando que a taxa de juro de 2010 se mantém constante nos anos seguintes.

Figura 3-18 - Escalonamento dos custos por recuperar no sector eléctrico

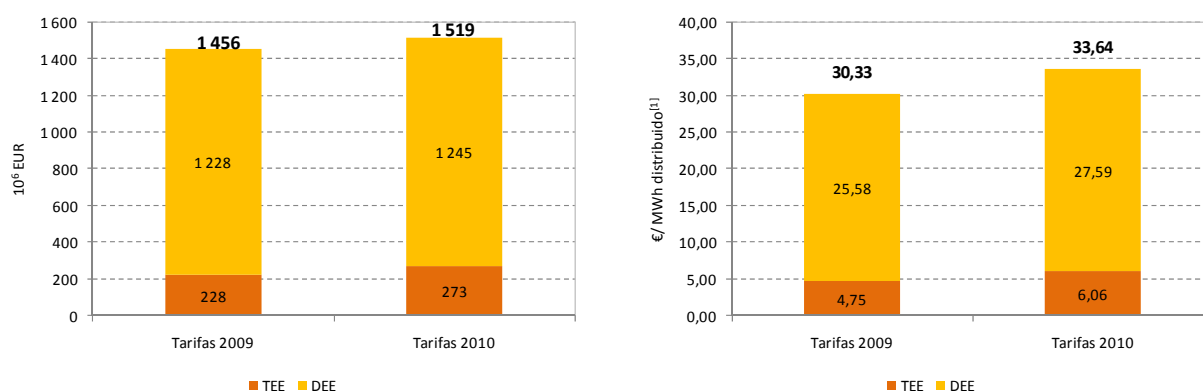


Nota: Todos os valores se encontram cedidos a terceiros.

3.4 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Os proveitos permitidos das actividades de Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica apresentam um agravamento de cerca de 4%, verificando-se um maior agravamento dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica de 20%, conforme se pode concluir da análise da Figura 3-19.

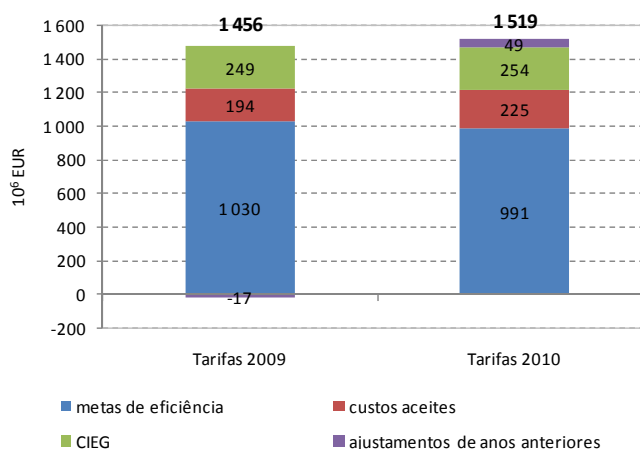
Figura 3-19 - Variação dos proveitos permitidos das actividades de Transporte e Distribuição



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

Os custos destas actividades, relacionadas com infra-estruturas de redes de energia, são, essencialmente, fixos, pelo que variações negativas na evolução dos consumos reflectem-se na subida dos custos unitários a suportar pelos consumidores.

A análise da variação dos proveitos permitidos destas actividades pode ser efectuada tendo em conta as seguintes componentes: (I) metas de eficiência impostas; (II) custos aceites e incentivos; (III) custos de interesse económico geral e (IV) ajustamentos de anos anteriores. O contributo de cada uma destas componentes para a variação dos proveitos permitidos destas actividades pode ser analisado na Figura 3-20.

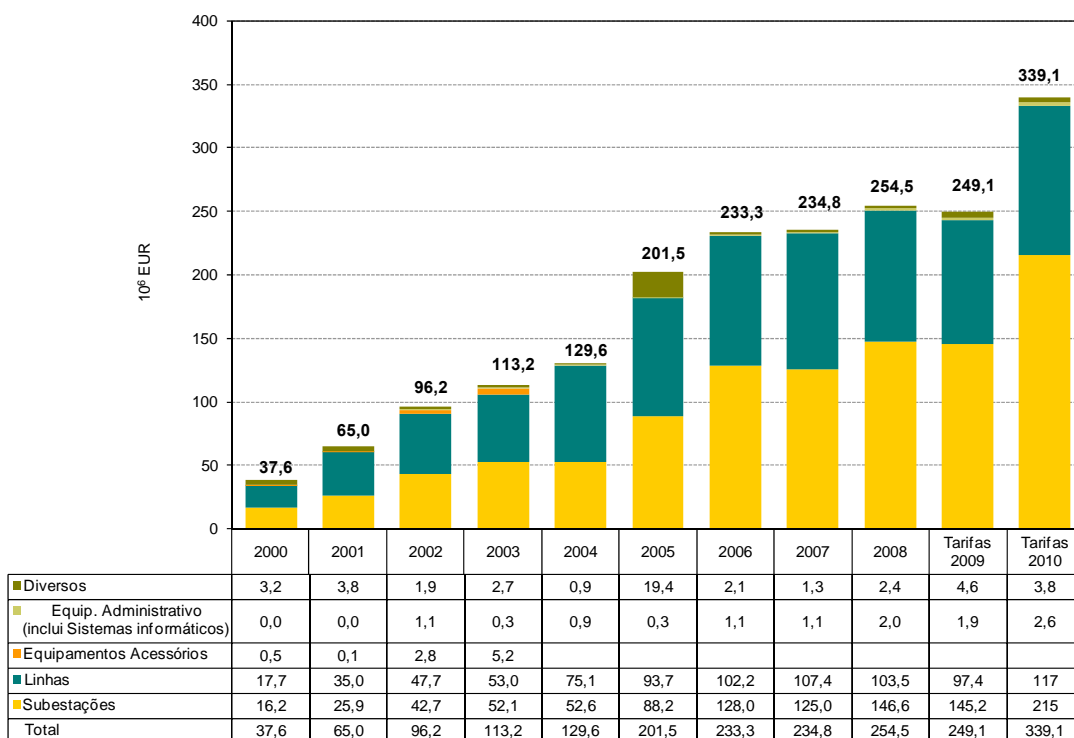
Figura 3-20 - Variação dos proveitos permitidos das actividades de Transporte e Distribuição, por componente

Da análise da figura, pode concluir-se que, para além da componente de ajustamentos de anos anteriores, que agravou os proveitos permitidos em 66 milhões de euros, a outra componente com uma variação significativa relaciona-se com a rubrica de custos aceites, a qual inclui não só os custos com capital da actividade de Transporte, mas também os incentivos que foram introduzidos neste novo período de regulação.

Saliente-se que os custos sobre os quais são aplicadas metas de eficiência diminuíram entre os valores aceites para tarifas de 2009 e de 2010 em cerca de 3,8%.

O agravamento dos custos com capital da actividade de Transporte de Energia Eléctrica resulta, essencialmente, do elevado investimento que a REN tem vindo a executar nos últimos 6 anos, conforme se pode verificar pela análise da Figura 3-21.

Refira-se que a base de activos respeitante aos novos investimentos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica não foi calculada utilizando a metodologia de custos de referência, tendo-se considerado, provisoriamente, os valores estimados pela empresa para os novos investimentos. No entanto, uma vez finalizado o processo de implementação da nova metodologia, estes valores serão corrigidos recalculando-se a base de activos com base em custos de referência que se perspectiva venham a induzir a um maior nível de eficiência nesta actividade.

Figura 3-21 - Investimentos a custos técnicos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

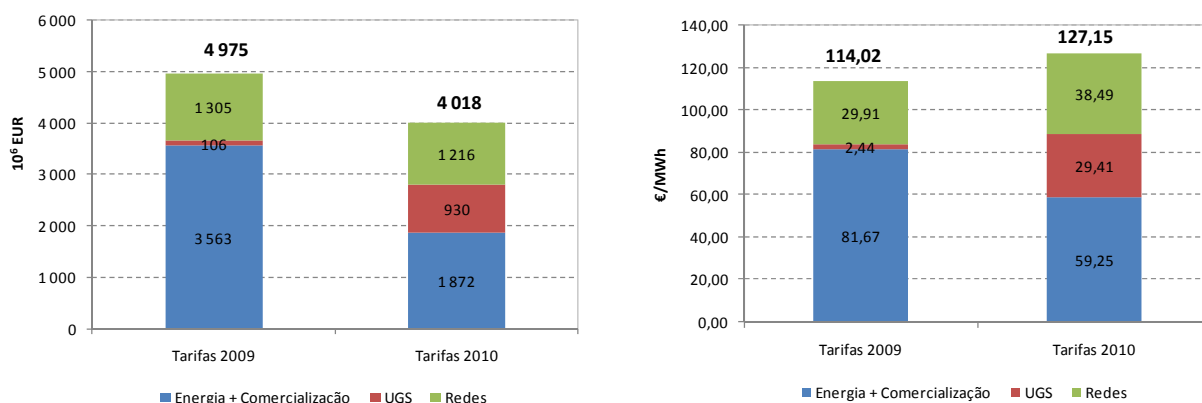
Relativamente aos incentivos introduzidos neste período de regulação importa referir que o incentivo à manutenção ao investimento em fim de vida útil só foi considerado pela primeira vez nas tarifas de 2010 com efeitos retroactivos a 2009, pelo que, o valor considerado em 2010 atinge os 5,0 milhões de euros, dos quais 2,0 milhões de euros dizem respeito a 2009. O incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT só será considerado pela primeira vez em 2011, com base em valores ocorridos em 2009.

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 2009 para 2010.

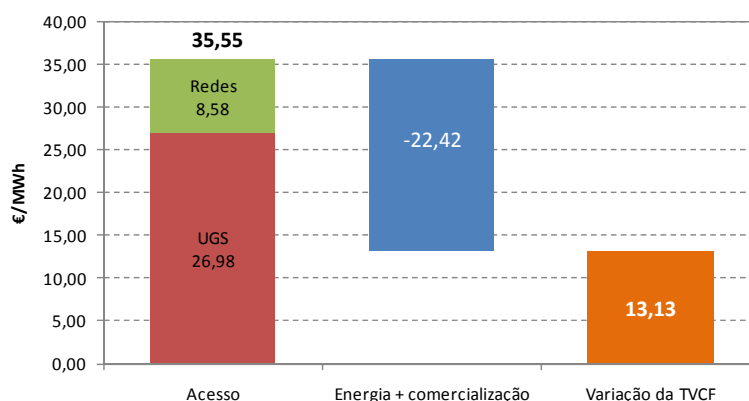
Figura 3-22 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF por actividade



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 efectuada no Capítulo 7. Importa também analisar esta evolução noutras perspectivas, nomeadamente, na perspectiva da variação dos custos unitários por actividade e na óptica da repartição entre custos fixos e variáveis, sendo esta última efectuada na presente secção.

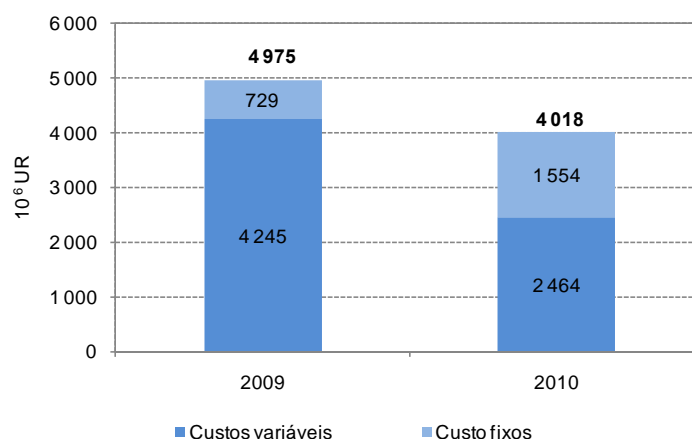
A variação de 13,13 €/MWh no proveito unitário resulta de um agravamento dos proveitos unitários a recuperar com as tarifas de acesso em 35,55 €/MWh, conjugado com uma redução dos custos com aquisição de energia e comercialização de 22,41 €/MWh, conforme se pode verificar pela análise da Figura 3-23.

Figura 3-23 - Variação do proveito unitário da TVCF de 2009 para 2010



A Figura 3-24 apresenta a decomposição do nível global de proveitos a recuperar pelas TVCF de 2009 e de 2010, distinguindo-se entre custos fixos e custos variáveis associados com a evolução dos consumos.

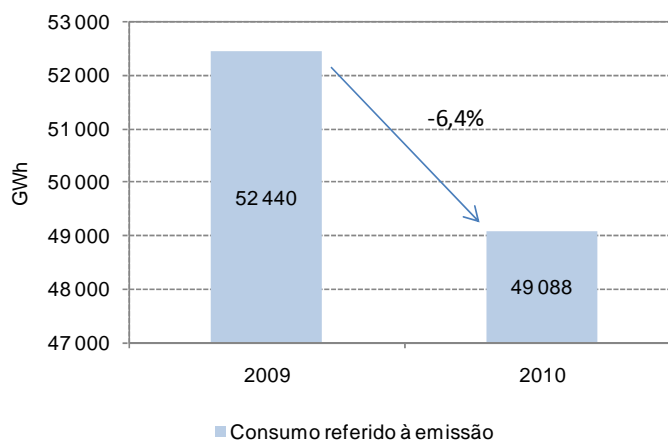
Figura 3-24 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis



Na parte dos custos variáveis consideram-se todos os custos de energia, os custos de comercialização (com excepção dos ajustamentos referentes a 2008 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.

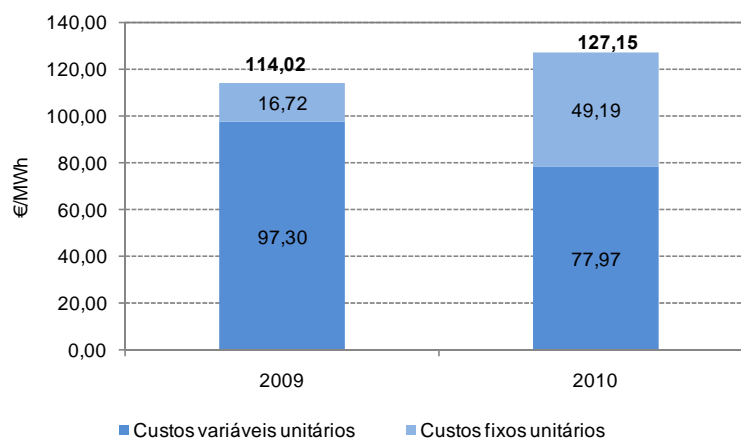
Nos custos fixos são considerados os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema, os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso da Rede de Transporte, a componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, todos no âmbito dos fornecimentos do CUR, e ainda os ajustamentos referentes a 2008 da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, bem como a parcela fixa dos proveitos da comercialização.

A Figura 3-25 apresenta os valores do consumo de energia eléctrica, considerados pela ERSE nas tarifas de 2009 e na presente proposta de tarifas para 2010.

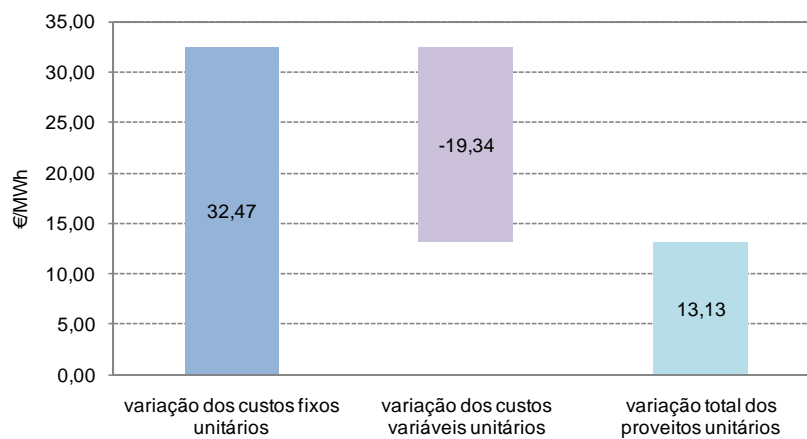
Figura 3-25 - Consumo referido à emissão

O consumo referido à emissão decresceu 6,4%, o que afectou a perequação dos custos fixos do sistema, traduzindo-se num agravamento dos custos fixos unitários, tal como se apresenta na figura seguinte.

A Figura 3-26 evidencia a evolução dos proveitos unitários da TVCF entre 2009 e 2010, por categoria de custo fixo e variável.

Figura 3-26 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF

O crescimento dos proveitos unitários de 13,13€/MWh pode ser decomposto pela variação dos custos variáveis unitários (-19,34€/MWh) e pela variação dos custos fixos unitários (+32,47€/MWh), tal como se apresenta na Figura 3-27.

Figura 3-27 - Decomposição da variação nos proveitos unitários

4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA EM 2010

4.1 TARIFAS

O Quadro 4-1 indica as tarifas cuja fixação anual 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	Objecto	Observações
Tarifa de Energia	TE	comercializador de último recurso	clientes dos comercializadores de último recurso	fornecimento de energia	incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR
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 e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR
Tarifas de Uso da Rede de Transporte	URT				
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT</i>	URT _{MAT}	operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	operador da rede de transporte	incluída na tarifa de Venda do operador da rede de transporte
		operadores das redes de distribuição	clientes em MAT	operador da rede de transporte	incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT</i>	URT _{AT}	operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	operador da rede de transporte	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	operador da rede de transporte	incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
Tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT		operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	prestação dos serviços de sistema e transporte	definida nos termos do Artigo 16.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 e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR
<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 e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR
<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 e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
Tarifas de Comercialização					
<i>Tarifa de Comercialização em MAT, 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 MAT, AT e MT	serviços de contratação, facturação e cobrança	incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR
<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, facturação e cobrança	incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR
<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, facturação e cobrança	incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR
Tarifas de Acesso às Redes		Operadores das redes de distribuição	clientes em MAT, AT, MT e BT	Utilização das redes e serviços associados	incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso e de mercado
Tarifas de Venda a Clientes Finais	TVCF	comercializadores de último recurso concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso	fornecimento regulado de energia a retalho	existem diversas opções tarifárias definidas nas Secções V, VI e VII do Capítulo III do Regulamento Tarifário, respectivamente para os clientes de Portugal continental e das Regiões Autónomas

4.2 TARIFAS POR ACTIVIDADE 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 21.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 facturação dos termos de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos CMEC. Esta transferência mensal entre a Entidade Concessionária da RNT e o operador da rede de distribuição obtém-se de forma directa, em cada mês, através da multiplicação do preço de potência contratada publicado no Quadro 4-10 às respectivas quantidades facturadas pelo operador da rede de distribuição em cada mês.

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 reflectir a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia. Esta parcela incorporada no Regulamento Tarifário em Junho de 2007, apresenta actualmente um preço nulo.

No Quadro 4-2, no Quadro 4-3 e no Quadro 4-4 apresentam-se, respectivamente, os preços da parcela I, II e III da tarifa de Uso Global do Sistema para 2010.

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 activa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0021
	Horas cheias	0,0021
	Horas de vazio normal	0,0021
	Horas de super vazio	0,0021

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 activa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0063
	Horas cheias	0,0063
	Horas de vazio normal	0,0063
	Horas de super vazio	0,0063

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 activa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0000
	Horas cheias	0,0000

No Quadro 4-5 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2010, 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 activa		(EUR/kWh)
	Horas de ponta	0,0084
	Horas cheias	0,0084
	Horas de vazio normal	0,0084
	Horas de super vazio	0,0084

4.2.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

A tarifa de Uso da Rede de Transporte apresenta preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia activa diferenciados por período horário e preços de energia reactiva fornecida (indutiva) e recebida (capacitiva).

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte são determinados por aplicação de um factor multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de transporte, preservando a estrutura dos custos incrementais. Este factor multiplicativo é determinado tal que as tarifas de Uso da Rede de Transporte aplicadas às quantidades previstas para 2010 proporcionam os proveitos permitidos em 2010, de acordo com o estabelecido no Artigo 119.º do Regulamento Tarifário.

No Quadro 4-6 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adoptada em 2010 que está definida no documento “Estrutura Tarifária no Sector Eléctrico em 2010”.

Quadro 4-6 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2010

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
MAT	0,0750	0,6749
AT	0,1437	1,2932

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Transporte são obtidos multiplicando os preços marginais de energia considerados na tarifa de Energia, por período horário, pelos respectivos factores de ajustamento para perdas na rede de transporte.

No Quadro 4-7 e no Quadro 4-8 apresentam-se os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte para 2010.

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	1,471
	Contratada	0,163
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0166
	Recebida	0,0124

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	2,334
	Contratada	0,259
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0006
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 reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0166
	Recebida	0,0124

4.3 TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por actividade 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 actividade, a aplicar pelos distribuidores às entregas a clientes

dos mercados liberalizado e regulado, para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas. Adicionalmente, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, apresentam-se os preços das tarifas por actividade, 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 resultam das quantidades medidas nos contadores desses clientes ajustadas para perdas até à saída da RNT.

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, adicionado dos ajustamentos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflecte a diferença entre os valores facturados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT. Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se no Quadro 4-9.

Quadro 4-9 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia activa	(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0021
	Horas cheias	0,0021
	Horas de vazio normal	0,0021
	Horas de super vazio	0,0021

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 respectivamente, das medidas tomadas no âmbito da aplicação do Decreto-Lei nº165/2008 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 do 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 reflecte, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, os custos com os CMEC (Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual).

No Quadro 4-10 apresentam-se os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

Quadro 4-10 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral) da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II		PREÇOS					
Potência contratada (EUR/kW.mês)		0,560					
Energia activa (EUR/kWh)		MAT	AT	MT	BTE	BTN>2,3 kVA	BTN≤2,3 kVA
	Horas de ponta	-0,0005	-0,0005	-0,0003	0,0010	0,0292	0,0003
	Horas cheias	-0,0005	-0,0005	-0,0003	0,0010	0,0292	0,0003
	Horas de vazio normal	-0,0005	-0,0005	-0,0003	0,0010	0,0292	0,0003
	Horas de super vazio	-0,0005	-0,0005	-0,0003	0,0010	0,0292	0,0003

A parcela III apresenta a mesma estrutura tarifária e 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. Os preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se no Quadro 4-9.

Quadro 4-11 - Preços da parcela III (custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA III		PREÇOS
Energia activa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0000
	Horas cheias	0,0000

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição resulta da soma das três parcelas mencionadas nos quadros anteriores. No Quadro 4-12 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema.

Quadro 4-12 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores de rede de distribuição

USO GLOBAL DO SISTEMA		PREÇOS					
Potência contratada (EUR/kW.mês)		0,560					
Energia activa (EUR/kWh)		MAT	AT	MT	BTE	BTN>2,3 kVA	BTN≤2,3 kVA
	Horas de ponta	0,0016	0,0016	0,0018	0,0031	0,0313	0,0024
	Horas cheias	0,0016	0,0016	0,0018	0,0031	0,0313	0,0024
	Horas de vazio normal	0,0016	0,0016	0,0018	0,0031	0,0313	0,0024
	Horas de super vazio	0,0016	0,0016	0,0018	0,0031	0,0313	0,0024

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, após conversão para os 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 activa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,560	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016
AT	4	0,560	0,0017	0,0017	0,0016	0,0016
MT	4	0,560	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019
BTE	4	0,560	0,0036	0,0035	0,0035	0,0034
BTN tri-horárias	3	0,560	0,0358	0,0352	0,0342	
BTN bi-horárias	2	0,560	0,0353		0,0342	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	0,560	0,0349			
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	0,560	0,0027			
BTN (iluminação pública)	1	-	0,0357			

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		Correcção de hidráulicidade
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Revisib. Prevista	Ajust. Previstos	
	Renda Anual	Ajust.	Revisib	Ajust.			
MAT	0,149	0,008	0,213	0,000	0,276	0,027	-0,113
AT	0,149	0,008	0,213	0,000	0,276	0,027	-0,113
MT	0,149	0,008	0,213	0,000	0,276	0,027	-0,113
BTE	0,149	0,008	0,213	0,000	0,276	0,027	-0,113
BTN tri-horárias	0,149	0,008	0,213	0,000	0,276	0,027	-0,113
BTN bi-horárias	0,149	0,008	0,213	0,000	0,276	0,027	-0,113
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	0,149	0,008	0,213	0,000	0,276	0,027	-0,113
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	0,149	0,008	0,213	0,000	0,276	0,027	-0,113
BTN (iluminação pública) *	0,149	0,008	0,213	0,000	0,276	0,027	-0,113

* Preços de potência contratada incluídos na tarifa de iluminação pública.

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 deste capítulo, adicionado dos ajustamentos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflecte a diferença entre os valores facturados 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	1,471
	Contratada	0,163
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0166
	Recebida	0,0124

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	2,820
	Contratada	0,313
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0006
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 reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	-
	Recebida	-

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 activa (EUR/kWh)							
			Períodos I e IV				Períodos II e III			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	3,259	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006
MT	4	3,414	0,0008	0,0008	0,0006	0,0006	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006
BTE	4	3,664	0,0009	0,0008	0,0006	0,0006	0,0009	0,0008	0,0006	0,0006
BTN tri-horárias	3	-	0,0451	0,0008	0,0006		0,0451	0,0008	0,0006	
BTN bi-horárias	2	-	0,0106		0,0006		0,0106		0,0006	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,0068				0,0068			
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	0,0068				0,0068			
BTN (iluminação pública)	1	-	0,0034				0,0034			

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 activa diferenciados por período horário e preços de energia reactiva fornecida (indutiva) e recebida (capacitiva).

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de factores multiplicativos aos custos incrementais de potência da rede de Distribuição por nível de tensão,

preservando-se a estrutura dos custos incrementais. Estes factores multiplicativos são determinados tal que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas para 2010 proporcionam os proveitos permitidos em 2010, de acordo com o estabelecido no Artigo 121.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 factor multiplicativo.

No Quadro 4-18 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adoptada em 2010 determinada de acordo com o descrito no documento “Estrutura Tarifária no Sector Eléctrico em 2010”.

Quadro 4-18 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2010

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
AT	0,0987	0,9774
MT	0,8183	4,6509
BT	0,4946	5,4998

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia considerados na tarifa de Energia, por período horário, pelos respectivos factores 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	0,781
	Contratada	0,079
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0003
	Horas de super vazio	0,0003
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0003
	Horas de super vazio	0,0003
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0169
	Recebida	0,0126

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	3,719
	Contratada	0,654
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0021
	Horas cheias	0,0018
	Horas de vazio normal	0,0010
	Horas de super vazio	0,0008
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0021
	Horas cheias	0,0018
	Horas de vazio normal	0,0010
	Horas de super vazio	0,0008
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0184
	Recebida	0,0138

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	8,929
	Contratada	0,803
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0032
	Horas cheias	0,0028
	Horas de vazio normal	0,0017
	Horas de super vazio	0,0010
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0033
	Horas cheias	0,0027
	Horas de vazio normal	0,0018
	Horas de super vazio	0,0010
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0212
	Recebida	0,0161

É de notar que, contrariamente à tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, estas tarifas são relativas apenas ao nível de tensão respectivo, 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 activa (EUR/kWh)								Energia reactiva (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	0,781	0,079	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0169	0,0126
MT	4	0,922	-	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	-	-
BTE	4	0,989	-	0,0008	0,0006	0,0004	0,0003	0,0008	0,0006	0,0004	0,0003	-	-
BTN tri-horárias	3	-	-	0,0127	0,0006	0,0003	0,0127	0,0006	0,0003	-	-	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0033	0,0003	0,0033	0,0003	-	-	-	-	-	-
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	-	-	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	-	-	-	-	-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	-	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	-	-	-	-	-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	-	-	-	-	-	-

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 activa (EUR/kWh)								Energia reactiva (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	3,719	0,654	0,0021	0,0018	0,0010	0,0008	0,0021	0,0018	0,0010	0,0008	0,0184	0,0138
BTE	4	4,864	-	0,0023	0,0019	0,0010	0,0008	0,0023	0,0019	0,0010	0,0008	-	-
BTN tri-horárias	3	-	-	0,0609	0,0019	0,0010	0,0008	0,0609	0,0019	0,0010	0,0008	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0150	0,0010	0,0010	0,0008	0,0150	0,0010	0,0010	0,0008	-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	-	0,0096	0,0019	0,0010	0,0008	0,0096	0,0019	0,0010	0,0008	-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	-	0,0096	0,0019	0,0010	0,0008	0,0096	0,0019	0,0010	0,0008	-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0049	0,0019	0,0010	0,0008	0,0049	0,0019	0,0010	0,0008	-	-

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 activa (EUR/kWh)				Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
BTE	4	8,929	0,803	0,0032	0,0027	0,0017	0,0010	0,0212	0,0161
BTN tri-horárias	3	-	0,803	0,0303	0,0298	0,0015	0,0015	-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,803	0,0267	0,0298	0,0015	0,0015	-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,803	0,0170	0,0298	0,0015	0,0015	-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	0,803	0,0170	0,0298	0,0015	0,0015	-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0102	0,0298	0,0015	0,0015	-	-

4.4 TARIFAS POR ACTIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por actividade 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 actividade, a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos aos seus clientes para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos factores 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 de Energia (TE) deve reflectir a estrutura de preços praticados no mercado grossista, respeitando-se a estrutura dos custos marginais de energia.

A tarifa de Energia, baseada em custos marginais de energia activa, aplicada às quantidades previstas para 2010, não permite obter os proveitos permitidos em 2010 na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica. Por este motivo, os custos marginais são escalados de modo a permitir obter os proveitos previstos. O factor de escala multiplicativo adoptado 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 Sector Eléctrico em 2010”, em anexo ao presente documento.

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

Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Energia

ENERGIA		PREÇOS
Energia activa		(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0605
	Horas cheias	0,0580
	Horas de vazio normal	0,0416
	Horas de super vazio	0,0385
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0611
	Horas cheias	0,0574
	Horas de vazio normal	0,0431
	Horas de super vazio	0,0391

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

Quadro 4-26 - Preços da tarifa 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 activa (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
MAT	4	0,0603	0,0578	0,0415	0,0384	0,0610	0,0572	0,0430	0,0390
AT	4	0,0614	0,0588	0,0421	0,0388	0,0621	0,0582	0,0436	0,0395
MT	4	0,0643	0,0612	0,0434	0,0399	0,0650	0,0606	0,0450	0,0406
BTE	4	0,0694	0,0649	0,0467	0,0416	0,0694	0,0649	0,0467	0,0416
BTN tri-horárias	3	0,0693	0,0649	0,0453		0,0693	0,0649	0,0453	
BTN bi-horárias	2	0,0659		0,0452		0,0659		0,0452	
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	0,0578			0,0578				
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	0,0578			0,0578				
BTN (iluminação pública)	1	0,0512			0,0512				

4.4.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização apresentam uma estrutura binómia sendo constituídas por um termo fixo e um preço de energia sem diferenciação horária.

Os preços das tarifas de Comercialização aplicados às quantidades previstas para 2010 igualam os proveitos permitidos em 2010 na actividade de Comercialização. Estes preços são calculados tendo em conta a estrutura de receitas e as regras de escalamento descritas no estudo “Estrutura Tarifária no Sector Eléctrico em 2010” 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 da tarifa de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT E MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	2,08	0,06850	
Energia activa	(EUR/kWh)		
	0,0003		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	2,24	0,07379	
Energia activa	(EUR/kWh)		
	0,0002		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	0,56	0,01835	
Energia activa	(EUR/kWh)		
	0,0031		

4.5 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorem em 2010.

Estes preços dependem dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do ano de 2009 e da variação tarifária. Esta variação depende, por um lado, dos custos do sector eléctrico (ou seja, dos proveitos permitidos em cada actividade) e por outro, do mecanismo de convergência para tarifas aditivas estabelecido no Regulamento Tarifário, que permite a aplicação do princípio da aditividade tarifária.

4.5.1 ADITIVIDADE TARIFÁRIA

O princípio da aditividade tarifária consiste na definição de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por actividade aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária aos clientes do comercializador de último recurso, nomeadamente: tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição, Energia e Comercialização.

As tarifas de Venda a Clientes Finais aditivas são as que resultam da aplicação do princípio da aditividade tarifária e são obtidas adicionando em cada nível de tensão e opção tarifária os preços resultantes da conversão das tarifas por actividade apresentadas nos quadros anteriores.

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais está a ser implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os consumidores face à evolução das tarifas. Esta estabilidade é garantida no Regulamento Tarifário através do mecanismo de convergência para tarifas aditivas previsto no artigo 124.º, o qual estabelece a convergência gradual para os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais que resultam da adição das tarifas por actividade a montante, através de um mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário.

A estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais orientada pela estrutura das tarifas aditivas e o processo de convergência para as mesmas é descrita no documento “Estrutura Tarifária no Sector Eléctrico em 2010”.

4.5.2 FORNECIMENTOS DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA NO CONTINENTE

Tendo em conta a manutenção dos pressupostos verificados em anos anteriores, considera-se propor a manutenção da aplicação transitória, em 2010, de regras de facturação opcionais para os consumidores de Iluminação Pública baseadas nas tarifas bi-horária e tri-horária de BT do comercializador de último recurso de Portugal continental. A aplicação destas regras por opção dos consumidores de Iluminação Pública dispensa a substituição do contador de tarifa simples por um contador multi-tarifa.

No documento “Estrutura Tarifária no Sector Eléctrico em 2010”, anexo ao presente documento, descreve-se em detalhe a aplicação desta regra.

4.5.3 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO PARA VIGORAREM EM 2010

As tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2010 apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2010

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MAT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		56,55	1,8591
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	3,702	0,1217
	Contratada	0,589	0,0194
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0758	
	Horas cheias	0,0607	
	Horas de vazio normal	0,0412	
	Horas de super vazio	0,0384	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0763	
	Horas cheias	0,0624	
	Horas de vazio normal	0,0439	
	Horas de super vazio	0,0410	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0166	
	Recebida	0,0124	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2010

Tarifas para a energia eléctrica em 2010

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		65,80	2,1634
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	4,642	0,1526
	Contratada	0,639	0,0210
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	4,465	0,1468
	Contratada	0,502	0,0165
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	10,160	0,3340
	Contratada	0,320	0,0105
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0833
		Horas cheias	0,0653
		Horas de vazio normal	0,0449
		Horas de super vazio	0,0416
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0834
		Horas cheias	0,0676
		Horas de vazio normal	0,0464
		Horas de super vazio	0,0431
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0944
		Horas cheias	0,0676
		Horas de vazio normal	0,0469
		Horas de super vazio	0,0439
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0964
		Horas cheias	0,0702
		Horas de vazio normal	0,0483
		Horas de super vazio	0,0446
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1145
		Horas cheias	0,0804
		Horas de vazio normal	0,0484
		Horas de super vazio	0,0453
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1150
		Horas cheias	0,0798
		Horas de vazio normal	0,0497
		Horas de super vazio	0,0459
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
		Fornecida	0,0169
		Recebida	0,0126

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2010

Tarifas para a energia eléctrica em 2010

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		42,71	1,4042
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	7,982	0,2624
	Contratada	1,242	0,0408
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	8,055	0,2648
	Contratada	1,130	0,0371
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,420	0,4083
	Contratada	0,439	0,0144
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1058
		Horas cheias	0,0810
		Horas de vazio normal	0,0514
		Horas de super vazio	0,0481
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1092
		Horas cheias	0,0833
		Horas de vazio normal	0,0535
		Horas de super vazio	0,0497
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1114
		Horas cheias	0,0840
		Horas de vazio normal	0,0523
		Horas de super vazio	0,0490
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1174
		Horas cheias	0,0844
		Horas de vazio normal	0,0553
		Horas de super vazio	0,0514
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1760
		Horas cheias	0,0921
		Horas de vazio normal	0,0590
		Horas de super vazio	0,0551
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1764
		Horas cheias	0,0919
		Horas de vazio normal	0,0592
		Horas de super vazio	0,0552
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
		Fornecida	0,0184
		Recebida	0,0138

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		25,03	0,8230
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	10,911	0,3587
	Contratada	0,476	0,0156
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	16,578	0,5450
	Contratada	1,199	0,0394
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,1847
		Horas cheias	0,0988
		Horas vazio normal	0,0650
		Horas super vazio	0,0604
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1238
		Horas cheias	0,0902
		Horas vazio normal	0,0565
		Horas super vazio	0,0527
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
		Fornecida	0,0212
		Recebida	0,0161

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2010

Tarifas para a energia eléctrica em 2010

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa de médias utilizações	27,6	38,19	1,2555
	34,5	47,59	1,5648
	41,4	57,00	1,8740
Tarifa de longas utilizações	27,6	171,49	5,6381
	34,5	214,31	7,0459
	41,4	257,12	8,4533
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2572	
	Horas cheias	0,1218	
	Horas de vazio	0,0665	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1622	
	Horas cheias	0,0927	
	Horas de vazio	0,0601	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA 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	5,26	0,1730
	4,6	6,83	0,2245
	5,75	8,40	0,2761
	6,9	9,97	0,3276
	10,35	14,67	0,4823
	13,8	19,37	0,6369
	17,25	24,08	0,7915
	20,7	28,78	0,9462
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1285	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1382	
	Horas de vazio	0,0742	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1520	
	Horas de cheias	0,1332	
	Horas de vazio	0,0742	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa social	1,15	0,53	0,0175
	2,3	0,92	0,0304
Tarifa simples	1,15	2,13	0,0699
	2,3	3,69	0,1214
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa social		0,0991	
Tarifa simples		0,0991	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2010

Tarifas para a energia eléctrica em 2010

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa tri-horária	27,6	20,92	0,6879
	34,5	26,15	0,8598
	41,4	31,37	1,0315
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2577	
	Horas cheias	0,1333	
	Horas de vazio	0,0659	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	1,50	0,0494
	4,6	2,11	0,0693
	5,75	2,71	0,0892
	6,9	3,32	0,1092
	10,35	5,01	0,1648
	13,8	6,74	0,2217
	17,25	8,43	0,2771
	20,7	10,20	0,3352
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	4,26	0,1400
	4,6	5,04	0,1655
	5,75	5,65	0,1856
	6,9	6,26	0,2057
	10,35	7,94	0,2611
	13,8	9,67	0,3180
	17,25	11,36	0,3734
	20,7	13,13	0,4318
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1514	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1600	
	Horas de vazio	0,0707	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2344	
	Horas cheias	0,1324	
	Horas de vazio	0,0707	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		PREÇOS
Energia activa	(EUR/kWh)	0,0980

4.6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA devem proporcionar o montante de proveitos resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental aos fornecimentos a clientes da RAA, adicionados dos custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema (parcela SRAA), nos termos do Artigo 126.º do Regulamento Tarifário.

A diferença entre o montante de proveitos a recuperar e a soma dos proveitos permitidos nas actividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição da RAA será incorporada na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema e será suportada por todos os consumidores das Regiões Autónomas e de Portugal continental.

No quadro seguinte apresentam-se os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores a incorporar na tarifa de UGS e a pagar por todos os consumidores. Adicionalmente, a parcela SRAA deve ser incorporada nas tarifas da RAA por forma a que o conjunto de proveitos a recuperar não seja inferior ao que resulta da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do Continente de 2010 na RAA.

Quadro 4-29 - Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores

Unidade: 10³ EUR

Custos com a convergência tarifária	
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS	66 456
Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAA	3 531

Os custos com a convergência tarifária na Região Autónoma, a incorporar em 2010, respectivamente, nas tarifas da RAA e na tarifa de UGS, são apresentados no Quadro 4-30 e no Quadro 4-31.

Quadro 4-30 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

		Unidade: 10 ³ EUR
		Proveitos e custos
(1)	Proveitos TVCF RAA em 2010	104 170
(2)	Proveitos Tarifas Aditivas em 2010	100 638
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária de 2010 a incorporar nas TVCF da RAA (SRAA)	3 531

Quadro 4-31 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a recuperar na tarifa de UGS

		Unidade: 10 ³ EUR
		Proveitos e custos
(1)	Proveitos permitidos à EDA em 2010	170 626
(2)	Proveitos TVCF RAA em 2010	104 170
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária de 2010 a incorporar na tarifa UGS	66 456

Em 2010, e à semelhança de Portugal Continental, na RAA aplicam-se aos fornecimentos de energia eléctrica para iluminação pública relativos a opções tarifárias cujo equipamento de medida não esteja adequado para a respectiva opção tarifária, regras transitórias de iluminação pública. Estas regras são apresentadas no documento “Estrutura Tarifária no Sector Eléctrico em 2010”.

4.6.1 CONVERGÊNCIA PARA AS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

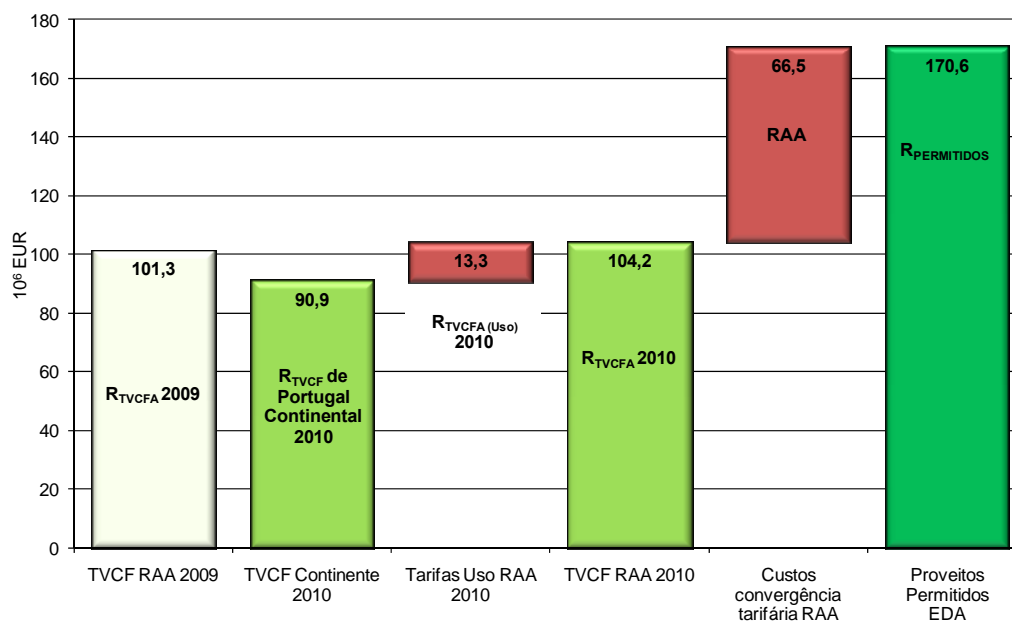
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia eléctrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 facturação 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 2010 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Sector Eléctrico em 2010”.

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2010 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 2010 da RAA



$R_{TVCFA\ 2009}$ - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2009 (inclui opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica)
 $R_{TVCF\ de\ Portugal\ Continental\ 2010}$ - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF do continente na RAA (exclui opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica)
 $R_{TVCFA\ (Uso)\ 2010}$ - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA dependentes do uso dado à energia eléctrica e de aplicação transitória
 $R_{TVCFA\ 2010}$ - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA (inclui opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica)
 RAA - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a incorporar na tarifa UGS
 $R_{permitidos}$ - Proveitos Permitidos à EDA em 2010

A aplicação em 2010 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2009 proporcionaria 101,3 milhões de euros. A aplicação das tarifas do Continente proporciona 90,9 milhões de euros e as tarifas dependentes do uso dado à energia eléctrica de carácter transitório 13,3 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas actividades reguladas da EDA e o valor resultante da soma dos proveitos proporcionados pela aplicação das TVCF do Continente às quantidades da RAA com os proveitos proporcionados pela aplicação das tarifas dependentes do uso dado à energia eléctrica de cariz transitório.

4.6.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA PARA VIGORAREM EM 2010

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2010, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas 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 RAA a vigorarem em 2010

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		42,19	1,3869
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	7,982	0,2624
	Contratada	1,081	0,0355
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1058	
	Horas cheias	0,0829	
	Horas de vazio normal	0,0514	
	Horas de super vazio	0,0481	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1092	
	Horas cheias	0,0847	
	Horas de vazio normal	0,0535	
	Horas de super vazio	0,0497	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0184	
	Recebida	0,0136	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		19,13	0,6290
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	16,667	0,5479
	Contratada	1,068	0,0351
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1200	
	Horas cheias	0,0932	
	Horas de vazio normal	0,0569	
	Horas de super vazio	0,0531	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0216	
	Recebida	0,0161	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	20,7	27,14	0,8923
	27,6	35,77	1,1760
	34,5	44,40	1,4597
	41,4	53,03	1,7434
	55,2	70,29	2,3108
	69,0	87,54	2,8782
	103,5	130,69	4,2966
	110,4	139,32	4,5803
	138,0	173,83	5,7151
	172,5	216,98	7,1335
	207,0	260,12	8,5520
	215,0	270,13	8,8809
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2574	
	Horas cheias	0,1307	
	Horas de vazio	0,0683	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) ORGANISMOS		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	20,7	18,84	0,6194
	27,6	24,12	0,7931
	34,5	29,41	0,9668
	41,4	34,69	1,1404
	55,2	45,25	1,4878
	69,0	55,82	1,8352
	103,5	82,23	2,7036
	110,4	87,52	2,8773
	138,0	108,65	3,5720
	172,5	135,06	4,4404
	207,0	161,48	5,3088
	215,0	167,60	5,5102
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,3027	
	Horas cheias	0,1478	
	Horas de vazio	0,0567	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) OUTROS CONSUMIDORES		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa Outros consumidores	20,7	21,61	0,7106
	27,6	27,99	0,9201
	34,5	34,14	1,1224
	41,4	40,28	1,3242
	55,2	52,80	1,7360
	69,0	65,37	2,1490
	103,5	96,77	3,1814
	110,4	103,05	3,3879
	138,0	128,17	4,2139
	172,5	159,57	5,2463
207,0	190,98	6,2787	
215,0	198,26	6,5181	
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa Outros consumidores	Horas de ponta	0,3015	
	Horas cheias	0,1398	
	Horas de vazio	0,0577	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=17,25 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	5,40	0,1774
	6,9	9,48	0,3115
	10,35	13,41	0,4410
	13,8	17,35	0,5704
	17,25	21,29	0,6998
Tarifa bi-horária	3,45	5,99	0,1968
	6,9	10,59	0,3482
	10,35	15,20	0,4998
	13,8	19,81	0,6513
Tarifa tri-horária	17,25	24,42	0,8029
	3,45	5,99	0,1968
	6,9	10,59	0,3482
	10,35	15,20	0,4998
	13,8	19,81	0,6513
	17,25	24,42	0,8029
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1309	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1382	
	Horas de vazio	0,0740	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1520	
	Horas cheias	0,1239	
	Horas de vazio	0,0740	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa social	1,15	0,51	0,0167
Tarifa simples	1,15	2,15	0,0705
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa social		0,0993	
Tarifa simples		0,1159	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		PREÇOS
Energia activa	(EUR/kWh)	0,0791

4.7 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM devem proporcionar o montante de proveitos resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do Continente aos fornecimentos a clientes da RAM, adicionados dos custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema (parcela SRAM), nos termos do Artigo 129.º do Regulamento Tarifário.

A diferença entre o montante de proveitos a recuperar e a soma dos proveitos permitidos nas actividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição da RAM será incorporada na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema e será suportada por todos os consumidores das Regiões Autónomas e de Portugal continental.

No quadro seguinte apresentam-se os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira a incorporar na tarifa de UGS e a pagar por todos os consumidores. Adicionalmente, a parcela SRAM deve ser incorporada nas tarifas da RAM por forma a que o conjunto de proveitos a recuperar não seja inferior ao que resulta da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do Continente de 2010 na RAM.

Quadro 4-33 - Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira

Unidade: 10³ EUR

Custos com a convergência tarifária	
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS	67 151
Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAM	2 609

Os custos com a convergência tarifária na Região Autónoma, a incorporar em 2010, respectivamente, nas tarifas da RAM e na tarifa de UGS, são apresentados no Quadro 4-34 e no Quadro 4-35.

**Quadro 4-34 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira
a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM**

		Unidade: 10 ³ EUR
		Proveitos e custos
(1)	Proveitos TVCF RAM em 2010	121 382
(2)	Proveitos Tarifas Aditivas em 2010	118 773
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária de 2010 a incorporar nas TVCFda RAM (SRAM)	2 609

**Quadro 4-35 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira
a recuperar na tarifa UGS**

		Unidade: 10 ³ EUR
		Proveitos e custos
(1)	Proveitos permitidos à EEM em 2010	188 533
(2)	Proveitos TVCF RAM em 2010	121 382
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária de 2010 a incorporar na tarifa UGS	67 151

Na RAM, à semelhança de Portugal Continental, aplicam-se em 2010 aos fornecimentos para iluminação pública regras transitórias de facturação a opções tarifárias cujo equipamento de medida não esteja adequado para a respectiva opção tarifária. Estas regras são apresentadas no documento “Estrutura Tarifária no Sector Eléctrico em 2010”.

4.7.1 CONVERGÊNCIA PARA AS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

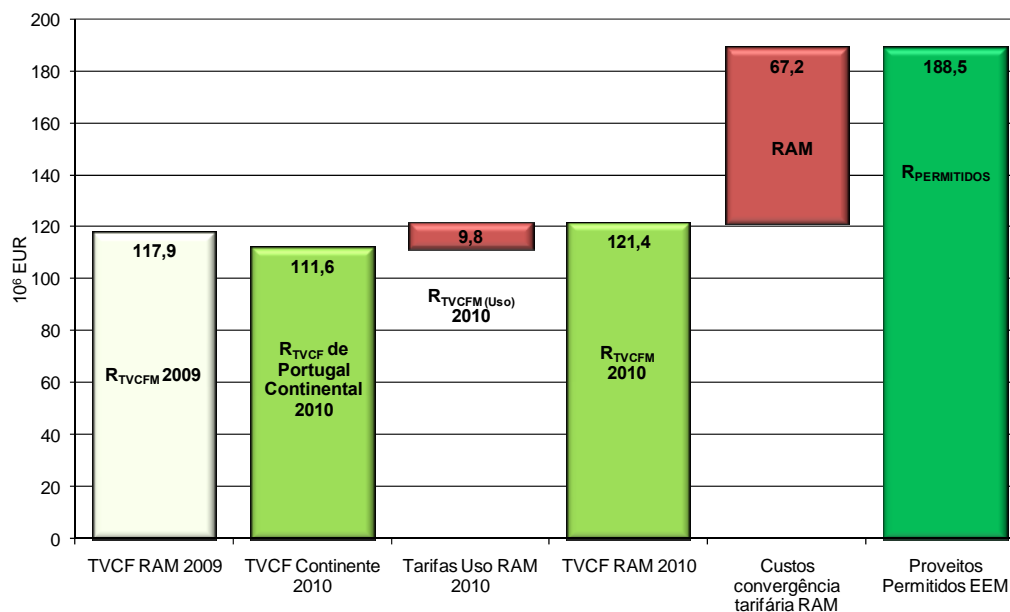
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia eléctrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal Continental a esses mesmos fornecimentos.

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 facturação 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 2010 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Sector Eléctrico em 2010”.

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2010 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 2010 da RAM



R_{TVCFM} 2009 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2009 (inclui opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica)

R_{TVCF} de Portugal Continental 2010 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF do continente na RAM (exclui opções tarifárias dependentes do uso dado à energia

$R_{TVCFM(Usa)}$ 2010 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM dependentes do uso dado à energia eléctrica e de aplicação transitória

R_{TVCFM} 2010 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM (inclui opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica)

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

$R_{permitted}$ - Proveitos Permitidos à EEM em 2010

A aplicação em 2010 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2009 proporcionaria 117,9 milhões de euros. A aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do Continente proporciona 111,6 milhões de euros e as tarifas dependentes do uso dado à energia eléctrica de carácter transitório 9,8 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas actividades reguladas da EEM e o valor resultante da soma dos proveitos proporcionados pela aplicação das TVCF do Continente às quantidades da RAM com os proveitos proporcionados pela aplicação das tarifas dependentes do uso dado à energia eléctrica de cariz transitório.

4.7.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM PARA VIGORAREM EM 2010

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2010, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Dado que os preços de MT 6,6 e MT 30 kV são iguais em 2010 e convergem para a mesma tarifa no Continente, foram unificadas numa única tarifa de MT.

Quadro 4-36 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorar em 2010

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM AT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		65,80	2,1634
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	4,642	0,1526
	Contratada	0,639	0,0210
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0833	
	Horas cheias	0,0653	
	Horas vazio normal	0,0449	
	Horas super vazio	0,0416	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0834	
	Horas cheias	0,0676	
	Horas vazio normal	0,0464	
	Horas super vazio	0,0431	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0169	
	Recebida	0,0126	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		42,09	1,3839
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	7,982	0,2624
	Contratada	1,146	0,0377
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1058	
	Horas cheias	0,0820	
	Horas vazio normal	0,0516	
	Horas super vazio	0,0482	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1092	
	Horas cheias	0,0838	
	Horas vazio normal	0,0535	
	Horas super vazio	0,0498	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0185	
	Recebida	0,0138	

* RRC art. 184.º, n.º 3

Observação: aplicável em 6,6 kV e 30 kV.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT 6,6 kV CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		58,62	1,9274
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	9,170	0,3015
	Contratada	1,607	0,0528
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	15,037	0,4944
	Contratada	0,486	0,0160
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1374
		Horas cheias	0,0847
		Horas vazio normal	0,0525
		Horas super vazio	0,0491
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1387	
	Horas cheias	0,0847	
	Horas vazio normal	0,0538	
	Horas super vazio	0,0503	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1450
		Horas cheias	0,1005
		Horas vazio normal	0,0580
		Horas super vazio	0,0542
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1456	
	Horas cheias	0,0999	
	Horas vazio normal	0,0594	
	Horas super vazio	0,0555	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
Tarifa de longas utilizações	Fornecida	0,0229	
	Recebida	0,0158	
Tarifa de curtas utilizações	Fornecida	0,0229	
	Recebida	0,0158	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		22,87	0,7520
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	16,679	0,5483
	Contratada	0,977	0,0321
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1236	
	Horas cheias	0,0930	
	Horas vazio normal	0,0565	
	Horas super vazio	0,0527	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0212	
	Recebida	0,0161	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		31,88	1,0483
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	21,186	0,6965
	Contratada	0,584	0,0192
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,1569	
	Horas cheias	0,0932	
	Horas vazio normal	0,0554	
	Horas super vazio	0,0518	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
Tarifa de médias utilizações	Fornecida	0,0247	
	Recebida	0,0177	

* RRC art. 184.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	23,44	0,7707
	34,5	28,64	0,9416
	41,4	33,84	1,1126
	51,75	41,64	1,3691
	62,1	49,44	1,6256
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2685	
	Horas cheias	0,1279	
	Horas de vazio	0,0533	

* RRC art. 184.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	5,42	0,1782
		6,9	9,66	0,3176
		10,35	13,91	0,4574
		13,8	18,16	0,5972
		17,25	22,42	0,7371
Tarifa bi-horária e tri-horária		20,7	26,67	0,8769
		3,45	5,64	0,1854
		6,9	10,04	0,3300
		10,35	14,67	0,4823
		13,8	19,24	0,6324
	17,25	23,62	0,7765	
	20,7	28,00	0,9205	
Energia activa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1306	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1371	
	Horas de vazio		0,0776	
Tarifa tri-horária	Horas ponta		0,1508	
	Horas cheia		0,1332	
	Horas vazio		0,0776	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa social		1,15	1,05	0,0346
	Tarifa simples	1,15	2,13	0,0699
Energia activa			(EUR/kWh)	
	Tarifa social		0,0893	
	Tarifa simples		0,1153	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA) NÃO DOMÉSTICOS			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa bi-horária		3,45	6,48	0,2130
		6,9	10,46	0,3440
		10,35	14,45	0,4751
		13,8	18,44	0,6061
		17,25	22,42	0,7371
	20,7	26,40	0,8681	
Energia activa			(EUR/kWh)	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1391	
	Horas de vazio		0,0769	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA) CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	7,61	0,2503
	6,9	13,52	0,4445
	10,35	20,12	0,6614
	13,8	26,71	0,8780
	17,25	33,31	1,0950
Tarifa bi-horária	20,7	39,89	1,3116
	3,45	8,95	0,2944
	6,9	15,35	0,5048
	10,35	21,76	0,7155
	13,8	28,16	0,9259
	17,25	34,57	1,1367
	20,7	40,97	1,3471
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1299	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1299	
	Horas de vazio	0,0659	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=2,3 kVA) CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	2,52	0,0829
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1204	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		PREÇOS	
Energia activa (EUR/kWh)		0,0980	

4.8 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 vigorar em 2010.

Quadro 4-37 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para vigorar em 2010

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	1,471	0,0484
	Contratada	0,723	0,0238
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0022	
	Horas cheias	0,0022	
	Horas de vazio normal	0,0021	
	Horas de super vazio	0,0021	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0022	
	Horas cheias	0,0022	
	Horas de vazio normal	0,0021	
	Horas de super vazio	0,0021	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0166	
	Recebida	0,0124	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	4,040	0,1328
	Contratada	0,639	0,0210
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0032	
	Horas cheias	0,0030	
	Horas de vazio normal	0,0025	
	Horas de super vazio	0,0025	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0032	
	Horas cheias	0,0030	
	Horas de vazio normal	0,0025	
	Horas de super vazio	0,0025	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0169	
	Recebida	0,0126	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,055	0,2648
	Contratada	1,214	0,0399
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0055	
	Horas cheias	0,0051	
	Horas de vazio normal	0,0038	
	Horas de super vazio	0,0036	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0055	
	Horas cheias	0,0050	
	Horas de vazio normal	0,0038	
	Horas de super vazio	0,0036	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0184	
	Recebida	0,0138	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	18,446	0,6064
	Contratada	1,363	0,0448
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0108	
	Horas cheias	0,0095	
	Horas de vazio normal	0,0072	
	Horas de super vazio	0,0061	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0212	
	Recebida	0,0161	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	27,6	37,62	1,2368
	34,5	47,02	1,5460
	41,4	56,43	1,8552
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1848	
	Horas cheias	0,0683	
	Horas de vazio	0,0376	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	3,45	4,70	0,1546
	4,6	6,27	0,2061
	5,75	7,84	0,2577
	6,9	9,40	0,3092
	10,35	14,11	0,4638
	13,8	18,81	0,6184
	17,25	23,51	0,7730
	20,7	28,21	0,9276
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Tarifa simples	0,0705	
	Tarifa bi-horária	0,0909	
	Horas fora de vazio	0,0376	
	Horas de vazio	0,0376	
	Tarifa tri-horária	0,1848	
	Hora cheia	0,0683	
	Hora vazio	0,0376	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	1,15	1,57	0,0515
	2,3	3,13	0,1031
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Tarifa simples	0,0383	

* RRC art. 184.º, n.º 3

5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

Para cada período de regulação são fixados os valores dos parâmetros incluídos nas expressões que estabelecem os montantes de proveitos permitidos em cada uma das actividades do Agente Comercial, da entidade concessionária da RNT, da entidade concessionária da RND, do comercializador de último recurso, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária de transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Para além dos parâmetros referidos, são ainda fixados os valores de outros parâmetros referidos no Regulamento Tarifário, designadamente os relacionados com a estrutura das tarifas, e no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

5.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2010

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	7,39%	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, fixada para 2010, em percentagem	Art.º 71.º
δ_{t-2}	0,5	<i>Spread</i> de 2008, em pontos percentuais	
δ_{t-1}	1,0	<i>Spread</i> de 2009, em pontos percentuais	
$r_{GS,t}$	7,39%	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Gestão Global do Sistema, fixada para 2010, em percentagem	Art.º 73.º
$\tilde{C}E_{URT,2}$	40 911	Componente de custos de exploração aceite para o ano de 2010	Art.º 77.º
$X_{URT,2}$	0,50	Factor de eficiência aplicado aos custos de exploração, em 2010	Art.º 77.º
$CI_{SURT,2}$	5 552	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite para 2010 (em €/n.º de painéis)	Art.º 77.º
$CIr_{URT,2}$	436	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para 2010 (em €/km)	Art.º 77.º
$X_{I,URT,2}$	[1]	Factor de eficiência a aplicar aos custos incrementais associados à extensão de rede de transporte e aos painéis de subestações, no ano t	Art.º 77.º
$X_{I,URT,3}$			
$r_{CA,URT,t}$	7,39%	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para 2010, em percentagem	Art.º 77.º
$r_{CREf,URT,t}$	8,89%	Taxa de remuneração dos activos corpóreos calculados com base em custos de referência, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, em percentagem	Art.º 77.º

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
α_2	30%	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, em 2010	Art.º 77.º
$r_{Ime,URT,2}$	8,89%	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração, em 2010, em percentagem	Art.º 77.º
$F_{URD,AT/MT,2}$	153 889	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 82.º
$X_{URD,F,AT/MT,2}$	0,45	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT/MT, em percentagem	Art.º 82.º
$P_{URD,AT/MT,2}$	0,005821	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT/MT, em Euros por kWh	Art.º 82.º
$X_{URD,P,AT/MT,2}$	2,95	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT/MT, em 2010, em percentagem	Art.º 82.º
$F_{URD,BT,2}$	210 043	Componente fixa dos proveitos do Uso da Rede de Distribuição, em BT, em milhares de euros	Art.º 82.º
$X_{URD,F,BT,2}$	2,27	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, em percentagem	Art.º 82.º
$P_{URD,BT,2}$	0,009940	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, em Euros por kWh	Art.º 82.º
$X_{URD,P,BT,2}$	5,06	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, em percentagem	Art.º 82.º
$r_{CVEE,t}^{CR}$	8,39%	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, em percentagem	Art.º 84.º
$F_{C,NT,2}$	256	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 86.º
$X_{C,F,NT,2}$	30,26	Factor de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 86.º
$V_{C,NT,2}$	72,055	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, em NT, em Euros por consumidor	Art.º 86.º
$X_{C,v,NT,2}$	0,90	Factor de eficiência associado à componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 86.º
$F_{C,BTE,2}$	49	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 86.º

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$X_{C,F,BTE,2}$	-1,86	Factor de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 86.º
$V_{C,BTE,2}$	7,075	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, em BTE, em Euros por consumidor	Art.º 86.º
$X_{C,v,BTE,2}$	2,92	Factor de eficiência associado à componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização, em BTE, em percentagem	Art.º 86.
$F_{C,BT,2}$	17 272	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, em BT, em milhares de euros	Art.º 86.º
$X_{C,F,BT,2}$	4,49	Factor de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, em BT, em percentagem	Art.º 86.º
$V_{C,BT,2}$	12,357	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, em BT, em Euros por consumidor	Art.º 86.º
$X_{C,v,BT,2}$	2,70	Factor de eficiência associado à componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização, em BT, em percentagem	Art.º 86.
$r_{c,r}$	8,39%	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfaseamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às actividades do comercializador de último recurso, em percentagem	Art.º 86.º
r_t^{AGS}	7,39%	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 87.º
τ_t^A	[1]	Factor de eficiência associado aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo na Região Autónoma dos Açores, no ano t	Art.º 88.º
$P_{MT,2}^D$	0,019771	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em MT, em Euros por kWh	Art.º 89.º
$X_{MT,2}^D$	0,08	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em MT, em percentagem	Art.º 89.º
$P_{BT,2}^D$	0,043026	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, em Euros por kWh	Art.º 89.º
$X_{BT,2}^D$	4,97	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, em percentagem	Art.º 89.º
$P_{MT,2}^C$	471,921	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em MT, em Euros por cliente	Art.º 90.º

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$X_{MT,2}^A$	2,09	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em MT, em percentagem	Art.º 90.º
$P_{BT,2}^A$	36,196	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em BT, em Euros por cliente	Art.º 90.º
$X_{BT,2}^A$	2,46	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em BT, em percentagem	Art.º 90.º
r_t^{MAGS}	7,39%	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, fixada para 2010, em percentagem	Art.º 94.º
τ_t^M	[1]	Factor de eficiência associado aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo na Região Autónoma da Madeira, no ano t	Art.º 95.º
$P_{MT,2}^D$	0,022293	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em MT, em Euros por kWh	Art.º 96.º
$X_{MT,2}^D$	-0,73	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em MT, em percentagem	Art.º 96.º
$P_{BT,2}^D$	0,031038	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, em Euros por kWh	Art.º 96.º
$X_{BT,2}^D$	3,46	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, em 2010, em percentagem	Art.º 96.º
$P_{MT,2}^C$	2 119,178	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em MT, em Euros por cliente	Art.º 97.º
$X_{MT,2}^C$	5,10	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em MT, em percentagem	Art.º 97.º
$P_{BT,2}^C$	30,169	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em BT, em Euros por cliente	Art.º 97.º
$X_{BT,2}^C$	6,11	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em BT, em percentagem	Art.º 97.º
P_2^*	7,9	Nível de referência das perdas na rede de distribuição, em percentagem	Art.º 104.º
$RQS_{max,t}$	5 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço	Art.º 108.º

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$RQS_{min,t}$	5 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço	Art.º 108.º
$END_{REF,2010}$	$0,000142 \times ED$	Energia não distribuída de referência em kWh	Art.º 108.º
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$	Valor de variação da END_{REF}	Art.º 108.º
VEND	1,5	Valorização da energia não distribuída (€/kWh)	Art.º 108.º

Notas:

^[1] A definir.

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 2010		
	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	185 788	185 788	371 576,00	341 160	341 160	682 320	526 948	526 948	1 053 896
Fevereiro	185 788	185 788	371 576,00	341 160	341 160	682 320	526 948	526 948	1 053 896
Março	185 788	185 788	371 576,00	341 160	341 160	682 320	526 948	526 948	1 053 896
Abril	185 788	185 788	371 576,00	341 160	341 160	682 320	526 948	526 948	1 053 896
Mai	185 788	185 788	371 576,00	341 160	341 160	682 320	526 948	526 948	1 053 896
Junho	185 788	185 788	371 576,00	341 160	341 160	682 320	526 948	526 948	1 053 896
Julho	185 788	185 788	371 576,00	341 160	341 160	682 320	526 948	526 948	1 053 896
Agosto	185 788	185 788	371 576,00	341 160	341 160	682 320	526 948	526 948	1 053 896
Setembro	185 788	185 788	371 576,00	341 160	341 160	682 320	526 948	526 948	1 053 896
Outubro	185 788	185 788	371 576,00	341 160	341 160	682 320	526 948	526 948	1 053 896
Novembro	185 788	185 788	371 576,00	341 160	341 160	682 320	526 948	526 948	1 053 896
Dezembro	185 788	185 788	371 576,00	341 160	341 160	682 320	526 948	526 948	1 053 896
Total	2 229 456	2 229 456	4 458 912	4 093 920	4 093 920	8 187 840	6 323 376	6 323 376	12 646 752

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores em 2010 totalizam € 66 456 379¹⁰.

¹⁰ 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 2010
Janeiro	5 538 032
Fevereiro	5 538 032
Março	5 538 032
Abril	5 538 032
Mai	5 538 032
Junho	5 538 032
Julho	5 538 032
Agosto	5 538 032
Setembro	5 538 032
Outubro	5 538 032
Novembro	5 538 032
Dezembro	5 538 032
Total	66 456 379

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 2010		
	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	67 922	67 922	135 844,00	225 683	225 683	451 366	293 605	293 605	587 210
Fevereiro	67 922	67 922	135 844,00	225 683	225 683	451 366	293 605	293 605	587 210
Março	67 922	67 922	135 844,00	225 683	225 683	451 366	293 605	293 605	587 210
Abril	67 922	67 922	135 844,00	225 683	225 683	451 366	293 605	293 605	587 210
Mai	67 922	67 922	135 844,00	225 683	225 683	451 366	293 605	293 605	587 210
Junho	67 922	67 922	135 844,00	225 683	225 683	451 366	293 605	293 605	587 210
Julho	67 922	67 922	135 844,00	225 683	225 683	451 366	293 605	293 605	587 210
Agosto	67 922	67 922	135 844,00	225 683	225 683	451 366	293 605	293 605	587 210
Setembro	67 922	67 922	135 844,00	225 683	225 683	451 366	293 605	293 605	587 210
Outubro	67 922	67 922	135 844,00	225 683	225 683	451 366	293 605	293 605	587 210
Novembro	67 922	67 922	135 844,00	225 683	225 683	451 366	293 605	293 605	587 210
Dezembro	67 922	67 922	135 844,00	225 683	225 683	451 366	293 605	293 605	587 210
Total	815 064	815 064	1 630 128	2 708 196	2 708 196	5 416 392	3 523 260	3 523 260	7 046 520

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira em 2010 totalizam €67 151 204¹¹.

Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2010
Janeiro	5 595 934
Fevereiro	5 595 934
Março	5 595 934
Abril	5 595 934
Maiο	5 595 934
Junho	5 595 934
Julho	5 595 934
Agosto	5 595 934
Setembro	5 595 934
Outubro	5 595 934
Novembro	5 595 934
Dezembro	5 595 934
Total	67 151 204

¹¹ Este valor deve ser transferido da REN para a EEM, em duodécimos

5.3 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA EDP DISTRIBUIÇÃO

Dando cumprimento aos artigos 62.º e 64.º do 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 referente ao diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial e os custos com a aplicação da tarifa social. A partir de 2010 passa a ser transferida a anuidade relativa à parcela de custos decorrentes da sustentabilidade de mercados.

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

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE				Tarifa social	Sustentabilidade mercados	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009 ^[1]	Total ^[2]
	Ajustamento 2008	Ajustamento provisório de 2009	Sobrecusto ano 2010	Total					
Janeiro	-2 958 282	19 144 203	50 907 696	67 093 617	10 331	-68 517 839	-1 413 891	-66 612	-1 480 503
Fevereiro	-2 958 282	19 144 203	50 907 696	67 093 617	10 331	-68 517 839	-1 413 891	-66 612	-1 480 503
Março	-2 958 282	19 144 203	50 907 696	67 093 617	10 331	-68 517 839	-1 413 891	-66 612	-1 480 503
Abril	-2 958 282	19 144 203	50 907 696	67 093 617	10 331	-68 517 839	-1 413 891	-66 612	-1 480 503
Mai	-2 958 282	19 144 203	50 907 696	67 093 617	10 331	-68 517 839	-1 413 891	-66 612	-1 480 503
Junho	-2 958 282	19 144 203	50 907 696	67 093 617	10 331	-68 517 839	-1 413 891	-66 612	-1 480 503
Julho	-2 958 282	19 144 203	50 907 696	67 093 617	10 331	-68 517 839	-1 413 891	-66 612	-1 480 503
Agosto	-2 958 282	19 144 203	50 907 696	67 093 617	10 331	-68 517 839	-1 413 891	-66 612	-1 480 503
Setembro	-2 958 282	19 144 203	50 907 696	67 093 617	10 331	-68 517 839	-1 413 891	-66 612	-1 480 503
Outubro	-2 958 282	19 144 203	50 907 696	67 093 617	10 331	-68 517 839	-1 413 891	-66 612	-1 480 503
Novembro	-2 958 282	19 144 203	50 907 696	67 093 617	10 331	-68 517 839	-1 413 891	-66 612	-1 480 503
Dezembro	-2 958 282	19 144 203	50 907 696	67 093 617	10 331	-68 517 839	-1 413 891	-66 612	-1 480 503
Total	-35 499 382	229 730 438	610 892 348	805 123 403	123 972	-822 214 072	-16 966 697	-799 344	-17 766 041

Nota: ^[1] Considerando a ocorrência do *Eurosystem Event* a 15 de Dezembro de 2009. O prémio de emissão será ajustado com base nos valores reais mensais efectivamente recebidos pela EDP SU.

O valor do prémio de emissão a transferir durante o ano de 2010 está condicionado à data da ocorrência do *Eurosystem Event*. O valor final do prémio de emissão a transferir será notificado pela ERSE às respectivas entidades após a recepção da comunicação nos termos do parágrafo 3 do Despacho n.º 5 579-A/2009. Se não ocorrer o *Eurosystem Event* durante o ano de 2009, não haverá qualquer transferência relativamente ao prémio de emissão durante o ano de 2010.

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

- c) 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
- d) Ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da actividade de aquisição de energia eléctrica relativos aos anos de 2007 e estimados para o ano de 2008.
- e) 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.

Quadro 5-6 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português, 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 2010	
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português
	Janeiro	604 841	604 841	1 209 682	229 564	229 564	459 128	834 405
Fevereiro	604 841	604 841	1 209 682	229 564	229 564	459 128	834 405	834 405
Março	604 841	604 841	1 209 682	229 564	229 564	459 128	834 405	834 405
Abril	604 841	604 841	1 209 682	229 564	229 564	459 128	834 405	834 405
Maio	604 841	604 841	1 209 682	229 564	229 564	459 128	834 405	834 405
Junho	604 841	604 841	1 209 682	229 564	229 564	459 128	834 405	834 405
Julho	604 841	604 841	1 209 682	229 564	229 564	459 128	834 405	834 405
Agosto	604 841	604 841	1 209 682	229 564	229 564	459 128	834 405	834 405
Setembro	604 841	604 841	1 209 682	229 564	229 564	459 128	834 405	834 405
Outubro	604 841	604 841	1 209 682	229 564	229 564	459 128	834 405	834 405
Novembro	604 841	604 841	1 209 682	229 564	229 564	459 128	834 405	834 405
Dezembro	604 841	604 841	1 209 682	229 564	229 564	459 128	834 405	834 405
Total	7 258 092	7 258 092	14 516 184	2 754 768	2 754 768	5 509 536	10 012 860	10 012 860

Quadro 5-7 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica relativos aos anos de 2007 e estimados para o ano de 2008

Unidade: EUR

	Renda anual	Juros ao abrigo do n.º 7 do Despacho n.º 5579-A/2009	Total
Janeiro	8 936 551	812 803	9 749 354
Fevereiro	8 936 551	812 803	9 749 354
Março	8 936 551	812 803	9 749 354
Abril	8 936 551	812 803	9 749 354
Maio	8 936 551	812 803	9 749 354
Junho	8 936 551	812 803	9 749 354
Julho	8 936 551	812 803	9 749 354
Agosto	8 936 551	812 803	9 749 354
Setembro	8 936 551	812 803	9 749 354
Outubro	8 936 551	812 803	9 749 354
Novembro	8 936 551	812 803	9 749 354
Dezembro	8 936 551	812 803	9 749 354
Total	107 238 607	9 753 640	116 992 248

Quadro 5-8 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos de medidas de política energética estimados para o ano de 2009

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2009	Juros ao abrigo do n.º 7 do Despacho n.º 5579-A/2009 ^[1]	Total
Janeiro	3 134 660	18 254	3 152 914
Fevereiro	3 134 660	18 254	3 152 914
Março	3 134 660	18 254	3 152 914
Abril	3 134 660	18 254	3 152 914
Maio	3 134 660	18 254	3 152 914
Junho	3 134 660	18 254	3 152 914
Julho	3 134 660	18 254	3 152 914
Agosto	3 134 660	18 254	3 152 914
Setembro	3 134 660	18 254	3 152 914
Outubro	3 134 660	18 254	3 152 914
Novembro	3 134 660	18 254	3 152 914
Dezembro	3 134 660	18 254	3 152 914
Total	37 615 920	219 046	37 834 967

Nota ^[1] Considerando a ocorrência do *Eurosystem Event* a 15 de Dezembro de 2009. Este valor será ajustado à data que efectivamente ocorra o *Eurosystem Event*.

Caso não ocorra o *Eurosystem Event* até 31 de Dezembro de 2009, o valor a transferir pela EDP Distribuição à Tagus é de €34 821 881, em 12 prestações mensais de €2 901 823 cada.

O valor final a transferir será notificado pela ERSE às respectivas entidades após a recepção da comunicação nos termos do parágrafo 3 do Despacho n.º 5 579-A/2009.

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 2010.

Identifica-se ainda o montante de dívida gerada com a aplicação de medidas excepcionais, ao abrigo do n.º 7 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, no estabelecimento de tarifas para 2009.

Quadro 5-9 – Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2009	Juros 2010	Amortização 2010	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2010	Saldo em dívida em 2010
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	94 266	1 507	11 139	12 647	83 126
Convergência tarifária de 2006	33 236	531	3 927	4 459	29 308
Convergência tarifária de 2007	61 030	976	7 212	8 188	53 818
EEM (BCP e CGD)	52 523	840	6 207	7 047	46 316
Convergência tarifária de 2006	12 151	194	1 436	1 630	10 715
Convergência tarifária de 2007	40 372	646	4 771	5 416	35 602
EDP Serviço Universal	1 882 059	54 458	119 596	174 054	1 762 463
BCP e CGD	149 267	2 387	17 639	20 026	131 628
Défice de BT de 2006	108 200	1 730	12 786	14 516	95 414
Continente	103 980	1 663	12 287	13 950	91 693
Regiões Autónomas	4 220	67	499	566	3 721
Défice de BTn de 2007	41 067	657	4 853	5 510	36 214
Continente	39 463	631	4 663	5 294	34 800
Regiões Autónomas	1 604	26	189	215	1 414
Tagus, SA	1 732 829	52 834	101 993	154 827	1 630 835
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 285 147	39 184	77 808	116 992	1 207 339
Sobrecusto da PRE 2009 ^[1]	447 682	13 650	24 185	37 835	423 496
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	-37	-763	-37	-799	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009 ^[2]	-37	-763	-37	-799	0
Total	2 028 848	56 805	136 942	193 747	1 891 906

Notas:

^[1] Considerando a ocorrência do Eurosystem Event a 15 de Dezembro de 2009, caso não ocorra, o serviço da dívida em 2010 será de 34 822 milhares de euros (8 945 de juros e 25 877 de amortização de capital) e o montante em dívida em 2010 será de 421 592 milhares de euros.

^[2] Caso o Eurosystem Event não ocorra durante ao ano de 2009, não haverá direito a qualquer montante relativo ao prémio de emissão durante o ano de 2010.

5.5 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2008 E 2009

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 2008 e 2009 e respectivos juros.

PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2010

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-10 - Valor dos ajustamentos de 2008 e 2009 incluídos nos proveitos permitidos de 2010 da REN Trading

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2010	Ajustamento dos proveitos relativos a 2008	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2008	Ajustamento provisório calculado em 2008 e incluído nas tarifas de 2009	Juros do ajustamento provisório calculado em 2008 e incluído nas tarifas de 2009	Ajustamento do ano de 2008 a recuperar(-) a devolver (+) em 2010	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2009	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2009	Ajustamento provisório do ano de 2009 a recuperar(-) a devolver (+) em 2010	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2010
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₀₈) x (1+i ₂₀₀₉) ⁻¹]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₀₉) ⁻¹]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i ₂₀₀₉) ⁻¹]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	-5 883	-445	17 457	401	-24 185	-63 397	-1 455	-64 852	-89 037
Proveitos permitidos à REN Trading	-5 883	-445	17 457	401	-24 185	-63 397	-1 455	-64 852	-89 037

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

Quadro 5-11 - Valor dos ajustamentos de 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2010 da REN

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2010	Ajustamento dos proveitos relativos a 2008	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2008	Ajustamento provisório calculado em 2008 e incluído nas tarifas de 2009	Juros do ajustamento provisório calculado em 2008 e incluído nas tarifas de 2009	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2010
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₀₈) x (1+i ₂₀₀₉) ⁻¹]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₀₉) ⁻¹]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-53 707	-4 059	-30 736	-705	-26 324
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	19 820	1 498			21 318
Proveitos permitidos à REN	-33 886	-2 561	-30 736	-705	-5 005

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2010

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-12 - Valor dos ajustamentos de 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2010 da EDP Distribuição

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2010	Ajustamento dos proveitos relativos a 2008	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2008	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2010
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₀₈) ¹ x (1+i ₂₀₀₉) ⁻¹]-1	(3)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-58 372	-4 411	-62 784
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	-52 076	-3 935	-56 011
Comercialização de Redes (CR)	-766	-58	-824
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	-111 215	-8 405	-119 619

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

Quadro 5-13 - Valor dos ajustamentos de 2008 e 2009 incluídos nos proveitos permitidos de 2010 da EDP Serviço Universal

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2010	Ajustamento dos proveitos relativos a 2008	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2008	Ajustamento provisório calculado em 2008 e incluído nas tarifas de 2009	Juros do ajustamento provisório calculado em 2008 e incluído nas tarifas de 2009	Ajustamento do ano de 2008 a recuperar(-) a devolver (+) em 2010	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2009	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2009	Ajustamento provisório do ano de 2009 a recuperar(-) a devolver (+) em 2010	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2010
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₀₈) ¹ x (1+i ₂₀₀₉) ⁻¹]-1	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₀₉) ⁻¹]-1	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i ₂₀₀₉) ⁻¹]-1	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Eléctrica	-882 236	-120 426	-797 863	-18 311	-186 488	796 198	18 273	814 471	627 983
Sobrecusto da PRE	317 120	23 965	298 730	6 856	35 499	-224 576	-5 154	-229 730	-194 231
CV EE	-1 184 682	-143 282	-1 096 593	-25 167	-206 205	1 020 774	23 427	1 044 201	837 997
Ajustamento da aditividade tarifária	-14 674	-1 109			-15 783				-15 783
Compra e venda do acesso as redes (CV/ATD)									
Comercialização (C)	721	54			775				775
Proveitos permitidos à EDP SU	-881 515	-120 372	-797 863	-18 311	-185 712	796 198	18 273	814 471	628 758

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

Quadro 5-14 - Valor dos ajustamentos de 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2010 da EDAUnidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2008	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2008	Total dos ajustamentos a recuperar em 2010
	(1)	(2)	(3)=(1)+(2)
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	-16 593	-1 254	-17 847
Distribuição de Energia Eléctrica	2 041	154	2 196
Comercialização de Energia Eléctrica	121	9	130
EDA	-14 430	-1 091	-15 521

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

Quadro 5-15 - Valor dos ajustamentos de 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2010 da EEMUnidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2008	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2008	Total dos ajustamentos a recuperar em 2010
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	-28 119	-2 125	-30 244
Distribuição de Energia Eléctrica	171	13	184
Comercialização de Energia Eléctrica	-214	-20	-234
EEM	-28 162	-2 132	-30 294

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

6 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

6.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

6.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 151.º, 201.º e 52.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), prevêem, respectivamente, 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 eléctrica.

De igual modo, os artigos 243.º, 250.º e 251.º do RRC prevêem a existência destes preços regulados na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM).

O RRC estabelece ainda 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.

6.1.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

6.1.2.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

EDP DISTRIBUIÇÃO

Os valores propostos pela EDP Distribuição para os preços da leitura extraordinária para 2010 são os indicados no Quadro 6-1, correspondendo à actualização dos preços em vigor em 2009 pelo deflator do consumo privado (índice de preços implícitos no consumo privado) considerado pela empresa para 2010 (2,0%)¹².

¹² Valor constante do Programa de Estabilidade e Crescimento 2008-2011, publicado pelo Ministério das Finanças e Administração Pública, actualização de Janeiro de 2009.

Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP DistribuiçãoUnidade: EUR¹³

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2009	Preços propostos pela EDP para 2010	Variação (%)
MT/BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,55	6,68	2,0
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,36	25,87	2,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,34	31,97	2,0
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,84	4,94	2,1
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,68	22,11	2,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,65	28,20	2,0

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 3 286 leituras extraordinárias a clientes em BTN durante o ano de 2008, das quais 168 foram facturadas aos clientes. O valor global facturado em 2008 a clientes em BTN ascendeu a 947,93 euros (valor sem IVA).

A EDP Distribuição justifica a discrepância entre o número de leituras extraordinárias realizado e o valor facturado com o facto de só algumas das leituras extraordinárias terem sido efectuadas 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 valor definido para a realização da leitura extraordinária.

A EDP Distribuição refere, ainda, na sua proposta que as leituras extraordinárias de instalações de clientes em MT (sem telecontagem), BTE e BTN são, em regra, efectuadas por empreiteiros contratados e que os valores negociados para vigorarem no ano de 2010, a que acrescem 20% relativos aos custos administrativos e de estrutura, são os indicados no Quadro 6-2.

¹³ No presente capítulo a variação percentual entre os preços em vigor em 2009 e os preços propostos para 2010 é calculada da seguinte forma: $[P_{2010}/P_{2009}-1] \times 100$, em que P_{2009} é o preço no ano 2009 e P_{2010} é o preço proposto para 2010.

Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2010

Unidade: EUR

Ciente	Leitura Extraordinária	Tarefa (Prestadores de serviços)	Custos Administrativos	Custo Total
MT/BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	35,07	7,01	42,08
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	44,07	8,81	52,88
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	58,65	11,73	70,38
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,38	2,48	14,86
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	44,07	8,81	52,88
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	58,65	11,73	70,38

Da análise do quadro anterior verifica-se que os custos associados à realização de leituras extraordinárias são significativamente superiores aos valores propostos pela EDP Distribuição. No entanto, considerando o interesse em fomentar a recolha de leituras reais dos equipamentos de medição, a EDP Distribuição propõe que os preços das leituras extraordinárias a vigorar em 2010 resultem dos preços em vigor em 2009 actualizados pelo deflator do consumo privado previsto pela empresa para 2010 (2,0%).

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA propõe que os preços de realização de leituras extraordinárias em 2010 correspondam aos preços em vigor em 2009 actualizados pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%).

Os preços propostos pela EDA para vigorar em 2010 são os indicados no Quadro 6-3. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços actualmente em vigor e os preços propostos para 2010.

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

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2009	Preços propostos pela EDA para 2010	Variação (%)
MT, BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,40	6,46	0,9
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,80	25,05	1,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,64	30,95	1,0
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,74	4,79	1,1
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,19	21,40	1,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,03	27,30	1,0

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

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe que os preços de realização de leituras extraordinárias em 2010 correspondam aos preços em vigor em 2009 actualizados pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%).

Os valores propostos pela EEM para os preços de realização de leituras extraordinárias em 2010 são os constantes do Quadro 6-4. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços actualmente em vigor e os preços propostos para 2010.

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

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2009	Preços propostos pela EEM para 2010	Variação (%)
AT, MT, BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,34	6,40	0,9
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	17,50	17,68	1,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,75	25,00	1,0
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,34	6,40	0,9
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	17,50	17,68	1,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,75	25,00	1,0

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 propõe para 2010, nos termos do artigo 201.º do RRC, a adopção dos mesmos valores da quantia mínima que foram aprovados para vigorar em 2009. De igual modo, a EEM propôs, para a RAM, a adopção em 2010 dos mesmos valores que coincidem com a proposta da EDP Serviço Universal.

Em sentido inverso e à semelhança do que havia feito em anos anteriores, a EDA propôs a adopção, para a quantia mínima em caso de mora, de valores diferentes dos que vigoram na RAA em 2009 e dos que foram propostos pela EDP Serviço Universal e pela EEM para 2010.

Os valores comuns às propostas da EDP Serviço Universal e da EEM constam do Quadro 6-5. Recorde-se que estes valores se mantêm inalterados em Portugal Continental desde 1999, data da sua primeira publicação pela ERSE.

Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta da EDP Serviço Universal e da EEM

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2009	Preços propostos para 2010	Variação (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	0,0
Mais de 8 dias	1,85	1,85	0,0

Os valores propostos pela EDA constam do Quadro 6-6, correspondendo, de acordo com a justificação apresentada pela empresa, ao valor em vigor em 2009 actualizado pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%).

Quadro 6-6 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta EDA

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2009	Preços propostos para 2010	Variação (%)
Até 8 dias	1,25	1,26	0,8
Mais de 8 dias	1,85	1,87	1,1

6.1.2.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA

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 eléctrica de instalações ligadas à rede de transporte.

EDP DISTRIBUIÇÃO

Os valores dos preços de serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica propostos pela EDP Distribuição são apresentados no Quadro 6-7. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços actualmente em vigor e os preços propostos para 2010.

A EDP Distribuição refere que os preços propostos são baseados nos preços de referência de um novo contrato de empreitada contínua celebrado em condições globalmente mais vantajosas.

No caso dos clientes em BTN, a proposta da EDP Distribuição limita os aumentos a 2%, observando-se reduções significativas nas situações em que são necessárias intervenções técnicas especiais ao nível do ramal. Para os restantes tipos de clientes, os preços propostos correspondem aos custos do contrato de empreitada contínua acrescidos de 20% relativos a custos administrativos.

Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EDP Distribuição

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2009	Preços propostos pela EDP D para 2010	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	81,38	84,29	3,6
	Restabelecimento	81,38	84,29	3,6
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	825,06	737,86	-10,6
	Restabelecimento	991,08	737,86	-25,5
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	57,17	56,99	-0,3
	Restabelecimento	98,34	98,88	0,5
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	239,15	233,14	-2,5
	Restabelecimento	241,04	233,14	-3,3
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	10,85	11,03	1,7
	Restabelecimento	10,85	11,03	1,7
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	11,27	12,31	9,2
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	25,54	31,08	21,7
	Restabelecimento	25,54	31,08	21,7
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	57,90	53,57	-7,5
Restabelecimento	57,90	53,57	-7,5	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	45,19	45,83	1,4
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	10,65	10,86	2,0
	Restabelecimento	10,65	10,86	2,0
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	11,18	11,40	2,0
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	25,54	13,24	-48,2
	Restabelecimento	25,54	13,24	-48,2
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	57,90	53,57	-7,5
Restabelecimento	57,90	53,57	-7,5	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	19,09	19,47	2,0

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

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA propõe a actualização dos preços em vigor em 2009 de acordo com a taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%).

O Quadro 6-8 apresenta os valores propostos pela EDA para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica.

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

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2009 na RAA	Preços propostos pela EDA para 2010	Variação (%)
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	50,22	50,72	1,0
	Restabelecimento	50,22	50,72	1,0
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	444,14	448,58	1,0
	Restabelecimento	444,14	448,58	1,0
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	14,08	14,22	1,0
	Restabelecimento	14,08	14,22	1,0
	Adicional para operação de soldadura, ou dessoldadura	10,95	11,06	1,0
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	25,86	26,12	1,0
	Restabelecimento	25,86	26,12	1,0
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	51,73	52,25	1,0
	Restabelecimento	51,73	52,25	1,0
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica			
Clientes em BTE	20,89	21,10	1,0	
Clientes em BTN	19,13	19,32	1,0	

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

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A proposta da EEM para os preços de serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica corresponde a uma actualização dos valores em vigor em 2009 pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%).

Os valores propostos pela EEM, no âmbito do artigo 251.º do RRC, são os constantes do Quadro 6-9.

Quadro 6-9 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EEM

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2009 na RAM	Preços propostos pela EEM para 2010	Variação (%)
AT, MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	24,28	24,52	1,0
	Restabelecimento	24,28	24,52	1,0
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	93,68	94,62	1,0
	Restabelecimento	93,68	94,62	1,0
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	10,26	10,36	1,0
	Restabelecimento	10,26	10,36	1,0
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	23,04	23,27	1,0
	Restabelecimento	23,04	23,27	1,0
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	66,63	67,30	1,0
	Restabelecimento	66,63	67,30	1,0
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica			
Clientes em BTE	20,89	21,10	1,0	
Clientes em BTN	19,09	19,28	1,0	

Aos indicados no Quadro 6-9 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.3 VALORES A VIGORAR EM 2010

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 2010 para a realização de leituras extraordinárias considera uma actualização dos preços em vigor em 2009 pelo valor da variação do deflator do consumo privado (índice de preços implícitos no consumo privado), tendo, para o efeito, considerado um valor de 2,0% para 2010. Em anos anteriores foi utilizado o índice de preços no consumo privado (IP) publicado pela Comissão Europeia (previsões económicas de Primavera) para actualizar ou limitar acréscimos dos preços dos serviços regulados. Tendo-se verificado que a Comissão Europeia deixou de publicar este índice e considerando que o valor proposto pela EDP Distribuição se encontra desactualizado (Janeiro de 2009), foi adoptado, em substituição do IP, o valor mais recente divulgado pelo Banco de Portugal para o índice harmonizado de preços no consumidor (IHPC), 1,3%.

Da proposta da EDP Distribuição constam os valores negociados com os prestadores de serviço para a realização de leituras extraordinárias, verificando-se que os valores de custo final são superiores aos valores propostos pela empresa, reconhecendo a EDP Distribuição que, dessa forma, se fomenta o número de leituras reais dos equipamentos de medição.

A ERSE reconhece o interesse para o sistema eléctrico da realização de leituras extraordinárias, designadamente para prevenir situações de consumo fraudulento, considerando-se indispensável que os operadores de rede ofereçam aos clientes a possibilidade de realização destes serviços a preços acessíveis e em horários alargados, pelo que se considera adequada a abordagem da EDP Distribuição na elaboração da sua proposta.

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, com a alteração referida quanto ao índice utilizado para proceder à actualização dos preços.

Assim, os preços a cobrar em Portugal Continental pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de energia eléctrica, previstos no Artigo 151.º do RRC, são os constantes do Quadro 6-10.

Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária em Portugal Continental para 2010

Unidade: EUR

Clientes	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,64
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,69
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,75
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,90
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,96
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,01

Aos valores constantes do Quadro 6-10 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 6-10.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Para 2010, a EDA propõe a actualização dos preços em vigor em 2009 pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%).

Conforme anteriormente referido, a ERSE adoptou o IHPC para actualizar os preços dos serviços regulados, tendo considerado o valor deste índice para 2010 divulgado pelo Banco de Portugal (1,3%). Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAA em 2010 são os constantes do Quadro 6-11.

Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2010

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,48
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,12
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,04
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,80
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,47
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,38

Na RAA, a BTN inclui todos os contratos com potência contratada inferior ou igual a 215 kVA.

Aos valores constantes do Quadro 6-11 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 6-11.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Para 2010, a EEM propõe a actualização dos preços em vigor em 2009 pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%). Conforme anteriormente referido, a ERSE adoptou o IHPC para 2010 divulgado pelo Banco de Portugal (1,3%) para actualizar os preços dos serviços regulados. Deste modo, os valores a vigorar em 2010 são os constantes do Quadro 6-12.

Quadro 6-12 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2010

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,42
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	17,73
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,07
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,42
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	17,73
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,07

Na RAM, a BTN inclui todos os contratos com potência contratada inferior ou igual a 62,1 kVA.

Aos valores constantes do Quadro 6-12 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 6-12.

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 adoptados para a RAA e para a RAM. A primeira aprovação destes valores esteve condicionada à 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 facturas de energia eléctrica.

As propostas da EDP Distribuição e da EEM para 2010 são coincidentes e correspondem aos valores em vigor desde 1999.

A proposta da EDA não apresenta informação que demonstre que os preços propostos para 2010 correspondem exclusivamente aos custos de processamento administrativo originados pelos atrasos de pagamento, conforme estabelecido no RRC.

Deste modo, a ERSE aceita as propostas da EDP Distribuição e da EEM. No que respeita à EDA, na ausência de justificação rigorosa para os valores propostos, a ERSE considera adequado manter os valores actualmente em vigor (iguais aos que vigoram na RAM e em Portugal Continental).

Face ao exposto, a ERSE decidiu adoptar os mesmos valores de quantia mínima em caso de mora em Portugal Continental, na RAA e na RAM aprovados para vigorar nos anos anteriores, correspondendo aos valores que se apresentam do Quadro 6-13.

Quadro 6-13 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2010 em Portugal Continental, na RAA e na RAM

Atraso no pagamento	Preços (EUR)
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

Os prazos referidos no Quadro 6-13 são prazos contínuos.

Recorda-se que na RAA o segmento de BTN pode incluir clientes com potência contratada até 215 kVA. No entanto, desde 2004, na sequência da aceitação pela ERSE da proposta da EDA, a quantia mínima aplica-se somente aos clientes de BTN com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA, considerando que aos clientes de maior potência contratada e consequentemente maior consumo se deve aplicar o princípio geral de cobrança de juros de mora à taxa de juro legal, em caso de atraso de pagamento de facturas.

Recorde-se que a quantia mínima é aplicada somente 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 facturas de energia eléctrica.

6.1.3.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA

PORTUGAL CONTINENTAL

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento de energia eléctrica são aplicados aos clientes na sequência de incumprimento das suas obrigações contratuais. A interrupção de fornecimento de energia eléctrica 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 manteve a metodologia do ano anterior, considerando os custos com as tarefas executadas pela própria empresa ou por prestadores de serviços, acrescidos de uma percentagem de 20% relativa aos custos de gestão e a uma pequena parte dos custos de estrutura.

Os preços propostos para 2010 para os serviços de interrupção e restabelecimento resultam de um novo concurso lançado para a prestação destes serviços no regime de empreitada contínua. Em resultado deste novo concurso resultaram variações em diversos preços, observando-se reduções significativas nos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento com recurso a meios especiais em AT, BTE (chegadas subterrâneas) e BTN. Os agravamentos mais significativos de preço são observados nas intervenções em BTE, em resultado da separação das intervenções BT, para clientes BTE e BTN. Tal separação conduziu a um aumento dos preços para as intervenções em BTE e a uma redução para as intervenções em BTN.

Os preços propostos pela EDP Distribuição reflectem a totalidade dos custos para as intervenções em BTE, MT e AT. Para as intervenções em BTN, a EDP Distribuição limitou o aumento dos preços ao valor previsto pela empresa para 2010 do Índice de preços implícito no consumo privado (2,0%). Pelas razões já anteriormente referidas, a ERSE entendeu adoptar o IHPC para 2010 (1,3%) divulgado pelo Banco de Portugal para limitar o aumento dos preços aplicáveis aos clientes em BTN.

Deste modo, considerando o princípio de que os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento devem reflectir os custos, em particular quando estamos em presença de clientes de maior dimensão, os preços aprovados pela ERSE para vigorarem em 2010 são os que constam do Quadro 6-14.

Relativamente à MAT, em face da ausência de proposta por parte da REN para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica neste nível de tensão, a ERSE decidiu manter em 2010 os valores que vigoraram em 2009.

Quadro 6-14 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal Continental para 2010

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MAT	Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo:	
	Interrupção	120,33
	Restabelecimento	120,33
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação):	
Interrupção	826,31	
Restabelecimento	826,31	
AT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	84,29
	Restabelecimento	84,29
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
Interrupção	737,86	
Restabelecimento	737,86	
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	56,99
	Restabelecimento	98,88
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
Interrupção	233,14	
Restabelecimento	233,14	
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	11,03
	Restabelecimento	11,03
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,31
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	31,08
	Restabelecimento	31,08
<i>Chegadas subterrâneas</i>		
Interrupção	53,57	
Restabelecimento	53,57	

Cliente	Serviços	Preços
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	45,83
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção Restabelecimento Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	10,79 10,79 11,33
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção Restabelecimento <i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção Restabelecimento	13,24 13,24 53,57 53,57
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	19,34

Aos valores constantes do Quadro 6-14 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 efectuado nos seguintes prazos máximos:

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

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A EDA propõe actualizar todos os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%).

Pelas razões já anteriormente expostas, a ERSE considera mais adequado actualizar os valores actualmente em vigor pelo IHPC para 2010 divulgado pelo Banco de Portugal (1,3%). Deste modo, os valores a vigorar em 2010 serão os constantes do Quadro 6-15.

Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2010

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	50,87
	Restabelecimento	50,87
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	449,91
	Restabelecimento	449,91
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	14,26
	Restabelecimento	14,26
	Adicional para operação de soldadura, ou dessoldadura	11,09
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	26,20
	Restabelecimento	26,20
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	52,40
	Restabelecimento	52,40
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica	
Clientes em BTE	21,16	
Clientes em BTN	19,38	

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

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A EEM propõe actualizar todos os preços pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%). Pelas razões já anteriormente expostas, a ERSE considera mais adequado utilizar o valor previsto pelo Banco de Portugal para o IHPC para 2010 (1,3%) para actualizar os preços actualmente em vigor. Deste modo, os valores a vigiar em 2010 serão os constantes do Quadro 6-16.

Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2010

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	24,60
	Restabelecimento	24,60
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	94,90
	Restabelecimento	94,90
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	10,39
	Restabelecimento	10,39
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	23,34
	Restabelecimento	23,34
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	67,50
	Restabelecimento	67,50
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica	21,16
Clientes em BTE	19,34	
Clientes em BTN		

Aos valores constantes do Quadro 6-16 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) aplicável em Portugal Continental prevê a fixação pela ERSE do 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 46.º).

O RQS da RAA e da RAM 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 7.º).
- Quantia exigível ao cliente quando não se encontre nas suas instalações durante o período acordado com o distribuidor para a realização de visita às suas instalações (artigo 34.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 35.º).
- Quantia exigível ao cliente em BT no caso de solicitação de restabelecimento urgente do serviço de fornecimento de energia eléctrica (artigo 36.º). Este serviço passou a estar incluído no RRC, pelo que o seu preço é fixado ao abrigo deste regulamento, conforme explicitado no ponto 6.1.3.3.

Com excepção do artigo 7.º, os restantes artigos anteriormente mencionados estabelecem que a fixação dos valores seja efectuada pela ERSE na sequência de proposta das empresas reguladas.

6.2.2 PROPOSTA DAS EMPRESAS

6.2.2.1 VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

EDP DISTRIBUIÇÃO

Seguidamente descreve-se sumariamente a proposta da EDP Distribuição para o preço referido no artigo 46.º do RQS, relativo à verificação da qualidade da onda de tensão.

A estimativa dos custos directos relativos à monitorização da qualidade da onda de tensão em MAT, AT e MT foi calculada pela EDP Distribuição considerando o desenvolvimento das actividades e custos unitários indicados no Quadro 6-17. Os custos do equipamento sofreram uma actualização de 2,0%

(deflador do consumo privado previsto pela empresa para 2010) relativamente aos do 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 em vigor em 2009. Os custos com a mão-de-obra correspondem aos custos internos considerados em projectos de investigação e desenvolvimento, valor que não se alterou 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 directos relativos à realização destas acções de monitorização é apresentada no Quadro 6-17.

Quadro 6-17 - Estimativa dos custos das acções de monitorização em MAT, AT e MT para 2010

Unidade: EUR

Actividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Aluguer do equipamento "Power Quality Analyser" (PQA)	1	mês	521,75	521,75
Instalação do "PQA" e análise da instalação cliente	32	h	42,00	1 344,00
Apoio da Direcção de Redes e Clientes	4	h	42,00	168,00
Apoio da Direcção de Condução	4	h	42,00	168,00
Análise de dados e elaboração do relatório	40	h	42,00	1 680,00
Preparação e apresentação de conclusões	16	h	42,00	672,00
Transportes	600	km	0,40	240,00
Total				4793,75

A EDP Distribuição estima um custo directo de 4793,75 euros por acção de monitorização, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos considerados pela empresa conduz a um custo total estimado de aproximadamente 5 752,50 euros. Este valor representa um aumento de cerca de 0,3% face ao valor em vigor em 2009 (5733,03 euros)

No que respeita às instalações em BTE e BTN, a verificação da qualidade da onda de tensão é efectuada por equipas que actuam descentralizadamente, sendo o período de monitorização de cerca de uma semana. A estimativa dos custos directos relativos à monitorização da qualidade da onda de tensão nestas instalações foi calculada pela EDP Distribuição considerando o desenvolvimento das actividades e custos unitários indicados no Quadro 6-18.

Quadro 6-18 - Estimativa dos custos das acções de monitorização em BT para 2010

Unidade: EUR

Actividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Amortização do analisador	1	Semana	9,52	9,52
Instalação / Desmontagem do equipamento	3	h	24,00	72,00
Elaboração do relatório	1	h	42,00	42,00
Transportes	80	km	0,40	32,00
Total				155,52

A EDP Distribuição estima um custo directo de 155,52 euros, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos, conduz a um custo total estimado de aproximadamente 186,62 euros. Este valor é cerca de 0,6% superior ao que vigora em 2009.

À semelhança do que tem ocorrido em anos anteriores, a EDP Distribuição sugere que os custos das actividades de monitorização tenham como tecto máximo a pagar pelo cliente metade da facturação mensal (calculada em termos médios para cada segmento de clientes).

Recorda-se que a fixação deste tecto 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 eléctrica não está a ser efectuado 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.

A EDP Distribuição manifestou concordância com estes princípios nas propostas apresentadas em anos anteriores, mantendo na proposta agora apresentada para 2010 a mesma metodologia.

Deste modo, a EDP Distribuição propõe para 2010 os valores constantes do Quadro 6-19, aos quais acresce IVA à taxa legal em vigor.

Quadro 6-19 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição (monitorização da qualidade da onda de tensão)

Unidade: EUR

Cliente	Custo estimado (EUR)	50% da facturação média mensal	Valor limite proposto para 2010
BTN	186,62	21,46	21,46
BTE	186,62	526,36	186,62
MT	5 752,50	1 696,65	1 696,65
AT	5 752,50	69 594,04	5 752,50
MAT	5 752,50	151 148,35	5 752,50

De acordo com a metodologia seguida, os valores limite propostos para 2010 correspondem a 50% da facturação média mensal nos casos da BTN e MT. Nas restantes situações (BTE, AT e MAT), os valores limite propostos correspondem ao custo estimado para a realização das acções de monitorização.

No Quadro 6-20 comparam-se os valores limite propostos pela EDP Distribuição para 2010 com os valores em vigor em 2009.

Quadro 6-20 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2010

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em 2009	Valores limite propostos para 2010	Variação (%)
BTN	20,58	21,46	4,3
BTE	185,44	186,62	0,6
MT	1 602,12	1 696,65	5,9
AT	5 733,03	5 752,50	0,3
MAT	5 733,03	5 752,50	0,3

EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA não apresentou uma estimativa de custos para a realização das acções de monitorização da onda de tensão, tendo proposto actualizar os valores actualmente em vigor pelo valor da inflação previsto pela empresa para 2010 (1%).

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EDA são apresentados no Quadro 6-21.

Quadro 6-21 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2009 na RAA	Valor limite proposto pela EDA para 2010	Variação (%)
BTN	19,71	19,91	1,0
BTE	203,76	205,80	1,0
MT	1006,33	1016,39	1,0

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe para 2010 uma actualização dos valores limite actualmente em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%), tendo como valor limite 50% da facturação média mensal para cada nível de tensão.

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EEM são apresentados no Quadro 6-22.

Quadro 6-22 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2009 na RAM	Valor limite proposto pela EEM para 2010	Variação (%)
BTN	21,39	21,46	0,3
BTE	167,60	169,28	1,0
MT	991,18	1 001,09	1,0

6.2.2.2 VISITA ÀS INSTALAÇÕES DE CLIENTES**EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES**

Na elaboração da sua proposta, a EDA considera adequado que o valor da quantia a pagar pelos clientes nas situações de incumprimento do intervalo de tempo acordado para a realização da visita não ultrapasse o valor da compensação a pagar ao cliente em caso de incumprimento por parte da empresa. Com este pressuposto, a EDA propõe a manutenção em 2010 do valor actualmente em vigor no caso de clientes em BTE. Para os restantes clientes, a EDA propõe uma actualização dos valores actualmente em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1%).

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EDA são apresentados no Quadro 6-23.

Quadro 6-23 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2009 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2010	Variação (%)
BTN	12,73	12,88	1,2
BTE	25,00	25,00	0,0
MT	40,76	41,17	1,0

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe que, em 2010, o valor da quantia a pagar pelos clientes nas situações de incumprimento do intervalo de tempo para a realização da visita corresponda à actualização dos valores actualmente em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%), com o limite do valor da compensação a pagar pela empresa no caso de incumprimento do padrão individual respectivo.

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EEM são apresentados no Quadro 6-24.

Quadro 6-24 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2009 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2010	Variação (%)
BTN	13,73	13,87	1,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT	27,45	27,72	1,0

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 adoptou 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, exceptuando-se o caso da BTN em que o valor é limitado a 50% da compensação). Desta forma, os

valores propostos para 2010 coincidem com os valores actualmente em vigor, com excepção do valor relativo aos clientes em MT (avarias comunicadas no horário normal), em que é proposta uma actualização do valor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1%).

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EDA são apresentados no Quadro 6-25.

Quadro 6-25 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2009 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2010	Variação (%)
BTN	7,50	7,50	0,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT (HN)	61,13	61,74	1,0
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 que, em 2010, 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, corresponda à actualização dos valores actualmente em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%), tendo como limite o valor da compensação por incumprimento do padrão individual respectivo.

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EEM são apresentados no Quadro 6-26.

Quadro 6-26 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2009 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2010	Variação (%)
BTN	7,50	7,50	0,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT (HN)	41,19	41,60	1,0
MT (HE)	48,73	49,22	1,0

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

HE – Horário extraordinário (restantes períodos)

6.2.3 VALORES A VIGORAR EM 2010**6.2.3.1 MONITORIZAÇÃO DA ONDA TENSÃO****PORTUGAL CONTINENTAL**

A ERSE considera aceitável a metodologia utilizada pela EDP Distribuição para estimar os valores limite de realização das acções de monitorização da qualidade da onda de tensão em diferentes níveis de tensão. De igual forma, considera-se adequada a proposta de limitar o valor que é possível cobrar aos clientes a 50% da facturação média mensal em cada nível de tensão.

Da análise da proposta da EDP Distribuição verifica-se que os valores limite propostos para 2010 na realização destas tarefas registam variações significativas no caso da BTN (4,3%), e pouco significativas nos restantes níveis de tensão.

Apesar de se tratar de um aumento significativo, a ERSE propõe a sua aceitação porque o valor a aprovar se trata de um valor limite, sendo que o cliente pagará os custos realmente incorridos pela empresa na realização das acções de monitorização da onda de tensão.

Tendo em conta o anteriormente exposto, os valores limite para 2010 são os que constam do Quadro 6-27.

**Quadro 6-27 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2010 em Portugal Continental
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite propostos pela EDP Distribuição	Valores limite para 2010
BTN	21,46	21,46
BTE	186,62	186,62
MT	1 696,65	1 696,65
AT	5 752,50	5 752,50
MAT	5 752,50	5 752,50

Aos valores constantes no Quadro 6-27 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

A cobrança dos preços relativos à realização de acções de monitorização da qualidade da onda de tensão deverá ser efectuada nas seguintes condições, conforme estabelecido no Anexo V do RQS:

- O cliente deve ser informado, previamente à realização das acções de monitorização da qualidade da onda de tensão, dos custos associados à sua realização, que não poderão exceder os valores limite indicados no Quadro 6-27.
- Com o pagamento dos valores correspondentes à realização das acções 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 acções de monitorização da onda de tensão, limitando-se a propor uma actualização de 1,0% dos valores em vigor.

A ERSE propõe manter a metodologia seguida em anos anteriores, em que o valor é limitado a 50% da facturação média mensal (valores utilizados pela ERSE no cálculo tarifário) . Conforme anteriormente referido, a ERSE adoptou o IHPC para actualizar o preço dos serviços regulados, tendo considerado o valor deste índice para 2010 divulgado pelo Banco de Portugal (1,3%).

No Quadro 6-28 apresentam-se os valores actualmente em vigor, os valores propostos pela EDA e os valores limite aprovados pela ERSE para 2010.

**Quadro 6-28 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2010, na RAA
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2009 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2010	50% da facturação média mensal	Valores limite para 2010
BTN	19,71	19,91	19,79	19,79
BTE	203,76	205,80	913,30	206,41
MT	1 006,33	1 016,39	1 812,30	1 019,41

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

A cobrança de preços relativos à realização de acções 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 acções de monitorização da onda de tensão, limitando-se a propor a actualização dos valores actualmente em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%), com um limite de 50% da facturação média mensal de cada nível de tensão.

Não tendo a EEM apresentado estimativas de custo para a realização das acções de monitorização, os valores para 2010 foram calculados tendo em consideração os valores actualmente em vigor actualizados pela variação do índice de preços harmonizado de preços no consumidor (1,3%).

No Quadro 6-29 apresentam-se os valores limite actualmente em vigor, os valores propostos pela EEM, os valores que correspondem a 50% da facturação mensal e os valores limite aprovados pela ERSE para 2010.

**Quadro 6-29 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2010, na RAM
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2009 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2010	50% da facturação média mensal	Valores limite para 2010
BTN	21,39	21,60	23,14	21,67
BTE	167,60	169,28	928,72	169,78
MT	991,18	1 001,09	2 967,53	1 004,07

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

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

6.2.3.2 VISITA INSTALAÇÃO DO CLIENTE (ARTIGO 34.º DO RQS)

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Ao artigo 34.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, por forma a assegurar a manutenção do equilíbrio entre os valores a pagar pelos clientes e o valor das compensações fixadas no RQS.

No RQS aplicável em Portugal Continental, por proposta da ERSE, considerou-se 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 excepção 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. Importa, no entanto, referir que os valores propostos pela EDA para os clientes BTN e MT correspondem a uma actualização dos valores vigentes pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%). Nestes dois casos, a ERSE considera ser mais adequado proceder à actualização dos valores pela variação do índice de preços harmonizado de preços no consumidor (1,3%). Os valores aprovados pela ERSE para vigorarem na RAA em 2010 são apresentados no Quadro 6-30.

Quadro 6-30 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2010 (visita à instalação do cliente)

Cliente	Valores em vigor em 2009 na RAA	Valores propostos pela EDA (EUR)	Compensação associada	Valores para 2010
BTN	12,73	12,88	15,00	12,90
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT	40,76	41,17	75,00	41,29

Aos valores constantes no Quadro 6-30 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 a adoptada na RAA. Assim, os valores propostos pela EEM para os clientes em BTN e MT correspondem a uma actualização dos valores vigentes pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%). Nestes dois casos, a ERSE considera ser mais adequado proceder à actualização dos valores utilizando a variação do índice de preços harmonizado de preços no consumidor (1,3%). Os valores aprovados pela ERSE para vigorarem na RAM em 2010 são apresentados no Quadro 6-31.

Quadro 6-31 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2010 (visita à instalação do cliente)

Cliente	Valores em vigor em 2009 na RAM	Valores propostos pela EEM (EUR)	Compensação associada	Valores para 2010
BTN	13,73	13,87	15,00	13,91
BTE	25,00	25,00	25,00	25,33
MT	27,45	27,72	75,00	27,81

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

6.2.3.3 AVARIAS NA ALIMENTAÇÃO INDIVIDUAL DO CLIENTE (ARTIGO 35.º DO RQS)

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A ERSE, à semelhança do ano anterior, propõe que a quantia a pagar pelos clientes em BTE e MT 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 associada. 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 adoptar a mesma metodologia. A falta de informação adequada da maioria destes clientes recomenda que se mantenha a metodologia que tem sido seguida de limitar o preço deste serviço 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 e) do n.º 1 do artigo 26.º do RQS (“Actuação em caso de falha do fornecimento de energia eléctrica”).

A proposta da EDA está de acordo com os princípios anteriormente enunciados. No caso do valor relativo aos clientes em MT (avarias comunicadas no horário normal), inferior ao valor da compensação, a EDA propõe a sua actualização pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%). Conforme já anteriormente referido, nestas situações, a ERSE considera ser mais adequado proceder à limitação da variação dos valores através da variação do índice de preços harmonizado de preços no consumidor (1,3%).

No Quadro 6-32 apresentam-se os valores aprovados pela ERSE para 2010, que coincidem com a proposta da EDA, com excepção do valor relativo aos clientes em MT (horário normal).

Quadro 6-32 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2010 (avarias na alimentação individual dos clientes)

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor na RAA em 2009	Valores propostos pela EDA	Compensação associada	Valores para 2010
MT (HN)	61,13	61,74	75,00	61,92
MT (HE)	75,00	75,00	75,00	75,00
BTE (HN e HE)	25,00	25,00	25,00	25,00
BTN (HN e HE)	7,50	7,50	7,50	7,50

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 6-32 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Na RAM, propõe-se a adopção de metodologia idêntica à sugerida para a RAA.

No caso do valor aplicável aos clientes em MT, inferior ao valor da compensação, a EEM propõe a sua actualização pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2010 (1,0%). No Quadro 6-33 apresentam-se os valores aprovados pela ERSE para 2010, que limitam a variação dos valores à variação do índice de preços harmonizado de preços no consumidor (1,3%).

Quadro 6-33 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2010 (avarias na alimentação individual dos clientes)

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor na RAM em 2009	Valores propostos pela EEM	Compensação associada	Valores para 2010
MT (HN)	41,19	41,60	75,00	41,73
MT (HE)	48,73	49,22	75,00	49,36
BTE (HN e HE)	25,00	25,00	25,00	25,00
BTN (HN e HE)	7,50	7,50	15,00	7,50

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 6-33 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

7 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS

7.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE

7.1.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE ENTRE 2009 E 2010

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por actividade, entre 2009 e 2010, é apresentada da Figura 7-1 à Figura 7-10. Estes preços médios são referidos aos fornecimentos e entregas de energia eléctrica aos clientes do comercializador de último recurso e aos clientes do mercado liberalizado.

Os preços médios da tarifa de Energia permitem recuperar os custos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso (CUR). Estes custos associados ao aprovisionamento de energia eléctrica do CUR para satisfação dos consumos dos seus clientes são determinados em regime de mercado.

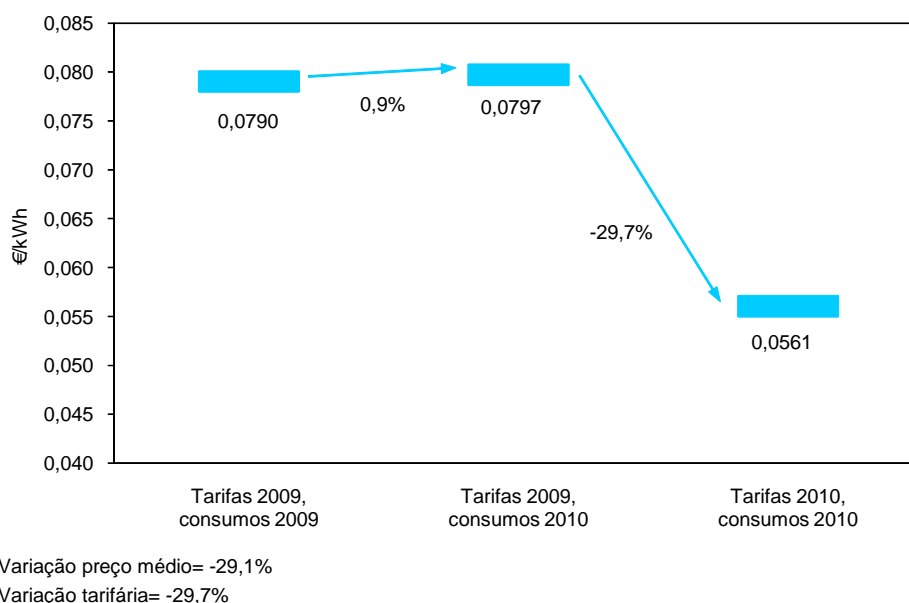
A evolução do preço médio da tarifa de Energia, entre 2009 e 2010, pode ser representada através de três estados (Figura 7-1).

O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2008, no cálculo das tarifas de 2009, em que se considerou um preço médio de 0,0790 €/kWh.

O segundo estado corresponde ao preço médio com a estrutura e o nível de consumos previstos para 2010. Mantendo os preços das tarifas de 2009, a evolução da estrutura de consumos origina um acréscimo de 0,9% no preço médio.

O terceiro estado corresponde ao preço médio da tarifa de Energia previsto para 2010 (0,0561 €/kWh), que implica uma redução tarifária de 29,7% entre 2009 e 2010.

**Figura 7-1 - Preço médio da tarifa de Energia
2010/2009**



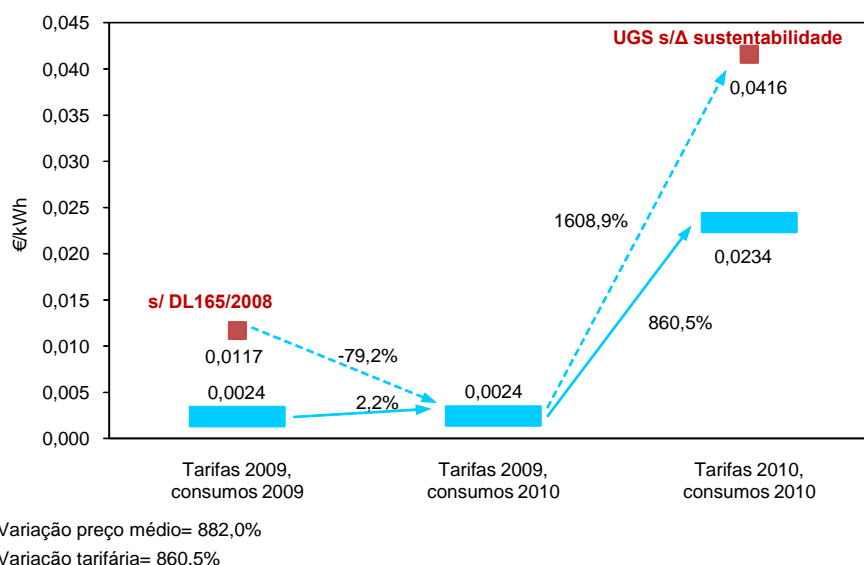
A evolução do preço médio da tarifa de UGS, entre 2009 e 2010, pode ser representada através de três estados (Figura 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2008, no cálculo das tarifas de 2009, em que se considerou um preço médio de 0,0024 €/kWh.

No primeiro estado, o valor de 0,0117 €/kWh corresponde ao preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema caso não fossem implementadas as disposições constantes do Decreto-Lei n.º 165/2008, no que respeita ao adiamento dos sobrecustos com a produção em regime especial de 2009 por um período de 15 anos, com efeitos a partir de 2010.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2010. Mantendo os preços das tarifas de 2009, a evolução da estrutura de consumos origina um acréscimo de 2,2% no preço médio.

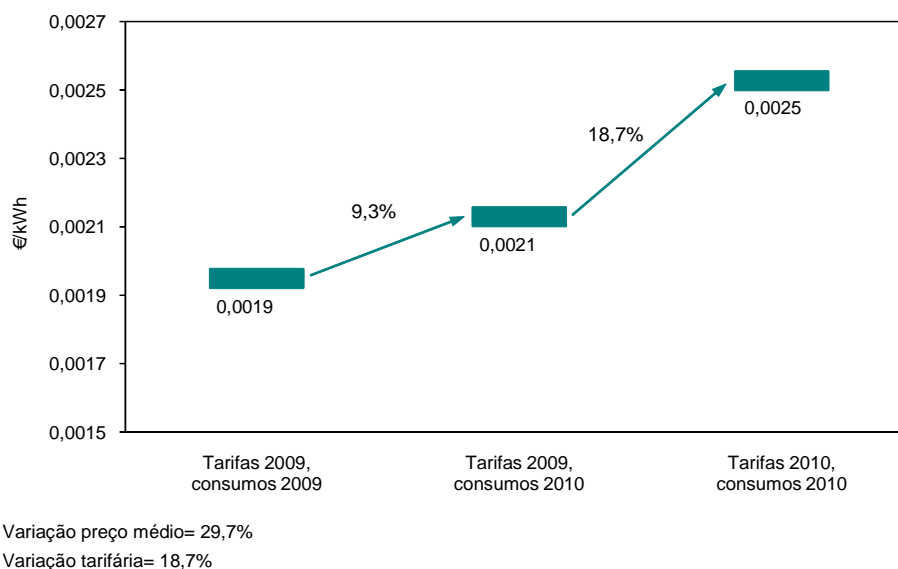
No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema previsto para 2010 (0,0234 €/kWh), que corresponde a um aumento tarifário de 860,5% entre 2009 e 2010. Esta variação seria superior se não fosse tomada a decisão de repercutir os desvios de energia do CUR na UGS, reduzindo-se o seu valor em benefício de todos os consumidores e assegurando-se a sustentabilidade do mercado livre.

**Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema
2010/2009**



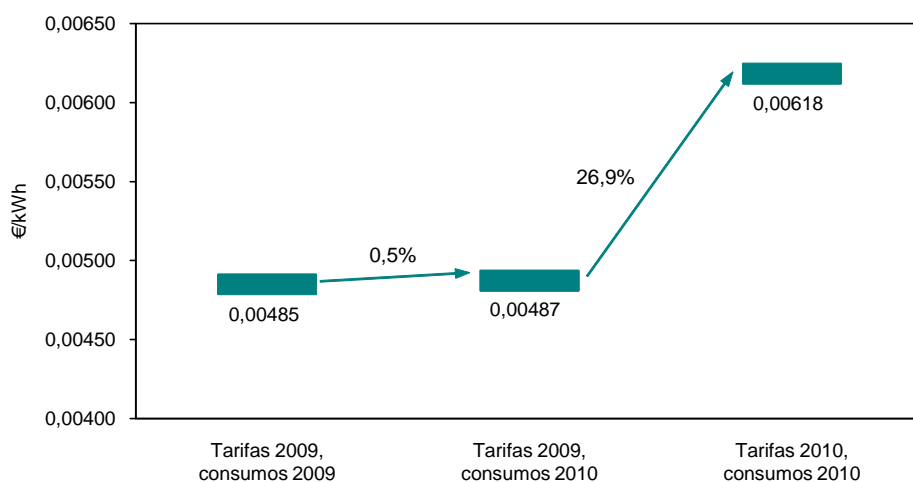
No que concerne as tarifas de Uso da Rede de Transporte, verifica-se um acréscimo de 29,7% no preço médio da tarifa de URT em MAT, devida à alteração da estrutura de consumos e à variação tarifária de 18,7%.

**Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
2010/2009**



Na tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT verifica-se um acréscimo do preço médio de 27,5%, devido principalmente à variação tarifária de 26,9%.

**Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
2010/2009**

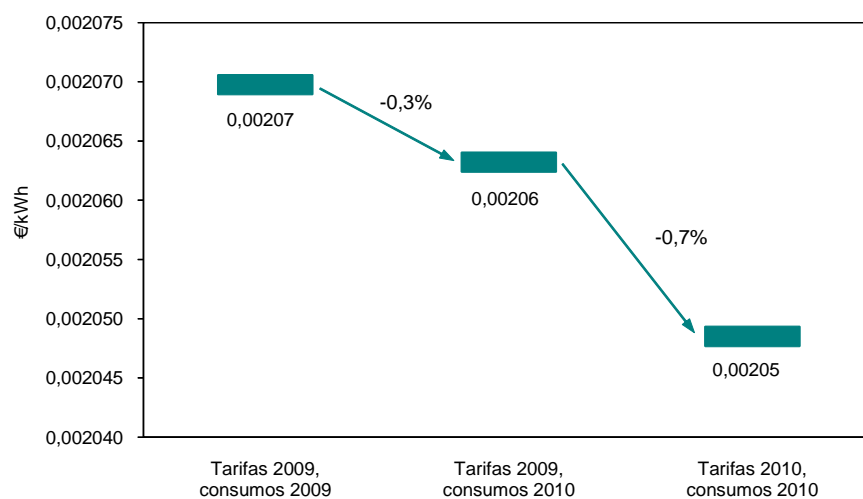


Variação preço médio= 27,5%

Variação tarifária= 26,9%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT observa-se uma redução de 1,0% no preço médio, resultante de uma variação tarifária de -0,7% e da alteração na estrutura de consumos, de -0,3%.

**Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
2010/2009**

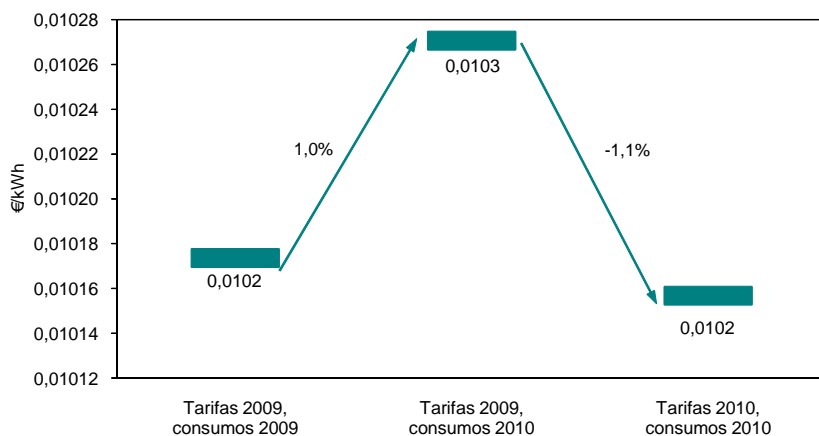


Variação preço médio= -1,0%

Variação tarifária= -0,7%

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 1,0% e a variação tarifária por uma redução de 1,1%. Assim, o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT observa, em 2010, uma diminuição de 0,2%.

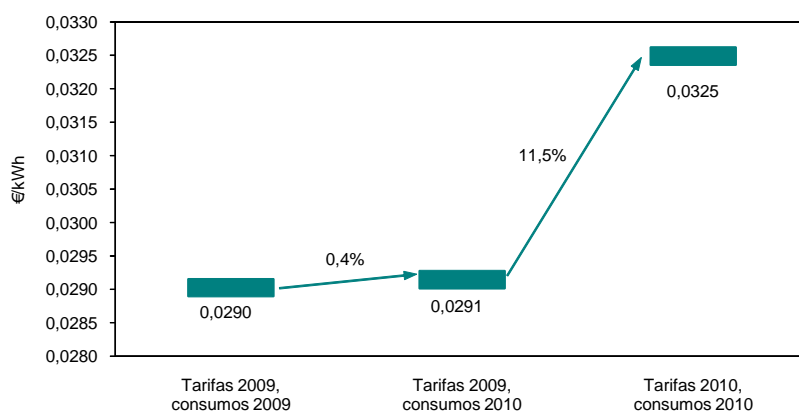
**Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
2010/2009**



Variação preço médio= -0,2%
Variação tarifária= -1,1%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT observa-se um acréscimo de 11,9% no preço médio, resultante de uma variação tarifária de 11,5% e da alteração na estrutura de consumos (0,4%).

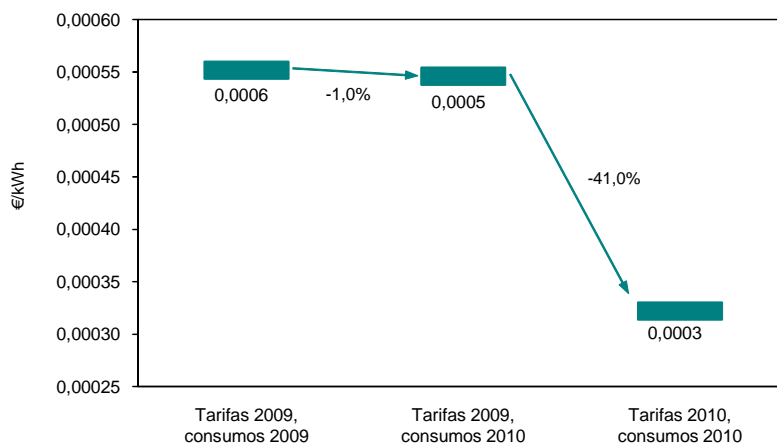
**Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
2010/2009**



Variação preço médio= 11,9%
Variação tarifária= 11,5%

Na tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT o preço médio diminuiu em 41,6%, sendo a alteração da estrutura de consumos responsável por uma redução de 1,0% e a variação tarifária por uma diminuição de 41,0% (Figura 7-8).

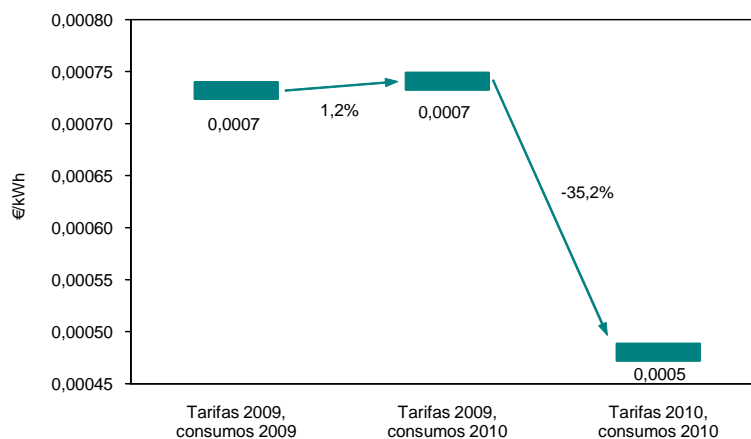
**Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
2010/2009**



Variação preço médio= -41,6%
 Variação tarifária= -41,0%

Na tarifa de Comercialização em BTE o preço médio apresenta uma redução de 34,4%, devido ao efeito da alteração da estrutura de consumos (1,2%) e da diminuição de 35,2% observada na tarifa (Figura 7-9).

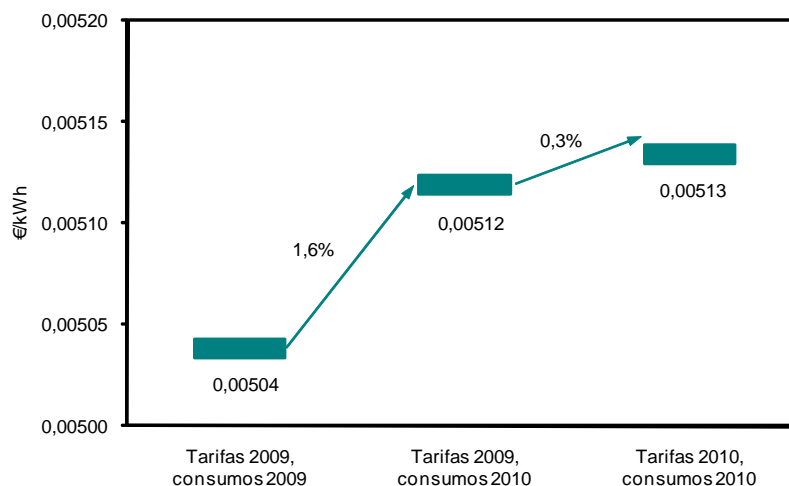
**Figura 7-9 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTE
2010/2009**



Variação preço médio= -34,4%
 Variação tarifária= -35,2%

Na tarifa de Comercialização em BTN o aumento no preço médio é de 1,9%, resultante de uma variação tarifária de 0,3% e do efeito de alteração da estrutura de consumos (1,6%) (Figura 7-10).

**Figura 7-10 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN
2010/2009**



Variação preço médio= 1,9%
Variação tarifária= 0,3%

7.1.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE ENTRE 1999 E 2010

O Quadro 7-1 e a Figura 7-11 apresentam a evolução verificada nas tarifas das actividades reguladas pela ERSE, desde 1999, data a partir da qual se estabeleceram tarifas por actividade regulada no sector eléctrico. A actividade de Comercialização é apresentada a partir de 2002. A actividade de Comercialização de Redes, de 2002 a 2008, encontra-se incluída na actividade de uso das redes de distribuição.

Os preços médios apresentados até 2001 foram calculados com base na estrutura de consumos de 2001, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias. Os preços médios de 2002 a 2009 foram calculados com base na estrutura de consumos de 2010. A não consideração da estrutura de consumos de 2010 para todos os anos deve-se ao facto de em 2002 ter ocorrido uma alteração das variáveis de facturação.

Deste modo, é importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efectivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respectivo ano. Os valores apresentados permitem observar as variações tarifárias ocorridas entre 1999 e 2001 e entre 2002 e 2010.

No quadro apresentam-se as variações registadas em cada período de regulação. O ano de 2005 apresentou carácter transitório tendo-se estendido a aplicação dos parâmetros do período de regulação de 2002 a 2004.

Todos os preços médios estão referidos aos fornecimentos e entregas de energia eléctrica aos clientes do comercializador de último recurso e aos clientes do mercado liberalizado.

No Quadro 7-1 apresenta-se a evolução das tarifas por actividade nos diversos períodos de regulação.

Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por actividade

Tarifas		1999	2000	2001	Variação 2001/1999	2002	2003	2004	2005	Variação 2005/2002	2006	2007	2008	Variação 2008/2006	2009	2010	Variação 2010/2002
Energia	real	100	99	104	4%	100	97	100	103	3%	101	97	90	-11%	124	86	-14%
	nominal	100	101	111	11%	100	100	106	112	12%	112	111	105	-7%	149	105	5%
Uso Rede Transporte	real	100	90	76	-24%	100	93	103	105	5%	103	115	147	42%	148	185	85%
	nominal	100	93	81	-19%	100	96	109	114	14%	115	132	172	49%	177	225	125%
Uso Rede Distribuição AT	real	100	94	85	-15%	100	97	77	71	-29%	81	75	152	87%	165	162	62%
	nominal	100	97	91	-9%	100	101	82	76	-24%	90	86	177	96%	198	196	96%
Uso Rede Distribuição MT	real	100	94	88	-12%	100	96	92	86	-14%	91	94	95	4%	100	97	-3%
	nominal	100	97	94	-6%	100	99	97	93	-7%	101	107	111	10%	119	118	18%
Uso Rede Distribuição BT	real	100	94	89	-11%	100	95	93	89	-11%	89	93	98	11%	88	97	-3%
	nominal	100	97	95	-5%	100	98	98	97	-3%	98	106	115	17%	106	118	18%
Uso Global do Sistema	real	100	86	87	-13%	100	131	138	194	94%	225	272	439	95%	50	470	370%
	nominal	100	88	93	-7%	100	135	146	210	110%	251	312	513	105%	59	570	470%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	-	-	-	-	100	286	437	337	237%	271	241	72	-73%	280	162	62%
	nominal	-	-	-	-	100	295	462	365	265%	301	276	84	-72%	334	197	97%
Comercialização em BTE	real	-	-	-	-	100	166	255	243	143%	197	198	85	-57%	105	67	-33%
	nominal	-	-	-	-	100	171	269	263	163%	219	227	99	-55%	126	81	-19%
Comercialização em BTN	real	-	-	-	-	100	139	106	88	-12%	79	99	108	36%	120	118	18%
	nominal	-	-	-	-	100	144	112	95	-5%	88	113	127	43%	143	143	43%

Importa clarificar que a variação da tarifa de Energia entre 2002 e 2010 considera, por um lado, a limitação de acréscimos dos preços das tarifas de BT em 2006 e, novamente em 2007 para os fornecimentos em BTN e, por outro lado, o adiamento da repercussão dos desvios de custos de aquisição de energia eléctrica, relativos a 2007 e 2008, por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010, no quadro do Decreto-Lei n.º 165/2008.

As tarifas de Uso da rede de Transporte têm observado agravamentos nos últimos anos em resultado dos investimentos que têm sido efectuados na capacidade de transporte.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição apresentam valores inferiores aos do primeiro ano de regulação, nomeadamente em MT e BT, fruto dos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e consequentemente sido partilhados com os consumidores.

A tarifa de Uso Global do Sistema tem observado acréscimos desde 2002, fruto do incremento acentuado dos custos de interesse económico geral. Note-se que estes custos de interesse económico

geral têm crescido em volume (é exemplo o sobrecusto com a produção em regime especial) e em número (novos custos têm vindo a ser incluídos na tarifa nos anos mais recentes, como a remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores, o OMIP, 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.

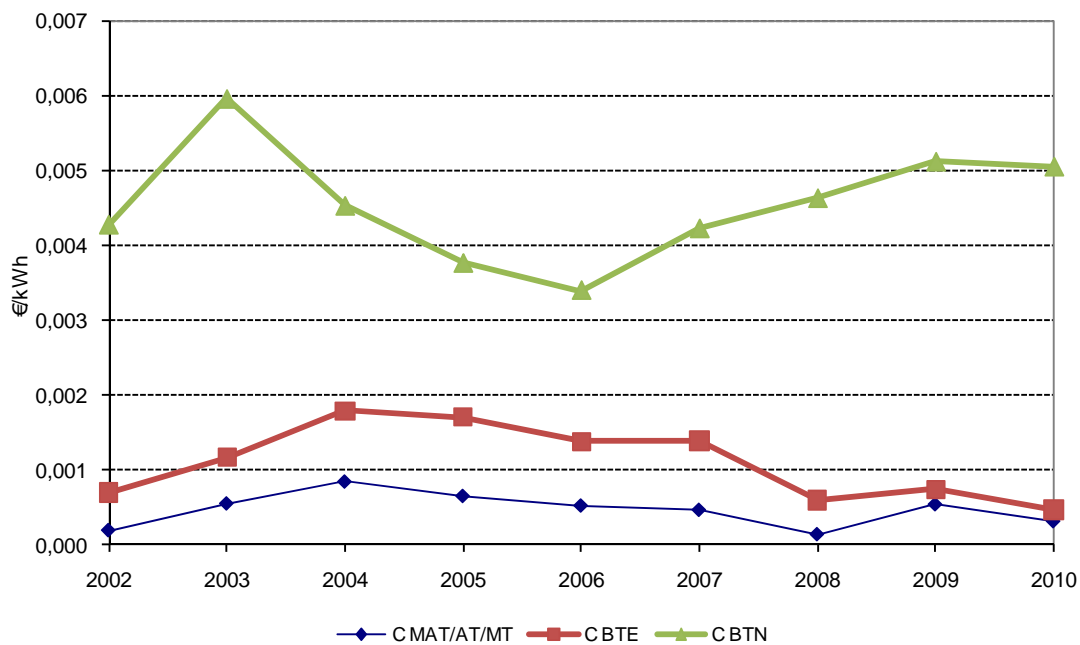
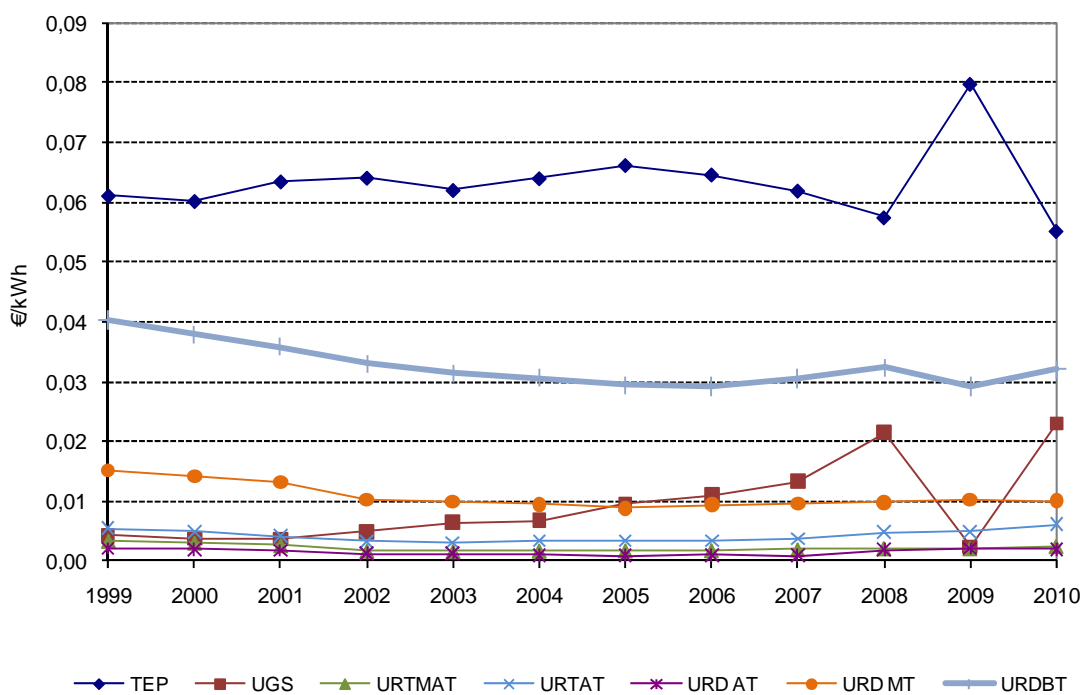
As tarifas de Comercialização apresentam variações acentuadas mas o seu peso na factura dos clientes é reduzido.

Na Figura 7-11 apresenta-se a evolução das tarifas por actividade a preços constantes de 2009. Estes preços médios são referidos aos fornecimentos do comercializador de último recurso e às entregas de energia eléctrica a clientes do mercado liberalizado em cada nível de tensão, aplicáveis a cada uma das tarifas.

O significado das siglas utilizadas nesta figura é o seguinte:

- 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

**Figura 7-11 - Evolução das tarifas por actividade
(preços constantes de 2009)**



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 2009 E 2010

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 e BT, entre 2009 e 2010.

A evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2009 e 2010, pode ser representada através de três estados (Figura 7-12 e Quadro 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2008, no cálculo das tarifas de 2009, em que se considerou um preço médio de 0,0327 €/kWh. Caso não fossem implementadas as disposições constantes do Decreto-Lei n.º 165/2008, no que respeita ao adiamento dos sobrecustos com a produção em regime especial de 2009, o preço médio seria de 0,0420 €/kWh.

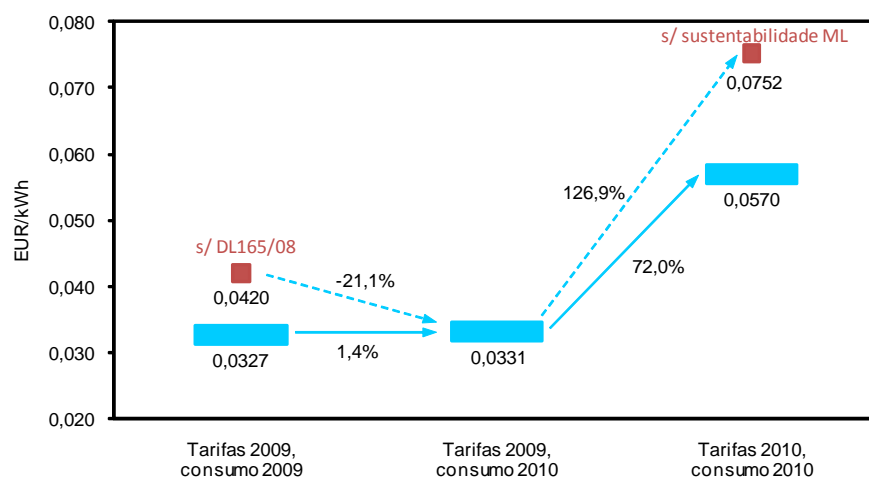
No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2010. Mantendo os preços das tarifas de 2009, a evolução da estrutura de consumos origina um acréscimo de 1,4% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Acesso às Redes previsto para 2010 (0,0570 €/kWh), que corresponde a um aumento tarifário de 72,0% entre 2009 e 2010. Esta variação seria superior se não fosse tomada a decisão de repercutir os desvios de energia do CUR na UGS, reduzindo-se o seu valor em benefício de todos os consumidores e assegurando-se a sustentabilidade do mercado livre.

**Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes
2010/2009**

Estado e características	Tarifas 2009, consumo 2009 (1)	Tarifas 2009, consumo 2010 (2)	Tarifas 2010, consumo 2010 (3)
Proveitos (10 ⁶ Euros)	1 570	1 497	2 574
Consumo (GWh)	48 014	45 146	45 146
Preço médio (EUR/kWh)	0,0327	0,0331	0,0570
Varição (%)		(2)/(1) = 1,4%	(3)/(2) = 72,0%

**Figura 7-12 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes
2010/2009**



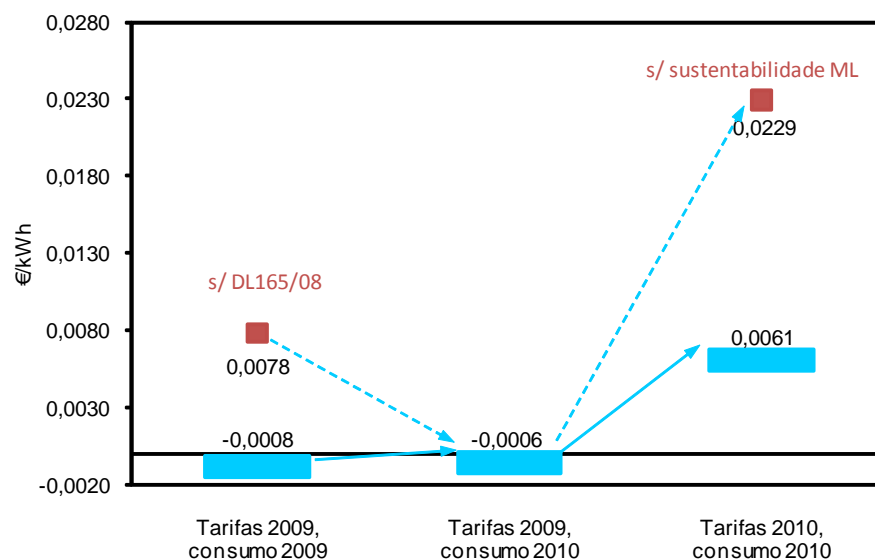
Variação tarifária = 72,0%

Variação preço médio = 74,3%

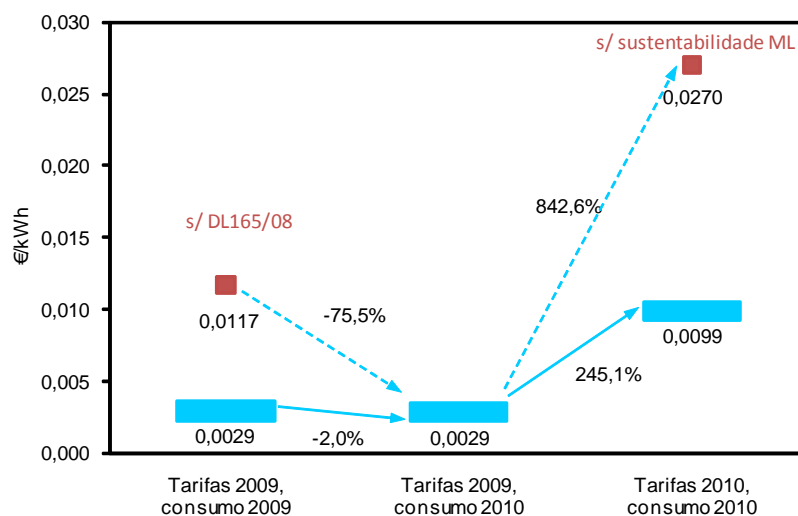
Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2009 e 2010 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-13 à

Figura 7-17). Registam-se aumentos diferenciados por nível de tensão: 245,1% em AT, 51,9% em MT, 32,3% em BTE e 77,2% em BTN (com IP).

**Figura 7-13 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT
2010/2009**

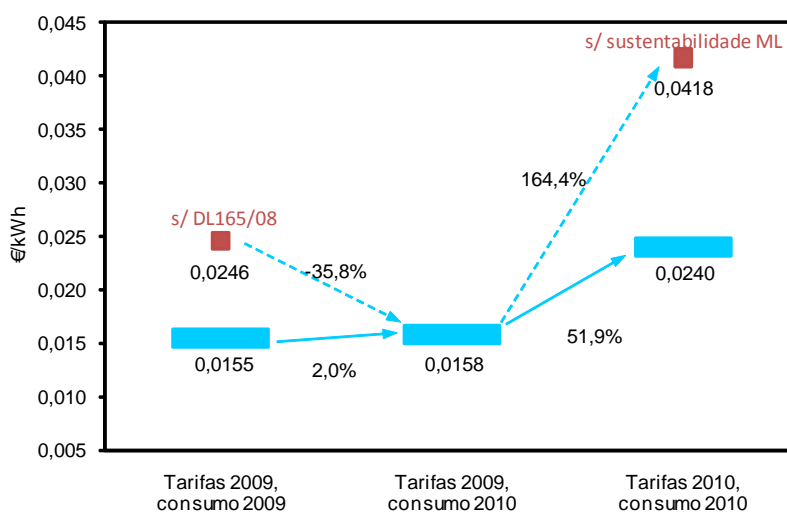


**Figura 7-14 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT
2010/2009**



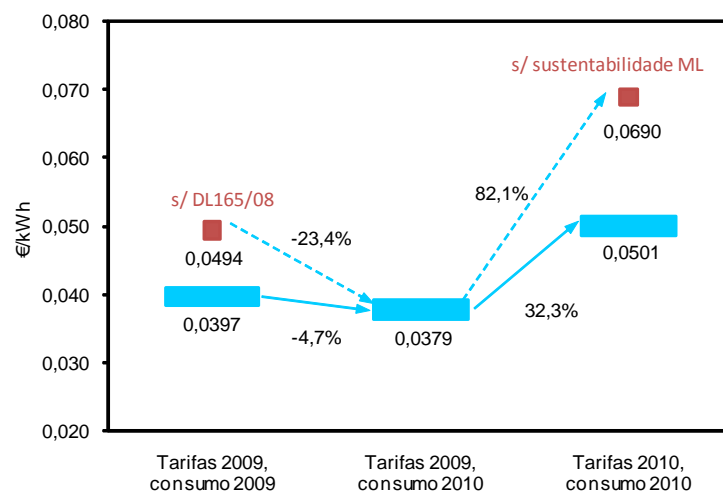
Variação tarifária = 245,1%
 Variação preço médio = 238,1%

**Figura 7-15 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT
2010/2009**



Variação tarifária = 51,9%
 Variação preço médio = 54,9%

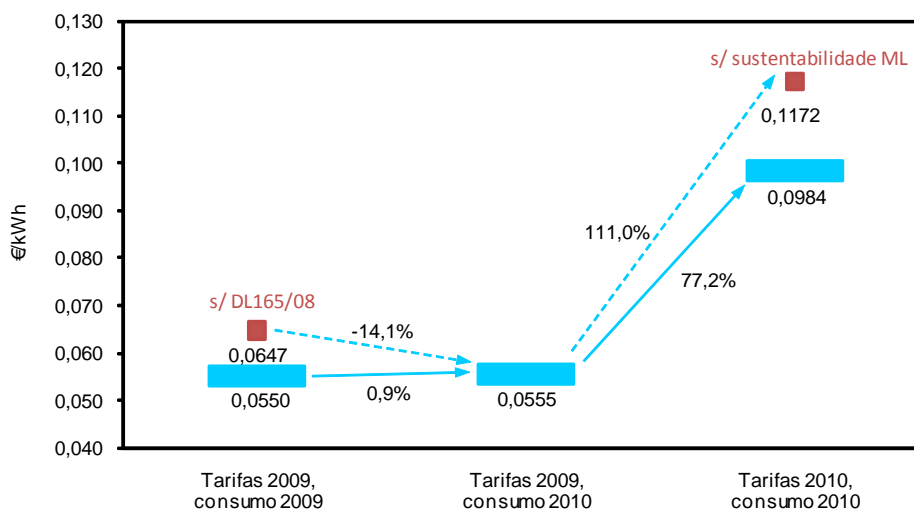
**Figura 7-16 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTE
2010/2009**



Variação tarifária = 32,3%

Variação preço médio = 26,0%

**Figura 7-17 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTN (com IP)
2010/2009**



Variação tarifária = 77,2%

Variação preço médio = 78,8%

7.2.2 EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DE PREÇO MÉDIO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 2009 E 2010

No presente capítulo apresenta-se a evolução por actividade do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BT, entre 2009 e 2010.

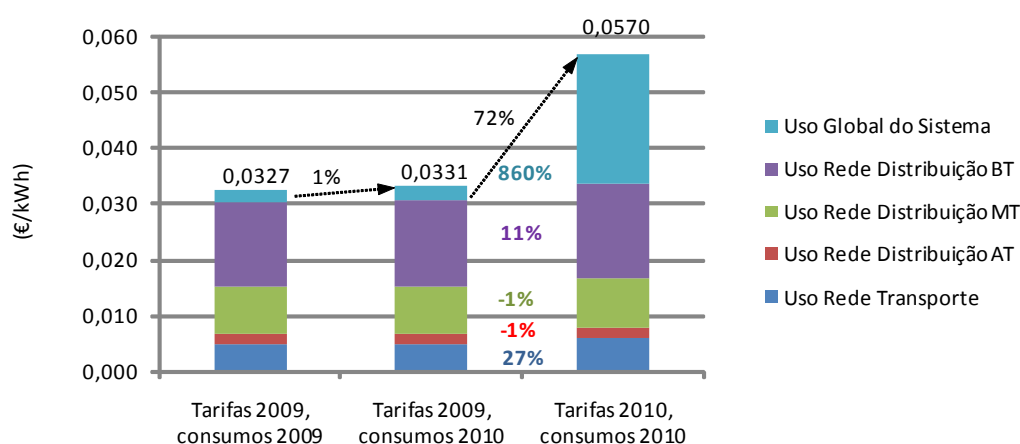
Na Figura 7-18, apresenta-se a evolução por actividade do preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2009 e 2010.

O preço médio apresenta uma subida de 74,3%, integrando uma variação tarifária de 72,0%.

Adicionalmente, quantificam-se as variações tarifárias por actividade: 26,8% para o Uso da Rede de Transporte, -0,7% para o Uso da Rede de Distribuição AT, -1,1% para o Uso da Rede de Distribuição MT, 11,5% para o Uso da Rede de Distribuição BT e 860,5% para o Uso Global do Sistema.

A variação acentuada da tarifa de Uso Global do Sistema é explicada por vários factores, salientando-se o desnivelamento de custos com a produção em regime especial na tarifa de 2009 e as rendas do serviço da dívida a incorporar na tarifa de 2010, ambas consequência do adiamento do diferencial de custos com a produção em regime especial de 2009, por um período de 15 anos, com efeitos a partir de 2010, em resultado da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 e do Despacho n.º 27 677/2008, de 29 de Outubro. A devolução aos consumidores na tarifa de Uso Global do Sistema do saldo dos desvios de energia do CUR de 2008 e 2009 veio atenuar em parte estes efeitos.

Figura 7-18 – Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes 2010/2009



Variação tarifária = 72%

Variação do preço médio = 74%

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por actividade das tarifas de Acesso às Redes, entre 2009 e 2010, para os diferentes níveis de tensão. Registam-se aumentos diferenciados por nível de tensão: 245,1% em AT, 51,9% em MT, 32,3% em BTE e 77,2% em BTN (com IP). Estes aumentos são justificados por variações tarifárias diferenciadas por actividade, valores que se apresentam ao longo das várias figuras. Os acréscimos são explicados essencialmente por aumentos da tarifa de Uso Global do Sistema, da tarifa Uso da Rede de Transporte e da tarifa Uso da Rede de Distribuição BT.

Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT
2010/2009

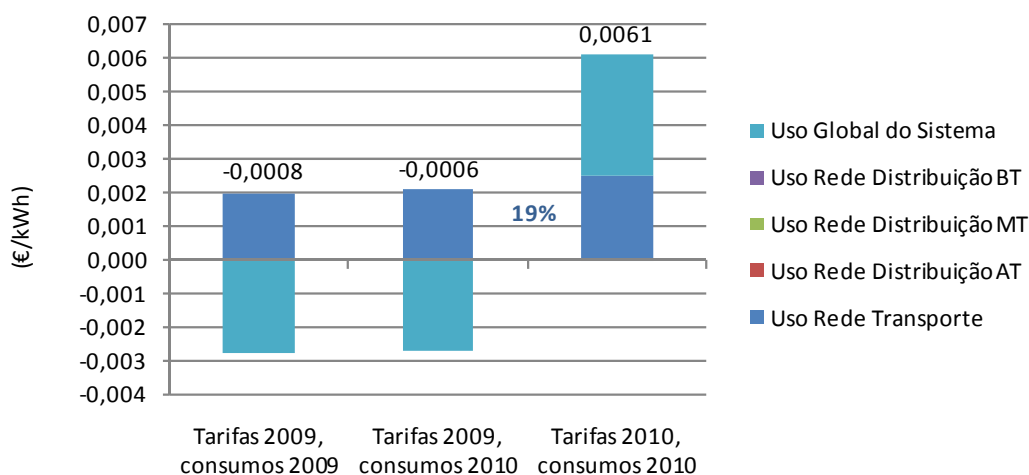
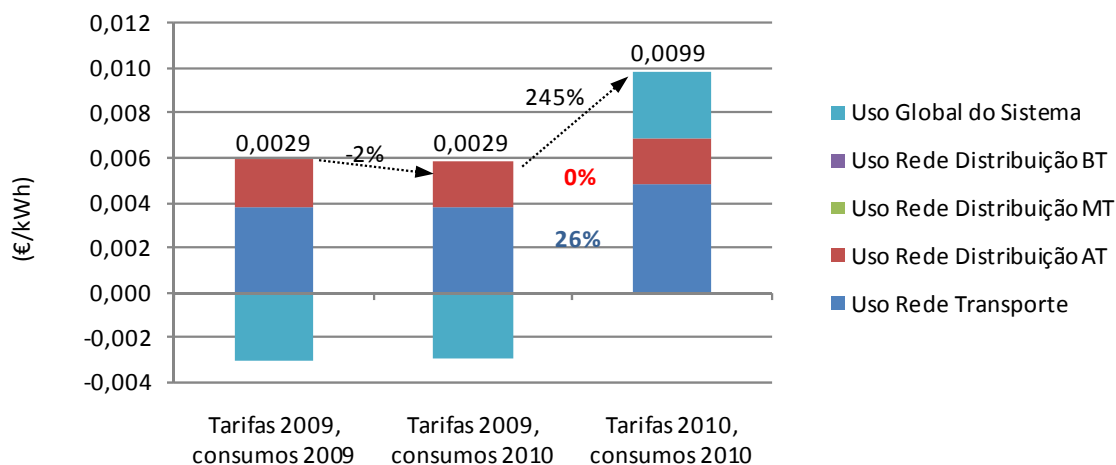
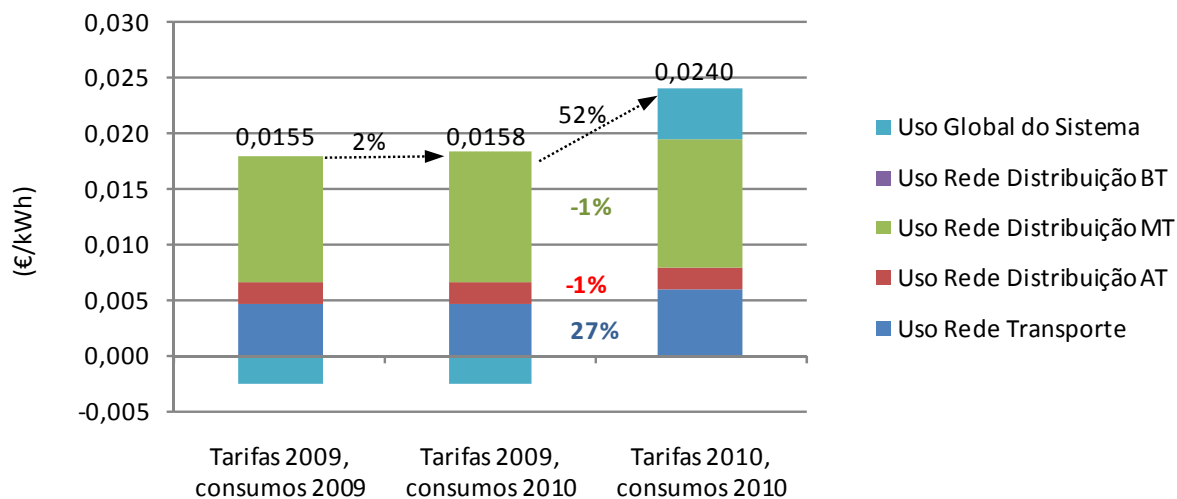


Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT
2010/2009



**Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT
2010/2009**



**Figura 7-22 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE
2010/2009**

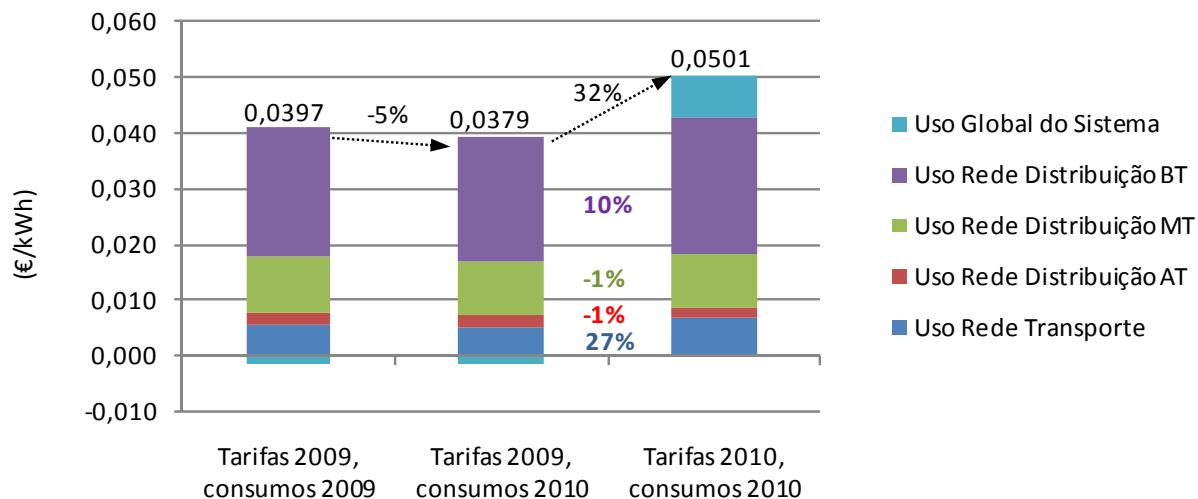
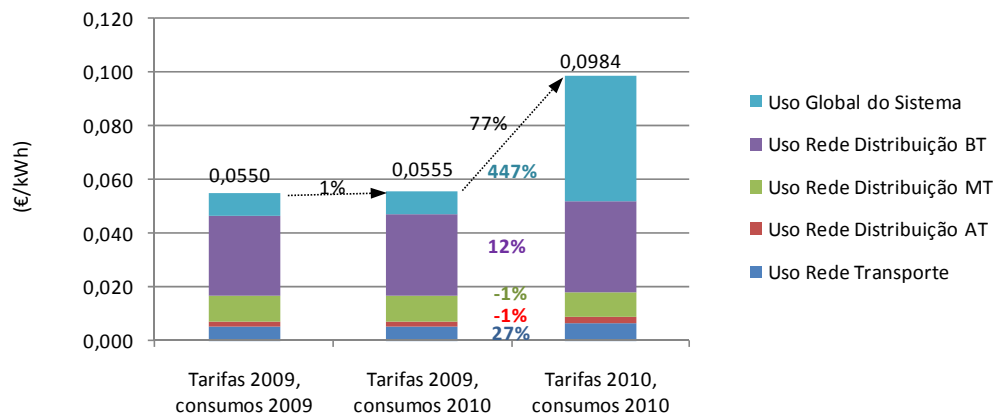


Figura 7-23 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN (c/ IP) 2010/2009



7.2.3 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2010

Na Figura 7-24, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por actividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2010. Na Figura 7-25, apresenta-se a estrutura do preço médio por actividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2010, decomposto por actividade

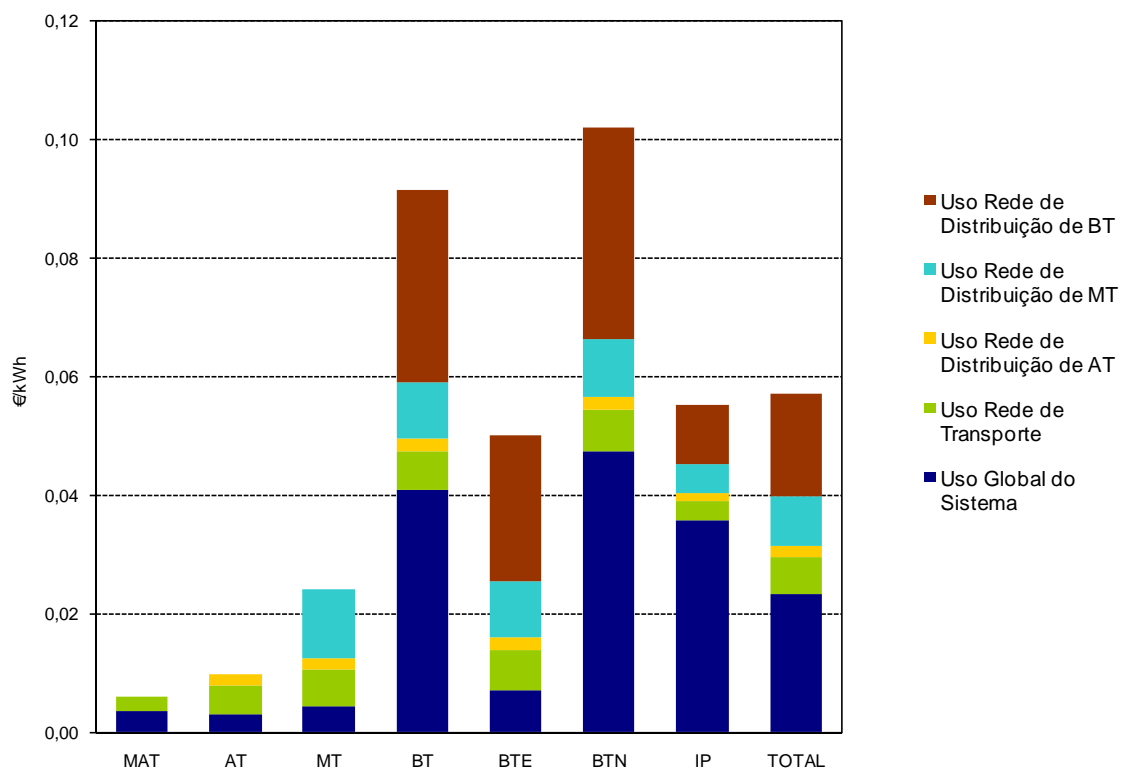
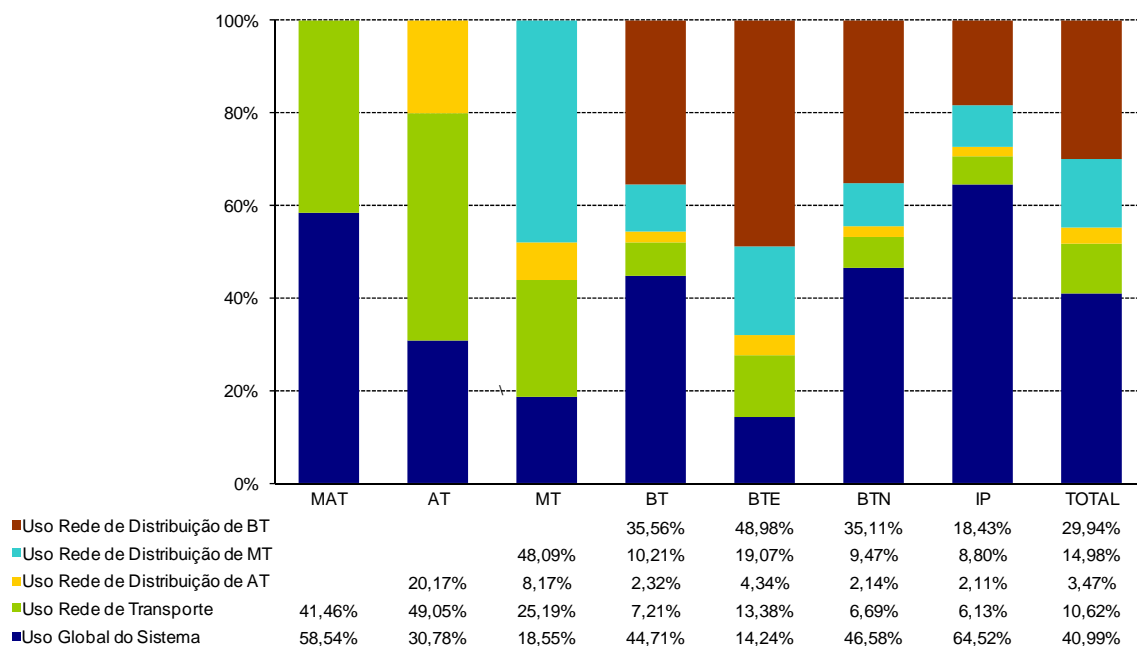


Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2010



Na Figura 7-26 e na Figura 7-27, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes nas parcelas Uso de Redes e Gestão do Sistema, Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade do Mercado Livre.

Os Custos de Interesse Económico Geral incluem os custos considerados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, nomeadamente, sobrecusto com o Agente Comercial, os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual, custos com a tarifa social, a afectação do valor do equilíbrio económico-financeiro das concessões das centrais hídricas, custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas, custos com a convergência tarifária relativos aos anos de 2006 e 2007, sobrecusto da Produção em Regime Especial, custos com a ERSE e transferências para a AdC, custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI CLEAR, S.A., custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica, custos com os terrenos dos centros electroprodutores afectos ao domínio público hídrico, défices tarifários de BT e BTN relativos a 2006 e 2007, respectivamente, défice tarifário de 2009 gerado ao abrigo do DL 165/2008, rendas de concessão em baixa tensão, custos com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental e custos com a limpeza de corredores florestais.

A parcela relativa à sustentabilidade do mercado livre corresponde aos desvios de energia do comercializador de último recurso repercutidos na tarifa de Uso Global do Sistema, beneficiando todos os consumidores e assegurando a existência de mercado livre.

Figura 7-26 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2010 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema, Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade do Mercado Livre

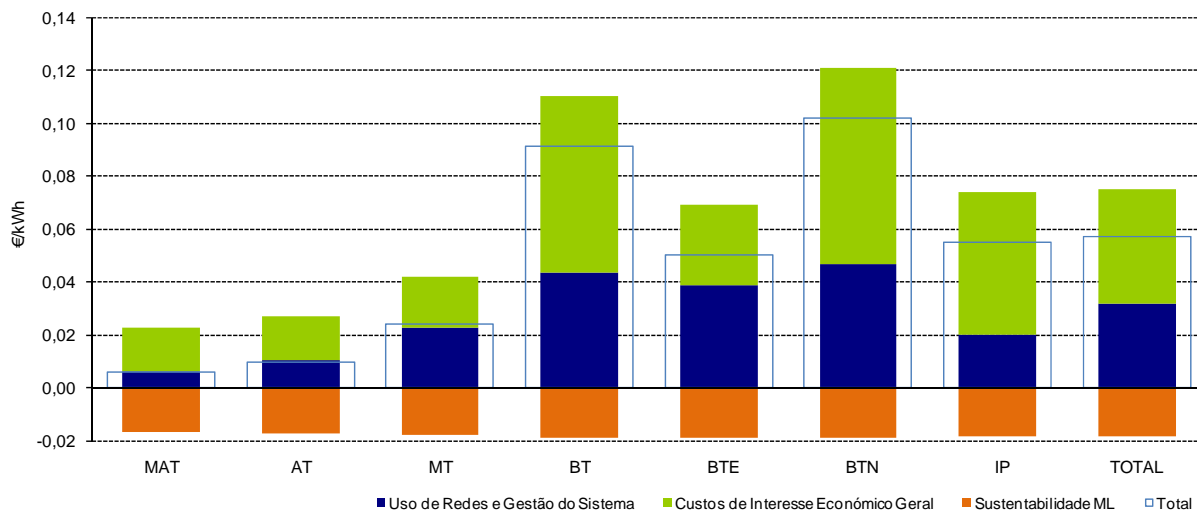
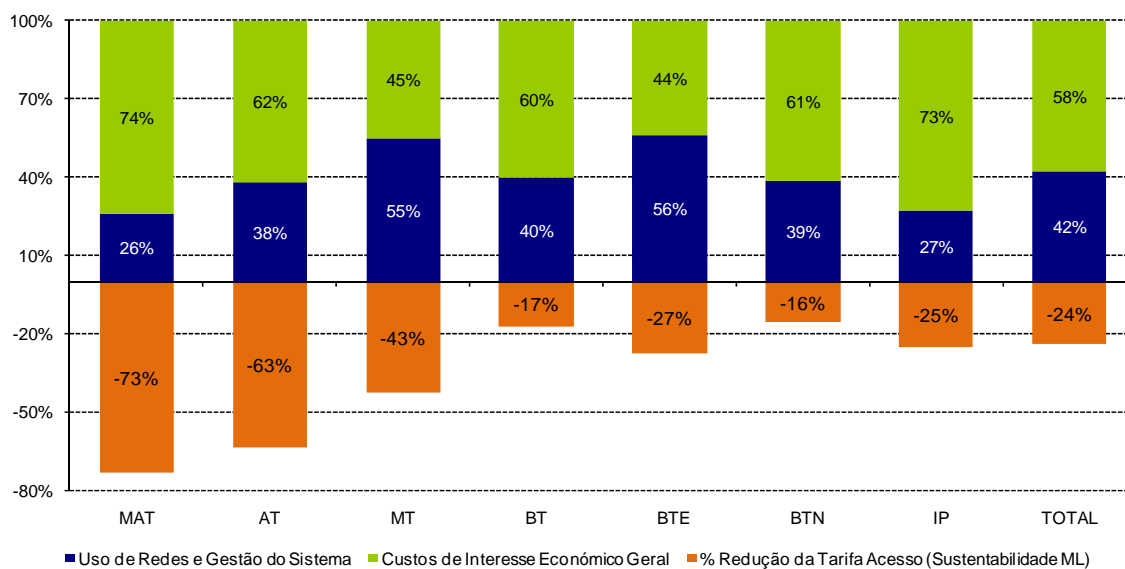


Figura 7-27 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2010 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral



7.2.4 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 1999 E 2010

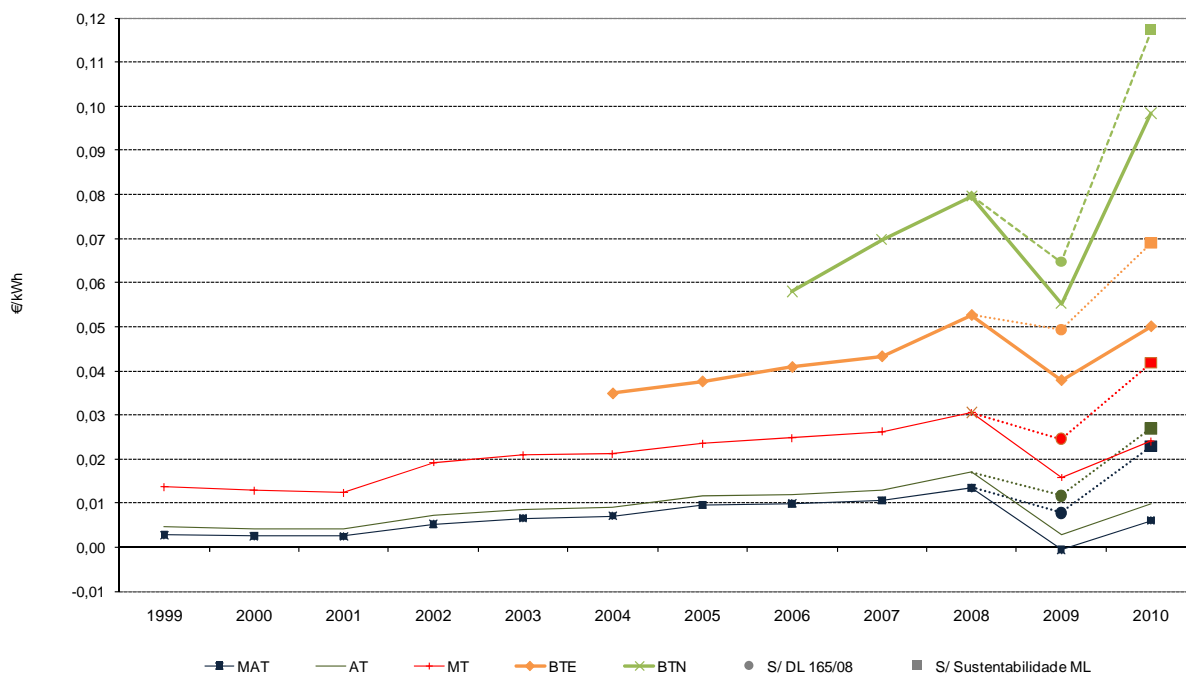
A Figura 7-28 e a Figura 7-29 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes, no período compreendido entre 1999 e 2010, por nível de tensão.

Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura das entregas de 2010, 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 efectivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respectivo ano em cada nível de tensão.

Na figura seguinte apresentam-se também os preços que teriam sido observados em 2009 sem as disposições constantes no Decreto-Lei n.º 165/2008 e em 2010 sem as disposições regulamentares que permitem assegurar a sustentabilidade do mercado livre.

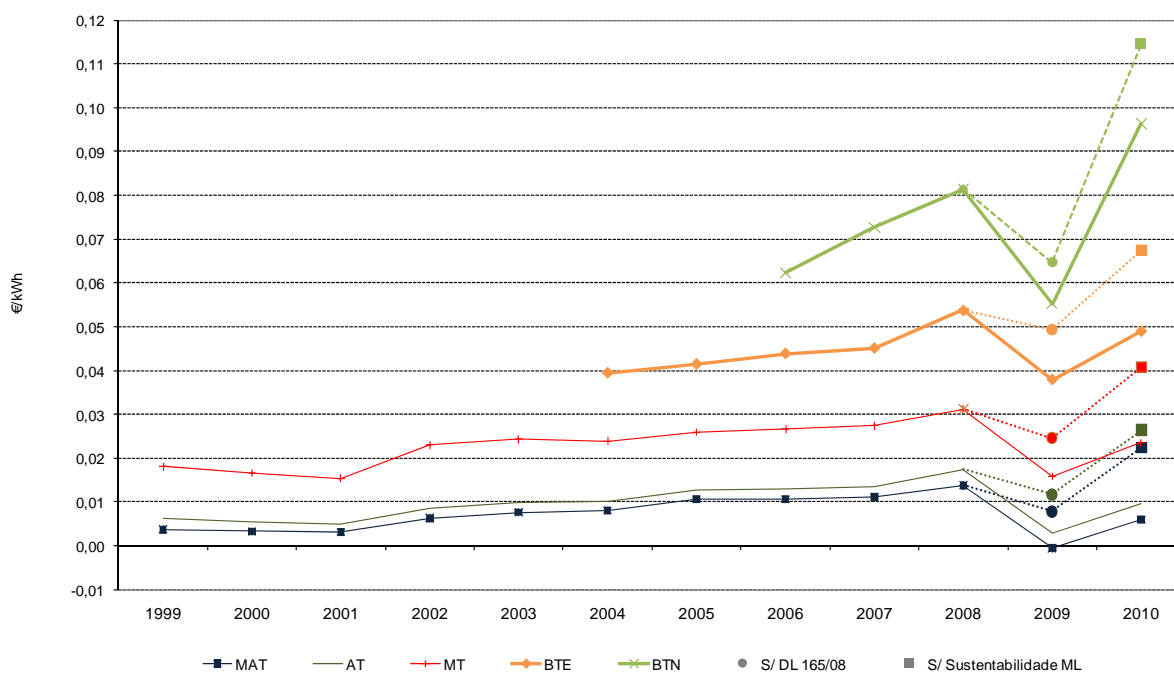
No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 6,7%, 6,6%, 4,8%, 5,3% e 11,1%, respectivamente.

**Figura 7-28 - 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 4,0%, 3,9%, 2,2%, 3,2% e 9,1%, respectivamente, a preços constantes de 2009.

**Figura 7-29 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços constantes de 2009)**



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	Variação 2010/1999
MAT	real	100	88	83	169	205	216	285	287	299	372	-15	161	61%
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	117%
AT	real	100	89	83	141	162	167	208	211	219	285	47	158	58%
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	114%
MT	real	100	92	85	127	134	132	143	147	152	173	87	130	30%
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	76%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	105	111	115	137	96	124	24%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	44%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	-	100	117	131	89	155	55%
	nominal	-	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	70%

7.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

7.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO ENTRE 2009 E 2010

A variação tarifária a observar pelos clientes do comercializador de último recurso entre 2009 e 2010 considera o preço médio previsto para 2010 e o preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009, aos consumos previstos para 2010.

Nas figuras seguintes é apresentada a evolução do preço médio da energia eléctrica das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, representada através de três estados, a saber:

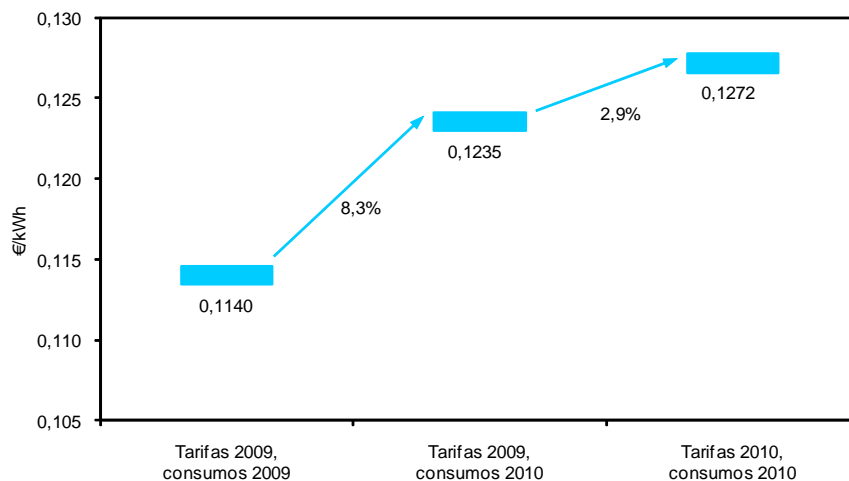
- Preços médios obtidos por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 publicadas em Dezembro de 2008.
- Preços médios resultantes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 aos consumos de 2010.
- Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2010.

Conforme se ilustra no Quadro 7-4 e na Figura 7-30, em 2010, verificar-se-á uma subida de 2,9% nas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, relativamente às tarifas de 2009, a que corresponde uma variação de 11,5% no preço médio.

Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso 2010/2009

Estado e características	Tarifas 2009, consumos 2009	Tarifas 2009, consumos 2010	Tarifas 2010, consumos 2010
Proveitos (10 ⁶ EUR)	4 975	3 903	4 018
Consumo (GWh)	43 629	31 602	31 602
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1140	(2) 0,1235	(3) 0,1272
Variação (%)		(2)/(1) = 8,3%	(3)/(2) = 2,9%

Figura 7-30 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso 2010/2009



Variação preço médio = 11,5%

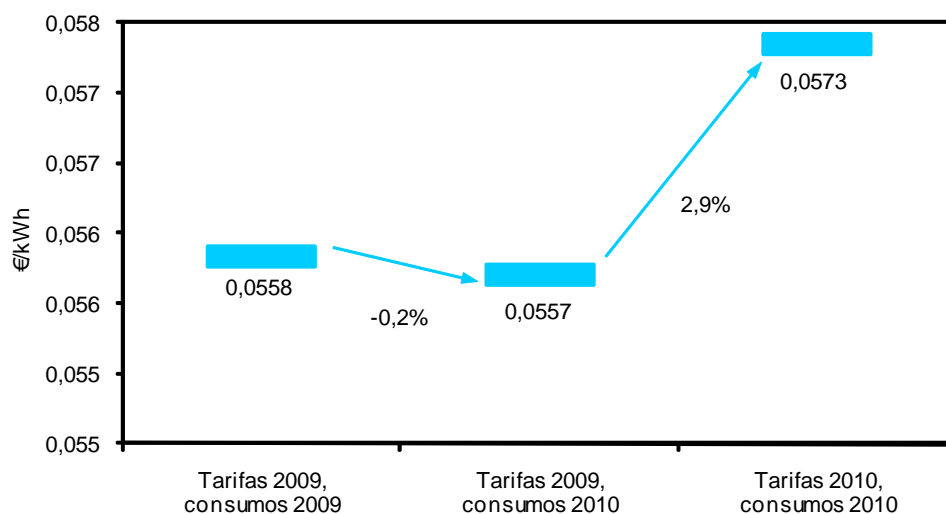
Variação tarifária = 2,9%

O primeiro estado representado corresponde à situação prevista em Dezembro de 2008 para vigorar em Janeiro de 2009, em que a proveitos permitidos de 4 975 milhões de euros e a consumos de 43,6 TWh corresponde o preço médio de 0,1140 €/kWh.

No segundo estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2010. Mantendo os preços das tarifas de 2009, a evolução da estrutura de consumos origina um aumento de 8,3% no preço médio. No último estado apresenta-se o preço médio que se irá observar em 2010, 0,1272 €/kWh, e a variação tarifária de 2,9%.

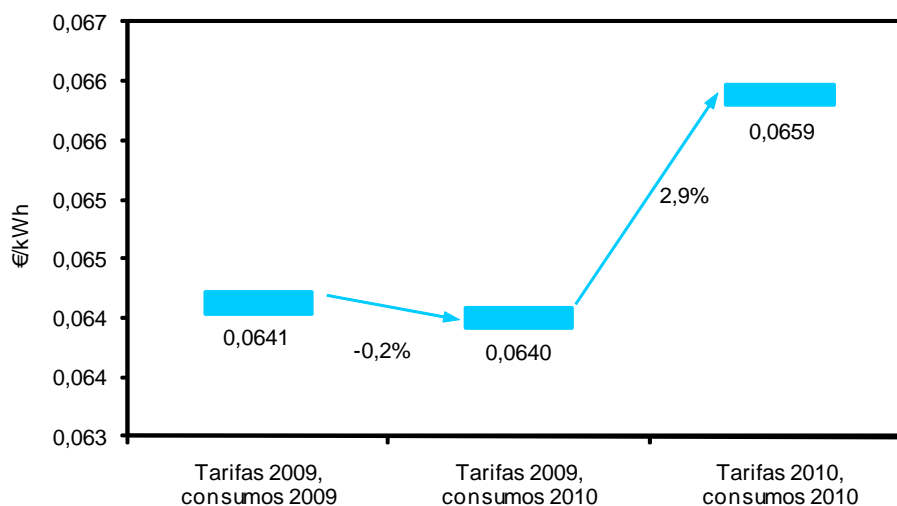
Em seguida apresentam-se figuras com a evolução do preço médio entre 2009 e 2010, para cada nível de tensão (Figura 7-31 a Figura 7-37). Para os níveis de tensão MAT, AT, MT, BTE e BTN observam-se variações de 2,9%. Para os clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA ocorrem variações de 3,9%, enquanto que para os clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA as variações são de 2,5%. Em IP, o acréscimo tarifário é de 7,9%.

Figura 7-31 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MAT 2010/2009



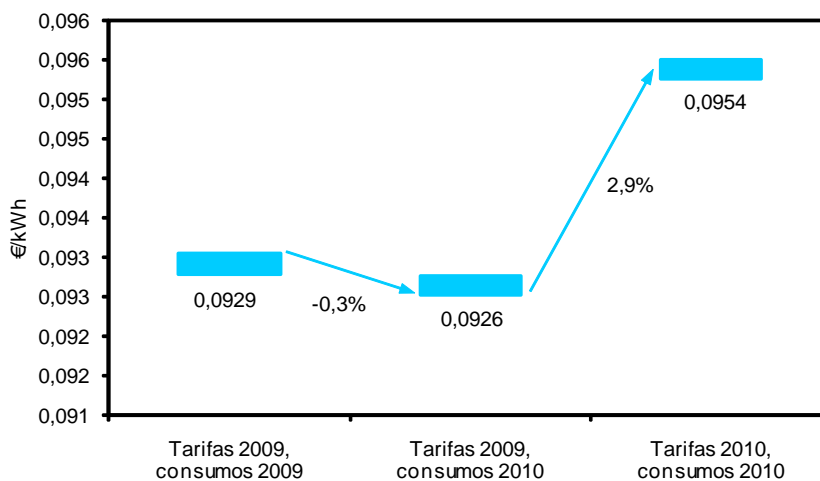
Variação tarifária = 2,9%
 Variação preço médio = 2,7%

Figura 7-32 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em AT 2010/2009



Variação tarifária = 2,9%
 Variação preço médio = 2,8%

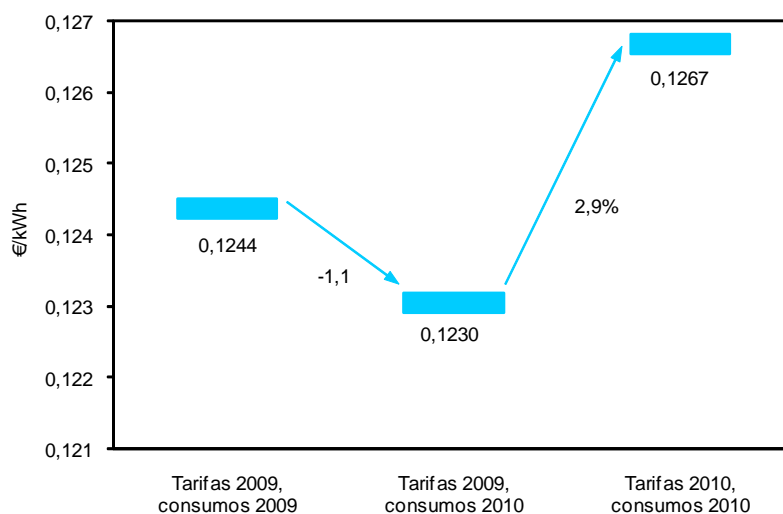
**Figura 7-33 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MT
2010/2009**



Variação preço médio = 2,7%

Variação tarifária = 2,9%

**Figura 7-34 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTE
2010/2009**

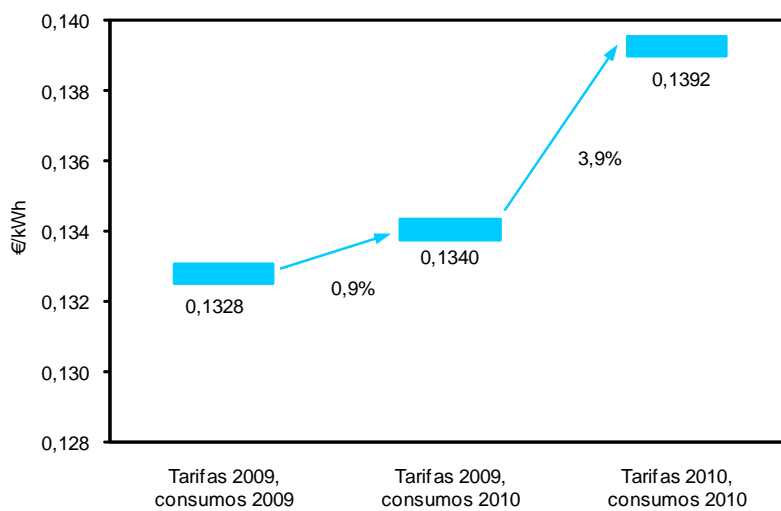


Variação preço médio = 1,9%

Variação tarifária = 2,9%

Figura 7-35 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA)

2010/2009

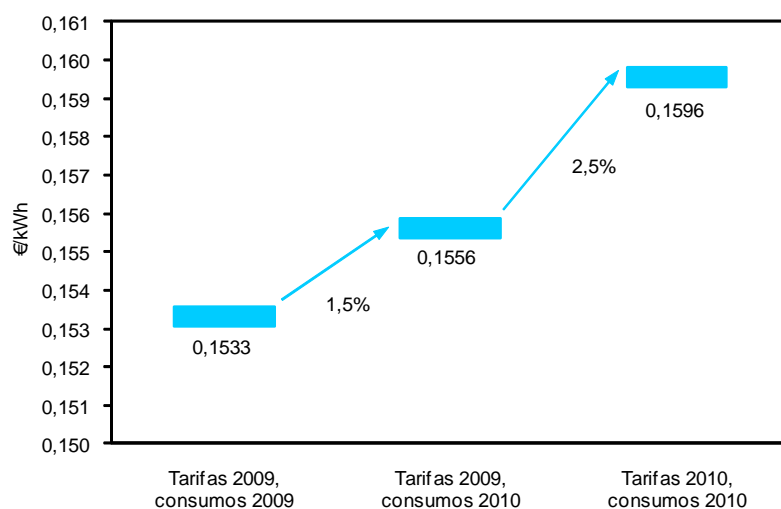


Variação preço médio = 4,9%

Variação tarifária = 3,9%

Figura 7-36 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN sem IP ($\leq 20,7$ kVA)

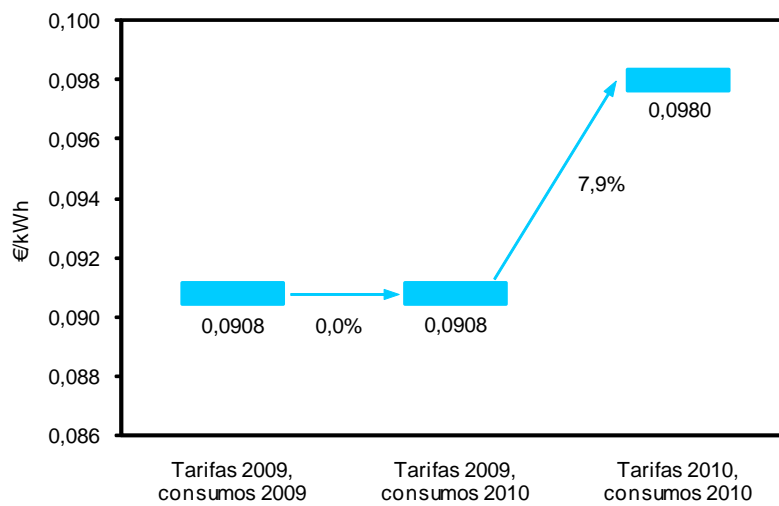
2010/2009



Variação preço médio = 4,1%

Variação tarifária = 2,5%

**Figura 7-37 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em IP
2010/2009**



Variação preço médio = 7,9%

Variação tarifária = 7,9%

7.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO EM 2010

Na Figura 7-38 e na Figura 7-39 apresenta-se para cada nível de tensão a decomposição e a estrutura, por actividade regulada, do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais 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 actividade 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 7-38 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2010

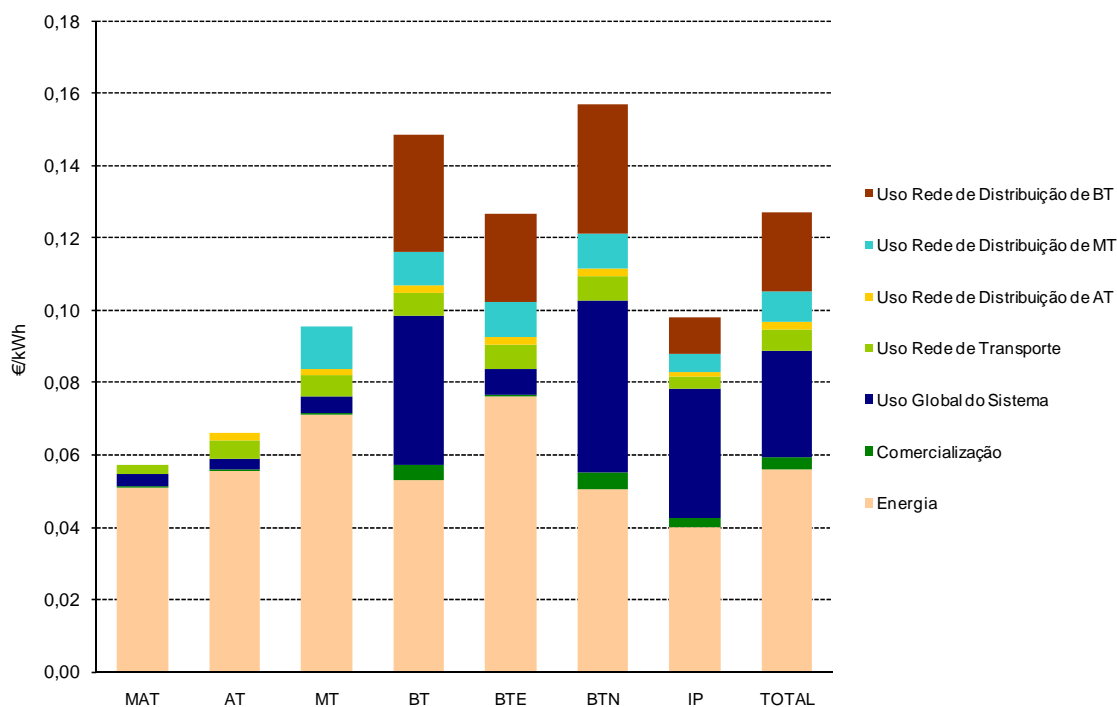
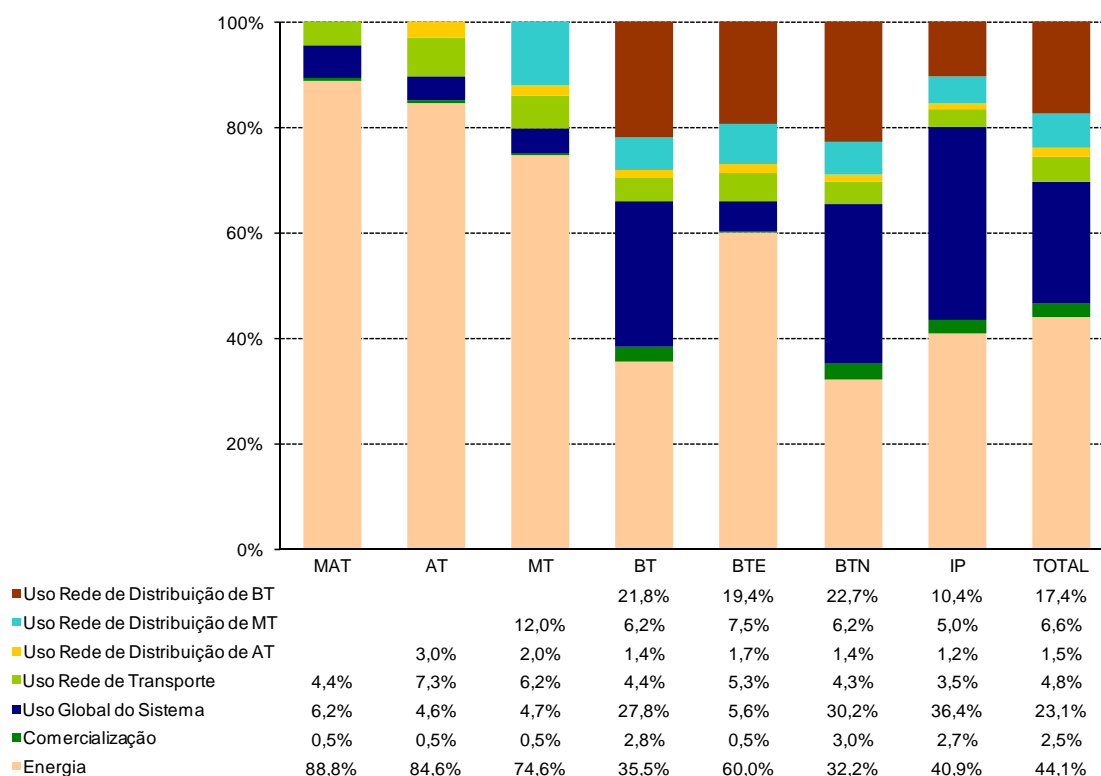


Figura 7-39 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2010



Na Figura 7-40 e na Figura 7-41, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso nas parcelas: Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema, Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade do Mercado Livre.

Figura 7-40 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2010, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema, Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade do Mercado Livre

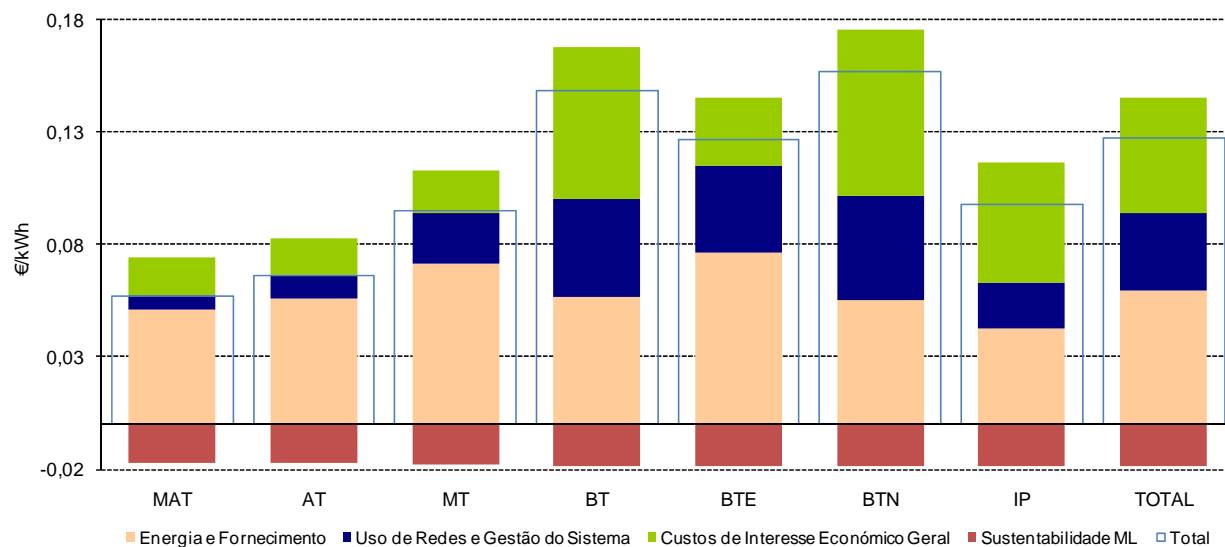
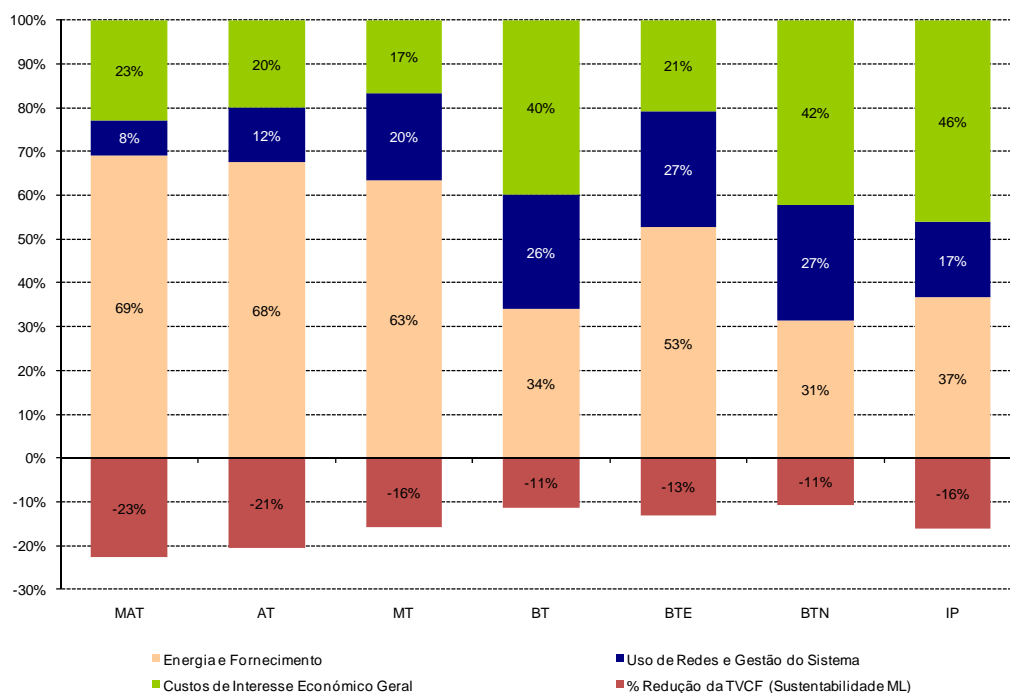


Figura 7-41 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2010, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico



7.3.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO ENTRE 1990 E 2010

A Figura 7-42 e a Figura 7-43 apresentam a evolução verificada nas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso desde 1990 até 2010, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN (incluindo IP). Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2010, 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 efectivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respectivo ano em cada nível de tensão.

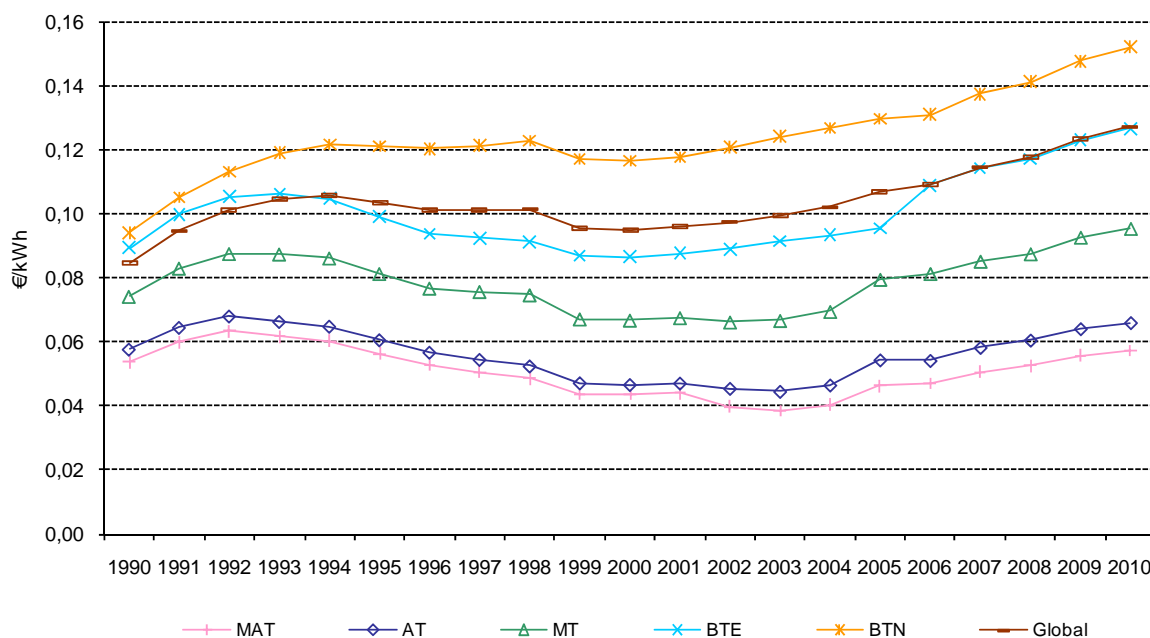
Para os níveis de tensão MAT e AT, os preços médios apresentados incluem, até 2001, o desconto praticado na factura. Os preços apresentados incluem também o efeito da aplicação dos ajustamentos trimestrais entre 2002 e 2005.

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

Os preços médios em 2007 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais ponderadas das tarifas fixadas em Dezembro de 2006 para vigorar a partir de Janeiro de 2007 e das tarifas extraordinárias, aprovadas para vigorarem entre Setembro e Dezembro de 2007 motivadas pela cessação dos CAE e o início da aplicação dos CMEC.

Os preços médios em 2009 consideram a aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, que introduz mecanismos de estabilização tarifária aplicáveis em períodos de significativas e excepcionais circunstâncias de custos, com impactes tarifários elevados, definindo as regras aplicáveis ao reconhecimento de ajustamentos tarifários referentes à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso, e bem como, à repercussão tarifária dos custos de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

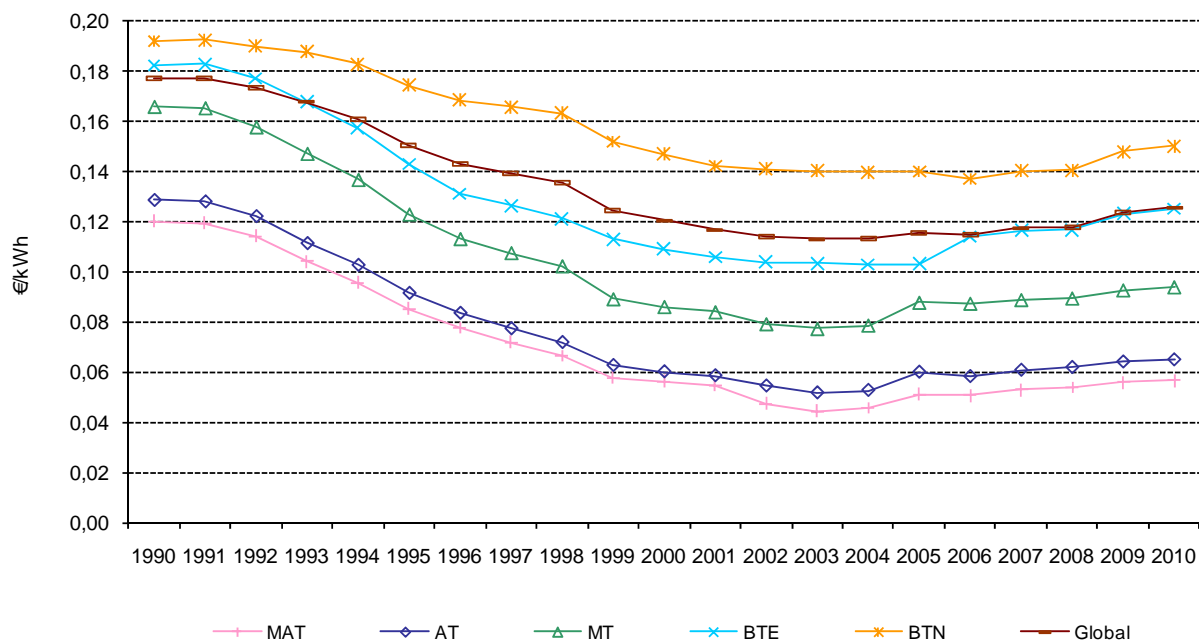
Figura 7-42 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2009 (Figura 7-43), o preço médio global registou desde 1990 até 2010 uma redução média anual de 1,6%. Em 2010, o preço médio global é cerca de 71% do verificado em 1990.

Em MAT e em AT, os preços médios em 2010 são cerca de 47% e 50% dos respectivos preços verificados em 1990. Em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2010 são cerca de 57%, 69% e 78% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-43 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2009)



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	Variação 2010/1998
MAT	real	100	87	85	82	71	67	69	77	76	79	81	84	85	-15%
	nominal	100	90	90	90	82	79	83	95	97	104	108	115	118	18%
AT	real	100	87	84	81	76	72	73	83	81	84	86	89	90	-10%
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	26%
MT	real	100	87	84	82	77	76	77	86	85	87	87	91	92	-8%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	28%
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	3%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	39%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	-8%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	24%

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

7.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 2009 E 2010

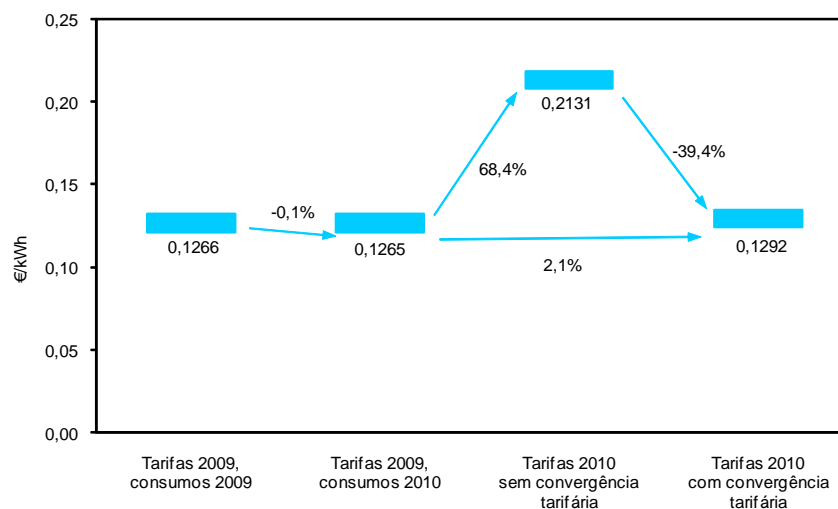
Em 2010, os preços de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 2,1%, relativamente a 2009, conforme se ilustra no Quadro 7-6 e na Figura 7-44.

Quadro 7-6 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA

Estado e características	Tarifas 2009, consumos 2009	Tarifas 2009, consumos 2010	Tarifas 2010 sem convergência tarifária	Tarifas 2010 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	90 635	88 989	149 896	90 887
Consumo (MWh)	716 027	703 433	703 433	703 433
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1266	(2) 0,1265	(3) 0,2131	(4) 0,1292
Varição (%)		(2)/(1) = -0,1%	(3)/(2) = 68,4%	(4)/(2) = 2,1%

Nota: Os valores apresentados não consideram as tarifas transitórias em vigor.

Figura 7-44 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA



Varição preço médio = 2,1%

Varição tarifária = 2,1%

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

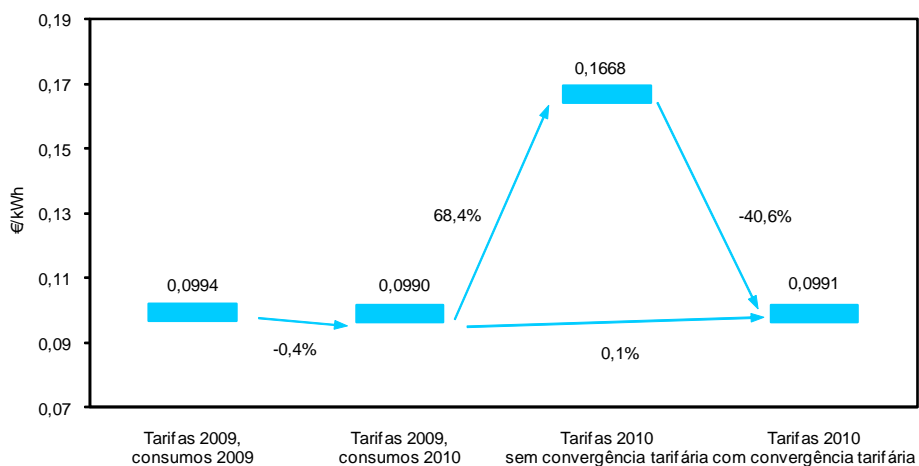
- Preço médio publicado em Dezembro de 2008 para vigorar em 2009.
- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2009 aos consumos de 2010.
- Preço médio das tarifas, em 2010, calculadas considerando que a totalidade dos proveitos permitidos à empresa regulada são suportados pelos clientes da RAA.
- Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, em 2010, após convergência tarifária com as tarifas de Venda a Cliente Finais de Portugal Continental.

Refira-se que as presentes variações tarifárias não incluem as tarifas transitórias ainda em vigor.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2009 e 2010 é determinada a partir do preço médio previsto para 2010 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 aos consumos previstos para 2010.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2009 e 2010 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-45 a Figura 7-50). Ocorreram variações diferenciadas por nível de tensão: 0,1% em MT, -2,9% em BTE, 2,9% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 17,25 kVA, 3,3% para clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 17,25 kVA (sem IP) e 8,0% em IP. Globalmente, a BT observa um acréscimo tarifário de 3,1%.

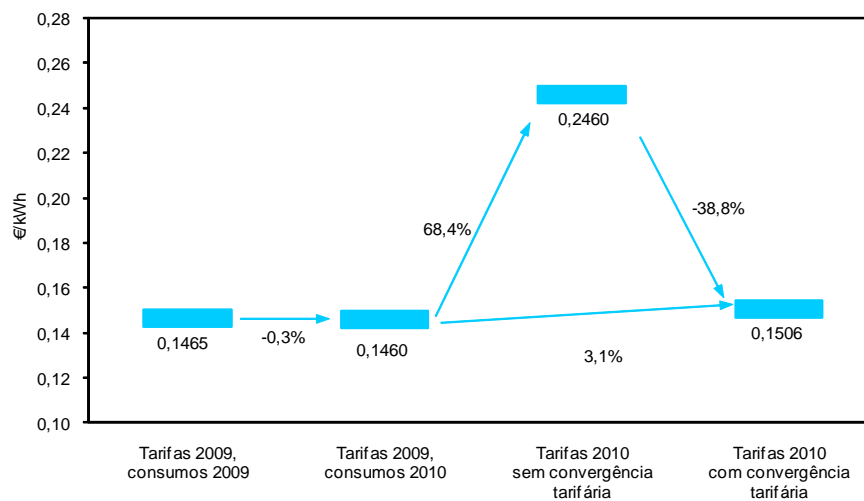
Figura 7-45 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA



Variação preço médio = -0,3%

Variação tarifária = 0,1%

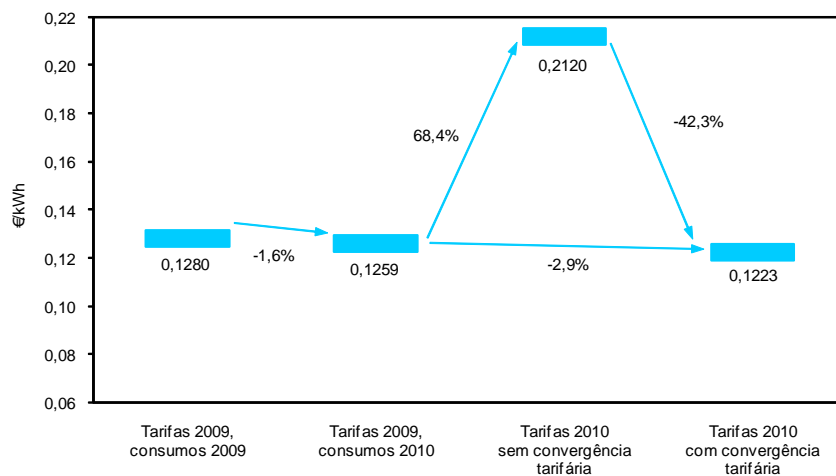
Figura 7-46 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAA



Variação preço médio = 2,8%

Variação tarifária = 3,1%

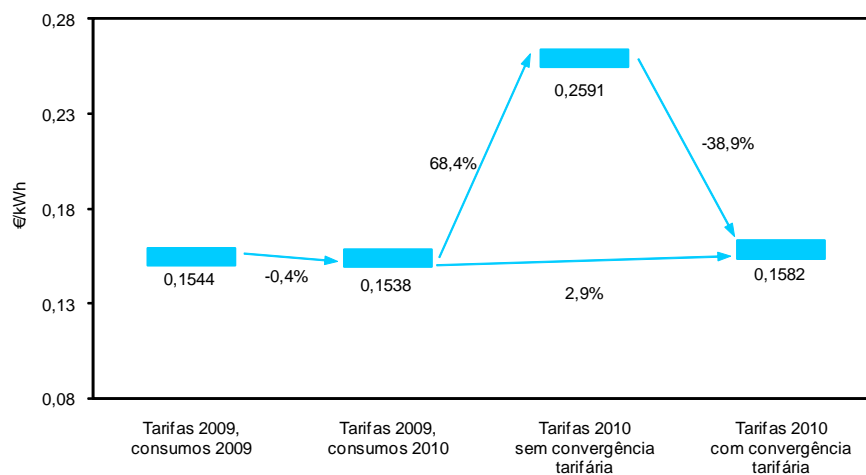
Figura 7-47 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA



Variação preço médio = -4,4%

Variação tarifária = -2,9%

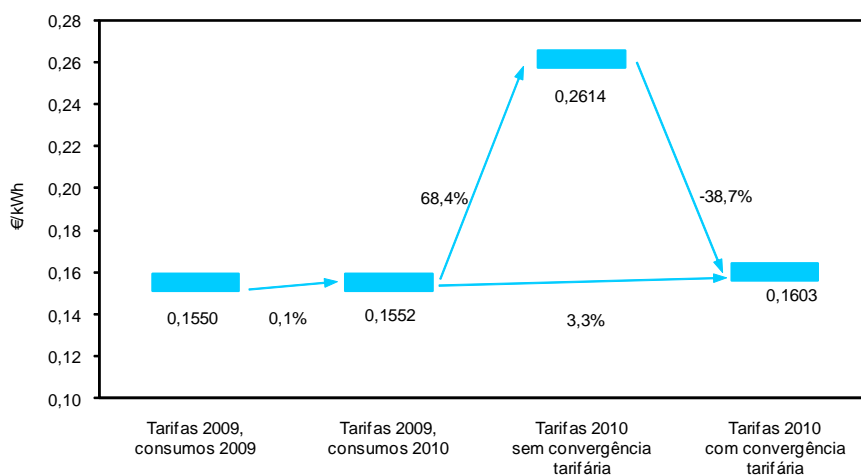
Figura 7-48 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 17,25 kVA) na RAA



Variação preço médio = 2,5%

Variação tarifária = 2,9%

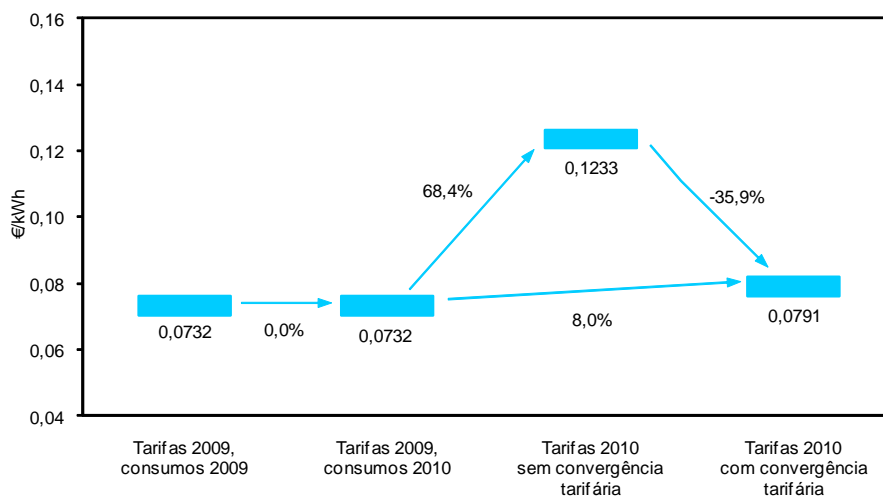
Figura 7-49 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP ($\leq 17,25$ kVA) na RAA



Variação preço médio = 3,4%

Variação tarifária = 3,3%

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



Variação preço médio = 8,0%

Variação tarifária = 8,0%

7.4.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 1990 E 2010

A Figura 7-51 e a Figura 7-52 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2010, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN (incluindo IP).

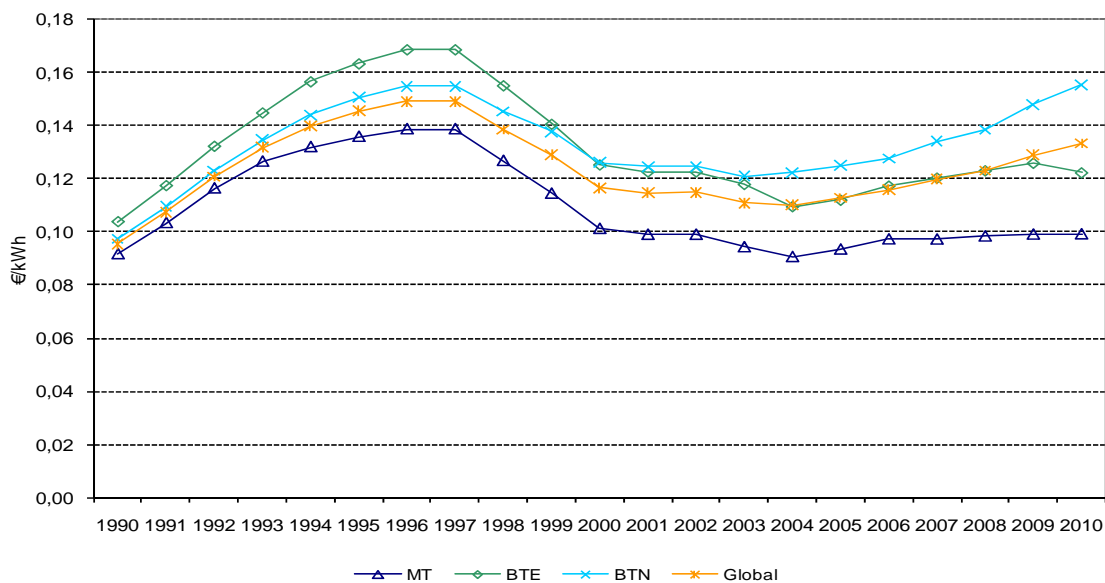
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2010, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efectivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respectivo ano em cada nível de tensão.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1997 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia eléctrica 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 eléctrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

No período compreendido entre 1990 e 2010, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,7%, sendo que a BTN registou os maiores acréscimos médios anuais, 2,3%, a preços correntes. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de 0,8% e de 0,4% ao ano, respectivamente.

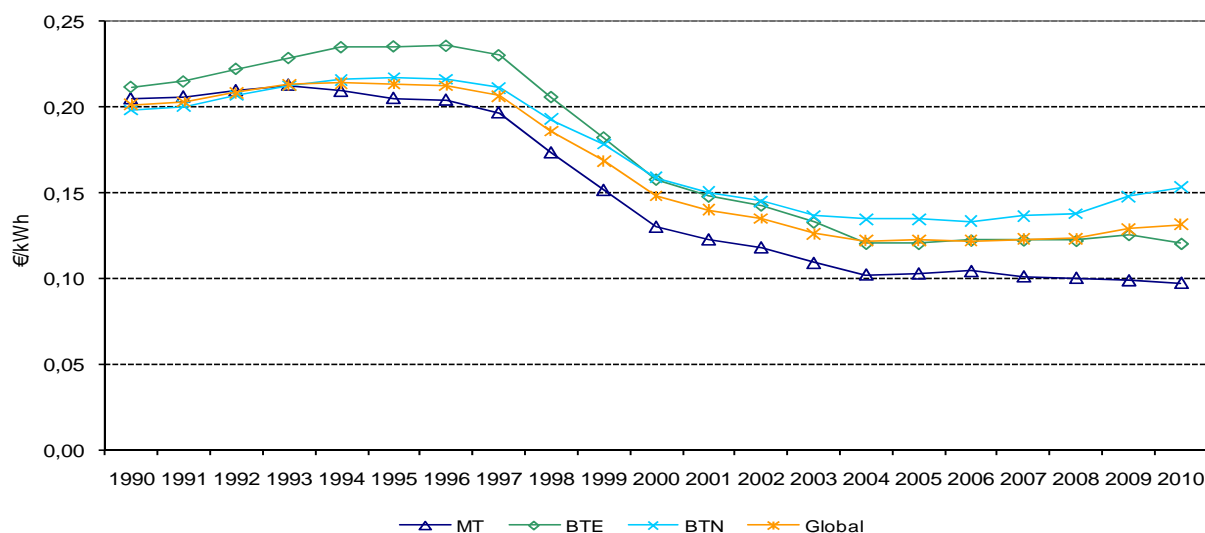
**Figura 7-51 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
(preços correntes)**



A preços constantes (Figura 7-52), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2005. Entre 1990 e 2010, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 2,1%, sendo o valor de 2010 cerca de 65% do verificado em 1990.

Em MT, os preços médios em 2010 são cerca de 48% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2010 são cerca de 57% e 77% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

**Figura 7-52 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
(preços constantes de 2009)**



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	Varição 2010/2002
MT	real	100	92	87	87	88	86	85	84	83	-17%
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	0%
BTE	real	100	93	84	84	86	86	86	88	84	-16%
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	0%
BTN	real	100	94	93	93	92	94	95	102	105	5%
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	24%

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

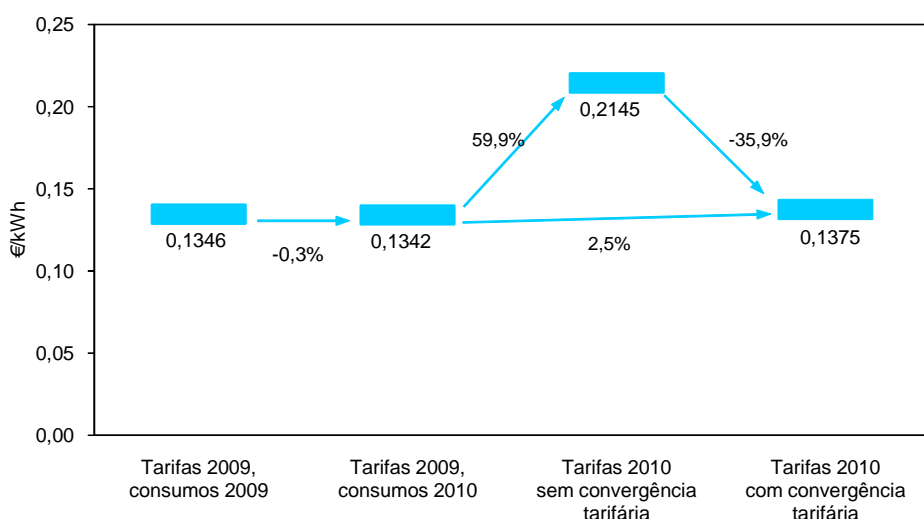
7.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 2009 E 2010

Em 2010 os preços de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 2,5%, relativamente a 2009, conforme se ilustra no Quadro 7-8 e na Figura 7-53. O preço médio apresenta uma subida de 2,2% 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 2009, consumos 2009	Tarifas 2009, consumos 2010	Tarifas 2010 sem convergência tarifária	Tarifas 2010 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	111 491	108 857	174 027	111 589
Consumo (MWh)	828 437	811 431	811 431	811 431
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1346	(2) 0,1342	(3) 0,2145	(4) 0,1375
Variação (%)		(2)/(1) = -0,3%	(3)/(2) = 59,9%	(4)/(2) = 2,5%

Nota: Os valores apresentados não consideram as tarifas transitórias em vigor.

Figura 7-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM

Variação preço médio = 2,2%

Variação tarifária = 2,5%

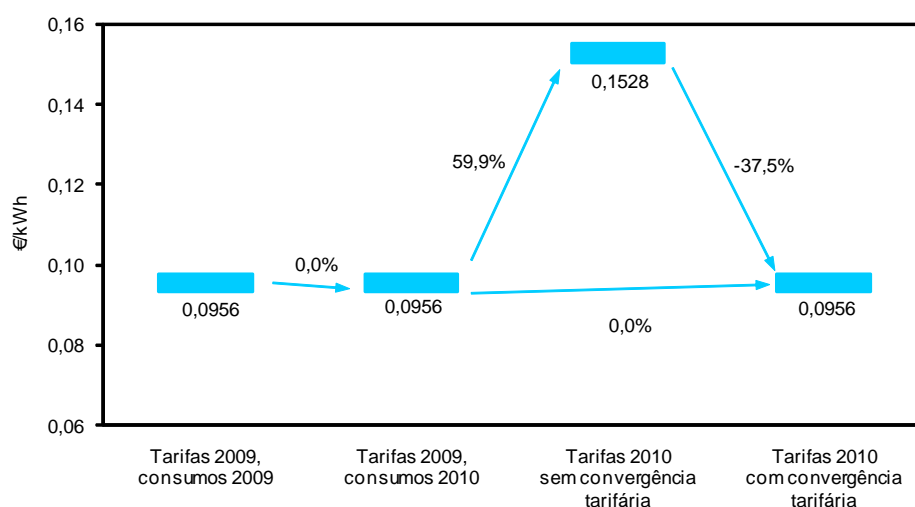
Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

- Preço médio publicado em Dezembro de 2008 para vigorar em 2009.
- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2009 aos consumos de 2010.
- Preço médio das tarifas, em 2010, 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 2010, após convergência tarifária com as tarifas de Venda a Cliente Finais de Portugal Continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2009 e 2010 é determinada a partir do preço médio previsto para 2010 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 aos consumos previstos para 2010.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2009 e 2010 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-54 à Figura 7-59). Ocorreram variações diferenciadas por nível de tensão: 0,0% em MT, -1,5% em BTE, 2,2% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA, 3,6% para os clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, sem IP, e 7,9% para os clientes em IP. Globalmente, a BT observa um acréscimo tarifário de 2,9%.

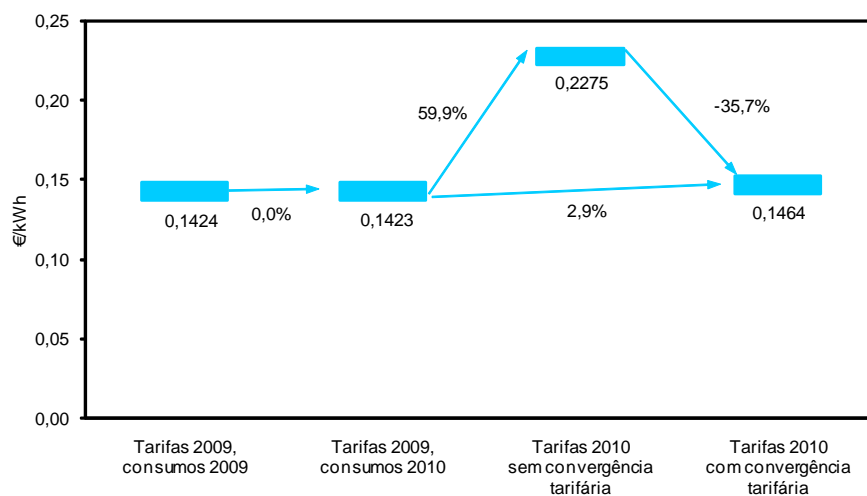
Figura 7-54 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM



Variação preço médio = 0,0%

Variação tarifária = 0,0%

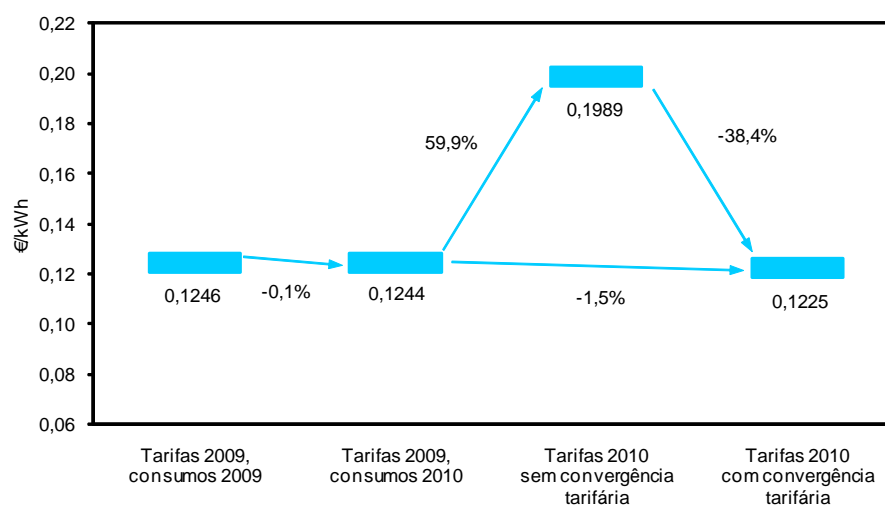
Figura 7-55 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAM



Variação preço médio = 2,9%

Variação tarifária = 2,9%

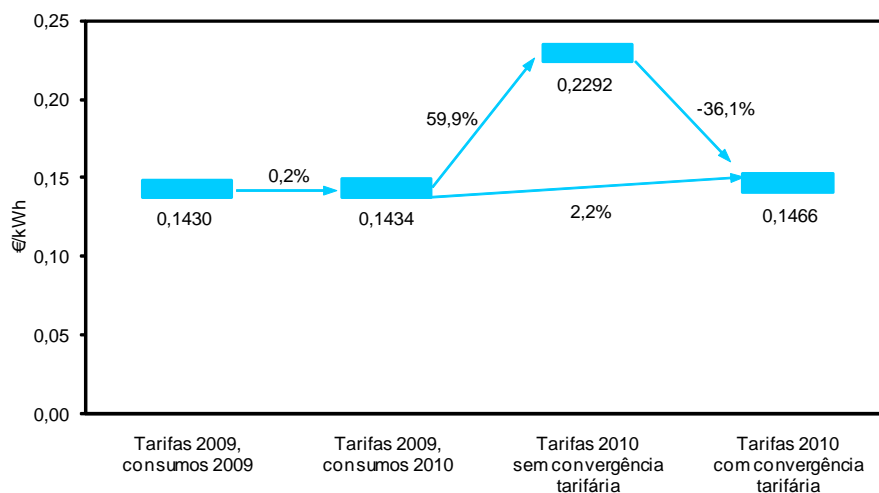
Figura 7-56 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM



Variação preço médio = -1,6%

Variação tarifária = -1,5%

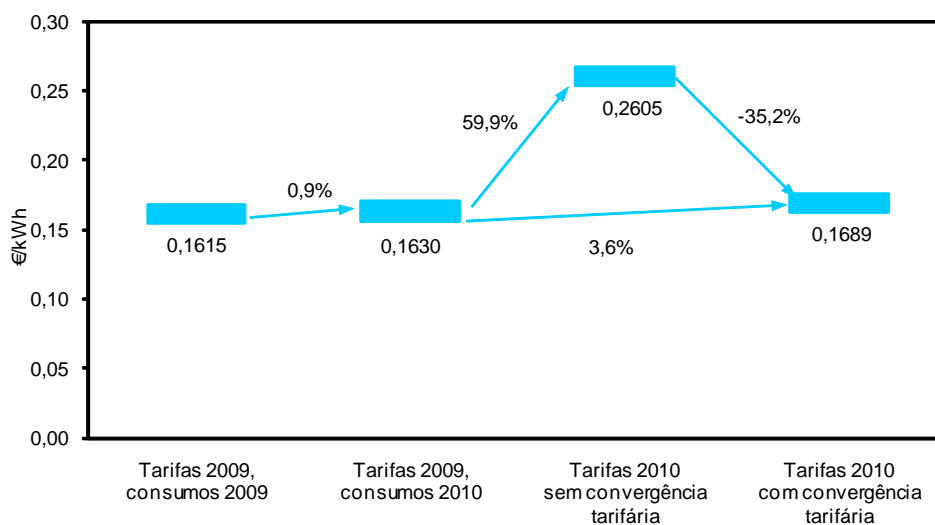
Figura 7-57 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM



Variação preço médio = 2,5%

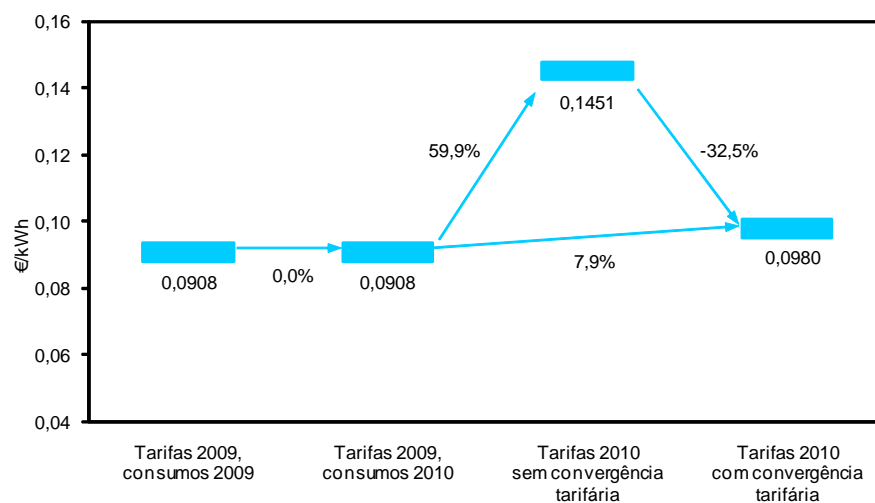
Variação tarifária = 2,2%

Figura 7-58 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP ($\leq 20,7$ kVA) na RAM



Variação preço médio = 4,6%

Variação tarifária = 3,6%

Figura 7-59 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAM

Variação preço médio = 7,9%

Variação tarifária = 7,9%

7.5.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 1990 E 2010

A Figura 7-60 e a Figura 7-61 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2010, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN (incluindo IP).

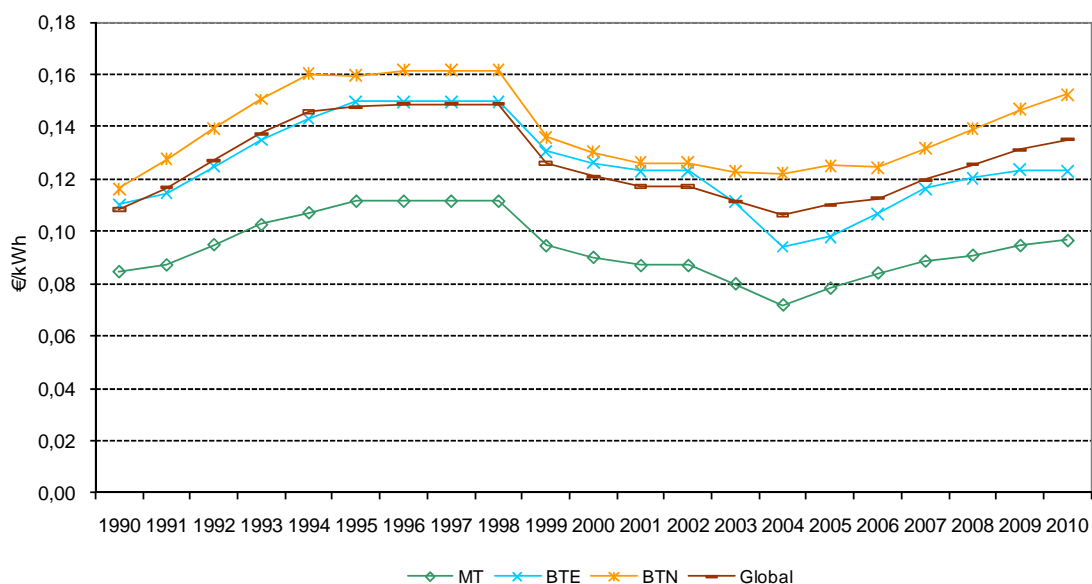
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2010, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efectivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respectivo ano em cada nível de tensão.

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 eléctrica 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 eléctrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

No período compreendido entre 1990 e 2010, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,1%, com a BTN a registar os maiores acréscimos médios anuais e BTE e MT acréscimos médios anuais mais moderados (1,4%, 0,6% e 0,7%, respectivamente), a preços correntes.

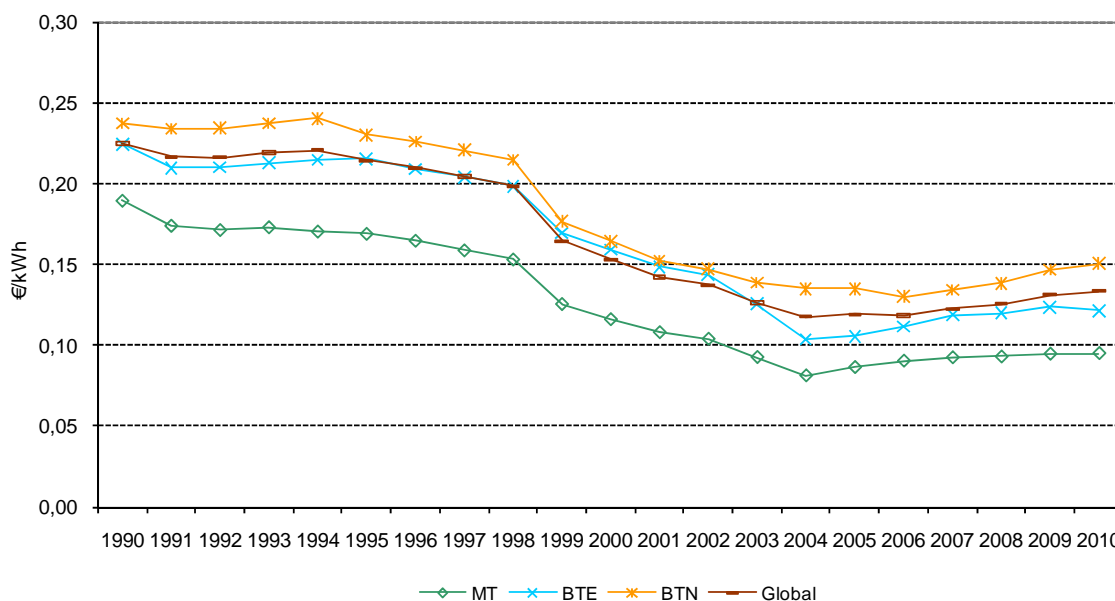
Figura 7-60 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes (Figura 7-61), entre 1990 e 2010, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 2,6%, sendo o valor de 2010 cerca de 59% do valor verificado em 1990.

Os preços médios de MT, em 2010, encontram-se 50% abaixo dos verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2010 são cerca de 54% e 63% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-61 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2009)



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	Variação 2010/2002
MT	real	100	89	78	83	87	89	89	91	91	-9%
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	11%
BTE	real	100	87	72	74	78	83	83	86	85	-15%
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	0%
BTN	real	100	94	92	92	88	91	94	100	102	2%
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	21%

7.6 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

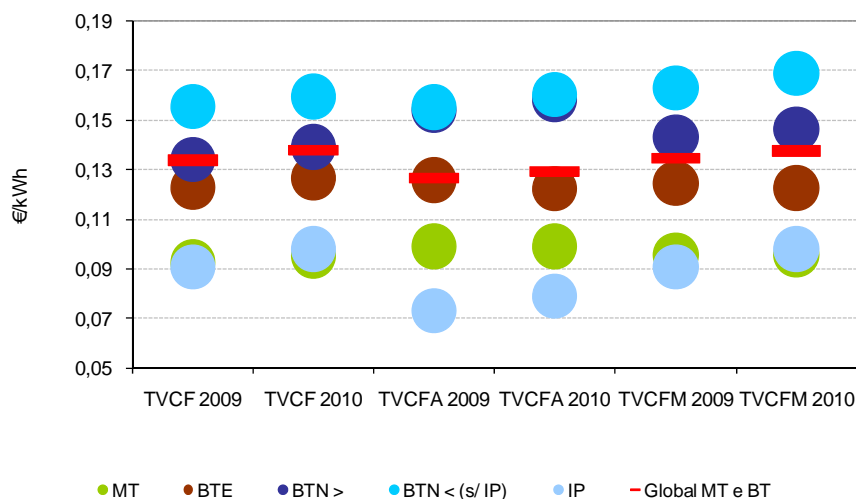
Na Figura 7-62 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental, da RAA e da RAM de 2009 e de 2010. Estes preços médios são calculados com a respectiva estrutura de consumos prevista para 2010. Assim, a evolução entre 2009 e 2010 corresponde à variação tarifária 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 a vigorar em 2009 e 2010 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 7-63 e seguintes.

Figura 7-62 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental, da RAA e da RAM, em 2009 e 2010

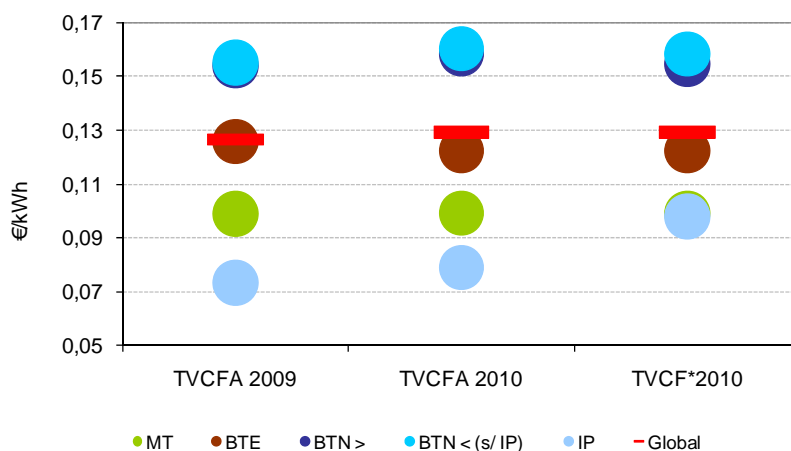


Notas: BTN> significa fornecimentos em BTN para potências contratadas superiores a 20,7kVA em Portugal Continental e na RAM e 17,25kVA na RAA.

BTN< significa fornecimentos em BTN para potências contratadas até a 20,7kVA em Portugal Continental e na RAM e 17,25kVA na RAA.

Na Figura 7-63 e na Figura 7-64 apresentam-se os preços médios por tipo de fornecimento na RAA e na RAM, assim como os correspondentes preços médios das tarifas 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 7-63 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental corrigidos da respectiva estrutura de consumos

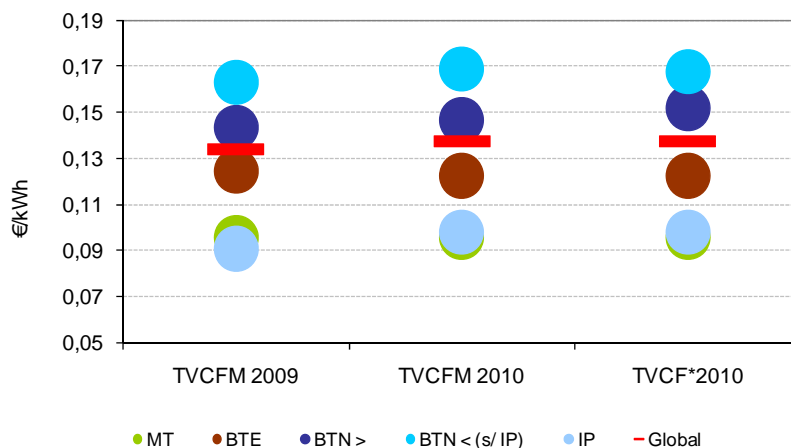


Legenda:

TVCFA - preço médio na RAA

TVCF* - preço médio na RAA resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental aos fornecimentos na RAA

Figura 7-64 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAM e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental corrigidos da respectiva estrutura de consumos



Legenda:

TVCFM - preço médio na RAM

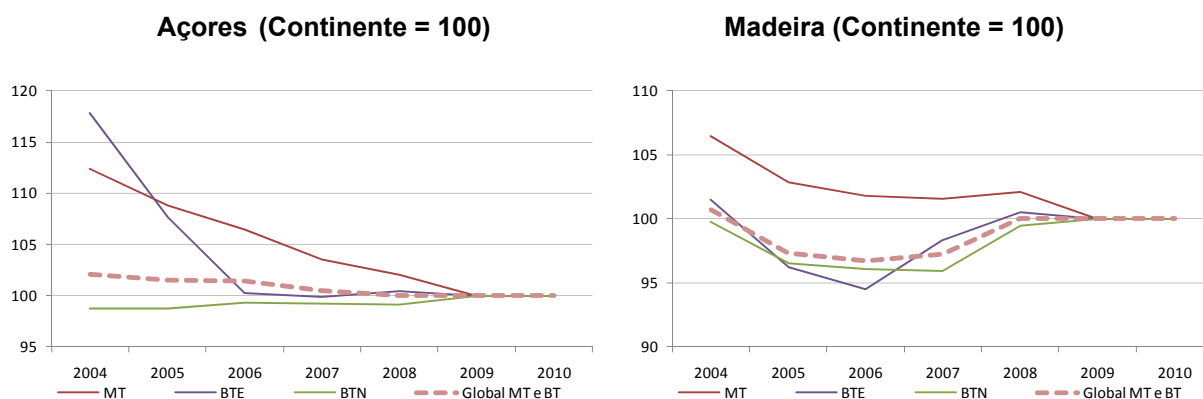
TVCF* - preço médio na RAM resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental aos fornecimentos na RAM

A partir de 2002, ano em que foi estendida a regulação económica do sector eléctrico pela ERSE às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a uniformidade tarifária tem vindo a ser implementada de forma gradual.

Além das modificações na macro estrutura tarifária e nas variáveis de facturação das tarifas das regiões autónomas, foi promovida uma efectiva convergência de preços ao longo do período de 2003 a 2009.

Da análise da evolução dos preços médios da energia eléctrica nos Açores e na Madeira face ao Continente, apresentada nas figuras seguintes, verifica-se uma efectiva convergência em termos do preço médio para os tipos de fornecimento de MT, BTE e BTN.

Figura 7-65 - Evolução das tarifas de energia eléctrica face às do Continente



7.7 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL, EM 2010

Os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia eléctrica. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia eléctrica e em 2010 atingem 1,2 mil milhões de euros.

O valor líquido com os custos de política energética e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de 2010 atingem 1,9 mil milhões de euros e são os seguintes:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica 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 eléctrica.
- Custos com os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.
- Custos com os terrenos afectos ao domínio público hídrico (amortização e remuneração).
- Custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A.
- Custos com a Autoridade da Concorrência (AdC).
- Custos com a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores.
- Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira.
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).
- Amortização e juros do défice tarifário, relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores em 2006 e 2007 não repercutidos nas tarifas.
- Amortização e juros do défice tarifário, relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira em 2006 e 2007 não repercutidos nas tarifas.
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão, relativo a 2006.
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal, relativo a 2007.

- Custos inerentes à actividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado.
- Tarifa Social.
- 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).

Os custos com as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados incluídos em tarifas 2010 totalizam -668 milhões de euros e dizem respeito a:

- Amortização e juros referente à repercussão nas tarifas eléctricas dos custos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia eléctrica, 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 positivos da actividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso, referentes a 2008 e a 2009, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados.

Estes custos encontram-se na sua maioria integrados 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 eléctrica em função da energia consumida, com excepção dos custos da produção de energia eléctrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) e dos CMEC. Os custos da produção de energia eléctrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) são essencialmente suportados pelos consumidores em BTN com potências contratadas superiores a 2,3 kVA e inferiores ou iguais a 41,4 kVA. Os CMEC são pagos por todos os consumidores de energia eléctrica 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 e de Distribuição.

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 eléctrica.

Quadro 7-10 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2010

Unidade: 10³ EUR

	2009	2010	Variação 2010/2009
Custos de política energética e de interesse geral	779 364	1 826 309	134,3%
Sobrecusto da PRE	95 831	805 123	740,1%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	134 346	305 026	127,0%
Sobrecusto dos CAE	89 096	248 060	178,4%
Rendas de concessão da distribuição em BT	239 552	239 102	-0,2%
Sobrecusto da RAA e da RAM	112 904	133 608	18,3%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	23 514	20 026	-14,8%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	23 124	19 693	-14,8%
Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	13 073	18 231	39,5%
Terrenos das centrais	24 874	13 406	-46,1%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	12 112	11 500	-5,1%
ERSE	6 370	6 358	-0,2%
Gestão das faixas de combustível	2 695	4 590	70,3%
OMP e OMClear	1 426	1 093	-23,4%
Autoridade da Concorrência	369	368	-0,2%
Tarifa social	79	124	57,0%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-497 469	-668 186	34,3%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	-447 469	154 028	
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia eléctrica		116 992	
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	-447 469	37 036	
Medidas de sustentabilidade de mercados	-50 000	-822 214	
Total	281 895	1 158 123	310,8%

Da análise do quadro anterior, concluí-se que o sobrecusto da PRE é a componente com maior impacto para o acréscimo destes custos. Para o agravamento dos custos com esta rubrica contribuíram os seguintes factores:

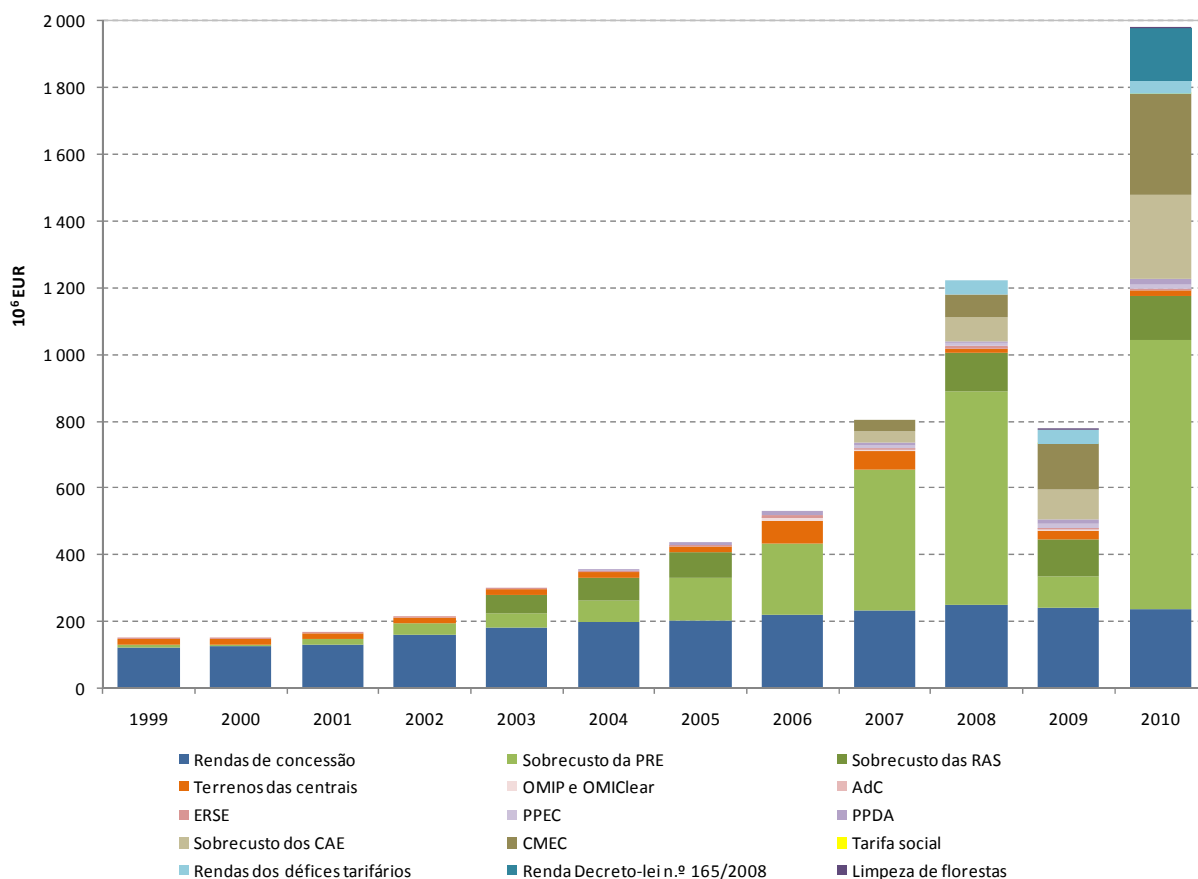
- Ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos do ano de 2009 no montante de 447 milhões de euros não foram incluídos nas tarifas desse ano, tendo sido diferida a sua inclusão por um período de 15 anos, com efeitos a partir de 2010.
- Os ajustamentos de anos anteriores passaram de 352 milhões de euros que reverteram para as tarifas em 2009, para 194 milhões de euros a recuperar em 2010.

Os custos relativos à parcela de revisibilidade dos CMEC, apresentados no quadro, referem-se não apenas ao ajustamento dos custos de 2008, incluídos nas tarifas de 2009 a título provisório, mas também os do ano de 2009, como estimativa.

O Decreto-Lei n.º 240/2004 prevê que a revisibilidade de 2009 seja paga aos produtores cessionários dos CAE a partir de Abril. Na revisão de 2008 do Regulamento Tarifário foi incluído um mecanismo de alisamento cujo objectivo é antecipar para Janeiro o efeito previsível da revisibilidade dos CMEC. Assim, consegue-se aumentar a estabilidade da tarifa de energia eléctrica e simultaneamente melhorar o sincronismo de custos tarifários da mesma natureza, no caso, os ajustamentos de custos de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso, de sobrecustos com a produção em regime especial e da revisibilidade dos CMEC. Refira-se, por último, que a repercussão tarifária da revisibilidade dos CMEC é acompanhada pela movimentação do Fundo de Correção de Hidraulicidade cuja função é promover alguma suavização inter-temporal dos custos de aquisição de energia face a variações relacionadas com o regime hidrológico.

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 incluídos nas tarifas desde 1999



Nota: Em 2009 exclui o efeito do Decreto-Lei n.º 165/2008 (447 M€) e Despacho do MEI de Outubro 2008 (50 M€)

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 eléctrica em Portugal Continental¹⁴.

Quadro 7-11 - Peso dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral no total dos proveitos de energia eléctrica em Portugal Continental em 2010

	2010
Custos de política energética e de interesse geral	35,2%
Sobrecusto da PRE	15,5%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	5,9%
Sobrecusto dos CAE	4,8%
Rendas de concessão da distribuição em BT	4,6%
Sobrecusto da RAA e da RAM	2,6%
Rendas dos défices tarifários de 2006 e 2007	0,4%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	0,4%
Outros custos de política energética e interesse geral	1,1%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-12,9%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	3,0%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-15,8%
Total	22,3%

¹⁴ A facturação 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.

ANEXOS

ANEXO I
SIGLAS

SIGLAS	DEFINIÇÕES
AdC	Autoridade da Concorrência
AEE	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica
AGC	Acordo de Gestão de Consumo
AGS	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica 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	Actividade Comercialização de Energia Eléctrica
CIEG	Custos de interesse económico geral e sustentabilidade de mercados
CH	Correcção de hidraulicidade
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CR	Tarifas de Comercialização de Redes
DEE	Distribuição de Energia Eléctrica
EDA	EDA - Electricidade dos Açores, 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
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

SIGLAS	DEFINIÇÕES
INE	Instituto Nacional de Estatística
IP	Índice de Preços Implícito no Consumo Privado
IPC	Índice de Preços no Consumidor
IPH	Índice de produtividade hidroelétrica
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)
ML	Mercado liberalizado
MR	Mercado regulado
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.
PIB	Produto Interno Bruto
PPEC	Plano de Promoção de Eficiência no Consumo
PQA	Power Quality Analyser
PRE	Produção em Regime Especial
PT	PT Comunicações, S.A.
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 Electricidade em alta e média tensão

SIGLAS	DEFINIÇÕES
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RT	Regulamento Tarifário
SCAE	Sobrecusto com a aquisição de energia eléctrica aos produtores cujos contratos de aquisição de energia eléctrica
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
SGL	Sistema de Gestão de Leituras
SPRE	Custo com a aquisição a produtores em regime especial
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
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 eléctrica em 2010
- Estrutura tarifária do sector eléctrico em 2010
- Ajustamentos referentes a 2008 e 2009 a repercutir nas tarifas de 2010
- Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico em 2010

ANEXO III
PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE
ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2010”

RTos
B
W
P
T
L
J
K

Parecer sobre

“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2010”

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto - Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”¹

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - sector eléctrico 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.²

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento³ para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário⁴ o documento contendo a “*Proposta de Tarifas e Preços para Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2010*”⁵, os estudos complementares e a documentação de suporte, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

No decurso da análise e discussão pelo Conselho Tarifário, foram distribuídos os seguintes documentos complementares:

1. Parecer do Professor Doutor José Carlos Vieira de Andrade, datado de Abril de 2008, intitulado “*O Problema da Taxa Municipal de Ocupação do Domínio Público por Infra-Estrutura de Distribuição de Energia Eléctrica na Região Autónoma da Madeira*” distribuído pela EEM em 6 de Novembro de 2009 e documentação complementar sobre a mesma matéria;
2. Relatório da Qualidade de Serviço do Sector Eléctrico 2008⁶, distribuído pela ERSE em 09 de Novembro de 2009;
3. Análise do Relatório de Execução de 2008 dos PPDA da REN, EDP-Distribuição, EDA e EEM, distribuído pela ERSE em 10 de Novembro de 2009;

Foram realizadas duas reuniões complementares com a ERSE, dias 27 de Outubro de 2009 e 6 de Novembro de 2009.

Ainda, após ter endereçado convite para o efeito a todos os comercializadores livres e ao comercializador de último recurso, a 5 de Novembro o CT procedeu à audição da EDP Serviço Universal S.A.; da EDP Comercial S.A.; da Endesa Comercialização de Energia S.A.; da Galp Power S.A. e da Iberdrola S.A..

Posto o que, a Secção do Sector Eléctrico do Conselho Tarifário⁷ emite o seguinte parecer:

¹ Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

² Cf. artigo 48º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

³ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁴ Cf. Ref.: E-Técnicos/2009/544(AT)/ao, de 15 de Outubro de 2009.

⁵ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por “documento” ou “proposta”.

⁶ Cf. Ref.: E-Técnicos/2009/586/JE/mm, de 09 de Novembro de 2009.

⁷ Doravante abreviado por CT.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

RTWS
Mário
J. J.
Z. J.
L. J.
L. J.
L. J.
L. J.
L. J.
L. J.
L. J.

**“ PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2010 “**

Índice

NOTA PRÉVIA

I - GENERALIDADE

- I/A - APRESENTAÇÃO E SISTEMATIZAÇÃO
- I/B - COORDENAÇÃO COM A REVISÃO DO RT
 - I/B.1. PROPOSTAS DE REVISÃO DO RT INCORPORADAS NA PROPOSTA DE TARIFAS
 - I/B.2. PROCESSO DE COORDENAÇÃO COM AS REVISÕES RT
- I/C - PRESSUPOSTOS DA PROPOSTA
 - I/C 1. DADOS PRÉVIOS
 - I/C 2. VARIÁVEIS MACRO ECONÓMICAS
- I/D - O DÉFICE E O SUPERAVIT TARIFÁRIO

II - ESPECIALIDADE

- II/A - REGIÕES AUTÓNOMAS
 - II/A 1. EFEITOS DA CONVERGÊNCIA
 - II/A 2. FACTOR ADICIONAL AO ENQUADRAMENTO DAS EMPRESAS
- II/B - PROVEITOS PERMITIDOS
 - II/B 1. ACTIVIDADES DE TRANSPORTE E DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA
 - II/B 2. ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA (DEE)
 - II/B 3. ACTIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO
- II/C - MERCADO LIVRE
- II/D - QUALIDADE DE SERVIÇO
- II/E - PREÇOS DOS SERVIÇOS
- II/F - CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)
 - II/F 1. - PRE-FENR (co-geração)
 - II/F 2. - TARIFA SOCIAL
- II/G - TARIFA BI-HORÁRIA
- II/H - ADAPTAÇÃO DOS CONTADORES BI-HORÁRIOS

III - CONCLUSÕES

Reitor
B-
Wick
João
Porto
o
III
João
GA

NOTA PRÉVIA

1. Uma vez mais, o CT lamenta que a proposta apresentada pela ERSE não tenha sido precedida, como desejável, da revisão da lei orgânica da ERSE.
2. Nos pareceres que emitiu em 2007 e 2008, o CT teve oportunidade de alertar para a necessidade de recompor o CT para que o mesmo pudesse reflectir a actual organização do sector eléctrico.⁸
3. O CT sublinha que a sua não recomposição tem como consequência que não tenham assento no Conselho, para discussão das tarifas e preços que os afectarão e se reflectirão nos seus clientes, nem os comercializadores livres, nem o comercializador de último recurso, cuja representação e contribuição se afiguram fundamentais.
4. Por sua iniciativa, o CT entendeu convidar os comercializadores livres e comercializador de último recurso para, por escrito ou na audição que agendou para dia 5 de Novembro, elencarem os aspectos que consideravam essencial estar incluídos nas tarifas e preços para 2010.
5. Fizeram-se representar na audição do CT os Conselhos de Administração da EDP Serviço Universal S.A.; da EDP Comercial S.A.; da Endesa Comercialização de Energia S.A.; da Galp Power, S.A. e da Iberdrola S.A., o que é revelador da importância que a matéria assume para aqueles agentes.
6. Note-se que, os comercializadores livres (que actualmente servem cerca de 35% do consumo nacional), aguardam a fixação de tarifas e preços por parte da ERSE, o que poderá ir até 15 de Dezembro, para que possam trabalhar as suas propostas, contratos e estratégias comerciais para poder propor aos seus clientes os preços para o ano seguinte os quais, designadamente no que toca a tarifas de acesso, estão intimamente dependentes da fixação feita pelo regulador.
7. Recomenda, assim, o Conselho que a ERSE desenvolva todas as diligências junto das entidades competentes no sentido da rápida e efectiva alteração da composição deste órgão.

⁸ cf Parecer do CT de 15 de Novembro de 2007 e Parecer do CT de 17 de Novembro de 2008.

I
GENERALIDADE

I/A - APRESENTAÇÃO E SISTEMATIZAÇÃO

1. O CT regista positivamente a apresentação e sistematização do documento que, duma maneira geral, surgiu melhor explicitado e de mais simples leitura.
2. Embora reconhecendo o esforço na clarificação dos documentos e explicitação das propostas, o CT destaca pela negativa ser a proposta insuficientemente justificada ou mesmo omissa, quer no que se refere à justificação e desagregação de alguns dos Proveitos Permitidos às Empresas Reguladas, quer na inclusão de simulações que permitissem uma melhor percepção das propostas e valores apresentados (v.g. quanto à eventual afectação dos ajustamentos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no montante global de 797,140Milhões de Euros, à amortização do deficit tarifário).

I/B – COORDENAÇÃO COM A REVISÃO DO RT

I/B.1. PROPOSTAS DE REVISÃO DO RT INCORPORADAS NA PROPOSTA DE TARIFAS

1. O CT pronunciou-se sobre a proposta de revisão do RT – proposta essa com efeitos na presente proposta de tarifas e preços para 2010 -, no prazo regulamentar i.e. em 2 de Novembro de 2009.
2. Sem prejuízo do então dito, o Conselho Tarifário entende clarificar que concorda com as alterações propostas pela ERSE, quer no tocante à convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e o Continente, quer no tocante às medidas de sustentabilidade dos mercados introduzidas.
3. No que diz respeito às medidas de sustentabilidade dos mercados, o CT, no Parecer emitido no dia 2 de Novembro p.p., quis particularmente sublinhar a necessidade de evitar equívocos na interpretação do novo RT dada a necessidade de compatibilização destas medidas de sustentabilidade dos mercados com as medidas de estabilidade tarifária previstas no Decreto-lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, que o RT terá de continuar a reflectir autonomamente.

I/B.2. PROCESSO DE COORDENAÇÃO COM AS REVISÕES RT

1. A ERSE tem seguido, nos anos mais recentes, um formato de apresentação da proposta de tarifas e preços para o ano seguinte e, em simultâneo, de propostas de revisão do RT.
2. O CT considera que, salvo a ocorrência de circunstâncias imprevisíveis, a ERSE deve pugnar pela manutenção de um cenário regulatório estável, durante o período de análise da proposta de tarifas e preços.

RTG →
R.
Witch
fwi
ptr
L.L.
L.
L.

R210 >
Wit
J. L.
J. L.
J. L.
J. L.

3. Assim, considera o CT que, oportunamente, a ERSE deverá introduzir nos seus regulamentos, com particular ênfase para o RT, clausulado que limite a apresentação de propostas de revisão de regulamentação (dentro de uma projecção de previsibilidade normal) até 15 de Setembro de cada ano, entendendo ser esta a forma metodológica correcta e permitindo que o Conselho analise as eventuais alterações com a necessária capacidade que lhe é exigível.

I/C – PRESSUPOSTOS DA PROPOSTA

I/C 1. DADOS PRÉVIOS

1. O CT enfatiza a ausência de um documento com as demonstrações relativas ao equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas já anteriormente solicitado⁹, por considerar que é determinante no processo de elaboração de tarifas e preços e consequente análise da proposta pelo Conselho.
2. Ainda, o CT sugeriu à ERSE a realização de estudos sobre: (i) o impacte nas tarifas resultante do Decreto-Lei nº 363/2007, de 2 de Novembro, que não foi apresentado nem está mencionado na proposta; (ii) os custos das actividades de comercialização de energia eléctrica, sobre o qual a ERSE informa que apenas se iniciará em 2010.
3. Igualmente, o CT manifestou interesse na realização duma comparação, na UE 15, sobre o sistema de preços aplicáveis aos produtores em regime especial (PRE). Atenta a importância que esta comparação assume, o CT reitera esta sua solicitação.
4. Consta, finalmente, o CT que a Proposta, continua a não apresentar valores concretos para alguns parâmetros cujo conhecimento e publicação é regulamentarmente exigível, remetendo a fixação dos mesmos para um momento posterior, não calendarizado, a saber:
 - (i) custos de referência a utilizar para cálculo da base remuneratória dos novos investimentos do transporte;
 - (ii) custos eficientes com a descarga, armazenamento e transporte de fuelóleo nas Regiões Autónomas.
5. O CT alerta para o facto destes desfasamentos na fixação de parâmetros darem origem a ajustamentos evitáveis e que têm impactos nas tarifas dos anos posteriores.

I/C 2. VARIÁVEIS MACRO ECONÓMICAS

1. Para chegar à sua proposta anual de tarifas, a ERSE tem a tarefa de retomar e adoptar, por vezes em termos previsionais, o valor para algumas das variáveis macroeconómicas mais relevantes, directa ou indirectamente, para o sector eléctrico e para os modelos regulatórios escolhidos.

⁹ Cf. Parecer do CT de 17/11/2008.

Rto →
R.
V.
J.
P.
L.L.
J.
R.P.

2. No que diz respeito às previsões, o regulador socorre-se das projecções, disponíveis até ao fecho da elaboração da sua proposta, de variados organismos reconhecidos nas suas áreas (Índice de Preços do Consumo Privado, Deflator do PIB, PIB,...), bem como a estimativas próprias (*Spreads*, evolução da procura de energia, preço da energia nos mercados organizados,...).
3. O CT está ciente de que a projecção de valores futuros para as variáveis macroeconómicas é um exercício de difícil execução, nomeadamente em períodos – como nos dias de hoje – de forte perturbação económico-financeira. Da sua maior ou menor qualidade depende, em larga medida, a aderência à realidade futura e consequente minimização dos desvios bem como, em última instância, a determinação de tarifas reguladas verdadeiramente adequadas ao período que pretendem condicionar, no estrito cumprimento da sua missão regulatória quanto à defesa dos interesses dos consumidores e das empresas reguladas.
4. Uma das variáveis de primeira ordem prende-se com a evolução e segmentação da procura de energia eléctrica.
5. O CT observa que as previsões da ERSE, para Portugal continental, indicam um decréscimo generalizado do fornecimento total (CUR+ML) de energia eléctrica em 2010 quando comparado com as previsões constantes na fixação de tarifas em 2009 (-6%), mas apontam divergências sensíveis, por vezes até retomas, quando confrontadas com as mais recentes estimativas do ano em curso.

Continente (GWh)	Tarifas 2010 (1)	Tarifas 2009 (2)	2009* (3)	Δ % (1)/(2)	Δ % (1)/(3)
MAT	1577	1712	1494	-8%	+6%
AT	5610	6593	5932	-15%	-5%
MT	14239	14609	14819	-3%	-4%
BTE	3456	3613	3417	-4%	+1%
BTN	18703	19957	18005	-6%	+4%
IP	1561	1529	1479	+2%	+6%
TOTAL	45146	48014	45146	-6%	0%

6. Conjugando estes factos com uma diminuição explícita do número de clientes em todos os níveis de tensão em 2010¹⁰, o CT não pode deixar de estranhar a evolução apontada.
7. Tal situação encontra paralelismo nas RAA's, onde a ERSE estima um crescimento de 2,1% e 2,0% respectivamente para a EDA e EEM em 2010.
8. O CT nada tem a opor aos restantes valores assumidos na presente proposta para as principais variáveis macroeconómicas, recomendando, ainda assim, que a ERSE procure, até ao fecho da sua fixação definitiva das tarifas para 2010, as últimas e melhores projecções disponíveis atendendo ao reconhecido período de crise e volatilidade dos mercados.

¹⁰ Cf. quadro 2-8; Caracterização da procura de energia eléctrica em 2010.

R7607
B.
V. 10/11
J. 10/11
A. 10/11
S. 10/11
L. 10/11
J. 10/11
A. 10/11

I/D – O DÉFICE E O SUPERÁVIT TARIFÁRIO

1. A proposta de tarifas e preços presente ao CT identifica, para o ano 2009, a existência de 797Milhões de €uros no total dos ajustamentos positivos (a devolver à tarifa) na aquisição de energia eléctrica.
2. Este valor resulta, essencialmente, do facto da ERSE ter estimado, para as tarifas de 2009, um preço de 70€uros por MWh na actividade de compra e venda de energia eléctrica pelo CUR quando, na estimativa actual, o preço suportado pelo CUR nesta mesma actividade é de 44€uros por MWh, aí se gerando a diferença.
3. Mas as tarifas de 2009 tal como as de 2008, as de 2010 e as subsequentes, integram medidas de estabilidade tarifária introduzidas por lei com vista a evitar a repercussão imediata de custos do sistema eléctrico nacional nas tarifas dum dado ano, medidas essas que diferiram o pagamento:
 - a. do défice relativo aos anos 2006 e 2007, no valor de 492,2Milhões de €uros, a recuperar na tarifa UGS, entre 2008 e 2017¹¹ (Decreto-lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro) e,
 - b. do défice relativo às tarifas de 2009, de 1.723,2Milhões de €uros¹², a recuperar também na tarifa UGS, em 15 anos, com início em Janeiro de 2010 (Decreto-lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto).
4. Não pode, assim, o CT deixar de recordar que as tarifas, em 2010, integrarão esta herança devedora de 130Milhões de €uros de amortizações e 52Milhões de €uros, só de juros.
5. Uma vez que a tarifa de 2010 só repercute 1/10 do défice relativo aos anos 2006 e 2007 e 1/15 do défice relativo ao ano 2009, avalia-se útil esclarecer que a eventual amortização antecipada de parte do défice com o superavit de 2009, teria como efeito um aumento da tarifa a clientes finais na ordem dos 11%.
6. O CT compreende que a proposta da ERSE de afectar o superavit à UGS tem como efeito directo conter a subida das tarifas de venda a clientes finais.
7. Reconhecendo que o défice tarifário residente esteve essencialmente associado aos custos de aquisição de energia, o CT incentiva a ERSE a aprofundar o debate sobre as causas do défice do sistema eléctrico nacional e a contribuir para a procura de soluções estruturais que obviem a ocorrência de circunstâncias semelhantes geradoras de novos défices ou que avolumem o existente.

¹¹ Cf. pág 39 do Documento das Tarifas e Preços para 2007.

¹² Cf. pag 30 do Documento das Tarifas e Preços para 2009.

Rto -
13
Wien
Fri
15
12
11
10
9
8
7
6
5
4
3
2
1

II ESPECIALIDADE

II/A – REGIÕES AUTÓNOMAS

II/A 1. EFEITOS DA CONVERGÊNCIA

1. A compensação tarifária prevista para 2009 para a EDA e EEM, incorporou o montante de 50 Milhões de Euros¹³ em conformidade com o despacho do Senhor Ministro da Economia e da Inovação, de 3 de Outubro de 2008, que referia que o pagamento daquele montante deveria ocorrer até 31 de Janeiro de 2009.
2. O Conselho Tarifário tomou conhecimento que, em virtude de também não ter recebido qualquer verba ao abrigo do citado Despacho, a REN não pôde efectuar a transferência do valor previsto pela ERSE para 2009, para as empresas das Regiões Autónomas.
3. Reconhecendo-se o impacto negativo desta situação no equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas das Regiões Autónomas, o CT recomenda que a ERSE desenvolva acções com vista à regularização do pagamento em atraso, salvaguardando que nenhum encargo adicional seja imputado às tarifas.

II/A 2. FACTOR ADICIONAL AO ENQUADRAMENTO DAS EMPRESAS

O CT tomou conhecimento que se encontra finalmente em curso o processo de análise de propostas com o objectivo de se realizar um estudo sobre os custos de referência e metas de eficiência para a aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, estudo esse que o Conselho tem reiteradamente recomendado que seja feito, já que importa assegurar a recuperação dos custos eficientes com combustíveis.

II/B - PROVEITOS PERMITIDOS

1. O CT releva a importância de se proceder ao tratamento autónomo dos custos associados aos fundos de pensões das empresas reguladas uma vez que não são controláveis pela gestão das empresas, designadamente taxas de juro, rendibilidade esperada dos activos do fundo de pensões e o reflexo das responsabilidades desse fundo relativas às situações de antecipação à reforma.
2. Assim, o CT sugere que a ERSE passe a aceitar os referidos custos tendo em conta as actualizações actuariais anuais.

¹³ Valor de equilíbrio económico-financeiro previsto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226 – A/2007, de 31 de Maio, determinado nos termos do Despacho n.º 1982/2007, de 2 de Agosto

R2607

[Handwritten signatures and initials]

II/B 1. ACTIVIDADES DE TRANSPORTE E DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

1. O CT considera que, em matéria de PPDA, os custos a repercutir na tarifas devem ser os justificados e que qualquer alteração que conduza a custos ou proveitos adicionais, não orçamentados, devem ser internalizados pela empresa.

Constata-se que a proposta de tarifas para 2010 não inclui o excesso de custos do PPDA de 2008 da REN relativamente aos valores orçamentados (cerca de 109 mil Euros) sendo que, por informação da empresa, as correspondentes obras geraram proveitos (no montante de 166 mil Euros), que foram incluídos em benefício das tarifas de 2007. Neste contexto, o CT considera que, a título excepcional, esta situação particular deve ser corrigida.

2. Em 2008, a ERSE utilizou parte das rendas de congestionamento nas interligações para cobrir os custos da tarifa transfronteiriça (compensação entre os TSO's europeus, em função das importações de cada sistema eléctrico) e também os custos do contrato de serviços de sistema prestados pela central de Tunes.

Contudo, como está evidenciado na Proposta¹⁴, as elevadas rendas de congestionamento ocorridas em 2008 estão em acentuada redução, pelo que o CT recomenda a reanálise da suficiência destas rendas, em 2010, para cobrir aqueles custos.

II/B 2. ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA (DEE)

1. Os parâmetros de regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica (DEE) e de Comercialização, para o período regulatório 2009-2011, foram definidos em 2008 com base em projecções de consumo e de número de clientes, tendo o CT manifestado dúvidas quanto ao realismo de alguns pressupostos assumidos pela ERSE, entre os quais os valores inerentes às estimativas da evolução do consumo.¹⁶
2. A fórmula de regulação da actividade de distribuição de energia eléctrica apresenta uma dependência muito acentuada da evolução do consumo (cerca de 50% para a EDP Distribuição e 100% para a EDA e para a EEM).
3. Este factor que, num contexto não apenas de recessão económica como, também, de grande relevância da eficiência energética quer a nível nacional, quer comunitário, coloca em causa a previsibilidade dos proveitos desta actividade, manifestada já na quebra acentuada dos consumos que a proposta tarifária apresenta para 2009 e 2010 face ao que se encontrava estimado para o actual período regulatório.

¹⁴ Documento "Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico em 2010", pag. 53.

¹⁶ Cf. Parecer de 17 de Novembro de 2008.

Handwritten notes and signatures:
B607
B.
V. V. V.
F. J. J.
J. L. L.
L. L. L.
L. L. L.

ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA Perda de proveitos consumo e IPIB	EDP Distribuição		EDA		EEM	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010
1 Componente fixa em AT/MT - ERSE 2008 * (10 ³ Euros)		155.564				
2 Componente fixa em AT/MT - ERSE 2009 ** (10 ³ Euros)		153.889				
3 Componente variável em AT/MT - ERSE 2008 * (Euros/KWh)	0,005907	0,005886	0,019494	0,019986	0,021807	0,022533
4 Componente variável em AT/MT - ERSE 2009 ** (Euros/KWh)		0,005821		0,019770		0,022293
5 Energia AT/MT - estimativa ERSE 2008 para parâmetros (GWh)	47.881	49.082	840	873	975	1.015
6 Energia AT/MT - estimativa ERSE 2009 (GWh)	45.093	45.000	805	822	935	954
7 Componente fixa em BT - ERSE 2008 * (10 ³ Euros)		212.372				
8 Componente fixa em BT - ERSE 2009 ** (10 ³ Euros)		210.043				
9 Componente variável em BT - ERSE 2008 * (Euros/KWh)	0,010307	0,010053	0,044573	0,043515	0,031659	0,031387
10 Componente variável em BT - ERSE 2009 ** (Euros/KWh)		0,009940		0,043026		0,031038
11 Energia BT - estimativa ERSE 2008 para parâmetros (GWh)	25.100	25.819	494	513	727	757
12 Energia BT - estimativa ERSE 2009 (GWh)	22.901	23.720	483	493	692	706
13 Proveitos variáveis DEE - ERSE 2008 (10 ³ Euros)	541.539	548.484	38.386	39.763	44.292	46.632
14 Proveitos variáveis DEE - ERSE 2009 (10 ³ Euros)	502.403	503.352	37.213	37.897	42.289	43.651
15 Perda Consumo (14 - 13) (10 ³ Euros)	-39.136	-45.132	-1.173	-1.865	-2.002	-2.981
16 Proveitos fixos e variáveis DEE - ERSE 2008 (10 ³ Euros)		916.420		39.763		46.632
17 Proveitos fixos e variáveis DEE - ERSE 2009 (10 ³ Euros)		906.300		39.323		46.124
18 Perda IPIB (17 - 16) (10 ³ Euros)		-10.120		-440		-508
19 PERDA TOTAL (10 ³ Euros) (15 + 18)		-94.387		-3.478		-5.491

* considera um IPIB de 2,6% para 2010
** considera um IPIB de 1,5% para 2010

Fonte: ERSE, EDA, EDP, EEM

- Apesar do entendimento da ERSE¹⁸, de que uma estrutura de custos de um operador de redes de distribuição (ORD) reflecte essencialmente custos fixos relacionados com as infra-estruturas, o CT constata que a fórmula regulatória não traduz este princípio, encontrando-se demasiadamente dependente da variável consumo, o que se traduz numa diminuição de proveitos, agravada em períodos de quebra do consumo.
- Assim, o CT considera útil que a ERSE monitorize o impacto dos parâmetros regulatórios para o triénio 2009-2011, no que concerne à exequibilidade das metas de eficiência definidas e ao efeito da quebra de consumo e do IPIB e da variação do número de clientes.

II/B 3. ACTIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO

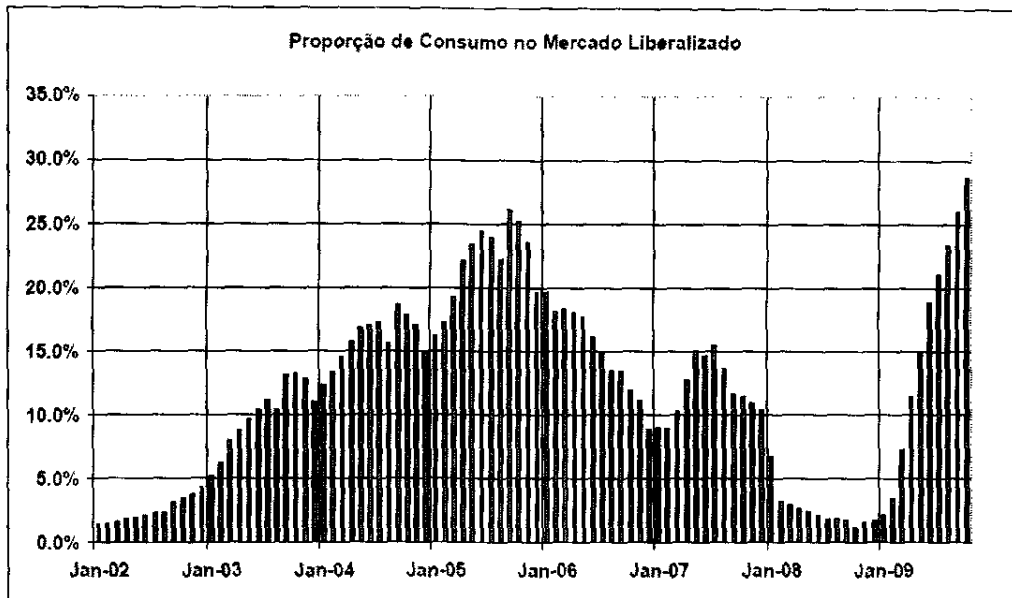
- Relativamente às actividades de comercialização, o CT constata que, de acordo com a informação incluída na Proposta²³, no ano de 2008, todas as empresas reguladas (EDPSU, EDA e EEM) apresentaram resultados líquidos negativos.
- No contexto do actual período regulatório, sem prejuízo do acompanhamento e avaliação da aplicação do modelo regulatório nas actividades de comercialização das empresas reguladas, o CT espera que o quadro tarifário definido permita obter uma rentabilidade adequada ao normal desenvolvimento destas actividades.

¹⁸ Documento "Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011", página 31
²³ Páginas 134, 137 e 140 do documento "Ajustamentos referentes a 2008 e 2009 a repercutir em 2010"

Retor 7
B.
Vival
Livi
J.
d.
S
H
L.
V.A.

II/C - MERCADO LIVRE (ML)

1. O mercado de energia eléctrica já se encontra completa e efectivamente liberalizado, em Portugal Continental, a todos os consumidores desde o dia 4 de Setembro de 2006 podendo todos os consumidores escolher livremente o seu fornecedor de energia.
2. Contudo, como se pode observar no gráfico abaixo, a percentagem do consumo no mercado liberalizado apresenta variações significativas (v.g. cerca de 1% em Out.08 a cerca de 30% em Out.09) devido ao desfasamento entre o preço da energia no mercado grossista e o preço implícito nas tarifas reguladas, bem como à alternância das subsidiasões cruzadas entre segmentos de consumo²⁹.



Fonte: REN

3. Os comercializadores livres têm, sobretudo, focado a sua estratégia e oferta de preços ao segmento de clientes industriais, não se verificando a mesma dinâmica no segmento residencial.
4. Considerando que se trata de matérias que convergem, juntamente com as tarifas reguladas para o desenvolvimento do mercado, o CT considera oportuno formular os seguintes comentários:
 - a. Ciclo diário em NT em regime regulado

As tarifas de acesso em NT no mercado livre (ML) consideram exclusivamente a agregação de consumos de acordo com o ciclo semanal, com feriados.

Já no regime regulado, os clientes NT têm acesso a uma opção de ciclo diário (TVCF), o que cria uma disparidade de tratamento, pelo que o CT recomenda a alteração regulamentar no sentido de corrigir esta assimetria.

²⁹ Cf. pag 15 do Documento Estrutura Tarifária 2010.

Reto 7
B.
Mica
S.
C.
L.
S.
C.

II/E - PREÇOS DOS SERVIÇOS

1. Além da fixação de tarifas, compete à ERSE, nos termos regulamentares aplicáveis, fixar os preços dos serviços associados à distribuição e comercialização de energia eléctrica.
2. Relativamente à actualização dos preços dos serviços relativos à realização de acções de monitorização da qualidade da onda de tensão em Portugal continental, o CT constata que a proposta da ERSE aponta, para os clientes BTN, um aumento de 4,3% e para os clientes em MT um aumento de 5,9%, variações que se consideram significativas.
3. O CT concorda com a aplicação do princípio assumido na determinação dos valores limites (50% do valor de facturação médio mensal) mas solicita que os valores propostos de facturação média mensal para 2010 decorram das próprias previsões e cenários da ERSE, para todos os níveis de tensão.

II/F - CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

II/F 1. - PRE-FENR (co-geração)

1. A alteração legislativa de 2001 permitiu que a energia produzida por meio de co-geração seja na totalidade vendida à rede (e não apenas o excedente)³⁰ a um preço muito superior àquele a que é adquirida. Com efeito, o CT releva que:
 - a. Na sua grande maioria, a energia produzida em co-geração não é uma energia renovável;
 - b. A poupança de energia primária propiciada pela produção combinada de calor e electricidade constitui, por si, um forte incentivo em proveito do co-gerador,
 - c. Para 2010, a energia produzida em co-geração (apenas a partir de fontes não renováveis) representará um sobrecusto em relação aos preços de electricidade do MIBEL de 116M€, valor que será pago por todos os consumidores de energia eléctrica;
 - d. Na prática, o actual sistema constitui uma injustificável subsidiação pelos consumidores de energia eléctrica à co-geração, o que se considera inaceitável.
2. O CT recomenda, mais uma vez, à ERSE que:
 - a. Proponha às entidades competentes que seja efectuada a transposição da Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho n.º 2004/8/CE de 11-02-2004, relativa à promoção da co-geração de elevada eficiência, que altera a Directiva 92/42/CEE. Destaca-se que o Estado Português se encontra em incumprimento relativamente a esta transposição desde 21/02/2006, o que, a ter sido efectuada já teria produzido efeitos na fixação de tarifas desde 2006;

³⁰ O artigo 7º do DL 538/99 relativa Consumo da energia eléctrica produzida nas instalações de co-geração estabelecia: 1 — A energia eléctrica produzida pela instalação de co-geração deve ser fornecida, prioritariamente, ao estabelecimento que seja o principal consumidor da energia térmica produzida pelo co-gerador. O DL 313/2001, deu a seguinte nova redacção ao artigo 7º do DL 538/99: [...] 1 — A energia eléctrica produzida pela instalação de co-geração pode ser fornecida, prioritariamente ao estabelecimento que seja o principal consumidor da energia térmica produzida pelo co-gerador.
Já a Portaria 399/2002 veio apenas explicitar a possibilidade de opção criada pelo DL 538/99

Rto 7
W. V. B.
J. P.
H. L.
S. J.
K. S.

- b. Dê conhecimento ao CT dos resultados das auditorias energéticas solicitados à DGEG atestando o estrito cumprimento do rendimento global efectivo da instalação de co-geração;
- c. Realize um estudo comparativo, a nível da UE15, do sistema de preços aplicáveis aos Produtores em Regime Especial (PRE) conforme já *supra* referido³¹.

II/F 2. - TARIFA SOCIAL

1. Na sua resposta ao Parecer do CT de 17 de Novembro de 2008, a ERSE anotou que, para proceder à redefinição da tarifa social recomendada pelo CT, seria necessário fazer a coordenação com vários sectores e entidades, tendo avançado que iria incluir no plano de actividades de 2009 uma reflexão sobre a tarifa social (cujo número de beneficiários cresceu de 3.800 em 2008 para 5.024 no corrente ano).
2. Sendo o presente documento omisso quanto aos resultados da reflexão da ERSE e a eventuais diligencias junto de entidades terceiras com vista à concretização da redefinição da tarifa social, o CT recomenda à ERSE que tome a iniciativa despoletando junto das diversas entidades, a discussão sobre:
 - a. Os conceitos de cliente vulnerável e das condições de acesso à tarifa social;
 - b. Os concretos benefícios a conferir pela tarifa social (v.g. nível de desconto ou isenção da tarifa de energia e potência, isenções de determinados consumos ou tarifa aplicável ao consumo);
 - c. A forma de operacionalização.

II/G - TARIFA BI-HORÁRIA

1. A ERSE propõe que os termos fixos das tarifas simples e bi-horária, no Continente, passem a ser iguais e que os preços da energia sejam:

		(EUR/kWh)
Tarifa simples		0,1307
Tarifa bi-horária	Fora do vazio	0,1331
	Vazio	0,0715

2. O CT reconhece que as diferentes opções tarifárias podem constituir um instrumento de gestão da procura, com o objectivo final de beneficiar o sistema como um todo. Nesse sentido, nada tem a opor à igualização dos termos fixos entre a tarifa simples e bi-horária cuja anterior diferença deixou de ter fundamentação económica.
3. Contudo, as consequências dessas alterações devem ser analisadas com cuidado sob pena de perversão do objectivo final.

³¹ Cf. ponto 3 do IC1.

4. O CT não pode deixar de observar que a tarifa bi-horária na presente proposta passa a estar subsidiada em mais de 14%, contrariando a tendência dos últimos anos onde era visível a prossecução da tarifa aditiva.
5. Aliás, de uma forma mais lata, constata o CT que, nesta proposta de tarifas, se passa de um modelo onde a MAT/AT eram continuamente subsidiadas para serem, agora, subsidiadoras líquidas. Um sistema equilibrado e eficiente dificilmente convive com estas inflexões.
6. Por outro lado, actualmente, para que um cliente tenha vantagem em aderir à tarifa bi-horária é necessário que o seu consumo em vazio seja superior a 50% do consumo total.
7. Ora, de acordo com a proposta, para que o cliente tenha vantagem em aderir à tarifa bi-horária, bastará que o seu consumo em vazio seja, pelo menos, de 4% do consumo total, o que significa que a grande maioria os clientes com tarifa simples têm interesse na tarifa bi-horária.
8. A ERSE assume que, por efeito desta nova regra, cerca de 3% dos clientes migrará da tarifa simples para a tarifa bi-horária, percentagem esta que o CT considera manifestamente irrealista face ao benefício em causa.
9. Assim, o CT solicita que a ERSE reveja as suas previsões, elabore vários cenários e analise, cuidadosamente, os efeitos directos e indirectos de uma transferência em número substancialmente mais elevado.
10. Acresce que, como se sabe, a passagem de tarifa simples para a bi-horária acarreta, na grande maioria dos casos³², a substituição de contadores, o que é manifestamente impossível de realizar em prazo curto (poderão estar em causa, no máximo, perto de 5 milhões de contadores).
11. Nos termos do RRC, os ORD terão de apresentar à ERSE um programa de adequação de contadores (caso se considere que a alteração proposta se enquadra no ponto 2 do art. 127.º RRC) e no entanto, serão aplicadas as regras de facturação transitória.
12. Neste caso, a regra transitória prevista no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) corresponde a considerar como consumo de vazio 40% do consumo total, o que corresponderá a passar o preço da energia de 0,1307 (EUR/kWh) para 0,10846 (EUR/kWh), com a correspondente redução de facturação criando, no limite, um desvio tarifário da ordem de 240 M€ [(0,1307-0,10846) x 11TWh], a recuperar nos anos seguintes.
13. Numa situação limite, em contexto de crescente adesão ao mercado liberalizado por parte do segmento NT (segmentos subsidiadores, em 2010, da tarifa na opção bi-horária), poder-se-á criar um custo substancial para os clientes que permaneçam no mercado regulado, sem o respectivo benefício para o sistema eléctrico nacional.

³² Desde 2006, a EDP Distribuição tem vindo a instalar contadores estáticos que permitem a discriminação bi-horária dos consumos, que, no entanto, têm de ser reparametrizados.

R. Santos

II/H – ADAPTAÇÃO DOS CONTADORES BI-HORÁRIOS

1. A ERSE determinou, no Despacho n.º 14251/2009, de 24 de Junho, que: «os operadores de rede de distribuição em Baixa Tensão de Portugal continental procedam, durante o ano de 2009, à adaptação dos contadores com leitura bi-horária aos novos períodos horários aprovados através do Despacho n.º 59/2009, publicado no Diário da República, 2.ª série, em 2 de Janeiro».
2. O CT constata que a ERSE incluiu na Proposta de Tarifas para 2010³³ o valor de 2,028 Milhões de Euros respeitante aos custos estimados para 2010 com a campanha de adequação de contadores bi-horários relativos à mão-de-obra e aos custos comerciais do programa, valor este que merece ser detalhado.
3. Solicita o CT que a ERSE informe quanto ao estado de realização/cronograma da campanha e ainda, quanto ao tratamento que irá dar aos custos relativos aos equipamentos de medição de energia eléctrica a substituir por não estarem ajustados às opções tarifárias criadas pela entidade reguladora.

III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações *supra* mencionadas, o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objectivos preconizados.

Em 16 de Novembro de 2009, o parecer que antecede foi votado na globalidade, ~~apropriadamente~~, tendo sido **APROVADO POR MAIORIA**

com a seguinte votação:

Votos a favor:

EDA, nos termos anexos
 EEM, nos termos anexos incluindo declaração de voto

EDP Distribuição - Nos termos de declaração de voto em anexo, com excepção do ponto II/F. 1 relativamente ao qual se abstém. *Admissões para distribuição de R. Santos*

Distribuição BT (EDP Distribuição) - Com excepção do ponto II/F. 1 em que me abstém nos termos da declaração de voto anexa.

DECO - *Uta Isabel Figueiredo Machado*

UGC - *[assinatura]*
 - Rejeita a confusão no RA *[assinatura]*, nos termos de declaração de voto

REN - Nos termos da Declaração *[assinatura]* de voto anexa *[assinatura]*

³³ Anexo - Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico em 2010 - página 47

CNV - Parecer Nuno Romão ANMP, nos termos anexo
DCCM - Cristina Portugal

Votos contra:

- AERA - Resolução CONSUMIDORES Legião dos Atores de acordo com
Declaração de voto que anexa:
- TENACoop - de acordo com a declaração de voto ANEXA, Anexo 7

Abstenções:

EDP - Distribuição - Ponto II/F. 1. d. *Aplic*
Distribuição BT (EDP Distribuição) - Ponto II/F. 1

Voto de qualidade:

Bolão

O parecer que antecede tem ~~doze~~ *doze* (12) páginas, incluindo as destinadas à votação e assinaturas dos Membros do Conselho Tarifário e integra ainda os seguintes anexos: *o 1º* anexo (VII) com cabre (14) páginas no total.

Maria Cristina Portugal

Maria Cristina Portugal
Direção Geral do Consumidor

Vitor Vieira

Vitor Vieira
REN - Rede Eléctrica Nacional, S A

Carlos Botelho

Carlos Botelho
Comercialização em Baixa Tensão

Maria Joana Simões

Maria Joana Simões
EDP Distribuição - Energia, S A

Vitor Manuel Figueiredo Machado
Vitor Machado

DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

Alfredo Rocha

Alfredo Rocha

UGC - União Geral dos Consumidores

Patricia Gomes
Patricia Gomes

FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas
Consumidores, FCRL

Eduardo Quinta Nova

Eduardo Quinta Nova

ACRA - Associação de Consumidores da Região dos Açores

Manuela Moniz
Manuela Moniz

CNV - Clientes Não Vinculados de Electricidade

Armindo Santos
Armindo Santos

EEM - Empresa de Electricidade da Madeira

Fernando Ferreira
Fernando Ferreira

EDA - Electricidade dos Açores SA

Deliz Loureiro
Deliz Loureiro

em representação dos consumidores da Região Autónoma
Madeira

Artur Trindade
Artur Trindade

Associação Nacional dos Municípios Portugueses

Votei favoravelmente todos os pontos do parecer em epígrafe.

Contudo, o parecer não reflecte de forma suficiente a posição da REN sobre a proposta em apreciação, pelo que declaro adicionalmente:

1. O parecer recomenda de forma unânime, no seu ponto II/B, que os custos com fundos de pensões das empresas reguladas sejam objecto de um tratamento por "custos aceites". Não obstante, entendo dever concretizar melhor, ao caso da REN, a inadequação do não tratamento deste tipo de custos como "custos aceites".

O novo modelo regulatório da actividade de transporte de energia eléctrica (TEE) foi iniciado no ano de 2009.

Apesar de o ano 2008 ter sido ainda regulado pelo modelo de "custos aceites", a parametrização do "proveito máximo" dos custos de operação e manutenção (OPEX) daquela actividade foi efectuada com base no ano de 2007, por ser o último ano completo aquando da fixação dos parâmetros 2009-2011.

Os custos com o fundo de pensões, em 2007, foram de 2,1 M€, valor que ficou implícito no "proveito máximo" do OPEX da TEE para os anos de 2009 a 2011. Contudo, a actualização do estudo actuarial do fundo de pensões conduziu a custos de 3,96 M€ em 2008, tal como está reflectido nas contas da empresa. Para 2009, o actuário estima esta rubrica de custos em 4,54 M€.

Desta actualização actuarial, exigida pelo ROC e auditores externos resultam, para o OPEX da TEE, agravamentos em 2008, 2009 e 2010 respectivamente de 1,3 M€, 1,58 M€ e 1,64 M€.

A alteração dos pressupostos actuariais é efectuada periodicamente, e tem como objectivos:

- a) actualizar as tabelas de mortalidade;
- b) actualizar a taxa de desconto aplicada às responsabilidades futuras, que reflecte a rendibilidade dos activos do fundo; e
- c) incorporar os pressupostos relativos ao plano de reformas antecipadas.

Os itens a) e b) estão fora do controlo da empresa, não devendo os seus efeitos ser confundidos com ganhos ou perdas de eficiência. O item c) é uma consequência da política de racionalização e rejuvenescimento dos efectivos, o que entendemos não dever ser desincentivado, uma vez que, no final de cada período regulatório, os ganhos daí decorrentes revertem para os consumidores.

Reforçamos, assim, a posição expressa no parecer no sentido de dar aos custos com o fundo de pensões um tratamento por "custos aceites".

2. Quando da preparação da proposta de parâmetros para o período regulatório 2009-2011, como consequência da instabilidade financeira internacional desencadeada pelo rebenfamento da bolha do crédito "subprime" nos Estados Unidos, a ERSE, como forma de reduzir o risco associado a variações substanciais do custo da dívida das empresas provocadas por variações exógenas das condições de mercado, optou por indexar a taxa de remuneração (ROR) dos activos a uma média móvel das

rendibilidades das Obrigações do Tesouro (OTs) portuguesas a 10 anos, adicionada de um "spread" fixo.

Porém, a experiência veio demonstrar que as flutuações de natureza exógena a que se encontra sujeito o custo de financiamento das empresas, em situações extremas como a do "credit crunch" que se seguiu à falência da Lehman Brothers, em Setembro de 2008, não são susceptíveis de imunização com recurso a indexantes do tipo das rendibilidades das OTs. Com efeito, aquilo a que se assistiu no último trimestre de 2008 e primeiro trimestre de 2009 foi a uma alteração brutal dos "spreads" entre o custo de financiamento das empresas – incluindo as de mais elevados ratings – e o custo das dívidas soberanas. A fuga massiva dos investidores em direcção à segurança da dívida soberana fez com que aqueles "spreads" atingissem níveis bastante elevados.

Nestas circunstâncias, o tipo de indexação utilizada para o ROR revela-se inadequada ao objectivo enunciado pela ERSE de proteger as empresas reguladas do impacte da instabilidade dos mercados financeiros.

A referida evolução dos mercados financeiros, não previsível quando da fixação das tarifas para 2009 e parâmetros para o período 2009-2011, configura uma alteração de circunstâncias que justifica a revisão extraordinária do tipo de indexação efectuada, propondo-se que a taxa de remuneração dos activos passe a ter como indexante a soma das rendibilidades das OTs a 10 anos com um índice representativo do "spread" entre dívida pública e dívida "corporate" a nível internacional.



(Vítor Vieira)

Representante da REN-Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Declaração de voto do representante dos distribuidores em BT

O representante dos distribuidores em BT não pode deixar de mostrar preocupação pelo facto de a proposta apresentada ser fortemente penalizante em particular para os distribuidores exclusivamente em BT cujos resultados resultam da diferença entre os preços em MT, pelos quais compram a energia eléctrica, e os preços em BT, pelo qual vendem. O facto de o aumento dos preços em MT não ser acompanhado de igual aumento em BT, nomeadamente pela esperada passagem de clientes para a tarifa bi-horária, vem limitar fortemente a margem daqueles distribuidores (cooperativas).

Lisboa, 16 de Novembro de 2009

Carlo Quinto Pereira Brito (EDP distribuição)

**Declaração de voto dos representantes da EDP Distribuição
ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento
“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros
Serviços em 2010”**

Os representantes da EDP Distribuição votam favoravelmente todos os pontos do Parecer à excepção do ponto II/F 1.d., em relação ao qual se abstêm.

Referências que ultrapassam a competência do CT

À semelhança da declaração de voto dos representantes da EDP Distribuição, de 15 de Novembro de 2008, alerta-se para o facto de o Parecer conter alguns comentários que ultrapassam as competências próprias do CT, nomeadamente interferindo com matérias de âmbito legislativo previamente escolhidas (e evitando-se a abordagem de outras).

Lisboa, 16 de Novembro de 2009

Manoel José Marques da Silva
Carlos Manuel Leal Brito



FEDERAÇÃO NACIONAL DAS COOPERATIVAS DE CONSUMIDORES. FCRL

DECLARAÇÃO DE VOTO

A FENACOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores, FCRL **vota globalmente contra o presente parecer** por considerar que o mesmo se encontra demasiado afastado do contexto da realidade actual, não reflectindo de forma apropriada o impacto das variações tarifárias propostas, alheando-se do contexto socio-político adjacente e não sendo suficientemente assertivo nas propostas de redução de custos necessárias para a salvaguarda dos legítimos interesses dos consumidores.

Assim, é opinião desta Federação que as tarifas reguladas de venda a clientes finais para o ano de 2010 acarretam aumentos expressivos para todos os clientes (em termos médios de 2,9%, 2,8% e 2,7% respectivamente no Continente, RAM e RAA) muito acima da taxa de inflação de 1,3% estimada para 2010.

No caso específico dos consumidores enquadrados na Baixa Tensão Normal (domésticos, empresas de serviços, comércio e pequena indústria), consideram-se muito gravosos os aumentos de 2,9%, 4,3% e 4,4% respectivamente no Continente, RAM e RAA dado o actual contexto económico e social que onera directamente o já debilitado estado das famílias (baixos salários e reformas, endividamento, desemprego) mas que terá reflexos de forma indirecta e, igualmente, no preço de vários bens e produtos, dado o peso da componente energética na cadeia de valor, pelo que é expectável aumentos no cabaz de produtos basilares.

Acresce que considerando atentamente a variação média diferenciada por opção tarifária, a opção BTN Simples no Continente (onde se encontram a grande maioria dos portugueses) o aumento é mais expressivo 4,3%.

As razões dos aumentos propostos foram expostas e derivam do pagamento da dívida tarifária herdada fundamentalmente pelos acréscimos ocorridos ao nível dos custos de produção, num ambiente internacional desfavorável, bem como dos custos de interesse económico geral (CIEG's) –



FEDERAÇÃO NACIONAL DAS COOPERATIVAS DE CONSUMIDORES. FCRL

custos suportados pelas tarifas eléctricas mas resultantes, entre outras, das decisões da política energética nacional.

Do nosso ponto de vista a variação tarifária proposta afigura-se socialmente inoportuna e economicamente desajustada face à conjuntura nacional e internacional.

Lisboa, 16 de Novembro de 2009

A Representante da FENACOOP, FCRL

D. A. C. C. C. C.

Declaração de voto do representante da EEM ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2010"

O representante da EEM vota favoravelmente o parecer do Conselho Tarifário, relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2010".

A EEM subscrevendo favoravelmente o parecer do CT, considera ainda importante, por razões, que se apresentam fundamentais para um sustentado enquadramento económico e financeiro da Empresa, tecer os seguintes comentários à Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2010 apresentada pela ERSE.

Proveitos Permitidos

Os parâmetros de regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica (DEE) e Comercialização de Energia Eléctrica (CEE) para o período regulatório 2009-2011, foram definidos em 2008 com base em projecções de consumo e número de clientes, tendo o CT, no Parecer de 17 de Novembro de 2008, manifestado dúvidas quanto ao realismo de alguns pressupostos assumidos pela ERSE, entre os quais os valores inerentes às estimativas de taxas de crescimento dos consumos.

A utilização de taxas de crescimento da procura e de inflação que vieram a confirmar-se totalmente desfasadas da realidade, teve como consequência a fixação de parâmetros de eficiência, no âmbito das actividades DEE e CEE, fortemente penalizadores para as empresas reguladas.

Relativamente à EEM, a perda de proveitos nas actividades DEE e CEE que deriva da não actualização dos parâmetros de eficiência, ascenderá a cerca de 5.640.000 Euros, conforme se pode verificar no quadro abaixo.

ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA	EEM_DEE		EEM_CEE	
	2009	2010	2009	2010
Perda de proveitos consumo e IPIB				
1 Preço Cap em MT - ERSE 2008 * (Euros/KWh)	0,021807	0,022533	2198,137	2143,385
2 Preço Cap em MT - ERSE 2009 ** (Euros/KWh)		0,022293		2119,178
3 Energia AT/MT - estimativa ERSE 2008 para parâmetros (MWh)	975.362	1.015.190	220	220
4 Energia AT/MT - estimativa ERSE 2009 (MWh)	935.269	954.302	248	250
5 Preço Cap em BT - ERSE 2008 (Euros/KWh)	0,031659	0,031387	31,627	30,516
6 Preço Cap em BT - ERSE 2009 (Euros/KWh)		0,031038		30,169
7 Energia BT - estimativa ERSE 2008 para parâmetros (MWh)	727.189	756.883	137.797	141.104
8 Energia BT - estimativa ERSE 2009 (MWh)	691.558	705.631	135.216	136.568
9 Proveitos DEE - ERSE 2008 (103 Euros)	44.292	45.632	4.642	4.777
10 Proveitos DEE - ERSE 2009 (103 Euros)	42.289	43.651	4.621	4.703
12 Perda Consumo (10 -9) (103 Euros)	-2.002	-2.981	-21	-74
13 Proveitos DEE - ERSE 2009 (103 Euros)		46.632		4.777
14 Proveitos DEE - ERSE 2009 (103 Euros)		46.124		4.723
15 Perda IPIB (103 Euros)		-508		-54
16 PERDA TOTAL (103 Euros) (12 + 15)		-5.491		-150
* considera um IPIB de 2,6% para 2010				
** considera um IPIB de 1,5% para 2010				

Declaração de voto do representante da EEM ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2010"

Acresce ainda que as empresas insulares, pelas suas condicionantes de operadores em Regiões Ultraperiféricas têm, necessariamente, por falta de dimensão e de mercado, que apresentar uma estrutura de custos fixos muito significativa que não é directamente ajustável quer pela variação de quantidades vendidas quer pelo o número de clientes em cada ano

Assim, a EEM entende que, à semelhança do parecer do CT, face à significativa divergência entre os pressupostos de taxas de crescimento do consumo, de inflação e do número de clientes, assumidas pela ERSE comparativamente ao que agora se estima venha a verificar, dever-se-á proceder ao recalculo do factor X, tendo por base os valores efectivamente verificados em cada ano, por forma a não impor às empresas reguladas padrões de eficiência não planeados.

Foi, aliás, neste pressuposto de actualização do factor X com os valores que, efectivamente, viessem a verificar-se que a EEM encarou a alteração do enquadramento regulatório das actividades DEE e CEE, até porque, só desse modo poderá o Regulador planear, com objectividade, o grau de eficiência que pretende impor às empresas reguladas. Não será, pois, em nossa opinião, justo e admissível que essa exigência de eficiência possa ser majorada ou minorada por meros desvios de estimativa de variáveis não controláveis, como é o caso da taxa de crescimento do consumo ou da variação do índice de preços no consumidor.

Esta nossa opinião, para além do racional implícito, fundamentou-se sempre na interpretação que fizemos do n.º 3 dos artigos 96.º e 97.º do Regulamento Tarifário, que diz o seguinte: *o ajustamento referente ao ano t-2 contempla o recalculo dos Proveitos permitidos das actividades em causa, por nível de tensão, do ano t-2, calculados em t-1, com base em valores verificados em t-2.*

Reportando-nos, de novo, à proposta de tarifas para 2010, importa ainda realçar, a manter-se a proposta da ERSE, o seguinte:

- a perda de proveitos da actividade de Distribuição da EEM será de, aproximadamente, 5 milhões de euros (não considerando os Direitos de Passagem), pelo que a eficiência exigida, é de cerca de 11%.
- a perda de proveitos da actividade de Comercialização da EEM será de, aproximadamente, 2 milhões de euros, pelo que a eficiência exigida, é de cerca de 28%.
- Verifica-se assim, que a eficiência total implícita exigida à EEM atinge 8,6 milhões de Euros, enquanto que a efectivamente imposta, no ano de 2008, ascendeu a 3,2 milhões de Euros, o que perfaz um acréscimo de eficiência de cerca de 160% (mais 5,4 milhões de Euros) em apenas dois anos.

A manter-se esta aceleração desmedida de exigência de eficiência, absolutamente inatingível e desenquadrada dos objectivos de estabilidade e de previsibilidade da regulação, a EEM vai perder o enquadramento económico e financeiro que lhe vem permitindo apresentar

Declaração de voto do representante da EEM ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2010"

demonstrações financeiras equilibradas, com todas as nefastas consequências que daí certamente advirão.

Direitos de Passagem

No que concerne à taxa lançada pelos municípios da RAM pela utilização do domínio público municipal pelas infra-estruturas eléctricas da EEM (Direitos de Passagem), taxa que foi regulamentada pelo Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, a ERSE considera, no documento Proveitos Permitidos das Empresas Reguladas do sector Eléctrico em 2010 *que a aplicação do referido Decreto Legislativo Regional não pode ter o mesmo tratamento tarifário que o das rendas devidas aos municípios de Portugal Continental pela exploração das concessões de distribuição de electricidade, previsto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto. Não existindo uma igualdade substantiva que implique um tratamento jurídico idêntico, só através de um diploma de igual valor seria possível à ERSE conceder à taxa em causa um tratamento equiparado.*

Considera ainda a ERSE, no mesmo documento, *que a neutralidade da repercussão destes custos administrativos no sobrecusto com a convergência tarifária paga pelos consumidores de Portugal continental obriga à sua repercussão integral nas tarifas de Venda a Clientes Finais da Madeira. Referindo também ...que a aplicação da situação mencionada apresenta um impacte tarifário significativo.*

A EEM, para além de refutar a interpretação da ERSE entende, suportada em parecer jurídico elaborado pelo Senhor Professor Doutor José Carlos Vieira de Andrade, *que o princípio da igualdade de tratamento não só obriga a um tratamento paritário das prestações (taxa e renda) em sede tarifária, como também impede a repercussão do valor da taxa exclusivamente sobre os consumidores de energia eléctrica da Região Autónoma da Madeira a título de componente tarifária ou de prestação adicional à tarifa, sem que, simultaneamente, seja neutralizada a repercussão sobre aqueles consumidores do valor correspondente à renda devida no continente, sob pena de se vir a verificar uma situação de "dupla tributação económica" – isto porque quer a taxa, quer a renda têm, como se sustenta no parecer, natureza tributária.*

Em face da divergência de entendimento jurídico, a EEM informou a ERSE e o CT que tomou a iniciativa de submeter a apreciação da questão ao Sr. Procurador Geral da República em Setembro último, o qual entendeu determinar a emissão de parecer sobre a mesma ao Conselho Consultivo da Procuradoria Geral da República, aguardando-se, deste modo, a posição da PGR.

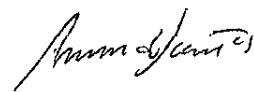
Entretanto, é com justeza e agrado que a EEM verifica que a ERSE tomou em devida consideração o pedido da EEM para não incluir, exclusivamente, nas tarifas da Região Autónoma da Madeira os custos que decorrem com os Direitos de Passagem, enquanto não for encontrado um entendimento ou uma solução administrativa que clarifique os pontos de vista sobre esta matéria.

Declaração de voto do representante da EEM ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2010"

EFEITOS DA CONVERGÊNCIA

Relativamente aos Efeitos da Convergência focados no parecer do CT, a EEM relembra que ao montante de 50 milhões de Euros de compensação tarifária prevista para 2009 que não foi recebido pelas Empresas das Regiões Autónomas, acresce um outro montante de aproximadamente igual valor, também em dívida, relativo à convergência tarifária de 1998 a 2002. Assim a EEM reforça a recomendação do CT relativamente à necessidade da ERSE desenvolver acções com vista à regularização dos pagamentos em atraso, que no caso da EEM ascenderão, em 31 de Dezembro próximo, a 52 milhões de Euros, situações que muito têm vindo a prejudicar o desempenho da empresa, agravando o nível de endividamento, o equilíbrio económico e financeiro e consequentemente a sua credibilidade junto das entidades bancárias internacionais (designadamente junto da Moody's).

Funchal, 16 de Novembro de 2009





Armindo Santos

Anexo VI
fui

We

[Inbox](#)
[Current Folder](#)
[Addresses](#)
[Favorites](#)
[Options](#)

Current Folder: **INBOX****Welcome:** mcportugal
 Message List

 Delete


Forward Forward as Attachment



Reply



Reply All

Subject: Voto do representante da EDA no Conselho Tarifário da ERSE, relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2010".
From: "Fernando Manuel Rodrigues Ferreira" <ferferre@eda.pt>
Date: Sun, November 15, 2009 8:24 pm
To: mcportugal@sgpa.pt
Priority: High
Read receipt: sent
Options: [View Full Header](#) | [View Printable Version](#) | [Download this as a file](#) | [View Message details](#) | [View as HTML](#)

Exma. Sr.^a Dra. Maria Cristina Portugal,
 Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,

Na impossibilidade de estar presente na reunião agendada para o dia 16 de Novembro de 2009, com o objectivo de votação do parecer (concluído em 13 de Novembro de 2009), relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2010", que anexo, informo que voto favoravelmente o citado parecer do Conselho Tarifário.

Com os meus melhores cumprimentos,

Ponta Delgada, 15 de Novembro de 2009

Fernando Ferreira
 Electricidade dos Açores S.A.

!DSPAM:4b005571317482087612488!

Attachments:

untitled-[1.2]	3.3 k	[text/html]	Download View
Par Tarifas e Preços 2010 v 131109.pdf	143 k	[application/octet-stream]	Download
		Par Tarifas e Preços 2010 v 131109.pdf	

Take Address

1 0 0 0

ANEXO VII
K2

Delete & Prev | Delete & Next

Move to: INBOX

Move

Declaração de Voto

O Representante dos Consumidores da RAM considera que:

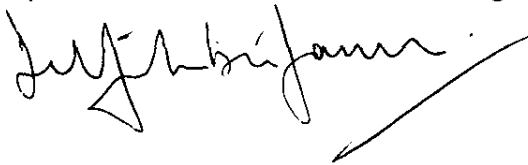
Na Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica em 2010, a variação percentual das tarifas na RAM reflecte e assegura a convergência tarifária, tendo havido lugar, primeiramente, à convergência para as tarifas do Continente e posteriormente a convergência para as tarifas aditivas.

Percebendo e concordando com o princípio adoptado, constata e salienta que a variação média nas Vendas a Clientes Finais em BTN na RA Madeira é de 4,3%, enquanto que a variação média nas Vendas a Clientes Finais no Continente é de 2,9%.

Tendo em conta as difíceis condições sociais e económicas do período, é com muita apreensão que encara um acréscimo tão significativo. Assim, gostaria que esta situação fosse tida em conta e sugere que as variações em BTN na RAM não ultrapassem as previstas para o Continente.

Lisboa, 16 de Novembro de 2009

O Representante dos Consumidores da Região Autónoma da Madeira





ASSOCIAÇÃO NACIONAL
**MUNICÍPIOS
PORTUGUESES**

ANEXO VIII

AV. MARAÑO E SOUSA, 52
3004-511 COIMBRA
TEL: 239 404 434
FAX: 239 701 760 / 862
E-MAIL: ANMP@ANMP.PT
PESSOA COLECTIVA DE
UTILIDADE PÚBLICA
D. R. 1ª SÉRIE Nº 276 DE 30.11.85
NIF: 501 627 413

Nº DE FOLHAS: 1

DATA: 16 /11/2009

FAX Nº

A ATENÇÃO SR.(A): Presidente do Conselho Tarifário

ENTIDADE: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

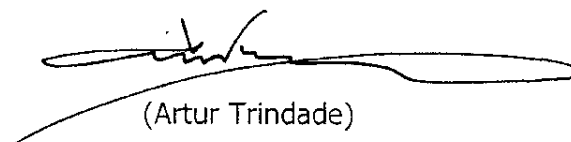
**ASSUNTO: Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros
Serviços em 2010.**

Artur Trindade

Tendo por referência o assunto referido em epígrafe, tenho o prazer de informar V.Ex.^a que voto favoravelmente a proposta de parecer relativo à Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2010.

Com os melhores cumprimentos, *e amizade*

O Secretário Geral


(Artur Trindade)

1, ...

ANEXO IV
**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E
PREÇOS DE ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2010”**

I. GENERALIDADE

I/A - APRESENTAÇÃO E SISTEMATIZAÇÃO

A ERSE regista com agrado a apreciação positiva ao esforço na sistematização da apresentação dos documentos.

Considera-se que a informação disponibilizada é suficiente para a apreciação da proposta de tarifas, no entanto, as sugestões em concreto dos diversos agentes do sector serão acolhidas pela ERSE.

Importa referir que sendo este o 2.º ano de um período de regulação e tendo-se optado por neste período aplicar regulação por incentivos a quase todas as actividades, a informação necessária para cálculo dos proveitos permitidos é menor, uma vez que o processo de determinação de parâmetros e a sua justificação ocorreu no ano anterior.

Relativamente à inclusão de simulações, não é exequível a construção de uma proposta de tarifas com base em cenários. A proposta apresentada é elaborada tendo em conta um conjunto de pressupostos, a alteração de um ou mais desses pressupostos conduz a resultados e impactes diferentes para os vários agentes do sector, sendo as combinações quase infinitas.

Quanto a cenários de amortização extraordinária da dívida, estes foram apresentados às entidades competentes, nos prazos estipulados e nos termos da legislação em vigor. Tal como se refere na proposta de tarifas, os valores apresentados pela ERSE para a amortização da dívida já são os que resultam das decisões do ministro responsável pela área de energia, que deve, nos termos da Lei, tomar essa decisão até ao dia 20 de Setembro de cada ano.

I/B – COORDENAÇÃO COM A REVISÃO DO RT

A ERSE recebe com apreço os comentários favoráveis do Conselho Tarifário (CT) à proposta de revisão do Regulamento Tarifário (RT). A proposta de revisão do RT foi submetida a parecer do CT antes da proposta de tarifas e preços para 2010.

A ERSE partilha a visão do CT sobre a necessidade de um cenário regulatório estável, tendo as suas propostas extraordinárias de revisão de regulamentação decorrido sempre de circunstâncias excepcionais. A ausência das referidas revisões traduzir-se-ia em prejuízo para o sector eléctrico e em particular para os consumidores e empresas reguladas.

Concorda-se com a proposta do CT. Nestes termos a ERSE procurará, sempre que tal se apresente necessário, proceder à revisão do RT previamente à apresentação da proposta de tarifas. Contudo, opta-se por não estabelecer no RT as datas indicadas pelo CT, na medida em que as mesmas, havendo

a possibilidade de não serem cumpridas, poderiam inviabilizar a apresentação de propostas ao CT, situação que resultaria em prejuízo dos consumidores e/ou empresas reguladas.

I/C – PRESSUPOSTOS DA PROPOSTA

I/C.1 – DADOS PRÉVIOS

1. A ERSE considera importante o documento da “Análise do desempenho das empresas reguladas”. Tendo em conta que actualmente a maior parte das actividades está sujeita a regulação por *price cap/revenue cap*, considerou-se que esta análise deverá servir de ponto de partida para a definição dos parâmetros e da base de custos inicial para um novo período de regulação, permitindo analisar o desempenho das empresas no último período de regulação e avaliar de que forma as metas impostas pelo regulador foram atingidas.

Adicionalmente, e tendo em conta o volume de informação e trabalho associado à elaboração e apreciação da proposta de tarifas, considerou-se oportuno dessincronizar a elaboração deste documento dos restantes documentos que fazem parte da proposta de tarifas, para o ano em curso.

Assim, o documento com a análise do desempenho das empresas no período 2006-2008 encontra-se em elaboração para posteriormente ser disponibilizado ao CT.

2. A ERSE toma boa nota sobre a sugestão do CT de realização de estudos para a determinação do impacto nas tarifas de electricidade da microprodução, de acordo com o enquadramento que lhe é conferido pelo Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro.
3. A ERSE concorda com a necessidade de acompanhar a evolução dos sistemas de incentivo à produção em regime especial. Nesse âmbito, a ERSE tem participado em grupos de trabalho do CEER/ERGEG e do MEDREG. Em Dezembro de 2008, o CEER publicou o estudo “Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in EU” que se encontra disponível em http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Electricity/2008/C08-SDE-05-03_RES%20and%20EE%20support_10-Dec-2008.pdf

Relativamente à produção em regime especial em Portugal, importa referir que a ERSE divulga mensalmente na sua página na internet informação sobre as energias produzidas e os preços médios das diferentes tecnologias de produção

(<http://www.erse.pt/pt/electricidade/factosenumeros/Paginas/DivulgacaoMensaldeInformacaoSobreARE.aspx>)

4. Relativamente ao desfasamento na fixação dos parâmetros, a ERSE concorda que a determinação de parâmetros deveria ocorrer no início do período de regulação. Contudo e, como anteriormente já referido pela ERSE noutras respostas ao CT sobre este assunto, excepcionalmente neste período de regulação e, tendo em conta a natureza de alguns parâmetros, devido à relevância da sua aplicação

deverão ser antecidos de estudos aprofundados para a sua determinação. São disto exemplo, os custos unitários de referência para cálculo dos custos de investimento da REN, a definição de custos eficientes com a descarga, armazenamento e transporte de fuelóleo nas Regiões Autónomas e a definição dos custos eficientes na actividade de comercialização.

Para a elaboração destes estudos recorreu-se a entidades externas de reconhecida credibilidade e independência. Durante o ano de 2009 realizou-se o estudo dos custos unitários de referência para cálculo dos custos de investimento da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte. Os restantes estudos encontram-se em curso. Oportunamente e à medida que estes parâmetros forem determinados, a ERSE irá apresentá-los ao CT para os devidos efeitos.

I/C.2 – VARIÁVEIS MACROECONÓMICAS

A ERSE concorda com o CT quando afirma que a elaboração de previsões “[...] é um exercício de difícil execução em períodos – como nos dias de hoje – de forte perturbação económico-financeira”, designadamente no que concerne a variáveis do sector energético que, a acrescer à instabilidade macroeconómica global, viveu um intenso choque energético em 2008, cujos efeitos em variáveis como o consumo e os preços de energia ainda hoje estão a ser estudados.

Tal como refere o parecer do CT, a diferença entre o valor do consumo previsto nas tarifas de 2009, em 2008, e os valores agora estimados ocorrer em 2009 (que coincidem com os valores previstos para 2010 uma vez que se prevê um crescimento nulo entre 2009 e 2010) é de cerca de 6%. Com efeito, os impactes da recente crise económica e energética fizeram com que as expectativas de crescimento, existentes em 2008, não fossem cumpridas. Refira-se que a previsão da ERSE e o respectivo diferencial face aos valores reais, esteve em linha com a generalidade dos operadores; a EDP, por exemplo, apresentava em 2008 previsões para 2009 que resultam numa diferença face ao agora estimado de 5%.

Para 2010, as previsões da ERSE estão em linha com as da generalidade dos operadores do sector. O nível global de consumo previsto apresenta uma evolução, para o Continente, entre as previsões da EDP e da REN. Ou seja, estima-se um decréscimo de 6% entre o previsto para Tarifas 2009 e o agora estimado para o mesmo ano e a manutenção dos mesmos valores para 2010. Este racional é válido para globalidade do consumo e por nível de tensão¹⁵.

Relativamente à previsão de consumos nas Regiões Autónomas, as quantidades de energia eléctrica utilizadas pela ERSE para cálculo do *price-cap* da actividade de DEE correspondem às previsões

¹⁵ No anexo “Caracterização da procura de energia eléctrica em 2010” da proposta de tarifas para 2010 a repartição do consumo para o ano de 2009, por nível de tensão, no quadro 2.5 da página 12, por lapso, apresentava valores incorrectos. No documento final estes valores encontram-se devidamente corrigidos. Refira-se que a correcção da repartição destes consumos, por nível de tensão, referente ao ano anterior, não tem impactes na evolução tarifária apresentada para 2010.

enviadas pelas empresas, tendo a ERSE considerado essa informação como sendo a que correspondia à melhor informação disponível no momento do cálculo. Os valores constam dos balanços de energia eléctrica enviados pelas empresas no documento “Norma complementar 9”, de 26 de Agosto de 2009 da EDA e no documento “Análise das projecções financeiras da EEM para o período 2009 a 2010”, de 15 de Junho de 2009 da EEM.

A ERSE regista com agrado que *“o CT nada tem a opor aos restantes valores assumidos na presente proposta para as principais variáveis macroeconómicas, recomendando, ainda assim, que a ERSE procure, até ao fecho da sua fixação definitiva das tarifas para 2010, as últimas e melhores projecções disponíveis atendendo ao reconhecido período de crise e volatilidade dos mercados.”*, mantendo as previsões de consumo da proposta e ajustando algumas das outras variáveis em conformidade com os últimos dados disponíveis.

I/D – O DÉFICE E O SUPERÁVIT TARIFÁRIO

Como anteriormente referido e reconhecido pelo CT a elaboração de previsões em períodos de forte perturbação económico-financeira, em particular no que se refere ao comportamento dos mercados de energia, é um exercício difícil.

A existência de desvios acentuados na componente de energia do comercializador de último recurso a reflectir nos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, pode contribuir para um desalinhamento entre o nível da tarifa regulada e o nível de custos no mercado liberalizado, suficiente para prejudicar a sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, contribuindo para uma ineficiente alocação de recursos.

Importa referir que o saldo líquido do efeito das oscilações de preços nos pagamentos efectuados aos produtores de energia, excluindo os efeitos associados com prémios ambientais, apresentados na proposta de Tarifas para 2010 era de 487 milhões de euros. Ao montante de desvios dos custos de energia eléctrica do CUR, referentes aos anos de 2008 e 2009, de 797 milhões de euros há que deduzir os ajustamentos referentes a pagamentos no âmbito dos CAE e dos CMEC para o mesmo período no montante de 310 milhões de euros¹⁶.

Num cenário de acentuados desvios positivos a devolver aos consumidores através da tarifa de Energia observar-se-ia o desnivelamento da tarifa de Último Recurso e o retorno dos consumidores ao mercado regulado com o consequente esvaziamento do mercado livre. Em contrapartida, num cenário de acentuados desvios negativos a pagar pelos consumidores através da tarifa de Energia observar-se-ia o agravamento da tarifa de Último Recurso e o abandono dos consumidores do mercado regulado para o

¹⁶ Conforme demonstrado na figura 3-12 da página 48 do documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros serviços em 2010”.

mercado livre, comprometendo-se a recuperação dos desvios na medida em que seriam sucessivamente repercutidos num universo de consumidores cada vez menor e predominantemente constituído por consumidores domésticos.

Assim, tendo em conta a necessidade de, por um lado, assegurar a sustentabilidade quer do mercado livre quer do mercado regulado e, por outro lado, assegurar a protecção dos interesses económicos dos consumidores, em particular dos consumidores domésticos, na revisão regulamentar apresentada ao CT em Outubro, sem prejuízo do estipulado no Decreto-Lei n.º 165/2008, reconhecem-se na tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores, desvios positivos ou negativos acentuados da tarifa de Energia.

II. ESPECIALIDADE

II/A – REGIÕES AUTÓNOMAS

II/A 1. EFEITOS DA CONVERGÊNCIA

A ERSE reconhece o impacte negativo da situação no equilíbrio económico-financeiro das empresas afectadas e manifesta o interesse de cooperar com as entidades envolvidas, disponibilizando toda a informação necessária para que esta situação seja regularizada.

Conforme já ocorreu em situações semelhantes, os encargos financeiros associados a atrasos na transferência das verbas do Estado para os operadores não são, nos termos do RT, suportados pelos consumidores.

II/B – PROVEITOS PERMITIDOS

A principal diferença entre a forma de regulação por custos aceites e a forma de regulação por *price cap/revenue cap* consiste no modo como se aceitam os custos. Na regulação por custos aceites, os custos são determinados em base anual, tendo em conta as justificações apresentadas pelas empresas reguladas. Na forma de regulação por *price cap/revenue cap* a evolução dos custos é contratada para todo o período de regulação, mediante o estabelecimento de parâmetros, dos quais se destacam a determinação da base de custos e de metas de eficiência.

No início de cada período de regulação, o estabelecimento da base de custos e das respectivas metas de eficiência deve ter em conta as rubricas que estão incluídas no *price cap/revenue cap* e as que são aceites autonomamente. Não é uma boa prática regulatória a alteração destes pressupostos no decurso de um período de regulação.

À semelhança da metodologia utilizada desde o início da regulação na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, apenas são aceites fora do *price cap* custos impostos por via legislativa (governamental ou entidade reguladora) que no início do período de regulação não existiam e cuja ocorrência era impossível prever. Pelo contrário, desvios de previsão ocorrem em todas as rubricas e numa regulação por *price cap/revenue cap* não são ajustados durante o período de regulação.

II/B 1. ACTIVIDADES DE TRANSPORTE E DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Os custos que as empresas reportaram no âmbito do PPDA que excederam o orçamento aprovado pela ERSE não foram considerados nas tarifas, tendo sido avaliados pela ERSE como todos os restantes custos das respectivas empresas.

No caso concreto da REN, a ERSE recebeu uma carta da empresa a expor a situação referida no parecer do CT. Na sequência da análise da carta, a ERSE solicitou esclarecimentos adicionais à REN (reunião ocorrida em 14 de Outubro e através de correios electrónicos de 19 e 23 de Novembro) que ainda não foram prestados pela empresa. A ERSE considera que somente após análise dos elementos complementares solicitados estará em condições de tomar uma decisão sobre a matéria em apreço. Nesta situação, não foi considerado oportuno aceitar a sugestão do CT.

Relativamente ao montante a receber das rendas de congestionamento verifica-se, efectivamente, um decréscimo acentuado do seu valor durante o ano de 2009 relativamente aos valores recebidos em 2008. Contudo prevê-se que o valor continue a exceder os custos do contrato de serviços de sistemas prestado pela central de Tunes.

No que diz respeito aos custos com a tarifa transfronteiriça, o mecanismo provisório que se aplicava desde há alguns anos está em vias de ser alterado e terá aplicação a partir de 2010, pelo que se desconhecendo o seu impacte e à semelhança dos procedimentos dos últimos anos, considera-se o valor real para efeito de ajustamentos com juros de 2 anos.

II/B 2. ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA (DEE)

De acordo com as formas de regulação de cada actividade e com as metodologias adoptadas pela ERSE, no ano antes do início de cada período de regulação, são definidos os parâmetros e o custo com capital a aplicar, de acordo com as estimativas e previsões disponíveis na altura.

Em cada período de regulação tendo em conta a análise do nível de eficiência das empresas reguladas definem-se, em conjunto, os seguintes parâmetros: (i) metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis, (ii) base de custos a considerar e (iii) repartição entre a componente fixa e componente variável.

Não é correcto alterar um destes parâmetros sem equacionar a alteração de outros determinados em simultâneo. Por exemplo, a análise da base de custos e do nível de eficiência exigido não podem ser determinados de forma descontextualizada, sob pena de desvirtuar o esforço de redução de custos considerado para o período de regulação. O mesmo se passa em relação à repartição da componente fixa e variável do *price-cap*.

No exercício das suas funções, e tendo em conta o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, a ERSE monitoriza anualmente a evolução dos proveitos permitidos e a evolução dos custos das empresas com vista à fixação dos parâmetros para o período de regulação seguinte.

A ERSE está ciente que em actividades de capital intensivo, os custos são em boa medida fixos no curto prazo e variáveis no médio e longo prazo. Assim, no que diz respeito à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Portugal continental, a ERSE tem vindo a ajustar a fórmula de regulação, passando de uma metodologia de regulação dependente exclusivamente dos consumos para uma fórmula onde a componente variável tem vindo a perder peso.

Tal como no período 2006/2008, a ERSE definiu para 2009/2011 as seguintes componentes: 35% para componente fixa e 65% para componente variável em redes AT/MT e 45% para componente fixa e 55% para componente variável em redes BT, contudo pelo facto de no período regulatório em curso, a base de custos em BT sujeita ao *price-cap* ter diminuído, uma vez que as rendas de concessão e os custos com os planos de efectivos passarem a ser aceites fora do *price-cap*, a componente variável em BT reduziu-se para 33% e 31%, em 2009 e 2010, respectivamente.

Refira-se que a previsão de consumos para o período de regulação 2009-2011 foi elaborada com base nas previsões enviadas pelas empresas e na informação disponível até Setembro de 2008.

O valor do consumo referido à emissão considerado pela ERSE para o ano de 2009 reflectiu um acréscimo face ao real de 2007 de cerca de 2,4% ao ano, significando que após o abrandamento verificado em 2002, e os acréscimos superiores a 5% ao ano nos anos seguintes, o crescimento do consumo apresentaria de novo nos próximos anos taxas de crescimento mais moderadas. Ao nível dos fornecimentos a clientes finais aceitou-se a previsão da EDP Distribuição por nível de tensão.

As quantidades de energia eléctrica utilizadas pela ERSE para cálculo do *price-cap* da actividade de DEE das Regiões Autónomas correspondem às previsões enviadas pelas empresas, tendo a ERSE considerado essa informação como sendo a que correspondia à melhor informação disponível no momento do cálculo. Os cenários de procura enviados pelas empresas encontram-se justificados no documento “Caracterização da procura e da oferta de energia eléctrica 2009-2013” da EDA e no documento “Cenários de expansão do sistema eléctrico do SEPM 2009-2011” da EEM, ambos enviados em Junho de 2008.

II/B 3. ACTIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO

No que diz respeito ao CUR os resultados negativos resultam essencialmente de 3 parcelas: ajustamentos de dívidas a receber, dívidas incobráveis e custos com aquisição de serviços a empresas do Grupo, nomeadamente à EDP Distribuição e à EDP Soluções Comerciais.

Os proveitos permitidos nesta actividade resultam da aplicação dos parâmetros definidos para o período de regulação, cuja justificação se encontra no documento “Parâmetros de regulação e Custo de capital para o período 2009-2011”, de Dezembro de 2008.

Assim, neste período de regulação aplicou-se um factor de eficiência de 3% ao ano aos custos unitários por consumidor. Este parâmetro foi determinado tendo em conta a meta implícita nos custos unitários enviados pela empresa para o período 2009 a 2011 de 2,1% ao ano, bem como o facto de em 2010 se iniciar um estudo com o objectivo de avaliar os custos incorridos pela EDP Serviço Universal imputados à actividade de Comercialização, nomeadamente na aquisição dos serviços à EDP Soluções Comerciais.

Com base nos resultados deste estudo os parâmetros por nível de tensão, fixados para o período de regulação em curso, poderão ser ajustados em conformidade.

II/C – MERCADO LIVRE (ML)**CICLO DIÁRIO EM NT EM REGIME REGULADO**

De acordo com o que foi referido por altura da revisão do Regulamento Tarifário em 2008, a ERSE concorda com o objectivo de harmonizar as condições de aplicação da tarifa de acesso às redes em MAT, AT e MT, nomeadamente no que diz respeito ao ciclo de contagem aplicável.

No entanto, estando anunciada para breve a extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais nestes segmentos de consumo, considera-se desejável que a harmonização referida aconteça em simultâneo com essa extinção, poupando os clientes a 2 processos de transição num curto período de tempo, com impactes no preço e também nas decisões de consumo.

Adicionalmente, a análise das tarifas para 2010 nestes níveis de tensão, em particular em MT onde este problema tem relevância, revela que a discriminação existente na tarifa de acesso às redes não deverá constituir um obstáculo importante ao funcionamento do mercado livre e à opção dos clientes por comercializadores de mercado.

REGIME DE INTERRUPTIBILIDADE

A ERSE concorda com a urgência de redefinição do regime de interruptibilidade, assegurando a não discriminação entre clientes do mercado liberalizado e clientes do CUR no acesso a este regime. Os Governos de Portugal e de Espanha acordaram, no âmbito da revisão do Acordo de Santiago de Compostela sobre a constituição de um Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), em promover uma harmonização do regime de interruptibilidade aplicável nos dois países¹⁷. Assim, o mecanismo a vigorar no futuro depende das soluções definidas pelos dois governos, tendo em Portugal essa responsabilidade sido atribuída à Direcção Geral de Energia e Geologia.

A ERSE aguarda a definição desse novo regime. Enquanto tal não se verificar, mantêm-se transitoriamente em vigor o actual regime de interruptibilidade nos termos do artigo 274.º do Regulamento de Relações Comerciais, que estabelece que “o regime de interruptibilidade vigente, que foi objecto de prorrogação pelo Despacho da ERSE n.º 25 101-E/2003, de 11 de Dezembro, mantêm-se em vigor enquanto não for aprovado o regime de participação da procura na prestação de serviços de sistema previsto no Artigo 33.º”.

Considera-se que qualquer regime de interruptibilidade, nos termos de legislação a publicar pelo governo, deverá assegurar a não discriminação entre os agentes de mercado e estar aderente aos custos evitados de gestão do sistema. É fundamental que esta aderência seja garantida, dado que estes custos são pagos por todos os consumidores de energia eléctrica.

II/D – QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE aceita a crítica relativa à data tardia de envio do Relatório da Qualidade de Serviço de 2008 ao Conselho Tarifário. No futuro serão desenvolvidos todos os esforços para publicar o Relatório da Qualidade de Serviço durante o mês de Setembro, de modo a proceder à sua divulgação pública em antecipação ao processo de fixação de tarifas.

A divulgação do estudo de avaliação da satisfação dos clientes de energia eléctrica será efectuada conjuntamente com os resultados de outras acções desenvolvidas pela ERSE durante o ano de 2009 no âmbito da qualidade de serviço e da verificação do cumprimento dos regulamentos, designadamente os resultados das acções de cliente mistério, inspecções aos registos de reclamações das empresas reguladas e auditorias aos sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço.

¹⁷ Esta decisão integra a Resolução da Assembleia da República n.º 17/2009, de 23 de Março, que aprova o Acordo que revê o Acordo entre Portugal e Espanha sobre a constituição de um Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), assinado em Braga em 18 de Janeiro de 2008.

II/E – PREÇOS DOS SERVIÇOS

Os valores publicados pela ERSE não correspondem aos preços a praticar pelos operadores de redes, mas sim ao tecto máximo que é possível cobrar aos clientes pela realização de uma monitorização da onda de tensão efectuada na sequência de uma reclamação do cliente e se venha a verificar que os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao cliente. O valor a pagar pelo cliente por uma monitorização da onda de tensão é o custo que efectivamente se verificar com a monitorização em causa, tendo como limite máximo o valor aprovado pela ERSE.

Atendendo à natureza dos valores aprovados pela ERSE, considera-se adequado manter a metodologia que tem vindo a ser seguida em anos anteriores, assegurando assim a coerência da série temporal de valores e evitando variações bruscas nos valores limite.

Sobre esta matéria importa ainda esclarecer que o número de vezes que as acções de monitorização são cobradas aos clientes é muito reduzido, verificando-se que nos últimos três anos não foi cobrada aos clientes qualquer monitorização ao abrigo do artigo 46.º do RQS.

II/F – CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)**II/F 1. PRE-FENR (CO-GERAÇÃO)**

Relativamente a esta matéria, informa-se o CT que a Directiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro de 2004, se encontra em fase de transposição pelo Governo.

II/F 2. TARIFA SOCIAL

A ERSE partilha da visão do CT, considerando que a protecção dos consumidores mais vulneráveis deve assumir a maior relevância na agenda dos decisores políticos e da sociedade em geral, configurando-se, actualmente, como um desafio que se apresenta à regulação do sector da energia eléctrica, em particular num contexto de crise energética (crise de suficiência, de preço e de sustentabilidade), muito especialmente no que diz respeito ao acesso a um serviço público considerado essencial.

O novo quadro legal energético europeu, consagrado no 3.º Pacote para a energia, através da Directiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho de 2009, prevê que os estados membros adoptem uma definição de “pobreza energética” e desenvolvam medidas de coesão económica e social.

Neste contexto, importa adoptar medidas concretas de protecção dos consumidores economicamente mais vulneráveis, em linha com as referidas directivas. A garantia de acesso a um serviço público

essencial por todos os cidadãos deve assentar quer em princípios orientadores das práticas comerciais e das condições técnicas do serviço prestado, quer na envolvente social e económica do problema. Esta garantia de acesso pode e deve envolver diversos actores de áreas distintas e com diversas responsabilidades legais e institucionais.

Esta matéria é da competência do Governo, contudo a ERSE dará o seu contributo efectuando uma reflexão alargada sobre a aplicação de tarifas sociais e o conceito de consumidor "economicamente mais vulnerável", que deverá ser baseado num critério de pobreza em linha com critérios já adoptados pelo Ministério da Segurança Social, e concretizar as formas de melhor garantir o acesso destes consumidores ao serviço de fornecimento de energia eléctrica.

A abrangência das medidas de protecção dos consumidores pode ser grande, tendo-se por exemplo na área das disposições de natureza comercial: informação dedicada, formas de contacto e de pagamento diferenciadas, assistência na gestão dos encargos familiares, especial protecção contra variações bruscas de preços, tipo de serviços orientados, ajuda e informação na área da utilização racional de energia e de soluções mais eficientes, não interrupção no período de Inverno, entre outras.

II/G – TARIFA BI-HORÁRIA

O CT analisou os preços da opção bi-horária da tarifa de Venda a Clientes Finais da proposta de tarifas para 2010 e sublinhou a promoção acentuada da tarifa bi-horária face à tarifa simples, decorrente da proposta.

Esta promoção acentuada justificava considerar que os novos contratos no mercado regulado seriam feitos na opção tarifária bi-horária, fomentando-se uma gestão de carga mais eficaz e promovendo-se a transferência de consumos do período fora de vazio para o período de vazio, com benefícios para o sector eléctrico e, conseqüentemente, para todos os consumidores. Esta situação foi considerada na proposta da ERSE.

Importa esclarecer o CT que, presentemente, os clientes que consomem cerca de 20% da sua energia no período de vazio já têm vantagem em aderir à tarifa bi-horária. Assim, considera-se que uma parte substancial dos consumidores está nestas circunstâncias.

Apesar disso, o CT considera que existe um potencial risco de os actuais clientes em tarifa simples migrarem de forma acentuada para a opção bi-horária, situação que poderia acarretar a substituição de contadores, de implementação difícil no curto prazo.

Assim, dando-se acolhimento ao comentário do CT, a ERSE efectuou modificações no processo de convergência para tarifas aditivas, permitindo um maior crescimento dos preços de energia das tarifas bi-horária e tri-horária, ficando estes mais alinhados com os preços aditivos. Neste novo contexto, mantém-

se a posição relativa da tarifa bi-horária face à tarifa simples mais próxima da que se registava com as tarifas de 2009.

Em coerência com a decisão tomada, manteve-se o cenário de procura considerado aquando da proposta de tarifas para 2010.

II/H – ADAPTAÇÃO DOS CONTADORES BI-HORÁRIOS

De acordo com a informação enviada pela EDP Distribuição¹⁸ até finais de Julho a empresa procedeu à adequação de cerca de 50 000 contadores. A campanha de adequação iniciou-se a 1 de Outubro de 2009 e deverá terminar no último fim-de-semana de Março de 2010.

A posição da ERSE relativamente à aplicação da Lei 12/2008 consta do comunicado de 23 de Maio de 2008. Assim, os custos relativos ao equipamento de medição de energia eléctrica não são aceites para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos. Os restantes custos, mão-de-obra e fornecimentos e serviços externos, uma vez que não foram considerados na base de custos e resultam de uma alteração regulamentar, serão analisados e aceites em base anual fora do *price cap*.

¹⁸ Carta 152/09/CA, de 30 de Setembro de 2009.